

Erkki Tervonen

**TUULIVOIMALAITOSTEN SIMULOINTI-
VAATIMUKSET JA PÄTÖTEHOHÄVIÖI-
DEN MERKITYS VOIMALAITOSTEN SI-
SÄVERKON KUSTANNUSLASKEN-
NASSA**

Esimerkkitarkastelu 33 ja 66 kV:n jännitetasoilla

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Professori Sami Repo
Professori Pertti Järventausta
Maaliskuu 2023

TIIVISTELMÄ

Erkki Tervonen: Tuulivoimalaitosten simulointivaatimukset ja pätötehohäviöiden merkitys voimalaitosten sisäverkon kustannuslaskennassa – Esimerkkitarkastelu 33 ja 66 kV:n jännitetasoilla

Diplomityö

Tampereen yliopisto

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Maaliskuu 2023

Tämän työn tarkoituksena oli selvittää tämänhetkisiä tuulivoimalaitosten simulointiin liittyviä vaatimuksia ja ohjelmistoja, joilla simuloinnit voidaan tehdä. Lisäksi tarkoituksena oli tarkastella kuvitteellisen tuulivoimalaitoksen verkkovaihtoehtojen keskinäistä kannattavuutta ja voimalaitoksen pätötehohäviöiden vaikutusta kokonaiskustannuksiin eri kaapelikoilla.

Suomessa tuulivoimalaitosten simulointiin liittyviä vaatimuksia asettaa pääasiassa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj. Fingridin vaatimusdokumentissa ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset” asetetaan vaatimukset kantaverkkoon liitettäville voimalaitoksille. Dokumentissa on esitetty simulointivaatimukset, jotka käsittävät mallinnusvaatimukset, loistehokapasiteetti-, lähivika-kestoisuus- ja jännitteensäädön askelvastelaskelman, sekä tapauskohtaiset erityistarkasteluvaatimukset. Mallinnusvaatimusten mukaan Fingridille on toimitettava tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkalaskennassa käytetyt aggregoidut laskentamallit. Suomessa tuulivoimalaitosten simuloinnissa tarvittavat ohjelmat ovat PSS®E ja alisynkronista vuorovaikutusta koskevissa erityistarkasteluissa PSCAD. Laskentamallit on toimitettava PSS®E-yhteensopivina, tai IEC- tai IEEE-standardien mukaisina lohko-kaaviomalleina ja parametreina. Fingrid on julkaissut myös erillisen ohjeen toimitettavista PSS®E- ja PSCAD-laskentamalleista. Muilla laskentaohjelmilla toteutetut staattiset tehonjako- ja vikavirtalaskentamallit on yleensä mahdollista muuntaa PSS®E:lle sopivaan muotoon. Muilla laskentaohjelmilla toteutettuja dynamiikkalaskentamalleja on vaikea muuntaa automaattisesti PSS®E:lle sopivaan muotoon, joten niiden sijaan on mahdollista toimittaa em. standardien mukaiset lohko-kaaviomallit.

Tässä työssä tarkasteltiin myös kuvitteellisen tuulivoimalaitoksen eri verkkovaihtoehtojen kannattavuutta. Tarkastelua varten luotujen verkkovaihtoehtojen jännitetasot tuulivoimalaitoksen sisäisessä kaapeliverkossa olivat 33 kV ja 66 kV. Verkkovaihtoehtojen mallit luotiin PowerFactory-ohjelmistolla. Kullekin verkkovaihtoehdolle laskettiin vuosittaiset pätötehohäviöt PowerFactoryn Power Park Energy Analysis -työkalua käyttäen. Laskettuja pätötehohäviöitä käytettiin häviökustannusten laskennassa. Pätötehohäviöistä suurin osa, noin 90 %, syntyi voimalaitoksen muuntajissa. Verkkovaihtoehtojen lisäksi työssä vertailtiin kuormitettavuuden perusteella mitoitettujen ja yhtä kokoa suurempien kaapelien käytön kannattavuutta. Vertailun kokonaiskustannuksina käytettiin investointikustannusten ja nykyarvomenetelmällä diskontattujen voimalaitoksen pitoajan häviökustannusten summaa. Kokonaiskustannuksista noin 40 % koostui häviökustannuksista.

Tämän työn verkkovaihtoehdoista kannattavin oli 33 kV JK1, joskin todellisuudessa kannattavin voisi olla jonkinlainen verkkovaihtoehtojen yhdistelmä. Työssä tehdyn laskentatarkastelun perusteella 66 kV:n jännitetaso oli selkeästi kallein. 66 kV:n vaihtoehdon kustannukset olivat noin 20 % suuremmat kuin vaihtoehdon 33 kV JK1 kustannukset. Muiden verkkovaihtoehtojen väliset erot kokonaiskustannuksissa olivat korkeintaan noin 2 %. Työssä mitoitettujen kaapelien sijaan työn voimalaitoksen ketjutetuissa verkkovaihtoehdoissa on todennäköisesti kannattavampaa käyttää yhtä kokoa paksumpia kaapeleita. Mitoitettuja kaapeleita suositellaan käytettäväksi jako-kaapilla yhdistetyissä verkkovaihtoehdoissa. 66 kV:n jännitetason, verkkovaihtoehtojen ja paksumpien kaapelien lopullinen kannattavuus riippuu mm. kaapelien ja muiden laitteiden todellisista hinnoista, investointien korkoprosentista, sähkön hinnasta ja voimalaitoksen verkkotopologiasta. Lisäksi eri jännitetasoja käyttäviä vaihtoehtoja verrattaessa kannattavuuteen tai toteutuskelpoisuuteen voi vaikuttaa ainakin tarvittavan loistehon kompensointiratkaisun hinta sekä komponenttien saatavuus.

Avainsanat: 66 kV, 33 kV, tuulivoimalaitos, tuulipuisto, verkkoliityntä, Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset, simulointi, pätötehohäviöt, kustannuslaskenta, sisäverkko, sisäinen sähköverkko, kaapeliverkko

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Erkki Tervonen: Simulation Requirements of Wind Power Plants and Importance of Energy Losses in Cost Calculation of Wind Power Plant Internal Networks – An Example Review at Voltage Levels 33 and 66 kV

Master of Science Thesis

Tampere University

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

March 2023

The purpose of this thesis was to find out the current requirements related to the simulation of wind power plants (WPPs) and the software options able to do the simulations. In addition, the purpose was to examine the economic viability between different network options of an imaginary WPP and the effect of the WPP's energy losses on total costs with different cable sizes.

In Finland, requirements related to the simulation of WPPs are mainly set by the transmission system operator Fingrid Oyj. Fingrid's requirements document "Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset" sets the requirements for power plants connected to the transmission network. In the document the simulation requirements, which include the modeling requirements, reactive power capability and fault ride through calculations and step response calculation of voltage control, as well as case-specific special study requirements, are presented. According to the modeling requirements, the aggregated calculation models used in the load flow, fault current and dynamic calculations must be delivered to Fingrid. The software needed for the simulation of WPPs are PSS@E and, for special studies concerning subsynchronous oscillation, PSCAD. The calculation models must be delivered as PSS@E compatible, or as block diagram models and parameters according to IEC or IEEE standards. Fingrid has also published separate instructions on the PSS@E and PSCAD models to be delivered. It's usually possible to convert the static load flow and fault current calculation models implemented with other simulation software into a format suitable for PSS@E. Dynamic calculation models implemented with other simulation software are difficult to convert automatically into a format suitable for PSS@E, so it's possible to deliver block diagram models according to the above standards instead.

The economic viability of different network options of an imaginary WPP, were also examined. Network options created for the comparison used 33 kV and 66 kV voltage levels in the WPP's internal cable network. The cables were chosen to have sufficient current capacity. The models of the network options were implemented in PowerFactory software. Annual energy losses were calculated for each network option using PowerFactory's Power Park Energy Analysis tool. Most of the energy losses, about 90 %, occurred in the transformers of the WPP. In addition to the network options, the economic viability of using cables chosen in this thesis and cables one size larger than those, were compared. The sum of investment costs and the energy loss costs of the WPP's lifetime discounted using present value method was used as the total cost of the network options in the comparison. About 40 % of the total costs consisted of the energy loss costs.

The most economically viable of the network options of this thesis was 33 kV JK1, although in reality the most viable could be some kind of combination of the network options. Based on the calculations performed in the work, the 66 kV voltage level was clearly the most expensive. The costs of the 66 kV option were about 20 % higher than the costs of the option 33 kV JK1. The differences in total costs between the other network options were at most about 2 %. In the chained network options of the WPP of the thesis it is probably more viable to use cables that are one size larger than those originally chosen. The chosen cables are recommended to be used in the network options connected with a distribution cabinet. Eventually the economic viability of the 66 kV voltage level, network options and thicker cables depends on e.g. the real prices of cables and other equipment, the interest rate of investments, the price of electricity and the network topology of the power plant. In addition, when comparing alternatives using different voltage levels, the price of the necessary reactive power compensation solution and the availability of components can affect economic or general viability.

Keywords: 66 kV, 33 kV, wind power plant, wind farm, grid connection, grid code, simulation, energy losses, cost calculation, internal network, internal electrical network, cable network

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

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin toimeksiantona Despro Engineering Oy:lle. Tahdon kiittää Desproa aiheen ja mahdollisuuden tarjoamisesta. Kiitokset erityisesti Iko Järnbergille, joka toimi työn ohjaajana Desprolla, sekä Sanna Uskille neuvoista simulointeihin ja PowerFactoryn käyttöön liittyen. Kiitokset myös professori Pertti Järventaustalle työn tarkastamisesta ja professori Sami Repolle työn tarkastamisesta ja työn aikaisista kommentteista ja kehitysehdotuksista.

Haasteista huolimatta työ saatiin valmiiksi. Haluan kiittää kaikkia osapuolia joustavuudesta ja kärsivällisyydestä työn aikana. Tahdon kiittää myös Tampereen yliopistoa lisäajan myöntämisestä, jota ilman tätä työtä ei olisi saatu valmiiksi. Ennen kaikkea kiitokset perheelleni, ystäväilleni ja avopuolisolleni Anniinalle, jotka kannustivat ja kirittivät minua työn tekemisessä.

Tampereella, 31.3.2023

Erkki Tervonen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
1.1 Taustaa	1
1.2 Työn tavoite	1
1.3 Työn rajaus ja tutkimuskysymykset	2
1.4 Työn sisältö	3
2. TUULIVOIMALAITOKSEN RAKENNE	4
2.1 Liittymisjohto ja sähköverkkoon liittyminen	4
2.2 Tuulivoimalat	6
2.2.1 Tuulivoimalatyypit	7
2.2.2 Tuulivoimaloiden loistehokapasiteetti	8
2.2.3 Tuulivoimaloiden dynaamiset standardimallit	9
2.3 Sähköasema ja muut tuulivoimalaitoksen komponentit	10
2.3.1 Muuntajat ja jännitetasot	10
2.3.2 Kaapelit	10
2.3.3 Kytkinlaitteistot ja jakokaapit	11
2.3.4 Loistehon kompensointilaitteet	11
2.4 Verkkotopologiat	12
2.4.1 Topologiat yleisesti	12
2.4.2 Verkkotopologiat ja niiden komponentit Suomessa	14
3. SIMULOINTIIN LIITTYVÄT VAATIMUKSET JA TARPEET SEKÄ SIMULOINTIOHJELMAT	17
3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset	17
3.1.1 Mallinnusvaatimukset	18
3.1.2 Lähivikakestoisuus	19
3.1.3 Loistehokapasiteetti	19
3.1.4 Jännitteen ja loistehon säätö	22
3.1.5 Loissähköikkuna	23
3.1.6 Alisynkroninen vuorovaikutus	24
3.2 Rakennuttajan simulointitarpeet	25
3.3 Simulointiohjelmat	26
3.3.1 PowerFactory ja Neplan	26
3.3.2 PSS®E	26
3.3.3 PSCAD	26
3.3.4 PowerFactoryn ja Neplanin vertailu	27
3.3.5 Ohjelmien yhteensopivuus ja tuulivoimaloiden dynaamisten mallien käyttö	27
3.3.6 Tuulivoimalaitosten simuloinnissa tarvittavat ohjelman ominaisuudet	28
4. TUULIVOIMALAITOKSEN VERKON MALLINTAMINEN OHJELMISTOLLA	29
4.1 Voimalaitoksen rakenne	29
4.2 Voimalaitoksen verkkovaihtoehdot	30
4.3 Voimalaitoksen komponenttien mallintaminen	35

4.3.1 Kaapelit.....	35
4.3.2 Muuntajat.....	36
4.3.3 Puistosäätäjä	36
4.4 Voimalaitoksen kaapelien mitoitus	37
5.VOIMALAITOKSEN VERKKOVAIHTOEHTOJEN KUSTANNUSLASKENTA.....	42
5.1 Häviölaskenta	42
5.2 Voimalaitoksen vertailtavat investointikustannukset	45
5.3 Verkkovaihtoehtojen vertailtavat kokonaiskustannukset.....	49
5.3.1 Kaapelikoon vertailu.....	51
5.3.2 Kaapelikoon herkkyyssanalyysi	53
5.3.3 Verkkovaihtoehtojen vertailu	56
5.3.4 Verkkovaihtoehtojen herkkyyssanalyysi.....	56
6.POHDINTA JA VIRHEIDEN ARVIOINTI	63
7.YHTEENVETO.....	66
7.1 Jatkokehitysehdotukset.....	68
LÄHTEET	69
LIITE A: LOISTEHOKAPASITEETTIVAATIMUKSEN VAIHTOEHTOINEN TARKASTELUPISTE	
LIITE B: TUULIVOIMALAITOKSEN VERKKOVAIHTOEHTOJEN MALLIT	
LIITE C: POWER PARK ENERGY ANALYSIS -RAPORTIT	
LIITE D: ENERGIAVIRASTON YKSIKKÖHINNAT 20 KV:N VERKKOKOMPONENTEILLE	
LIITE E: VERKKOVAIHTOEHTOJEN VERTAILTAVIEN INVESTOINTIKUSTANNUSTEN MUODOSTUMINEN	
LIITE F: KAAPELIKOON HERKKYYSANALYYSIN KUVAAJIEN DATA	
LIITE G: VERKKOVAIHTOEHTOJEN HERKKYYSANALYYSIN KUVAAJIEN DATA	

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AC	alternating current, vaihtovirta
DC	direct current, tasavirta
DFIG	doubly fed induction generator, kaksoissyötetty epätahtigeneraattori
EMT	electromagnetic transient, sähkömagneettinen transienti
ESCR	equivalent short circuit ratio, ekvivalenttinen oikosulkusuhte
IEC	International Electrotechnical Commission, kansainvälinen sähkötekniikan standardointiorganisaatio
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, kansainvälinen tekniikan alan järjestö
LCOE	Levelized Cost of Energy, energian tuotantokustannus koko elinkaari huomioituna
NPV	net present value, nettonykyarvo
PPA	power purchase agreement, sähkön tuottajan kanssa tehty pitkäaikainen sähkönostosopimus
PPEA	Power Park Energy Analysis, DlgSILENT PowerFactory -ohjelman tuulivoimalaitosten tuotannon laskentatyökalu
SCR	short circuit ratio, oikosulkusuhte
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset
WECC	Western Electricity Coordinating Council, pohjoisamerikkalainen standardointi- ja sähköjärjestelmän luotettavuutta edistävä organisaatio
YLE	Yleiset liittymisehdot
a_n	jaksollisten maksujen nykyarvotekijä
A_j	johtimen pinta-ala
C	kaapelin kapasitanssi
E_h	pätötehohäviöt
$ESCR_{HV}$	yläjännitepuolelta laskettava ekvivalenttinen oikosulkusuhte
$ESCR_{MV}$	keskijännitepuolelta laskettava ekvivalenttinen oikosulkusuhte
i	laskentakorkokanta
k	Weibull-jakauman muotokerroin
K_E	sähkön hinta
K_h	vuosittaiset häviökustannukset
K_i	vertailtavat investointikustannukset
K_{tot}	vertailtavat kokonaiskustannukset
K_{TR}	Voimalamuuntajan hinta
K_{SG}	Sähköaseman kojeiston syöttökentän hinta
$K_{SG,WT}$	Voimalan kojeiston hinta
l	Fingridin loissähköikkunan mukainen loissähkön antoraja tuotannolle pätötehon ollessa alle P_{min}
L	kaapelin induktanssi
n	investoinnin pitoaika
P_0	muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
P_k	muuntajan kuormitushäviöt
$P_{loss,avg}$	yksittäisen kaapelin vikaantumisen seurauksena menetetty keskimääräinen teho
P_{max}	voimalaitoksen mitoitusteho
P_{min}	voimalaitoksen minimito
Q_G	Fingridin loissähköikkunan mukainen loissähkön ottoraja tuotannolle
Q_{G1}	Fingridin loissähköikkunan mukainen loissähkön antoraja tuotannolle pätötehon ollessa yli P_{min}
Q_n	voimalaitoksen mitoitustoisto

R_{AC}	kaapelin vaihtovirtaresistanssi
R_{DC}	kaapelin tasavirtaresistanssi
r_k	muuntajan oikosulkuresistanssi
S_n	muuntajan nimellinen näennäisteho
$\tan \delta$	häviökerroin
U_n	kojeiston nimellisjännite
X	kaapelin reaktanssi
x_k	muuntajan oikosulkureaktanssi

1. JOHDANTO

1.1 Taustaa

Tuulivoima on voimakkaasti kasvava energiantuotantomuoto. Tuulivoima ei enää ole marginaalinen tuotantomuoto Suomessakaan, sillä sen osuus Suomessa tuotetusta energiasta oli esimerkiksi vuonna 2021 noin 12 % [1]. Asennettu tuulivoimakapasiteetti Suomessa oli vuoden 2022 lopussa 5 677 MW [2]. Suomessa tuulivoimalaitoksia rakennetaan jatkuvasti lisää, ja itse tuulivoimaloiden ohella voimalaitoskoko vaikuttaa kasvavan [2–5]. Tuulivoimaa on rakenteilla muutama tuhat MW ja suunnittelun eri vaiheissa yhteensä yli 60 000 MW, joskin suuri osa näistä jää luultavasti toteutumatta [6,7]. On kuitenkin selvää, että tuulivoiman vaikutukset sähköjärjestelmään ovat yhä suuremmat ja voimalaitosten järjestelmään liittämiseen on kiinnitettävä entistä enemmän huomiota.

Järjestelmävastaavana kantaverkonhaltijana Fingrid Oyj (jäljempänä Fingrid) on vastuussa Suomen sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta. Järjestelmävastuun perusteella Fingrid onkin asettanut ehtoja ja vaatimuksia verkkoon liittymiselle. Tarvittaessa Fingrid voi rajoittaa liittynnän tai voimalaitoksen toimintaa, mikäli nämä vaatimukset eivät toteudu. [8] Fingridin verkkosivuilla on julkaistu vaatimusedokumentit voimalaitoksille, kulutukselle ja sähkövarastoille, verkkoliittynnän yleiset periaatteet määrittelevät Yleiset liittymisehdot (YLE) sekä muuta materiaalia verkkoon liittymistä koskien. Näistä oleellisin tämän työn kannalta on Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV). Fingrid päivittää em. dokumentteja muutaman vuoden välein. Nyt alkuvuodesta 2023 voimassa ovat Yleiset liittymisehdot YLE2021 ja Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018 [9,10].

1.2 Työn tavoite

Tämä työ toteutetaan toimeksiantona Despro Engineering Oy:lle. Työn tavoitteena on perehtyä tuulivoimalaitosten mallintamiseen verkostolaskentaohjelmalla ja tutustua tuulivoimalaitosten simulointiin yleisellä tasolla. Työssä luodaan katsaus ajantasaisimpaan tietoon simulointivaatimuksista ja -ohjeista, sillä nämä päivittyvät ja täydentyvät jatkuvasti, kuten tämänkin työn aikana on käynyt. Simulointivaatimusten lisäksi tavoitteena

on selvittää simuloiteihin liittyviä asiakastarpeita, simulointiohjelmia ja muita simuloiteihin mahdollisesti liittyviä ja niissä huomioitavia asioita. Näin saadaan käsitys siitä, minkä tyyppisiä simuloiteja ja laskentaa tuulivoimalaitoksiin liittyy.

Työn käytännön osuuden tavoitteena on saada käsitys eri kaapelikokojen ja verkkotopologioiden vaikutuksista voimalaitosten sisäisen sähköverkon päätotehohäviöihin ja edelleen kokonaiskustannuksiin. Näihin liittyen tavoitteena on myös saada käsitys siitä, kuinka voimalaitoksen sisäisen keskijänniteverkon kaapelit kannattaa valita, sekä siitä, onko 66 kV:n jännitetason käyttö tuulivoimalaitosten sisäisissä kaapeliverkoissa taloudellisesti kannattavaa.

1.3 Työn rajausta ja tutkimuskysymykset

Tuulivoimalaitosten sähköverkon simuloinnille on paljon kysyntää tuulivoiman ollessa voimakkaasti kasvava energiantuotantomuoto. Työ rajautuukin nimenomaan tuulivoimalaitosten verkon simuloinnin ja sen vaatimusten tarkasteluun. Simulointiliiketoimintaa on mahdollista laajentaa myöhemmin muuallekin kuin tuulivoiman pariin.

Simulointien tavoitteena on varmistaa, että tuulivoimalaitoksen sähköverkko toteuttaa voimalaitoksen rakennuttajan sille asettamat odotukset ja kantaverkkoyhtiö Fingridin laatimat Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset sekä liittymispisteen verkonhaltijan (jos muu kuin Fingrid) vaatimukset. Vaihtoehtoisten verkkotopologioiden kannattavuuden tarkastelu ja tuulivoimalaitoksen kaapelien valinta rajataan työn käytännön osuudessa tehtävään laskentatarkasteluun kuvitteellisessa tuulivoimalaitoksessa. Verkon simulointiin, verkkotopologioiden ja 66 kV:n jännitetason kannattavuuteen, sekä kaapelien valintaan liittyen on tärkeää vastata seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

- Mitkä ovat simuloinnin kannalta oleellimmat vaatimukset?
- Mitä laskelmia ko. vaatimusten perusteella on tehtävä?
- Millä ohjelmistoilla VJV2018-simuloinnit voidaan toteuttaa?
- Miten tuulivoimalaitoksen verkko mallinnetaan?
- Miten tuulivoimalaitoksen kaapelit kannattaa valita?
- Kuinka suuret kustannukset 66 kV:n jännitetasolla on suhteessa 33 kV:n jännitetasoon?
- Millaiset verkkoratkaisut ovat kannattavimpia?

1.4 Työn sisältö

Luvussa 2 käsitellään tuulivoimalaitoksen rakennetta, komponentteja ja sen sisäisen keskijänniteverkon topologioita. Luvussa 3 perehdytään simulointiin liittyviin vaatimuksiin ja toisaalta tuulivoimalaitoksen rakennuttajan simulointitarpeisiin sekä tutustutaan ohjelmistoihin, joita tuulivoimalaitosten simuloinneissa tyypillisesti käytetään. Myös tuulivoimalaitosten simuloinneissa tarvittaviin ohjelmien ominaisuuksiin ja ohjelmien yhteensopivuuteen luodaan katsaus. Luvussa 4 tutustutaan tuulivoimalaitoksen mallintamiseen laskentaohjelmalla ja esitetään kannattavuustarkasteluissa käytettävät verkkovaihtoehdot kuvitteellisen tuulivoimalaitoksen sisäverkolle sekä luodaan verkkomallit näille. Luvussa 5 lasketaan pätötehohäviöt ja investointikustannukset voimalaitoksen verkkovaihtoehdoille ja tarkastellaan eri verkkovaihtoehtojen ja kaapelikokojen keskinäistä kannattavuutta. Luvussa tehdään myös herkkyyshanalyysi tärkeimmillä muuttujilla eri kaapelikokojen ja verkkovaihtoehtojen kannattavuudesta, jotta saadaan käsitys mahdollisesta virheestä ja kattavampi näkemys verkkovaihtoehtojen ja kaapelikokojen kannattavuudesta eri tilanteissa. Luvussa 6 pohditaan muita virhelähteitä ja joitakin työssä tehtyjä havaintoja yleisesti. Lopuksi luvussa 7 kootaan yhteen tärkeimmät simulointivaatimukset ja simulointiohjelmiin liittyvät asiat sekä kustannuslaskennan tulokset. Lopussa esitetään myös jatkokehitysehdotukset.

2. TUULIVOIMALAITOKSEN RAKENNE

Tuulivoimalaitos (käytetään myös nimitystä tuulivoimapuisto tai tuulipuisto) koostuu tuulivoimaloista, huoltoteistä, voimalaitoksen sisäisestä keskijänniteverkosta, sähköasemasta sekä kantaverkkoon tai suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittymistä varten mahdollisesti rakennettavasta liittymisjohdosta. Tuulivoimalaitoksen sisäverkosta puhuttaessa tarkoitetaan sillä tässä työssä tuulivoimalaitoksen sisäistä keskijänniteverkkoa. Verkon rakenne on oleellista tuntea ainakin siltä osin kuin sitä simuloinnissa mallinnetaan.

Tuulivoimalaitoksen liittymispiste sijaitsee Fingridin tai jakeluverkon haltijan johdolla tai sähköasemalla. Tästä syystä myös tuulivoimalaitoksen sähköaseman ja liittymispisteen välinen liittymisjohto on mallinnettava simuloinneissa. Vaikka varsinaista liittymisjohtoa ei olisikaan, on voimalaitoksen päämuuntaja mallinnettava myös 110 kV:n voimajohtoliitynnässä, sillä liittymispiste on yleensä yläjännitepuolella.

Tuulivoimalaitoksen rakenne käydään läpi siten, että aluksi luvussa 2.1 kerrotaan voimalaitoksen liittymisjohdosta ja sähköverkkoon liittymisestä. Tämän jälkeen luvussa 2.2 tutustutaan tuulivoimaloihin yleisesti, tuulivoimalatyyppeihin ja niiden ominaisuuksiin, kuten loistehokapasiteettiin, sekä tuulivoimaloiden dynaamiseen mallintamiseen liittyviin standardeihin. Luvussa 2.3 tutustutaan lyhyesti tuulivoimalaitoksen sähköasemaan ja sisäverkon komponentteihin. Luvussa 2.4 tutustutaan vielä tuulivoimalaitoksen sisäverkoissa käytettäviin topologioihin sekä lyhyesti niiden ominaisuuksiin.

2.1 Liittymisjohto ja sähköverkkoon liittyminen

Tuulivoimalaitos liittyy kantaverkkoon tai (suurjännitteiseen) jakeluverkkoon suoraan tai liittymisjohdolla. Liittymisjohdon tekniikka ja jännitetaso ovat voimalaitoskohtaisia ja riippuvat mm. voimalaitoksen tehosta ja sen etäisyydestä liityttävään sähköverkkoon. Liittymisjohdolla käytetty tekniikka voi olla vaihtovirta (AC) tai tasavirta (DC). Tyypillinen liittymisjohto on suurjännitteinen (Suomessa 110 kV) AC-johto. Maalla käytetään usein ilmajohtoa ja joskus kaapelia, mutta merellä kaapeli on käytännössä ainoa vaihtoehto. DC-liittymisjohdon käyttö tulee kysymykseen lähinnä suurissa merituulivoimalaitoksissa, joissa tehot ovat maatuulivoimalaitoksia useita kertoja suurempia ja siirtoetäisyydet mantereelle pitkiä. DC-liittymisjohtoja ei tällä hetkellä ole käytössä Suomessa, joten jatkossa

liittymisjohdosta puhuttaessa tarkoitetaan sillä nimenomaan AC-liittymisjohtoa. Tuulivoimalaitosten liittymisjohdoista ja verkkoon liittämisestä on kerrottu tarkemmin esimerkiksi kirjassa Wind Energy Handbook. [11]

Fingrid laskuttaa kantaverkkoon liittyjää liittymispisteen loissähkön tuotannosta ja kuluksista loissähköikkunan mukaisesti. Liittymisjohdon vaikutusta liittymispisteen loistehoon ei huomioida, mikäli energiamittaus on Fingridin verkkoon liittyjän omalla sähköasemalla. [12] Liittymisjohdon loisteho ei myöskään vaikuta Fingridin verkkoon liittyvältä voimalaitokselta vaadittavaan loistehokapasiteettiin, jos loistehokapasiteetin täyttymistä päätetään tarkastella voimalaitoksen päämuuntajan yläjännitepuolen navoissa (ks. luku 3.1.3). Tällöin loistehosta voidaan kuitenkin laskuttaa loissähköikkunan mukaisesti. Loissähköikkunasta kerrotaan lisää luvussa 3.1.5.

Kevyesti kuormitettu pitkä liittymisjohto tuottaa merkittävästi loistehoa. Tätä voidaan em. seikoista huolimatta joutua kompensoimaan. Haaste on kaapelia käytettäessä suurempi, sillä kaapeli tuottaa ilmajohtoa moninkertaisesti enemmän loistehoa suuremman kapasitanssinsa vuoksi. Liittymisjohdon tuottamaa loistehoa voidaan kompensoida esim. reaktoreilla liittymispisteessä tai lisäämällä voimalaitoksen loistehon kulutusta. Tuulivoimalaitoksen induktiivinen loistehokapasiteetti on yleensä luontaisesti hyvä, sillä voimaloissa käytetään usein induktiogeneraattoreita. Lisäksi voimaloiden suuntaajat mahdollistavat loistehon laajan säädön. Tuulivoimaloiden loistehokapasiteetista on kerrottu tarkemmin luvussa 2.2.2.

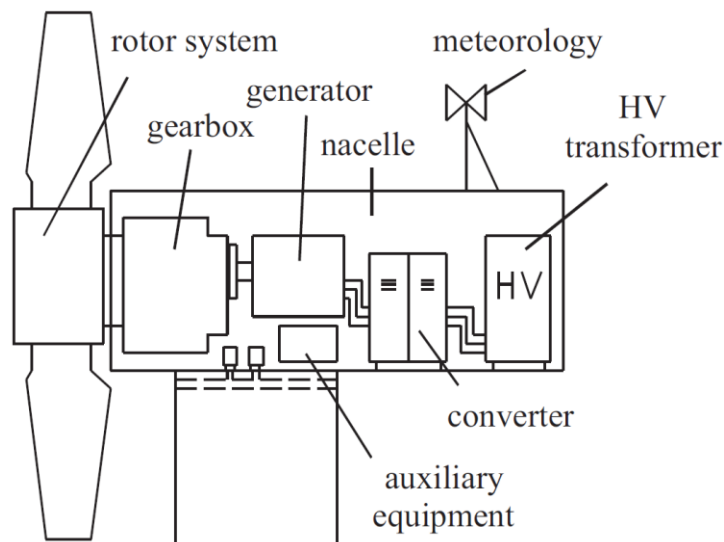
Fingridin teknisen ohjeen ”Voimalaitoksen pitkän liittymisjohdon loistehon hallinta” mukaan liittymisjohdon loistehon tuotantoa suurempi ongelma on raskaasti kuormitetun pitkän liittymisjohdon loistehon kulutus. Ratkaisuksi ohjeessa esitetään voimalaitoksen loistehokapasiteetin hyödyntämistä. [13] Myös esim. kondensaattoriparistoilla voidaan tuottaa ongelman ratkaisemiseksi tarvittavaa loistehoa. On toki huomattava, että Fingridin ohje keskittyy tarkastelemaan asiaa ilmajohtojen osalta. Liittymisjohdon loistehon kulutukseen liittyvä haaste on pienempi liittymisjohdon ollessa kaapeli. Joka tapauksessa liittymisjohdon pituus kannattaa pyrkiä pitämään kohtuullisena jo kustannussyistäkin.

Suomessa yli 250 MW:n voimalaitokset liitetään teknisistä syistä ensisijaisesti 400 kV:n kytkinlaitokseen. Tätä pienemmät voimalaitokset voidaan liittää 110 kV:n tai 220 kV:n kytkinlaitokseen. Voimalaitos voi liittyä myös suoraan Fingridin 110 kV:n voimajohtoon. Voimajohtoliitynnässä yksittäisen muuntajan suurin sallittu nimellisteho on 40 MVA ja pienin sallittu oikosulkureaktanssi 48 Ω . Voimajohtoliitynnän suurin sallittu yhteenlaskettu muuntajakapasiteetti on 65 MVA, joka voi koostua useammasta muuntajasta. Erilisten muuntajien sijaan on mahdollista käyttää kolmikäämimuuntajaa, jonka nimellisteho

on korkeintaan 63/31,5/31,5 MVA. Kolmikäämimuuntajan suur- ja keskijännitekäämien välisen oikosulkureaktanssin tulee olla vähintään 48 Ω , ja keskijännitekäämit eivät saa olla rinnankytketty. Voimajohtoliitynnän kuormittaminen on sallittu enintään 60 MW:iin saakka. [10]

2.2 Tuulivoimalat

Tuulivoimala muuntaa tuulen liike-energiaa rottorin pyörimisliikkeeksi, joka edelleen muunnetaan sähköenergiaksi generaattorilla. Generaattorilta lähtee kaapelointi (mahdolliselle) suuntaajalle sekä voimalamuuntajalle. Muuntajalta lähtevät keskijännitekaapelit viedään voimalan kojeistolle. Tyypillinen nykyaikainen kaupallinen tuulivoimala on kolmilapainen vaaka-akselinen voimala. [11,14] Kuvassa 1 on esitetty tällaisen tuulivoimalan periaatteellinen rakenne.



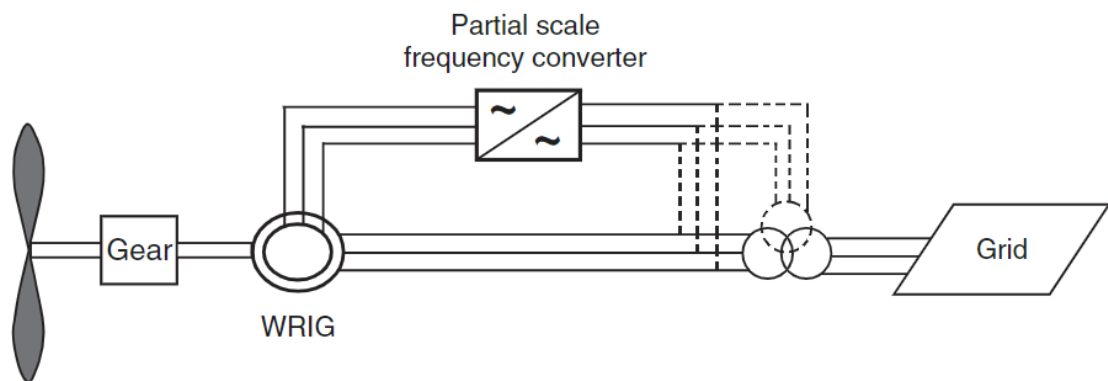
Kuva 1. Tuulivoimalan periaatekuva [15, s. 262].

Kuvan 1 mukaisesti voimalan sähköiset komponentit sijaitsevat nykyään pääosin naselissa. Voimalakoon ja tornin korkeuden kasvu on vienyt komponentteja yhä enemmän voimalan yläosaan. Siirtoetäisyys tornin juurelle on kasvanut, ja tehon siirtäminen keskijännitteellä tornin juurelle on pienjännitettä helpompaa. Muuntaja voi kuitenkin sijaita myös tornin alaosassa. Kytkinlaitteiston sopiva sijainti on voimalan juurella, sillä sisäverkon topologiasta riippuen siihen voidaan liittää toiselta voimalalta tuleva kaapeli. [11,14] Topologioista on kerrottu lisää luvussa 2.4.

2.2.1 Tuulivoimalatyypit

Tarkemmin tuulivoimalat voidaan jakaa tehonsäätömekanismin tai voimalan roottorin pyörimisnopeuden mukaan. Standardin IEC 61400-27-1 mukaisesti voimalat voidaan jakaa roottorin pyörimisnopeuden mukaan seuraavasti: vakionopeuksiset (type 1), rajoitusti muuttuvanopeuksiset (type 2) ja muuttuvanopeuksiset osa- (type 3) tai täystehoisella suuntaajakäytöllä (type 4) [16–18]. Käytännössä kaikki modernit tuulivoimalat ovat tyyppiä 3 tai 4, joten seuraavaksi tutustutaan vain näihin [19, s. 7–8].

Tyyppin 3 voimala on muuttuvanopeuksinen voimala osatehoisella suuntaajakäytöllä. Voimalan periaatekuva on esitetty kuvassa 2.

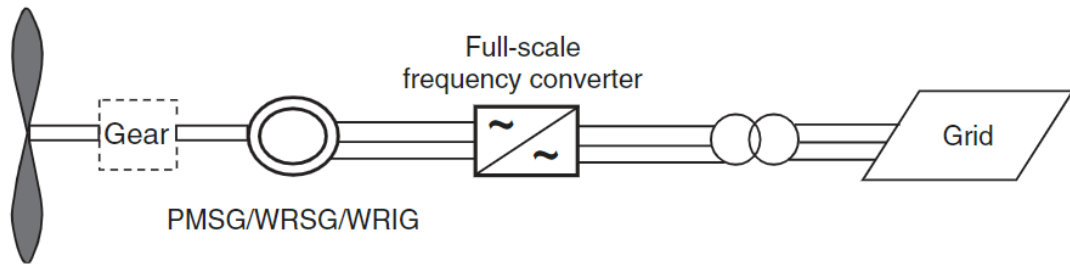


Kuva 2. Tyyppin 3 tuulivoimalan periaatekuva. Muokattu lähteestä [20, s. 56].

Kuten kuvasta 2 havaitaan, generaattori on kytketty verkkoon sekä suoraan, että suuntaajan välityksellä. Tästä käytetään myös nimitystä kaksoissyötetty epätahtigeneraattori (DFIG). Suuntaaja voidaan kytkeä verkkoon esim. voimalan kolmikäämimuuntajan välityksellä tai kytkeä voimalan kaksikäämimuuntajan pienjännitepuolelle riippuen siitä, millainen muuntaja voimalassa on. Näitä kahta kytkentätapaa on havainnollistettu kuvassa 2 katkoviivalla.

DFIG:n ohjattavuus on hyvä, vaikka suuntaajan mitoitus on tyypillisesti vain 30 % generaattorin nimellistehosta [18, s. 3; 20, s. 58]. Nopeusalue, jolla generaattori voi toimia, on tyypillisesti -40...+30 % tahtinopeudesta [20, s. 59]. Tämä mahdollistaa eri tuulennopeuksien tehokkaamman hyödyntämisen energiantuotannossa. DFIG:n suurin hyöty on kuitenkin erillinen päto- ja loistehon säätömahdollisuus, mikä on perinteisesti tahtikoneen ominaisuus [18, s. 3].

Tyyppin 4 voimala on muuttuvanopeuksinen täystehoisella suuntaajakäytöllä. Suuntaaja on siis mitoitettu kestäämään generaattorin koko virta. Lisäksi mitoituksessa on huomioitu voimalalle suunniteltu loistehokapasiteetti. Kuvassa 3 on esitetty tyyppin 4 voimalan periaatekuva.

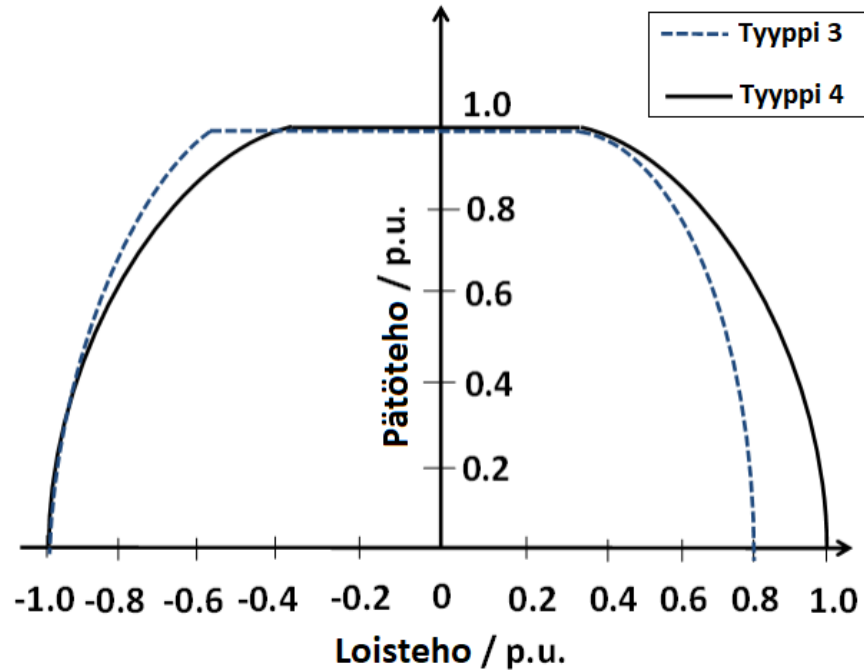


Kuva 3. Tyypin 4 tuulivoimalan periaatekuva [20, s. 56].

Kuten kuvasta 3 havaitaan, vaihdelaatikko on piirretty katkoviivalla. Tällä tarkoitetaan, että voimalassa ei välttämättä ole vaihdelaatikkoa vaan se voi olla myös suoravetoinen. Voimalan ja generaattorin roottori ovat tällöin suoraan yhteydessä toisiinsa ja pyörivät samalla, hitaalla nopeudella. Tämän mahdollistaa täystehoinen suuntaaja. Täystehoinen suuntaaja mahdollistaa myös minkä tahansa generaattorityypin käytön, tarvittaessa yhdessä vaihteiston kanssa. [18, s. 3] Esimerkiksi epätahtigeneraattoria käytettäessä vaihdelaatikko voi olla tarpeen voimalan roottorin alhaisen nopeuden vuoksi.

2.2.2 Tuulivoimaloiden loistehokapasiteetti

Tyypin 3 voimalan tyypillinen loistehokapasiteetti generaattorin navoilla on tehokertoimin ilmoitettuna välillä $0,95_{\text{kap}} - 0,9_{\text{ind}}$. Voimaloita on myös saatavilla laajemmalla loistehokapasiteetilla $0,9_{\text{kap}} - 0,9_{\text{ind}}$. Tyypin 4 voimaloiden tehokertoimen asettelualue on myös laaja. Jotkin tyypin 3 ja 4 voimalat voivat tuottaa loistehoa myös silloin, kun voimalan roottori ei pyöri eli pätötehoa ei tuoteta. Tämä on taajuusmuuttajan ominaisuus, joka sinänsä olisi kaikissa tyypin 3 ja 4 voimaloissa, mutta voimalavalmistajat rajoittavat ominaisuuden käyttöä tarjoamalla sitä maksullisena optiona. [18,21] Tuulivoimaloiden loistehokapasiteettia on havainnollistettu kuvassa 4.



Kuva 4. Tyyppin 3 ja 4 tuulivoimaloiden loistehokapasiteettikäyrät. Muokattu lähteestä [22, s. 4].

Kuvan 4 mukaisesti sekä tyyppin 3, että tyyppin 4 voimaloiden loistehokapasiteetti on laaja. Kuvasta 4 nähdään myös, että loistehokapasiteetti ei ole täysin vakio, vaan muuttuu pätötehon mukaan. Lisäksi nähdään, että tyyppin 3 voimalan loistehon tuotantokapasiteetti ei ole yhtä suuri kuin sen kulutuskapasiteetti. Tämä johtuu siitä, että voimalassa on epätahtigeneraattori, sekä vain osatehoinen suuntaaja. Tässä luvussa ja kuvassa 4 esitetyt loistehokapasiteetit ovat esimerkinomaisia ja loistehokapasiteetti vaihtelee voimakohtaisesti.

2.2.3 Tuulivoimaloiden dynaamiset standardimallit

Tuulivoimalaitoksia, ja sähköverkkoa muutenkin, voidaan mallintaa staattisilla ja dynaamisilla malleilla. Staattiset mallit ovat huomattavasti yksinkertaisempia ja vaativat vähemmän parametreja. Staattisia malleja käytetään esimerkiksi tehonjaon laskennassa. Yksityiskohtaisemmat dynaamiset mallit taas soveltuvat verkon vikatilanteisiin ja säätöön liittyviin tarkasteluihin.

International Electrotechnical Commission (IEC) on julkaissut standardin IEC 61400-27-1 tuulivoimaloiden dynaamisista malleista. Standardissa esitetään yleinen tuulivoimalan dynaamisiin simulointeihin soveltuva malli, joka saadaan sopivat parametrit valitsemalla vastaamaan käytännössä minkä tahansa valmistajan tuulivoimalaa yleisimpiin tarkaste-

luihin riittävällä tarkkuudella. Malli on lohkokaaviotasoinen, joten se on mahdollista implementoida käytännössä millä tahansa simulointiohjelmalla. Kokonaisten tuulivoimalaitosten dynaamiset standardimallit on myös esitetty standardin IEC 61400-27-1 versiossa 2.0. Myös Western Electricity Coordinating Council (WECC) on julkaissut näitä vastaavan standardin. Erona standardien välillä on, että IEC-standardi pyrkii mallintamaan mahdollisimman tarkasti, kun taas WECC-standardi pyrkii minimoimaan tarvittavien parametrien määrän ja simulointiajan. IEC-standardissa on kerrottu, mihin käyttöön standardimalleja ei ole tarkoitettu. [16,23,24]

2.3 Sähköasema ja muut tuulivoimalaitoksen komponentit

Yleensä tuulivoimalaitos liitetään ulkoiseen sähköverkkoon sähköaseman välityksellä. Yhdessä tuulivoimalaitoksessa voi myös olla useampi sähköasema. Sähköaseman tärkeimmät laitteet ovat muuntajat, katkaisijat, erottimet ja mittamuuntajat [25, s. 76]. Lisäksi sähköasemalla on erilaisia suojalaitteita, kuten releitä. Tämän työn kannalta sähköaseman tärkein laite on päämuuntaja.

Tuulivoimalaitoksen muita sähköisiä komponentteja ovat voimalat ja niiden osat, kaapelit, kytkinlaitteistot ja jakokaapit, muuntajat, sekä muut sähköasemalla sijaitsevat laitteet, kuten loistehon kompensointilaitteet.

2.3.1 Muuntajat ja jännitetasot

Päämuuntaja yhdistää tuulivoimalaitoksen keskijänniteverkon sähköaseman suurjännitepuoleen. Päämuuntajassa on yläjännitepuolella käämikytkin, jonka avulla säädetään keskijännitepuolen jännitettä portaittain. Tyypillinen porrastus on $\pm 9 \times 1,67 \%$ yläjännitepuolen nimellisjännitteestä. Tuulivoimalaitoksen päämuuntajan tyypillinen nimellinen yläjännite on 118 kV liittymispisteen käyttöjännitteen mukaisesti, ja alajännite 21 kV tai 33 kV. [9, s. 33; 14, s. 8; 26, s. 15] Alajännitepuolen jännitetason nostoa on myös mietitty, esim. kaksinkertaistamalla jännite 33 kV:sta 66 kV:iin. Sopiva jännitetaso on voimalaitoskohtainen, mutta etenkin suurella voimalaitoskoolla sisäverkon suurempi jännitetaso voi olla pienempää edullisempi ratkaisu. 118 kV:n päämuuntajan nimellisteho on yleensä 10–63 MVA, mutta riippuu voimalaitoksen tehosta. Muuntajassa käytettävä kytkentäryhmä on tyypillisesti YNd11. [26, s. 15]

2.3.2 Kaapelit

Euroopassa tuulivoimalaitosten sisäverkoissa käytetään tyypillisesti kaapeleita ilmajohtojen sijaan. Kaapeleiden käyttöä puoltavat turvallisuus- ja visuaaliset syyt. Ilmajohdot

tekevät voimalaitoksen pystyttämistä ja huollosta haastavampaa, sillä esimerkiksi voimaloiden pystyttämiseen ja mahdollisesti huoltamiseenkin tarvitaan suuria nostureita. Muualla päin maailmaa tuulivoimalaitosten sisäverkoissa käytetään joskus ilmajohtoja kustannusten pienentämiseksi. [11, s. 732] Ilmajohtoverkko on kuitenkin kaapeliverkkoa alttiimpi vikaantumaan. Tuulivoimalaitoksessa tulee joka tapauksessa olla voimaloille tiet, ja näiden yhteyteen kaapelit on helppo asentaa säteittäistä verkkotopologiaa käytettäessä [26, s. 29]. Rengasmaisissa verkkorakenteissa teistä ei välttämättä ole apua etenkin voimalaryhmien välisten kaapelien asennuksessa.

Kaapelit muodostavat tuulivoimalaitoksen sisäisen keskijänniteverkon ja liittävät tuulivoimalat voimalaitoksen sähköasemalle. Tuulivoimalaitoksissa tyypillisesti käytettävä kaapelityyppi on AHXAMK-W. [26, s. 24,30–31]

2.3.3 Kytkinlaitteistot ja jakokaapit

”Kytkinlaitteiden tehtävänä on muuttaa tarvittaessa verkon topologiaa ja siten ohjata sähköenergian kulkua verkossa, erottaa viallinen verkoston osa nopeasti irti verkosta vahinkojen ja vaarojen välttämiseksi ja toimia tarvittaessa erotuskohtana verkoston eri osien välillä.” Tärkeimpiä kytkinlaitteita ovat mm. katkaisijat, erottimet ja kytkimet. [25, s. 161]

Tuulivoimaloilta lähtevät keskijännitekaapelit voidaan kytkeä kaapelijakokaappiin ja tästä eteenpäin näiden kaapelien syöttämä teho siirtää sähköasemaa kohti yhdellä (paksumalla) kaapelilla. Sähköaseman ja tuulivoimaloiden kojeistojen kytkinlaitteiden lisäksi myös kaapelijakokaappeihin on mahdollista sijoittaa kytkin- ja mittalaitteita [26, s. 24–25]. Kaapelijakokaappien sijaan tuulivoimalaitoksissa on mahdollista käyttää myös pieniä, puistomuuntamotyyppisiä erotinasemia [27]. Selvyyden vuoksi tässä työssä käytetään ensisijaisesti termiä ”kaapelijakokaappi”.

2.3.4 Loistehon kompensointilaitteet

Tuulivoimalaitoksen komponenteista kaapelit tuottavat loistehoa ja muuntajat kuluttavat sitä. Tuulivoimalat voivat sekä tuottaa, että kuluttaa loistehoa loistehokapasiteettinsa mukaisesti (ks. luku 2.2.2). Tuulivoimalaitosten kompensointitarpeet liittyvät yleensä loistehon kulutukseen, sillä voimalaitoksen muuntajilla on kaapeliverkkoa suurempi vaikutus loistehotaseeseen [28, s. 2]. Kaapelien tuottaman loistehon kompensoinnissa voidaan tarvittaessa hyödyntää muuntajien lisäksi myös tuulivoimaloiden laajaa loistehokapasiteettia, eikä erillisiä kompensointilaitteita loistehon kulutusta varten välttämättä tarvita.

Tuulivoimaloiden loistehokapasiteetti on yleensä niin laaja, että Fingridin loistehokapasiteettivaatimuksen (ks. luku 3.1.3) täyttämisen lisäksi siitä riittää voimalaitoksen sisä-

seen loistehon kompensointiin. Loistehon kulutuksen kompensointiin tarvittava kapasitiivinen loistehokapasiteetti ei ole ainakaan DFIG-tuulivoimaloilla luontaisesti yhtä laaja kuin induktiivinen (ks. kuva 4), ja esimerkiksi voimalaitoksen muuntajien kuluttaessa kaapeleiden tuottamaa enemmän loistehoa, voidaan tarvita loistehoa tuottavia kondensaattoriparistoja. Kondensaattoriparistot ja muut mahdolliset rinnakkaiskompensointilaitteet kytketään tyypillisesti voimalaitoksen keskijännitekojeistoon [29, s. 5].

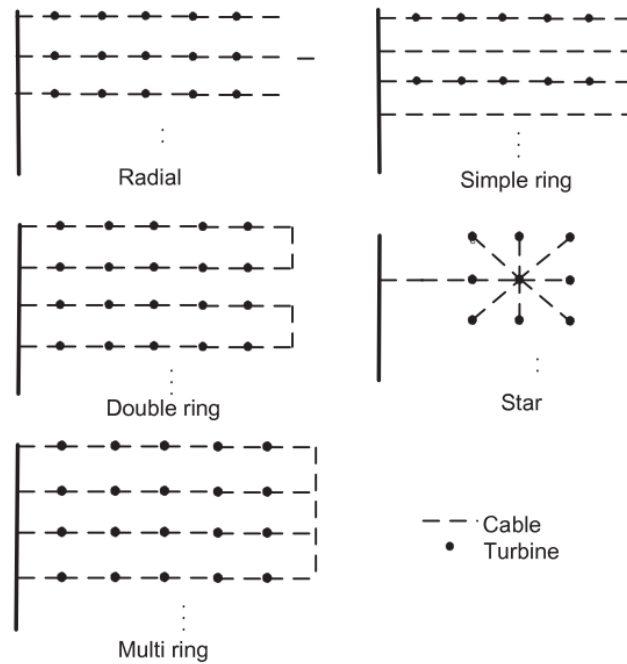
Tiivistetyksi voidaan sanoa, että kondensaattoriparistoja käytetään loistehon kompensointiin, kun verkkoliityntä kuluttaa liikaa loistehoa. Kondensaattoriparistot koostuvat monista sarjaan- ja rinnankytketyistä kondensaattoriyksiköistä sekä oheislaitteista, kuten kutakin yksikköä suojaavasta käämisulakkeesta. Pariston jännite määräytyy sarjaan kytkettyjen yksiköiden ja teho rinnankytkettyjen yksiköiden lukumäärän perusteella. [25, s. 228–229]

2.4 Verkkotopologiat

Tuulivoimalaitoksissa käytetään erilaisia verkkotopologioita. Tässä työssä ei varsinaisesti perehdytä tuulivoimalaitoksen verkon suunnitteluun. Topologian valintaa ei siten käydä tarkasti läpi, vaan perustopologiat esitellään lyhyesti. Yleensä, kuten pääosassa seuraavaksi esitettävistä topologioista, voimalat kytketään ryhmiin yhden kaapelilähdön taakse sähköasemalla [26, s. 53].

2.4.1 Topologiat yleisesti

Tyypillisiä tuulivoimalaitosten verkkotopologioita ovat säteittäinen, rengas, tuplarengas, tähti ja monirengas. Kuvassa 5 on havainnollistettu näitä perustopologioita.



Kuva 5. Tuulivoimalaitoksen sisäverkon perustopologiat, vasemmalta oikealle ja ylhäältä alas: säteittäinen, rengas, tuplarengas, tähti, monirengas [30].

Kuvassa 5 jokaisen topologian kohdalla vasemmalla oleva pystysuora viiva esittää sähköaseman kiskoa. Perinteisin ja eniten käytetty topologia on säteittäinen. Luotettavin on rengas, joka on kuitenkin myös kallein. Kustannuksia saadaan pienennettyä luotettavuuden säilyessä silti hyvänä käyttämällä tupla- tai monirengasta. Tähtitopologia on luotettava ja usein edullinen investointikustannuksiltaan, joskin saavutettavat kustannussäästöt vaihtelevat voimalaitoskohtaisesti, sillä kaapelit voivat olla pitkiä ja kytkinlaitteistot monimutkaisia. [30]

Topologioiden luotettavuutta on tarkasteltu tarkemmin esim. diplomityössä ”Offshore Wind Farm Layouts: Performance Comparison for a 540 MW Offshore Wind Farm”. Tähtitopologialla kaapeliverkon odotettavissa oleva vikamäärä on hieman suurempi kuin säteittäisellä, tupla- ja monirenkaalla. Rengastopologialla vikamäärä on noin kaksinkertainen säteittäiseen verrattuna. Työn perusteella laskettu keskimääräinen yksittäisen kaapelin vikaantumisen seurauksena menetetty teho $P_{\text{loss,avg}}$ on esitetty taulukossa 1. [31, s. 80–81]

Taulukko 1. Verkkotopologioiden vikatilanteessa menettämä keskimääräinen teho. Perustuu lähteeseen [31, s. 80–81].

Topologia	Säteittäinen	Rengas	Tuplarengas	Monirengas	Tähti
$P_{\text{loss,avg}}$ (MW)	24,2	0,06	0,24	0,1	8,97

Rengasrakenteita hyödyntävissä topologioissa tehonmenetys on minimaalinen, sillä virralla on käytännössä aina toinenkin kulkureitti. Tähtitopologiassa useimpiin kaapeleihin

kohdistuvat viat aiheuttavat ainoastaan yhden voimalan tuotannon menetyksen. Tästä syystä tähtitopologialla keskimääräinen menetetty teho on noin kolmasosa säteittäisen topologian vastaavasta. Taulukossa 2 on esitetty investointikustannukset ja häviöt topologioittain merituulivoimalaitoksissa säteittäiseen topologiaan verrattuna.

Taulukko 2. Merituulivoimalaitoksen sisäverkon perustopologioiden investointikustannukset ja häviöt suhteessa säteittäiseen topologiaan [30].

Topologia	Investointikustannus (%)	Häviöt (%)
Säteittäinen	100	100
Rengas	210	54
Tuplarengas	158	81
Tähti	97	101
Monirengas	118	76

Taulukossa 2 esitetyt häviöt pitävät paikkansa silloin, kun topologiat ovat kokonaisuudessaan käytössä eikä esim. rengasverkkoa käytetä säteittäisenä. On myös huomattava, että taulukon 2 kustannusarviot ja häviöt eivät välttämättä sellaisinaan päde maatuulivoimalaitoksissa, sillä maatuulivoimalaitoksissa voimalaryhmien väliset etäisyydet voivat olla pitkiä, ja eri pituisia eri ryhmien välillä. Myös etäisyys sähköasemasta voi vaihdella. Lisäksi merikaapelit ovat maakaapeleita kalliimpia, jolloin kaapelien osuus investointikustannuksista on maalla pienempi. Tällöin kaapeliverkon pituuden vaikutus eri topologioiden investointikustannuksiin on pienempi ja siten myös topologioiden väliset erot investointikustannuksissa pienempiä. [30]

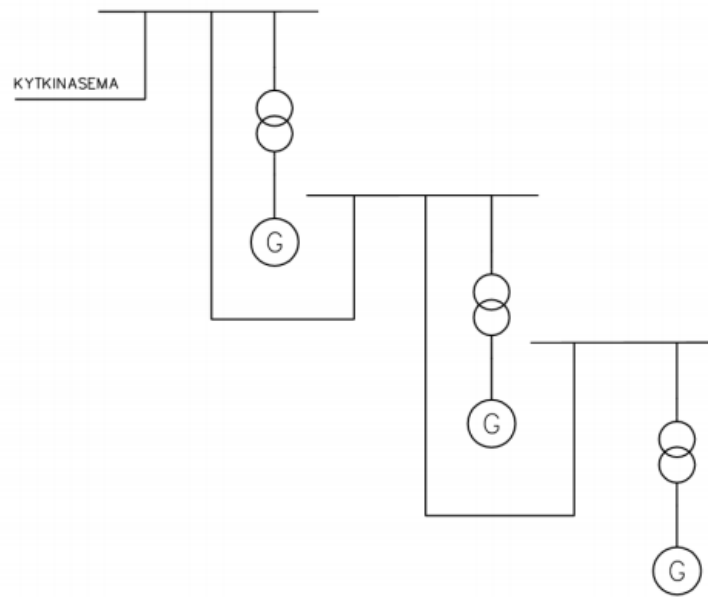
Myös jännitetaso vaikuttaa topologioiden sopivuuteen ainakin siten, että suuremmalla jännitetasolla yhteen ryhmään saadaan kytkettyä enemmän voimaloita. Esim. 66 kV:n jännitetasolla yhteen ryhmään saadaan kytkettyä noin kaksinkertainen määrä voimaloita 33 kV:n jännitetasoon verrattuna. Tämä seikka kannattaa huomioida voimalaitoksen sisäverkon suunnittelussa. Optimaalinen ratkaisu on voimalaitoskohtainen ja siksi topologia tulee suunnitella alusta lähtien mm. eri vaihtoehtojen taloudellisuutta tarkastelemalla perustopologioista etukäteen valitsemisen sijaan. Käytännössä tuulivoimalaitosten sisäverkon topologiat ovat usein jonkinlainen yhdistelmä edellä esitetyistä perustopologioista. [30]

2.4.2 Verkkotopologiat ja niiden komponentit Suomessa

Sähköasema voi sijaita voimalaitoksen keskellä tai sen laidalla. Suuremmissa voimalaitoksissa voi olla useampi sähköasema. Käytännön kokemuksen perusteella on yleensä hyvä minimoida liittymisjohdon ja kaapelien pituudet sekä sähköasemien määrä. Sähköasemat kannattaa pyrkiä sijoittamaan siten, että niihin liittyvien kaapelien ja liittymisjohdon pituudet on optimoitu investointi- ja häviökustannusten suhteen keskenään. [26, s.

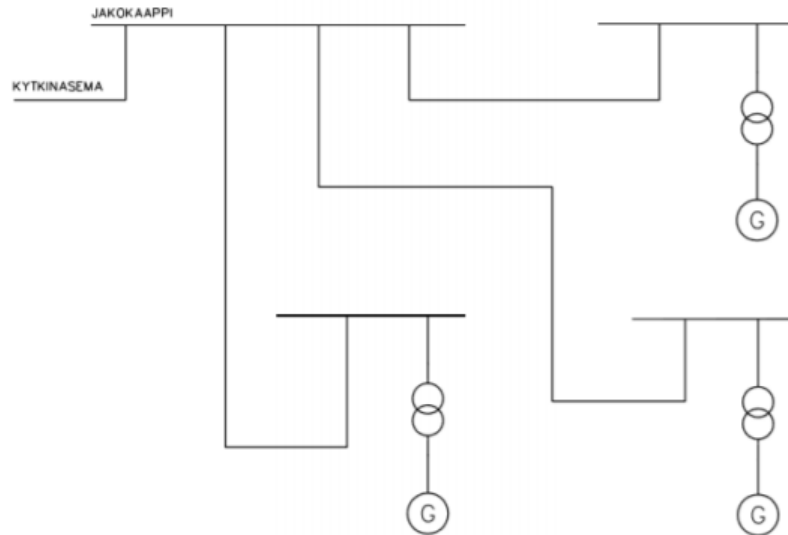
52] Tuulivoimalaitoksissa sisäverkon topologia on lähes poikkeuksetta säteittäinen [32, s. 271, katso 26, s. 53]. Myös säteittäisen ja rengastopologian yhdistelmää käytetään.

Voimalaryhmän voimaloiden yhdistämisessä hyödynnetään pääosin kahta tapaa: voimaloiden ketjuttamista ja voimaloiden yhdistämistä jakokaapeilla. Voimaloiden ketjuttamisessa ryhmän kauimmaiselta voimalalta lähtevä kaapeli liitetään seuraavan voimalan kojeistoon, jolta lähtee nyt kahden voimalan tehon siirtävä kaapeli kohti seuraavaa voimalaa, jonka kojeistoon kaapeli kytketään ja niin edelleen. [32, s. 270–271, katso 26, s. 53–54] Tätä kytkentätapaa on havainnollistettu kuvassa 6.



Kuva 6. Voimaloiden yhdistäminen ketjuttamalla [26, s. 54].

Jakokaappien avulla voimaloita yhdistettäessä useamman voimalan kaapelit liitetään yhteen jakokaapissa, josta sitten lähtee yksi kaapeli sähköasemaa kohti [32, s. 270–271, katso 26, s. 53]. Voimaloiden yhdistämistä jakokaapilla on havainnollistettu kuvassa 7.



Kuva 7. Voimaloiden yhdistäminen jakokaapilla [26, s. 55].

Voimaloiden yhdistämisessä voidaan myös käyttää näiden kahden tavan yhdistelmää [32, s. 270–271, katso 26, s. 53]. Voimaloiden kytkeminen jakokaappien avulla on useimmiten ketjuttamista edullisempi vaihtoehto [26, s. 93]. Sisäverkon suunnittelua ja näiden vaihtoehtojen taloudellisuutta on tarkasteltu tarkemmin diplomityössä ”Tuulipuiston sähköjärjestelmän mitoitus” [26].

3. SIMULOINTIIN LIITTYVÄT VAATIMUKSET JA TARPEET SEKÄ SIMULOINTIOHJELMAT

Tuulivoimalaitokselle vaatimuksia asettavat ainakin voimalaitoksen rakennuttaja sekä Fingrid, mihin sillä järjestelmävastaavana on oikeus. Myös liittymispisteen verkonhaltijalla (verkkoyhtiöt), jos muu kuin Fingrid, voi olla omat vaatimuksensa. Tässä työssä keskitytään Fingridin asettamiin vaatimuksiin, koska nämä vaatimukset voimalaitoksen on joka tapauksessa täytettävä, ja eri verkkoyhtiöiden vaatimukset voivat poiketa toisistaan. Simuloinnin kannalta Fingrid määrää, mitä on simuloitava, ja tuulivoimalaitoksen rakennuttajalla on omat tarpeensa. Rakennuttajan tarpeet voivat poiketa Fingridin vaatimuksista ollen näitä laajemmat; rakennuttaja voi esimerkiksi tilata kaapelien kuormituslaskentaa tai maadoitusjärjestelmän tarkastelua. Fingridin Yleiset liittymisehdot määrittelevät kantaverkkoliittymän yleiset periaatteet [10]. Tämän työn puitteissa niitä ei tarkastella tarkemmin.

Tässä luvussa tutustutaan ensin Voimalaitosten järjestelmätekniisiin vaatimuksiin sekä muihin tuulivoimalaitoksia ja niiden simulointia oleellisesti koskeviin vaatimuksiin ja ohjeisiin. Tämän jälkeen voimalaitoksen rakennuttajan simulointitarpeet käydään lyhyesti läpi. Lopuksi esitellään tuulivoimalaitosten simuloinneissa yleisesti käytetyt ohjelmat.

3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset

Fingrid on laatinut Euroopan komission asetuksen 2016/631 perusteella ja siihen pohjautuen Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset [9,33]. Nimensä mukaisesti VJV2018 asettavat vaatimukset Fingridin verkkoon liitettäville voimalaitoksille. Kaikkia voimalaitoksia koskevien vaatimusten lisäksi VJV2018:ssa on erikseen vaatimukset tahtikonevoimalaitoksille ja suuntaajakytketyille voimalaitoksille. Tuulivoimalaitoksia koskevat suuntaajakytkettyjen voimalaitosten vaatimukset, joten tässä työssä ei perehdytä tahtikonevoimalaitosten vaatimuksiin.

VJV2018 määrittelevät tyyppiluokat voimalaitoksille niiden tehon ja/tai liittymispisteen jännitteen mukaan. Tyyppiluokat on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. VJV2018:n mukaiset voimalaitosten tyyppiluokat [9, s. 9].

Tyyppiluokka	Liittymispisteen jännitetaso	Ehto	Voimalaitoksen mitoitusteho P_{max}
Tyyppi A	< 110 kV	ja	$0,8 \text{ kW} \leq P_{max} < 1 \text{ MW}$
Tyyppi B	< 110 kV	ja	$1 \text{ MW} \leq P_{max} < 10 \text{ MW}$
Tyyppi C	< 110 kV	ja	$10 \text{ MW} \leq P_{max} < 30 \text{ MW}$
Tyyppi D	$\geq 110 \text{ kV}$	tai	$P_{max} \geq 30 \text{ MW}$

Tuulivoimalaitokset luokitellaan nykyisin usein tyypin D voimalaitoksiksi, joille Fingrid on asettanut kaikista laajimmat vaatimukset. Taulukon 3 mukaisesti pienet tuulivoimalaitokset tai yksittäiset voimalat voivat olla myös tyyppiä B tai C, mikäli liittymispisteen jännite-taso on alle 110 kV. VJV2018 ovat luonteeltaan sellaiset, että pienemmän tyyppiluokan voimalaitoksen vaatimukset pätevät myös suuremmille voimalaitoksille, ellei suurem-malle voimalaitokselle ole erikseen määriteltä tai tarkennettu vaatimuksia. Tämän työn simuloinneissa tarkasteltava voimalaitos on tyyppiä D, joten tästä eteenpäin keskitytään tarkastelemaan tyyppin D suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia koskevia vaatimuksia.

3.1.1 Mallinnusvaatimukset

Fingrid vaatii, että verkkoon liitettävästä tyyppin C tai D suuntaajakytketystä voimalaitok-sesta toimitetaan tehonjako-, vikavirta-, ja dynamiikkalaskelmissa käytettävät laskenta-mallit. Näillä malleilla on myös suoritettava loistehokapasiteetti- ja dynamiikkalaskelmat. Dynamiikkalaskelmat käsittävät lähivikalaskelman ja jännitteensäädön askelvastelaskel-man. Laskelmien tulokset on todennettava vertaamalla näitä voimalaitoksen käyttöön-otokokeiden tuloksiin. [9]

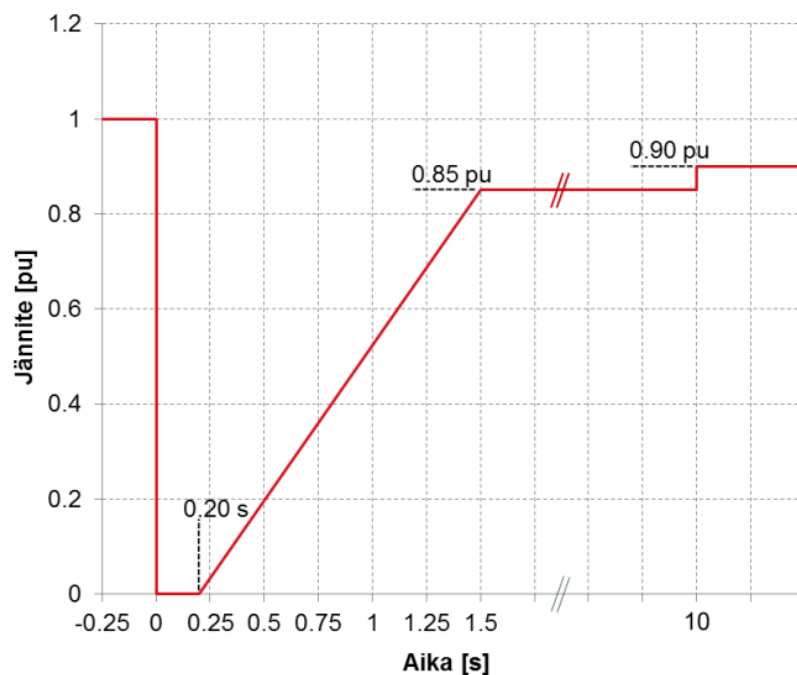
Laskelmiin liittyen Fingrid vaatii, että toimitettavat verkkomallit ovat yhteensopivia Fing-ridin määrittelemän laskentaohjelmiston kanssa. Mallit voidaan korvata myös muilla las-kentaohjelmilla toteutetuilla, julkisesti dokumentoitujen standardien (IEC tai IEEE) mu-kaisilla lohkokaaviomalleilla ja parametreilla. [9, s. 91] Käytännössä Fingridin määritte-lemä laskentaohjelma on PSS®E. Enenevässä määrin Fingrid vaatii lisäksi PSCAD-mal-leja. Yleensä tehonjako- ja vikavirtalaskelmiin liittyvät verkkomallit ovat yhteensopivia eri ohjelmien välillä tai ohjelmat voivat muuntaa ne toisilleen sopivaan muotoon. Dynaami-sissa laskelmissa käytettävien mallien osalta yhteensopivuus on kuitenkin huonompi. Fingrid on julkaissut myös toimitettavista PSS®E ja PSCAD laskentamalleista ohjeen, jossa on kuvattu tarkemmin malleille asetetut rajoitukset ja vaatimukset mm. mallien do-kumentointiin liittyen [34].

Lisäksi Fingrid vaatii verkkomallin aggregointia, eli tuulivoimalaitos on kuvattava yhdellä ekvivalenttigeneraattorilla, kaikkien kaapelien ekvivalenttikytkenällä, sekä ekvivalentti-sella voimalamuuntajalla. Myös päämuuntajat tulee aggregoida, mikäli niitä on useampi kuin yksi. Aggregointivaatimus ei koske sähkömagneettisten muutosilmiöiden laskenta-ohjelmalla tehtävissä erityistarkasteluissa käytettäviä laskentamalleja. Aggregoinnin suorittamisesta on kerrottu tarkemmin esimerkiksi artikkelissa ”Equivalencing the collec-tor system of a large wind power plant”. [9, s. 91,93; 35]

Voimalaitoksen ollessa tyyppiä D verkkoon liittyjän tulee pyytää Fingridiltä erityistarkastelutarpeen arviointia. Fingrid arvioi tarpeen ainakin seuraavien asioiden osalta: alisykroninen vuorovaikutus, geomagneettisesti indusoituvat virrat, tehoheilahtelujen vaimentuminen ja pieni minimioikosulkuteho. [9, s. 12] Uutena erityistarkasteluvaatimuksena erityisesti tuulivoimalaitoksiin liittyen on tullut alisykronisen vuorovaikutuksen tarkastelu.

3.1.2 Lähivikakestoisuus

Tyyppin D suuntaajakytketyn voimalaitoksen on kestettävä kuvan 8 mukainen jännitekuoppa liittymispisteessä irtoamatta verkosta.

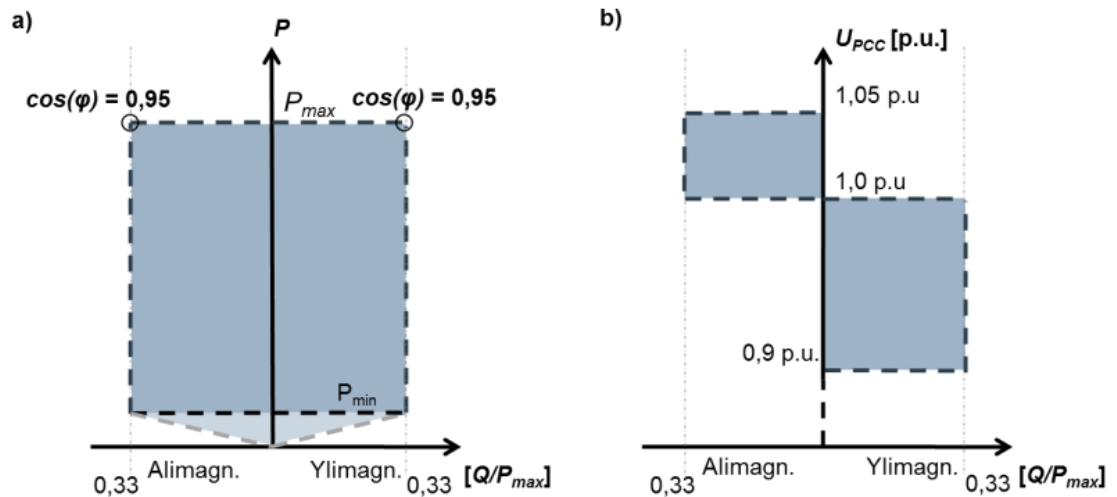


Kuva 8. Liittymispisteen jännitekuoppa, joka tyyppin D suuntaajakytketyn voimalaitoksen on kestettävä irtoamatta verkosta [9, s. 45].

Kuvassa 8 tapahtuu vika ajanhetkellä 0 s. Voimalaitoksen on pysyttävä verkossa, mikäli vian aikainen liittymispisteen jännite pysyy kuvan 8 viivan yläpuolella. Mikäli jännite laskee viivan alapuolelle, saa voimalaitos irrota verkosta. Olosuhteet, joissa kuvan 8 mukainen lähivikakestoisuus on täytettävä, on kuvattu tarkemmin VJV2018:ssa [9, s. 44].

3.1.3 Loistehokapasiteetti

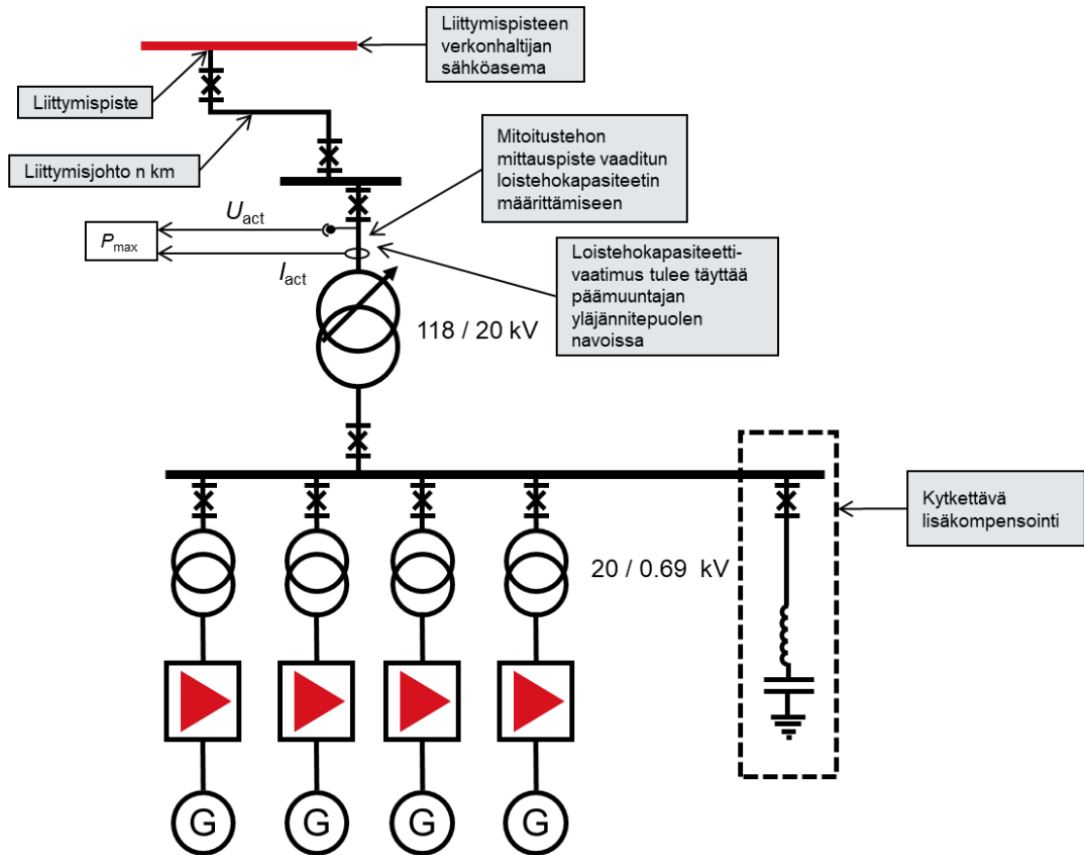
Tyyppin C ja D suuntaajakytkettyjen voimalaitosten on kyettävä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa kuvan 9 mukaisesti. Kuvassa 9 a) on vaadittu loistehokapasiteetti pätötehon suhteen ja kuvassa 9 b) liittymispisteen jännitteen suhteen.



Kuva 9. Tyypin C ja D suuntaajakytketyn voimalaitoksen loistehokapasiteettivaatimukset [9, s. 76].

Kuvan 9 a) mukaisesti voimalaitoksen on kyettävä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa loistehon ja maksimipätötehon suhteella 0–0,33. Pätötehon ollessa P_{max} tämä vastaa loistehon tuotantoa tai kulutusta tehokertoimella 1–0,95. Kuvan 9 b) mukaisesti voimalaitoksen on kyettävä em. kapasiteetin mukaan kuluttamaan loistehoa, kun liittymispisteen jännite on 1,0–1,05 pu ja tuottamaan loistehoa, kun jännite on 0,9–1,0 pu. [9, s. 76–77]

VJV2018:n mukaan vaatimusten täyttymistä tarkastellaan liittymispisteessä, mutta Fingridin tekninen ohje ”Voimalaitosten loistehokapasiteettivaatimus ja kytkettävä lisäkompensointi” tarkentaa loistehokapasiteettivaatimuksia ja määrittelee niille vaihtoehtoisen tarkastelupisteen. Ohjeen mukaan voimalaitoksen päämuuntajan yläjännitepuolen navoista mitattavaa suurinta päätötehoa saa käyttää mitoitustehona P_{max} vaaditun loistehokapasiteetin määrittämisessä. Tällöin vaaditun loistehokapasiteetin täyttymistä tarkastellaan päämuuntajan yläjännitepuolen navoissa liittymispisteen sijaan. Tätä on havainnollistettu kuvassa 10. [29]

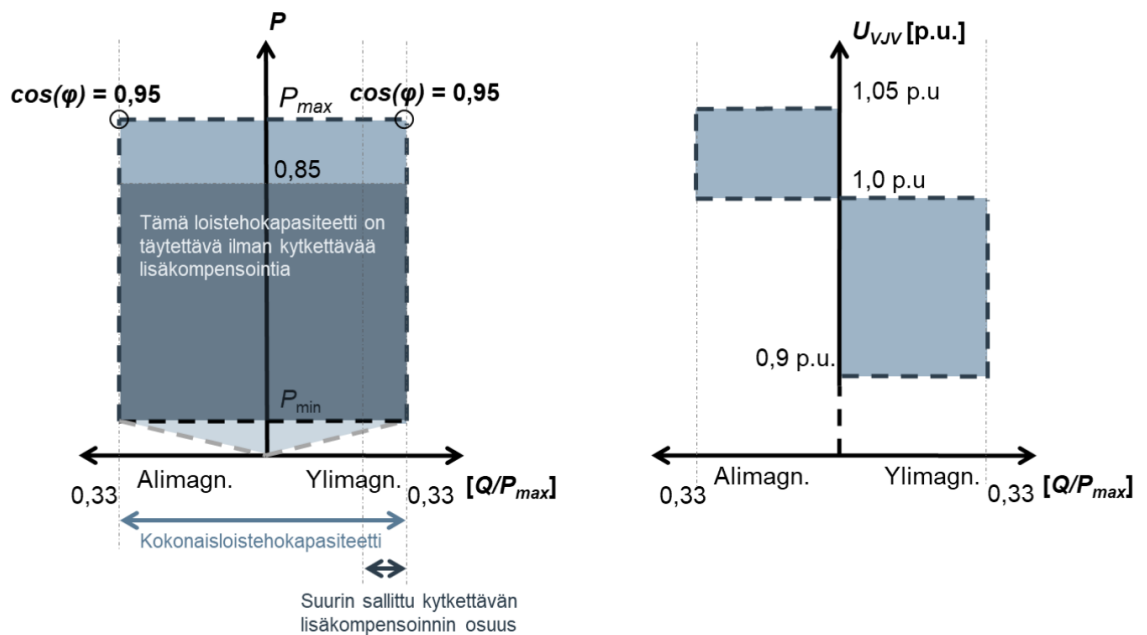


Kuva 10. Loistehokapasiteettivaatimuksen vaihtoehtoinen tarkastelupiste [29, s. 3].

Kuva 10 on esitetty suuremmissa koossa liitteessä A kuvassa 28. Loistehokapasiteetti-vaatimuksen vaihtoehtoisen tarkastelupisteen lisäksi kuvassa 10 näkyy liittymispiste, liittymisjohto ja voimalaitoksen kytkettävä lisäkompensointilaitteisto. Loistehokapasiteetti-vaatimuksen vaihtoehtoisen tarkastelupisteen voidaan tulkita koskevan myös voimalaitoksia, joiden liittymisjohto on pitkä [29]. Pitkän liittymisjohdon loistehon kompensointiin voidaan kuitenkin käyttää korkeintaan puolet vaatimusten mukaisesta loistehokapasiteetista, sillä puolet on varattava kantaverkon loistehoreserviksi voimalaitoksen ollessa teholtaan yli 10 MW tai sen liittyessä 110 kV:n tai 220 kV:n verkkoon [12, s. 4; 13, s. 10]. Lisäksi on huomattava, että Fingridin asettama loissähköikkuna on joka tapauksessa voimassa liittymispisteessä.

Loistehokapasiteettivaatimuksen täyttämiseksi voidaan hyödyntää kiinteitä ja kytkettäviä loistehon kompensointilaitteita. Jatkuvasti kytkettynä pidettäviä kiinteitä kompensointilaitteita voidaan käyttää esim. voimalaitoksen sisäiseen loistehon kompensointiin, jolloin loistehokapasiteettivaatimus voi olla helpompi täyttää. Kytkettävät kompensointilaitteet saavat muodostaa korkeintaan 15 % voimalaitoksen vaaditusta kokonaisloistehokapasiteetista, jolloin säädön toiminnan katsotaan vielä olevan jatkuvaa ja portaaton VJV2018:n mukaisesti. Lisäksi voimalaitoksen pätötehon tuotannon ollessa alle 85 %

mitoitustehosta P_{max} tulee loistehokapasiteettivaatimus täyttää kokonaan ilman kytkettävää lisäkompensointia. Kuva 11 havainnollistaa tätä. [29, s. 3–4]



Kuva 11. Vaadittu loistehokapasiteetti ilman kytkettävää lisäkompensointia [29, s. 4].

Kuvassa 11 vasemmalla on loistehokapasiteetti, joka tulee täyttää ilman kytkettävää lisäkompensointia (tumma alue). Vaadittu kokonaisloistehokapasiteetti on sama VJV2018:n ja teknisen ohjeen mukaan (vrt. kuva 9 ja kuva 11). Voimalaitoksen ei tarvitse tuottaa tai kuluttaa loistehoa toimiessaan alle minimitehonsa P_{min} [9, s. 76–77].

Kytettäviä kompensointilaitteita on mahdollista pitää jatkuvasti verkkoon kytkettyinä, jos voimalaitoksen säätyvää loistehokapasiteettia tai muuta loistehon säätötapaa käytetään kompensoimaan kytkettävän kompensointilaitteiston loisteho silloinkin, kun voimalaitos ei tuota pätötehoa. Kytkettävien kompensointilaitteiden pitäminen jatkuvasti verkkoon kytkettynä lisää kuitenkin häviöitä sekä resonanssin riskiä hieman. [29, s. 5]

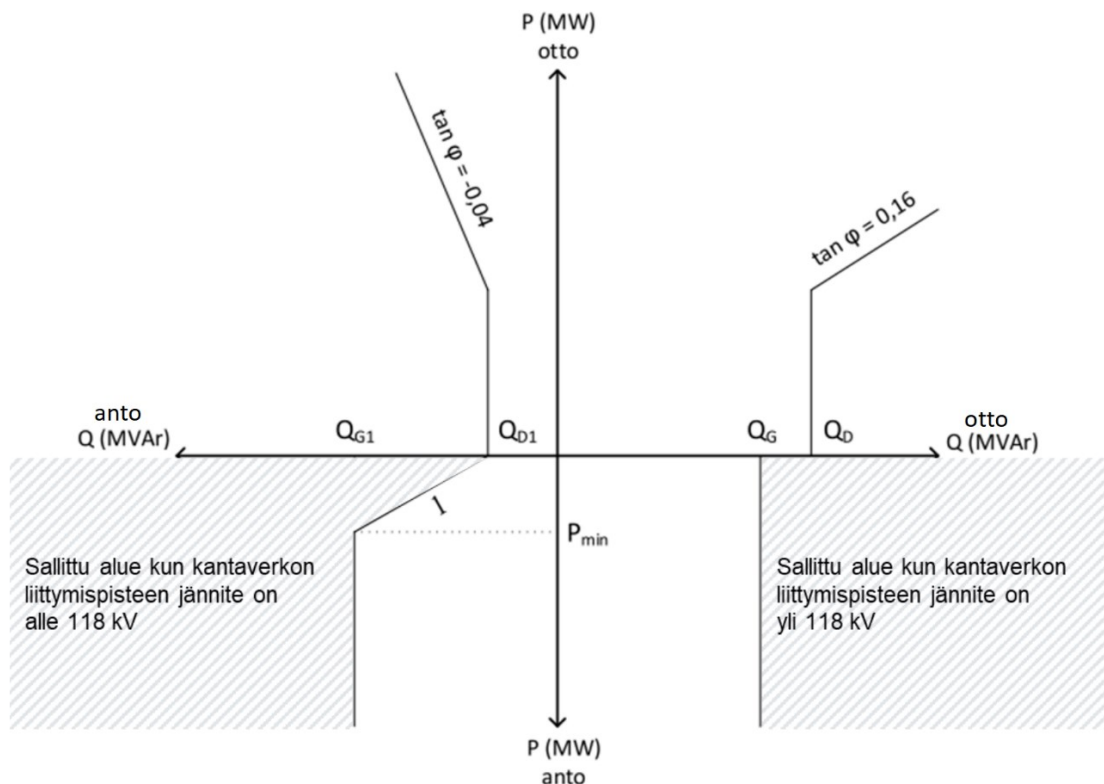
3.1.4 Jännitteen ja loistehon säätö

Tyyppin C ja D suuntaajakytketyillä voimalaitoksilla tulee olla seuraavat säätötavat: vakiojännitesäätö, vakioiloistehosäätö ja vakiotehokerroinsäätö. Verkkoon liittyjän on toimitettava näistä vakiojännitesäädön suorituskyky-laskelma liittymispisteen verkonhaltijalle. Voimalaitokselta ei vaadita VJV2018:ssa liittymispisteen jännitteen tai loistehon säätökykyä, kun se toimii minimitehonsa P_{min} alapuolella. Tarkemmat tiedot laskelmasta ja säätötavoista on annettu VJV2018:ssa. Myös ohjeet säädön asetteluun on annettu VJV2018:n liitteessä B. [9, s. 79–82, 100–104]

Suuntaajakytkettyjen voimalaitosten yleistymisen voi johtaa stabiiliusongelmiin etenkin, jos jännitteensäädön virittämiseen käytetään ns. perinteistä oikosulkusuhdetta (SCR, short circuit ratio), joka ei huomioi muita verkkoon liitettyjä suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia. Fingridin julkaisu "Utilizing Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) approach for assessing the slow converter driven stability and tuning the voltage controllers" käsittelee aihetta ja ehdottaa ratkaisuksi ekvivalenttista oikosulkusuhdetta (ESCR). Julkaisussa käsitellään ongelman taustoja, ESCR:n laskentaa ja soveltuvuutta säädön virittämisessä. Yläjännitepuolelta laskettavaa $ESCR_{HV}$ -arvoa voidaan käyttää säädön virittämiseen. Keskijännitepuolelta laskettavan $ESCR_{MV}$ -arvon perusteella Fingrid puolestaan arvioi tarkempien stabiiliustarkastelujen tarvetta. Fingrid, liittymispisteen verkonhaltija ja voimalaitoksen rakennuttaja sopivat keskenään voimalaitoksen stabiilin toiminnan osoittamiseksi tarvittavista toimista, joita voivat olla mm. sähkömagneettisten transienttien (EMT, electromagnetic transient) simuloinnit. [36]

3.1.5 Loissähköikkuna

Fingrid on määritellyt loissähköikkunan, jonka ylityksistä kantaverkkoon liittyjää laskutetaan. Loissähköikkuna on esitetty kuvassa 12.



Kuva 12. Fingridin loissähköikkuna tuotannolle. Muokattu lähteestä [12, s. 4].

Kuvassa 12 loissähkön ottoraja tuotannolle on Q_G , ja antorajat Q_{G1} sekä I . Loissähkön antoraja I on voimassa pätötehon ollessa alle voimalaitoksen minimitehon P_{min} , muulloin

rajana on Q_{G1} . Otto- ja antorajat Q_G ja Q_{G1} ovat itseisarvoltaan yhtä suuret. Loissähköikunan rajojen laskemiseen käytettävät yhtälöt on esitetty Fingridin sovellusohjeessa ”Loissähköön toimitus ja loistehoreservin ylläpito”. Liittyjää laskutetaan loistehorajan ylityksen suuruuden mukaisesti. [12]

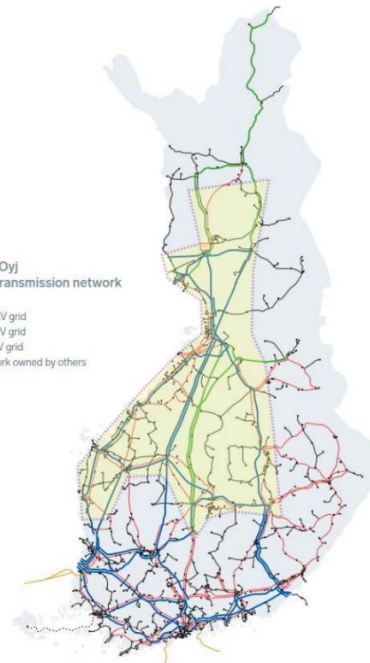
Loissähköikkuna pätee myös silloin, kun voimalaitos liittyy toisen verkonhaltijan verkkoon, joka edelleen liittyy kantaverkkoon. Tällöin verkonhaltija joutuu maksamaan Fingridille kantaverkon liittymispisteestä mitatuista loissähköikunan ylityksistä, joita esim. voimalaitoksen toiminta voi aiheuttaa. Verkonhaltija voi edelleen veloittaa asiakkaitaan ml. voimalaitosta loistehosta.

3.1.6 Alisynkroninen vuorovaikutus

Toisin kuin VJV2018, jotka perustuvat Euroopan komission asetukseen, erityistarkasteluvaatimukset ovat Fingridin itse määrittämiä ja saattavat siksi muuttua nopeastikin. Tässä luvussa esitetyt alisynkronista vuorovaikutusta koskevat vaatimukset eivät välttämättä sellaisinaan pidä enää paikkaansa esimerkiksi vuoden kuluttua. Luvussa kuitenkin kuvataan yleisluontoisesti, minkä tyyppisistä vaatimuksista on kyse.

Alisynkronisella vuorovaikutuksella tarkoitetaan tilannetta, jossa verkko ja generaattorin akseli ovat resonanssissa keskenään ja resonanssitaajuus on välillä 5–45 Hz. Sarjakompensointi saattaa muuttaa verkon ominaistajuuden alueelle, jolla myös generaattorin akselin ominaistajuus on, kun taas tehoelektroniikkalaitteena suuntaajat saattavat syöttää verkkoon resonanssia vahvistavia tai ylläpitäviä alisynkronisia virtoja. [25, s. 236; 37] Ilmiö liittyykin oleellisesti sarjakompensoidun verkon alueella sijaitseviin tuulivoimalaitoksiin, sillä ne ovat suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia. Tarkemmin ilmiötä on tarkasteltu esimerkiksi Riku Korhosen diplomityössä [38].

Fingridin verkon alue, jolle liitettävistä tuulivoimalaitoksista on tehtävä alisynkronista vuorovaikutusta koskevat erityistarkastelut, on esitetty kuvassa 13 keltaisella. Erityistarkasteluvaatimukset koskevat tyyppin D suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia ja arvioidaan aina voimalaitoskohtaisesti. Alue on suuntaa antava, ja tämän vuoksi myös alueen läheisyyteen liitettävistä tyyppin D suuntaajakytketyistä voimalaitoksista saatetaan vaatia erityistarkasteluja. [39, s. 1]



Kuva 13. *Fingridin verkkoalue, jolle liitettävien tuulivoimalaitosten osalta vaaditaan alisynkronisen vuorovaikutuksen tarkastelua [39, s. 2].*

Kuvan 13 alue keskittyy Fingridin sarjakompensoidun verkon ympärille ollen kuitenkin hieman sitä laajempi. Vaatimukset on jaettu suojaus-, mallinnus-, vaimennus- ja instrumentointivaatimuksiin. Asetettavat vaatimukset riippuvat voimalaitoksen mitoitus-tehosta P_{\max} sekä voimalaitoksessa käytettävästä generaattorityypistä. Mallinnusvaatimusten mukaisesti tuulivoimalaitos on mallinnettava PSCAD:illä riittävän yksityiskohtaisesti sisältäen mm. puistosäätäjän, turbiinien ja tuulivoimalaitoksen sisäverkon sekä liittymisjohdon mallit. Tarkemmin mallinnus- ja muut em. vaatimukset on kuvattu dokumentissa ”Erityistarkasteluvaatimukset suuntaajakytketyille voimalaitoksille liittyen alisynkroniseen vuorovaikutusriskiin”. [39]

3.2 Rakennuttajan simulointitarpeet

Fingridin vaatimien mallien ja laskelmien lisäksi voimalaitoksen rakennuttaja tilaa yleensä joitakin muita laskelmia tai tarkasteluja. Tällaisia ovat mm. maadoituslaskennat, kapasitiivinen maasulkuvirta, eristyskoordinaatiotarkastelu, suojauskoordinaatio- ja selektiivisyystarkastelu, häviölaskenta sekä kaapelin kuormitettavuuslaskenta.

Rakennuttajaa kiinnostaa laskelmat suunnittelun tueksi: mm. komponenttien kestoisuu-den varmistamiseksi, suojausasettelujen määrittämiseksi ja varmistukseksi siitä, että voimalaitos tulee täyttämään liittymispisteen verkonhaltijan vaatimukset ml. VJV2018. Näistä syistä rakennuttajaa kiinnostaa myös esim. tehonjako- ja vikavirtalaskelmat, ja toisaalta Fingrid vaatii verkkomallit, joilla on mahdollista suorittaa ko. laskelmat.

3.3 Simulointiohjelmat

Suomessa tuulivoima-alalla vaikuttaa olevan yleisessä käytössä muutama eri simulointiohjelma. Yleisesti käytettyjä ovat ainakin DIgSILENT PowerFactory ja Neplan, joista erityisesti PowerFactory on laajassa käytössä ja usein tuulivoimalaitoksen rakennuttajan toiveena, että laskennat tehdään sillä. Yksittäisiä tarkasteluja tehdään myös muilla ohjelmilla, ja esimerkiksi tuulivoimalaitosten dynaamiset VJV2018-tarkastelut tehdään lähes yksinomaan PSS®E:llä. VJV2018-tarkasteluissa on mahdollista käyttää muitakin ohjelmia kuin PSS®E luvussa 3.1.1 esitetyin rajoituksin.

Tässä luvussa esitellään lyhyesti tuulivoimalaitosten simuloinneissa yleisesti käytetyt ohjelmat PowerFactory, Neplan, PSS®E ja PSCAD. Luvussa tarkastellaan myös lyhyesti ohjelmien yhteensopivuutta, tuulivoimaloiden dynaamisten mallien käyttöä ja tuulivoimalaitosten simuloinneissa tarvittavia ohjelman ominaisuuksia.

3.3.1 PowerFactory ja Neplan

PowerFactory ja Neplan ovat monikäyttöisiä sähköverkon laskentaohjelmia, jotka sopivat kattavasti sekä staattiseen että dynaamiseen mallintamiseen, myös nopeiden sähkömagneettisten transienttien (EMT) mallintamiseen. Molemmissa ohjelmissa on graafinen käyttöliittymä, jonka avulla verkkoa voidaan mallintaa yksiviivakaaviona (single-line diagram). Ohjelmissa on myös komponenttikirjasto, jossa on valmiina erilaisten verkko-komponenttien, kuten muuntajien ja kaapelien malleja. Neplanilla on mahdollista mallintaa myös kaasu- ja kaukolämpöverkkoja, mutta näitä malleja ei ole mahdollista liittää toisiinsa tai sähköverkkojen malleihin [40, s. 10].

3.3.2 PSS®E

PSS®E:tä käytetään usein laajojen sähköverkkojen mallintamiseen. Ohjelmaa on mahdollista käyttää myös dynaamisessa mallintamisessa. Nopeiden transienttien (EMT) mallintamiseen PSS®E ei itsessään sovellu. PSS®E:hen on saatavilla laajennusmoduuli, jonka avulla PSCAD:iä on mahdollista käyttää sen kanssa rinnakkain EMT-mallintamiseen. [41,42] PSS®E:ssäkin on graafinen käyttöliittymä, mutta muissa tässä tarkasteltavista ohjelmista poiketen verkkomalli luodaan PSS®E:ssä syöttämällä komponentit ja niiden parametrit taulukoihin [14, s. 34].

3.3.3 PSCAD

PSCAD soveltuu parhaiten nopeiden ja yksityiskohtaisten ilmiöiden, kuten transienttien mallintamiseen. PSCAD:in graafisessa käyttöliittymässä verkko on mahdollista kuvata myös kolmivaiheisena, jolloin epäsymmetrisiä kytkentöjä ja tilanteita voi olla helpompi

luoda, hallita ja hahmottaa. PSCAD ei sovellu staattiseen mallintamiseen etenkin suurimmissa järjestelmissä, sillä käyttäjä joutuu itse laskemaan tehonjaon ja syöttämään ohjelmaan nämä alkutilan arvot [41,43].

3.3.4 PowerFactoryn ja Neplanin vertailu

Tarkemmin tarkasteltaviksi valittiin yleisyyden ja monikäyttöisyyden takia PowerFactory ja Neplan. Molemmat ohjelmat sisältävät hyvin pitkälti samat perusominaisuudet. Neplanin graafinen käyttöliittymä on hieman helpommin omaksuttavissa kuin PowerFactoryn. Molempiin ohjelmiin on saatavilla kattava valikoima laajennusmoduuleja (käyttötarkoituksen mukaan) [44,45]. Skriptien kirjoittaminen on mahdollista molemmilla ohjelmilla. Saatujen tarjousten perusteella ohjelmien hinnoissa ei ole merkittävää eroa.

Ohjelmien demoversioita kokeiltiin, jotta saataisiin parempi käsitys ohjelmien toiminnasta. Demoversiot ovat kuitenkin rajattuja, eikä niistä selviä täysi toiminnallisuus. Vertailua vaikeutti myös demoversioiden erilaisuus. PowerFactoryn demoversio on aikarajoitettu 30 päivän käyttöön, mutta ominaisuudet ovat lähes samat kuin täysversiossa, kun taas Neplanin demoversion käyttöaikaa ei ole rajoitettu, mutta ominaisuuksia ja komponenttikirjastoa on rajoitettu sekä verkon koko on rajattu korkeintaan 10 solmupisteeseen. Toisaalta PowerFactoryn komponenttikirjastossakaan ei ollut valmiina Suomen tuulivoimalaitoksissa tyypillisesti käytettyjen AHXAMK-W-kaapelien tai sopivien muuntajien malleja, vaan käyttäjän pitää luoda ne itse.

3.3.5 Ohjelmien yhteensopivuus ja tuulivoimaloiden dynaamisten mallien käyttö

Peruslaskennassa, kuten tehonjakolaskennassa ja vikavirtalaskennassa, käytettävät verkkomallit ovat staattisia ja siksi niitä on mahdollista muuntaa helposti eri ohjelmien käyttöön sopivaan muotoon. Esimerkkinä tästä on PowerFactoryn PSS®E Export -ominaisuus. Tuulivoimaloiden dynaamisten mallien kohdalla PowerFactoryn PSS®E Export -ominaisuus ei toimi automaattisesti, vaan mallien vienti ja parametrien syöttö on tehtävä käsin. Näin ollen dynaamisia VJV2018-tarkasteluja varten voimalavalmistajilta on saatava standardien mukaiset mallit tai vähintään parametrit. Käytännössä standardeilla viitataan tässä standardiin IEC 61400-27-1, joka käsittelee tuulivoimaloiden dynaamisia malleja.

Tuulivoimaloiden mallien muuntamisesta PSS®E Exportilla ei kuitenkaan välttämättä ole apua, sillä PowerFactory-tarkastelut tehdään usein aggregoimattomalla mallilla ja aggregointivaatimuksen vuoksi PSS®E-simuloinneissa on käytettävä aggregoitua verkkomallia. Suomessa tuulivoimalaitosten mallintamisessa ei myöskään yleensä käytetä stan-

dardimalleja, vaan valmistajan voimalakohtaisia dynaamisia malleja. Nämä voimalavalmistajan toimittamat mallit ovat lisäksi ohjelmakohtaisia eli ne toimivat vain sillä ohjelmalla, jolle ne on pyydetty.

3.3.6 Tuulivoimalaitosten simuloinnissa tarvittavat ohjelman ominaisuudet

Luvussa 3.1.1 esitettiin Fingridin asettamat vähimmäisvaatimukset simuloinnille. Näitä olivat tehonjako- ja vikavirtalaskentamallit, sekä loistehokapasiteetti- ja dynamiikkalaskelmat. Ohjelmalla tulisi pystyä tekemään nämä mallit ja laskelmat. Ohjelmalla olisi hyvä pystyä tekemään myös luvussa 3.2 esitetyt ja muut rakennuttajan tilaamat simuloinnit esimerkiksi siten, että ohjelmaa laajennetaan rakennuttajan tilatessa sellaisia tarkasteleluja, joita ei jo käytössä olevalla ohjelmalla ja moduuleilla pystytä tekemään. Lisäksi, kuten aiemmin luvussa 3 todettiin, Fingrid saattaa vaatia tai ainakin ohjata tietyn ohjelman tai ohjelmien käyttöön.

4. TUULIVOIMALAITOKSEN VERKON MALLINTAMINEN OHJELMISTOLLA

Tässä luvussa esitetään kuvitteellinen voimalaitos ja sen verkkovaihtoehdot, joille suoritetaan luvussa 5 häviö- ja kustannuslaskelmat edullisimman vaihtoehdon määrittämiseksi. Voimalaitoksen yleinen rakenne on kuvattu luvussa 4.1. Voimalaitoksen yleisen kuvauksen jälkeen luvussa 4.2 käydään läpi voimalaitoksen verkkovaihtoehdot, joille em. laskelmat suoritetaan. Luvussa 4.3 esitetään voimalaitoksen verkon komponenttien mallintamisessa käytettävät tiedot ja parametrit. Luvussa 4.4 käydään läpi kaapelien valintaan vaikuttavat yleiset kuormituskertoimet ja valitaan voimalaitoksen eri verkkovaihtoehdoissa käytettävät kaapelit.

66 kV:n jännitetasolla on todettu olevan joitakin hyötyjä 33 kV:n jännitetasoon verrattuna. Näitä ovat ainakin pienemmät investointikustannukset, häviöt ja oikosulkuvirrat. Pienemmät kustannukset johtuvat ainakin tarvittavan kaapeloinnin ja mahdollisesti kojeistojen määrän vähenemisestä. Pienemmät häviöt johtuvat pienemmästä virrasta ja kaapelimäärästä kuin 33 kV:lla. Pienempi kaapelien ja kojeistojen määrä on seurausta siitä, että 66 kV:lla tehonsiirtokyky on suurempi pienemmän virran vuoksi, mikä mahdollistaa suuremman ryhmäkoon. Häviöiden ja kustannusten pieneneminen 66 kV:n jännitetasolla ovat tietysti voimalaitoskohtaisia mahdollisia hyötyjä, eli voimalaitoksesta riippuu, onko 66 kV:lla pienemmät häviöt ja investointikustannukset kuin 33 kV:lla. [46–50] Edellä esitettyjen 66 kV:n jännitetaso mahdollisten hyötyjen vuoksi tässä työssä tutkitaan eri 33 kV:n verkkovaihtoehtojen lisäksi 66 kV:n verkkovaihtoehdon mahdollisia hyötyjä taloudellisesta näkökulmasta.

4.1 Voimalaitoksen rakenne

Tämän työn simuloinneissa käytetään apuna PowerFactory-ohjelmistolla toteutettua esimerkkituulivoimalaitosta. Sen pohjalta luodaan modernia suomalaista tuulivoimalaitosta vastaava kuvitteellinen voimalaitos, jonka eri verkkovaihtoehtojen malleja käytetään laskennassa.

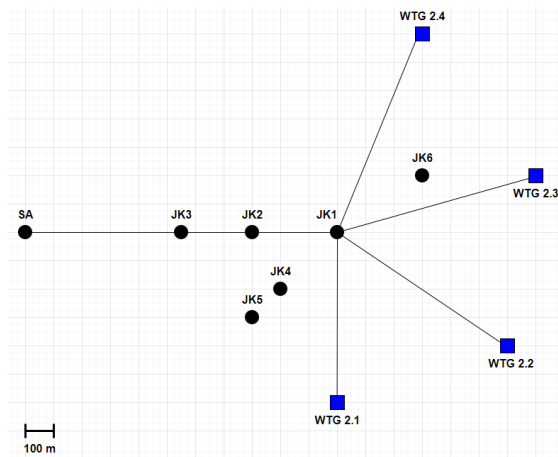
Voimalaitoksessa on kuusi voimalaa, joiden nimellisteho on 5,5 MVA tehokertoimella 0,9. Maksimipäätöteho voimaloilla on tällöin 4,95 MW. Voimalat ovat täystehoisella suuntaajalla varustettuja voimaloita. Voimaloiden generaattorien jännite on esimerkkivoimalaitoksen mukaisesti 0,69 kV. Voimaloissa on niiden toimintaa ohjaavat voimalasäätäjät.

Lisäksi voimalaitoksessa on puistosäätäjä, jonka toiminta ja asetelut on kuvattu yleisessä tasolla luvussa 4.3.3.

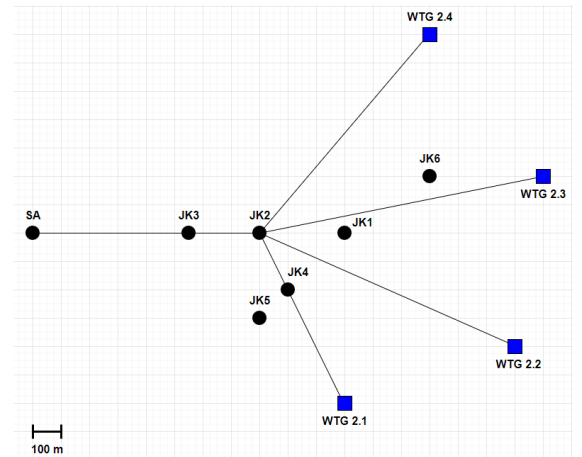
Voimalaitoksen sisäverkon vaihtoehtoisiksi jännitteiksi valitaan 33 kV ja 66 kV. Voimalaitokseen lisätään päämuuntaja, jonka välityksellä voimalaitos liittyy 118 kV:n verkkoon. Voimalaitoksessa ei ole liittymisjohtoa, vaan se liittyy suoraan kantaverkon voimajohdon. Voimalaitoksen muuntajien tiedot on esitetty luvussa 4.3.2.

4.2 Voimalaitoksen verkkovaihtoehdot

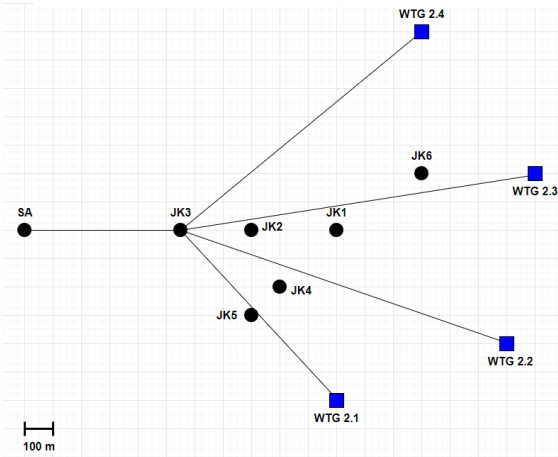
Voimalat jaetaan kahden ja neljän voimalan ryhmiin, kuten esimerkivoimalaitoksessa. Ryhmään 1 kuuluu kaksi voimalaa ja ryhmään 2 neljä voimalaa. Poikkeuksena tästä on 66 kV:n vaihtoehto, jossa kaikki voimalat kuuluvat samaan ryhmään. Tarkasteltavat verkkovaihtoehdot ovat 33 kV voimalat ketjutettuna, 33 kV voimalat jakokaapeilla yhdistettynä (kuusi eri jakokaapin paikkaa) ja 66 kV voimalat ketjutettuna. Ryhmän 1 jakokaapin paikka pysyy samana ja vain ryhmän 2 jakokaapin sijainti muuttuu kaikissa verkkovaihtoehdoissa, joissa käytetään jakokaappeja. Ryhmän 2 voimaloiden ja sähköaseman sekä jakokaappien välisiä kaapelipituuksia sekä jakokaappiverkkovaihtoehtojen kaapelointia on havainnollistettu kuvassa 14.



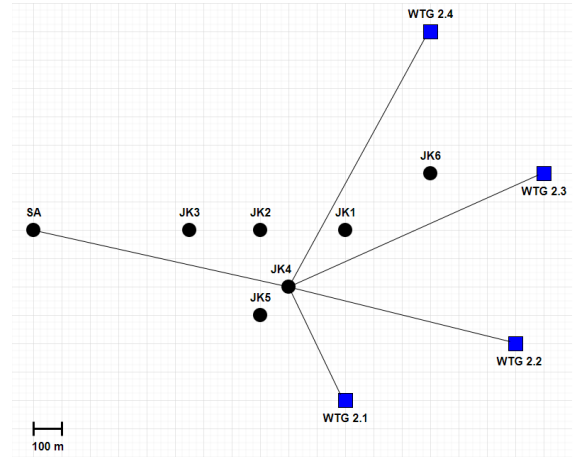
33 kV JK1



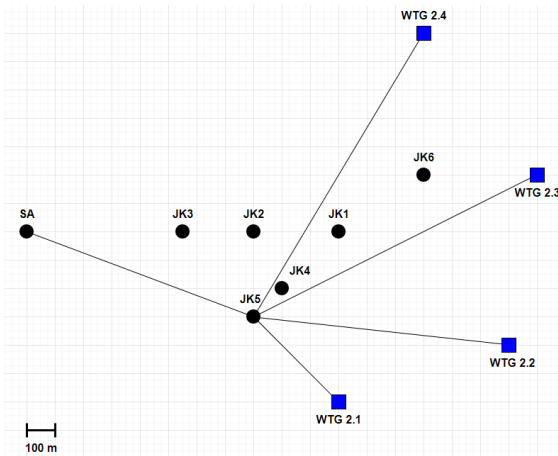
33 kV JK2



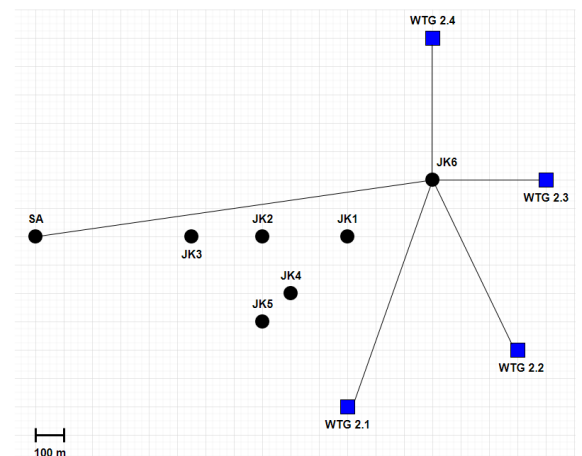
33 kV JK3



33 kV JK4



33 kV JK5



33 kV JK6

Kuva 14. Ryhmän 2 33 kV:n jakokaappiverkkovaihtoehtojen kaapelointi, sekä voimaloiden, vaihtoehtoisten jakokaappien ja sähköaseman suhteelliset sijainnit kaapelipituuksina.

Kuvassa 14 voimalat on kuvattu sinisillä neliöillä (WTG 2.1–2.4) ja jakokaapin vaihtoehtoiset paikat (JK 1–6) sekä sähköasema (SA) mustilla ympyröillä. Kuten kuvastakin nähdään, jokainen ruutu on kooltaan 100 x 100 m. Kuvan avulla saadaan näin kaapelipituu-
det eri verkkovaihtoehtojen ryhmän 2 voimaloille. 33 kV:n verkon kaapelipituu-
det ketjutettuna on annettu kokonaisuudessaan taulukossa 4.

Taulukko 4. 33 kV:n verkon kaapelipituu-
det voimalat ketjutettuna.

Kaapeli	Pituus (m)
SA–WTG 1.1	790
WTG 1.1–WTG 1.2	763
SA–WTG 2.1	1253
WTG 2.1–WTG 2.2	632
WTG 2.2–WTG 2.3	608
WTG 2.3–WTG 2.4	640

33 kV:n verkon ryhmän 1 kaapelipituu-
det voimalat jakokaapilla yhdistettynä on esitetty
taulukossa 5.

Taulukko 5. 33 kV:n verkon ryhmän 1 kaapelipituu-
det voimalat jakokaapilla yhdistettynä.

Kaapeli	Pituus (m)
SA–JK	361
JK–WTG 1.1	429
JK–WTG 1.2	334

33 kV:n verkon ryhmän 2 kaapelipituu-
det voimalat jakokaapilla yhdistettynä on esitetty
taulukossa 6.

Taulukko 6. 33 kV:n verkon ryhmän 2 verkkovaihtoehtojen kaapelipituu-
det voimalat jako-
kaapilla yhdistettynä.

Kaapeli	Pituus JK1 (m)	Pituus JK2 (m)	Pituus JK3 (m)	Pituus JK4 (m)	Pituus JK5 (m)	Pituus JK6 (m)
SA–JKx	1100	800	550	921	854	1414
JKx–WTG 2.1	600	670	813	447	424	854
JKx–WTG 2.2	721	984	1217	824	905	670
JKx–WTG 2.3	728	1019	1265	984	1118	400
JKx–WTG 2.4	761	921	1101	1029	1166	500

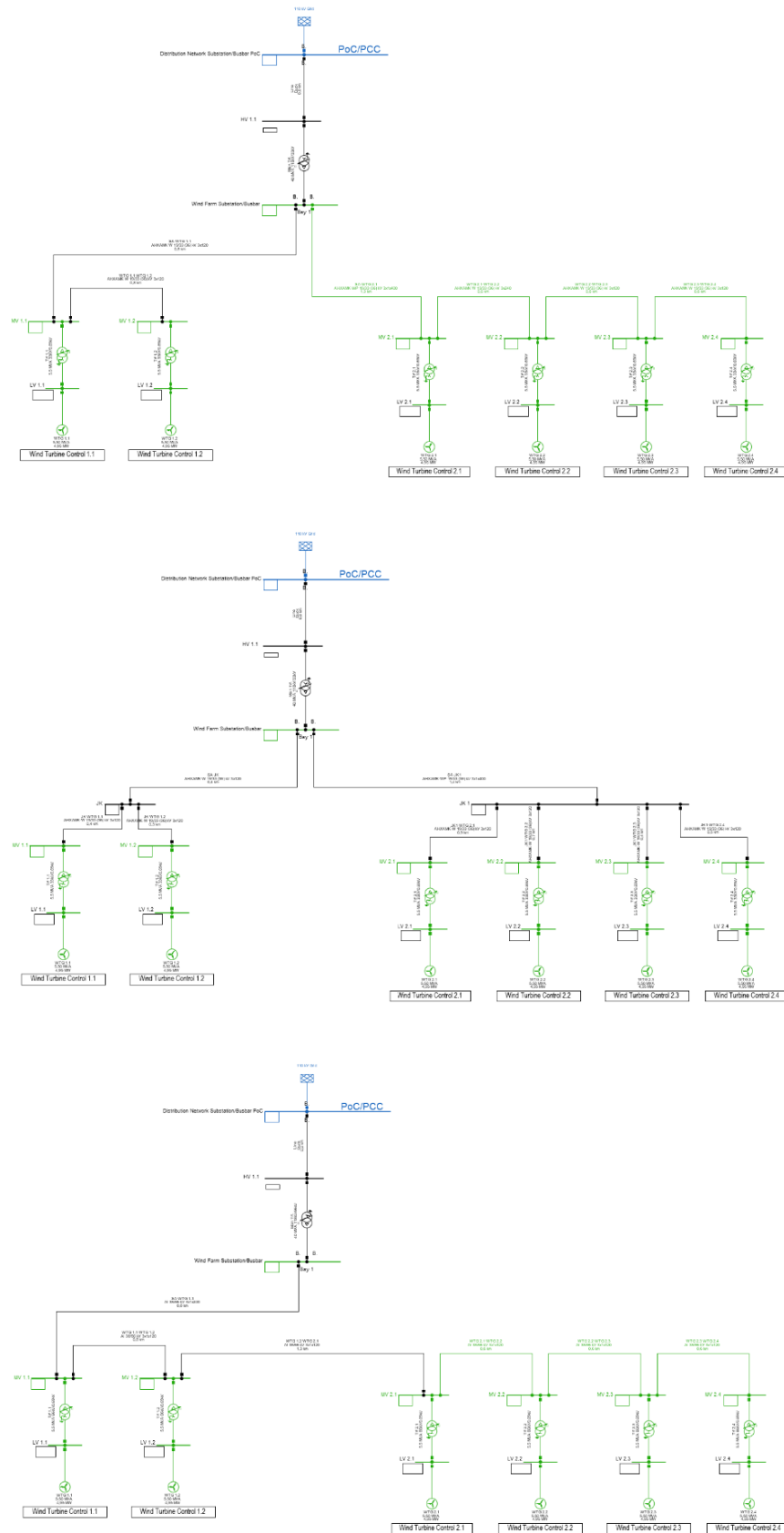
Olkoon JK1 ns. perustapaus. Taulukosta 6 nähdään, että tähän verrattuna vaihtoeh-
dossa JK2 kaapeli SA–JKx lyhenee ja muut pitenevät. Vaihtoehdossa JK3 kaapeli SA–
JKx lyhenee ja muut pitenevät edelleen. Verrattuna vaihtoehtoon JK1 vaihtoehdossa
JK4 kaapelit SA–JKx ja JKx–WTG 2.1 lyhenevät ja muut pitenevät. Vaihtoehdossa JK5
em. kaapelit lyhenevät ja muut pitenevät edelleen. Vaihtoehto JK6 on käänteinen verrat-
tuna vaihtoehtoihin JK4 ja JK5, eli siinä kaapelit SA–JKx ja JKx–WTG 2.1 pitenevät ja
muut lyhenevät. Nämä verkkovaihtoehtojen väliset erot voidaan nähdä myös kuvasta 14.

Ryhmään 1 kuuluvan voimalan WTG 1.2 ja ryhmään 2 kuuluvan voimalan WTG 2.1 välinen kaapelipituus on 1265 m. 66 kV:n verkkovaihtoehdon kaapelipituudet on esitetty kokonaisuudessaan taulukossa 7.

Taulukko 7. 66 kV:n verkon kaapelipituudet.

Kaapeli	Pituus (m)
SA-WTG 1.1	790
WTG 1.1-WTG 1.2	763
WTG 1.2-WTG 2.1	1265
WTG 2.1-WTG 2.2	632
WTG 2.2-WTG 2.3	608
WTG 2.3-WTG 2.4	640

Tässä luvussa esitetyt verkkovaihtoehdot on havainnollistettu vielä PowerFactory-ohjelmalla toteutetuilla verkkomalleilla, jotka kuvassa 15.



Kuva 15. Verkkovalintojen PowerFactory-verkkomallit. Ylhäältä alas: 33 kV ketjutettu, 33 kV jakokaapeilla yhdistetty, 66 kV ketjutettu.

Kuvassa 15 jakokaappiverkkovaihtoehdot on esitetty yhdellä mallilla, sillä mallit eroavat toisistaan vain ryhmän 2 kaapelipituuksien osalta. Kuvan verkkomallit on esitetty suuremmissa koossa liitteessä B kuvissa 29–31.

4.3 Voimalaitoksen komponenttien mallintaminen

Voimalaitoksen häviölaskennan kannalta tärkeimmät tässä työssä mallinnettavat komponentit ovat kaapelit ja muuntajat. Lisäksi puistosäätäjä ja päämuuntajan käännytykkin säätäjineen mallinnetaan laskentaan riittävällä tasolla. Kytkinlaitteistot mallinnetaan jännitetasonsa mukaisina kiskoina. Tuulivoimaloiden maksimipäteho on 4,95 MW, kuten aiemmin luvussa 4 kerrottiin.

4.3.1 Kaapelit

PowerFactory-ohjelmistolle on syötettävä johtojen ja kaapelien AC-resistanssit (R_{AC}) 20 °C:n lämpötilassa ja lisäksi ilmoitetaan esim. johdinmateriaali tai AC-resistanssi toisessa lämpötilassa. Tässä työssä käytettävillä kaapelivalmistajien datalehdillä ei kuitenkaan ole ilmoitettu AC-resistanssia vaaditussa 20 °C:n lämpötilassa.

Tuulivoimalaitoksen verkkomalleja varten kaapelien AC-resistansseja yritettiin arvioida datalehdillä ilmoitetuista resistansseista interpoloimalla nämä 20 °C:een lämpötilaan, mutta tämä menetelmä ei osoittautunut johdonmukaiseksi. Kaapelien AC-resistansseja yritettiin laskea myös datalehtien DC-resistansseista huomioimalla virranajo ja läheisyysvaikutus, mutta tällä tavalla saadut arvot olivat liian suuria kaapelivalmistajan datalehdillä ilmoittamiin arvoihin verrattuna. Näin ollen kaapelien AC-resistanssit arvioidaan 5 % kaapelien DC-resistanssia (R_{DC}) suuremmaksi. Arvio perustuu siihen, että [51, s. 103] mukaan ilmajohtoilla R_{AC} on 1,5...8 % ilmoitettua R_{DC} suurempi. Arviossa on myös huomioitu, ettei arvioitu R_{AC} ylittäisi kaapelivalmistajan 40 °C:n tai sitä suuremmissa lämpötilassa ilmoittamaa resistanssia. Voimalaitokseen valittujen 33 kV:n kaapelien sähköiset arvot on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. 33 kV:n alumiinikaapelien sähköiset arvot [52,53].

Johtimen pinta-ala (mm ²)	R_{DC} (Ω/km)	L (mH/km)	C (μF/km)	R_{AC} (Ω/km)
120	0,253	0,40	0,17	0,266
150	0,206	0,39	0,18	0,216
240	0,125	0,36	0,22	0,131
400	0,0778	0,33	0,26	0,0817

Voimalaitokseen valittujen 66 kV:n kaapelien sähköiset arvot on esitetty taulukossa 9. 66 kV:n kaapelien DC-resistanssit ovat samat kuin vastaavien 33 kV:n kaapelien, sillä

R_{DC} 20 °C:n lämpötilassa on saman pinta-alan alumiinijohtimilla yhtä suuri [52–54]. R_{AC} on arvioitu vastaavasti 5 % R_{DC} :tä suuremmaksi.

Taulukko 9. 66 kV:n alumiinikaapelien sähköiset arvot [54].

Johtimen pinta-ala (mm ²)	R_{DC} (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	R_{AC} (Ω/km)
120	0,253	0,162	0,115	0,266
150	0,206	0,157	0,123	0,216
185	0,164	0,155	0,131	0,172
240	0,125	0,151	0,140	0,131

Yli 63,5 kV:n kaapeleita mallinnettaessa tulee lisäksi tietää häviökerroin $\tan \delta$ [55, s. 33, katso 56, s. 36]. 66 kV:n kaapeleille syötetään PowerFactoryyn häviökertoimeksi IEC 60287-1-1 -standardin mukainen 0,0015 [57, katso 58, s. 60].

4.3.2 Muuntajat

Voimalamuuntajissa on väliottokytkin (keskiasennossa). Voimalaitoksen päämuuntajassa on yläjännitepuolella käämikytkin, jonka porrastus on $\pm 9 \times 1,67$ % yläjännitepuolen nimellijännitteestä. 33 kV:n ja 66 kV:n muuntajien parametrit ovat jännitetasoja lukuun ottamatta samat. Muuntajien parametrit on esitetty taulukossa 10.

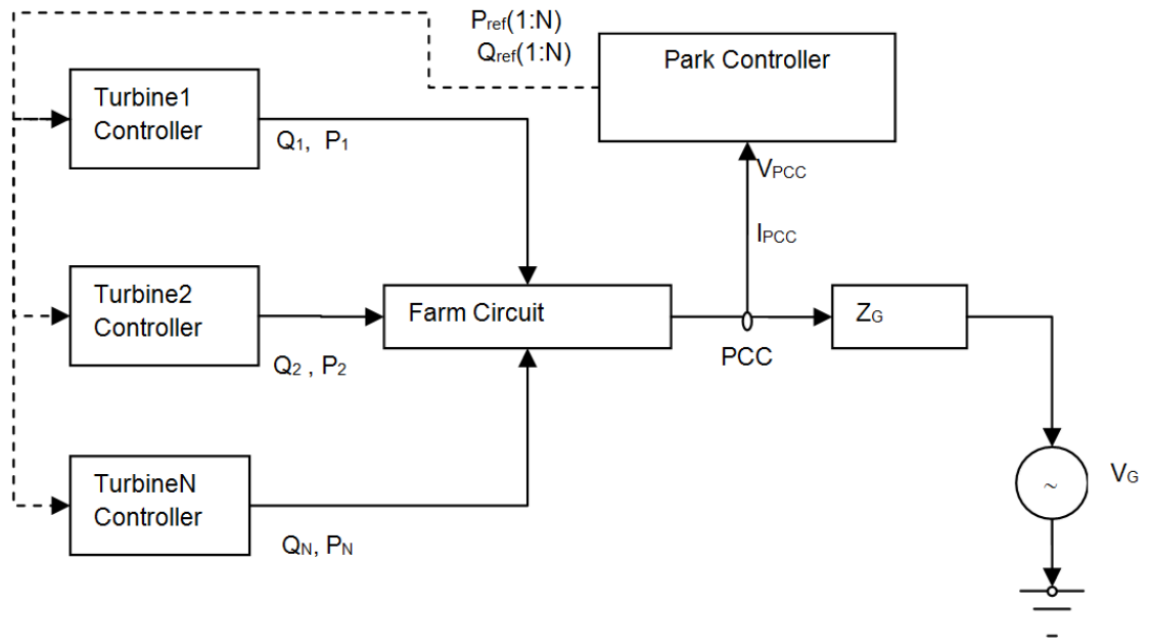
Taulukko 10. Voimalaitoksen muuntajien parametrit [59,60].

Muuntaja	S_n (MVA)	x_k (pu)	r_k (pu)	P_k (kW)	P_0 (kW)	kytkentäryhmä
Voimalamuuntaja	5,5	0,0796	0,00796	43,78	8	Dyn5
Päämuuntaja	40	0,11994	0,00365	146	23,5	YNd11

Päämuuntajan käämikytkin on aseteltu säätämään keskijännitepuolen jännitettä portaittain. Jännitteen asetusarvo on 1 pu ja asetusarvon ala- ja ylärajat 0,985 pu ja 1,015 pu. Käämikytkimen säätäjän aikavakio on 0,5 s. Keskijänniteverkon perusjännitteet ovat 33 ja 66 kV kullakin verkkovaihtoehdolla käytettävän jännitetason mukaisesti. Käämikytkimen toiminta ja asetellut ovat puistosäätäjistä erilliset.

4.3.3 Puistosäätäjä

Puistosäätäjän toimintaperiaate on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Puistosäätäjän toimintaperiaate [61, s. 15].

Kuvan 16 mukaisesti puistosäätäjä saa liittymispisteestä (PCC) mitatun virran ja jännitteen, joiden perusteella se määrittää tavoitearvot pätö- ja loistehon tuotannolle. Puistosäätäjä ohjaa voimalasäätäjiä välittämällä näille määrittelemänsä tavoitearvot. Voimalasäätäjät säätelevät sitten voimaloiden tuotantoa näiden arvojen mukaisesti, jolloin sisäverkon ja liittymispisteen tehotilanne muuttuu. Puistosäätäjä päivittää voimalasäätäjille välittämiensä tavoitearvoja liittymispisteen kulloisenkin tilanteen mukaisesti. Voimalasäätäjät ohjaavat voimaloita paikallisten asetusten mukaisesti, mikäli puistosäätäjä ei ole käytössä.

Puistosäätäjän asetellut tehdään VJV2018:n liitteen B ”Voimalaitosten jännitteensäädön asetelluperiaatteet” mukaisesti [9, s. 100–104]. Puistosäätäjän käyttämä säätötapa on referenssipisteen jännitteensäätö. Referenssipiste sijaitsee päämuuntajan yläjännitepuolen navoissa. Jännitteensäädön tavoitearvo on 118 kV. Mitoitusloisteho Q_n on 33 % voimalaitoksen mitoitustehosta P_{max} eli 9,801 MVA. Loistehostatiikan asetusarvo on 4 %. Tämän työn voimalaitoksen verkkomalleissa käytettävä puistosäätäjä on PowerFactoryn pysyvän tilan (steady-state) esimerkipuistosäätäjä, joka on aseteltu edellä kuvattun mukaisesti.

4.4 Voimalaitoksen kaapelien mitoitus

Voimalaitoksen kaapelien valinta tehdään tehonjakolaskennan perusteella. Laskennassa kaapelien resistanssina käytetään resistanssia 65 °C:n lämpötilassa, jonka PowerFactory laskee 20 °C:n lämpötilassa ilmoitetun resistanssin sekä johdinmateriaalin

avulla. Luvussa 2.3.4 kuvatun mukaisesti voimalaitoksen sisäverkon loistehon kulutus on tyypillisesti sisäverkon loistehon tuotantoa suurempi. Näin ollen sisäverkko on raskaammin kuormitettu, kun voimalat tuottavat pätötehoa ja kuluttavat loistehoa maksimimäärän (loistehokapasiteettinsa rajoissa). Niinpä tehonjakolaskelmissa, joiden perusteella kaapelien mitoitus tehdään, käytetään tätä tilannetta. Tehonjakolaskennalla varmistettiin vielä, että ko. tilanteessa sisäverkko on raskaammin kuormitettu kuin tilanteessa, jossa voimalat tuottavat pätö- ja loistehoa maksimimäärän. Voimalaitoksen puistosäätäjä on mitoituslaskennassa poissa käytöstä, jotta voimaloiden pätötehon tuotanto ja loistehon kulutus pysyvät em. maksimissa. Kaapelit mitoitetaan siten, ettei niiden kuormitusaste ylitä 100 %:a.

Mitoitettujen kaapelien lisäksi tarkastellaan paksumpien kaapelien käyttöä voimalaitoksen sisäverkossa. Paksummilla kaapeleilla on pienempi resistanssi, joten niitä käytettäessä pätötehohäviöt sisäverkossa ovat pienemmät, mutta investointikustannukset suuremmat kuin mitoitetuilla kaapeleilla. Pienemmillä kaapeleilla kokoa kasvatettaessa resistanssi pienenee enemmän kuin paksummilla kaapeleilla, joten kaapelikoon kasvattamista tarkastellaan vain alle 240 mm²:n kaapeleilla.

Pienimpänä kaapelikokona työssä käytetään 120 mm²:n kaapelia, joka on pienin tässä työssä käytettävän 66 kV:n kaapelien datalehden kaapelikoko [54]. Tällöin 33 kV:n ja 66 kV:n verkkovaihtoehdot ovat paremmin vertailtavissa keskenään. Voimalaitoksen 33 kV:n verkkovaihtoehtoihin valitaan täten tarkasteltaviksi kaapelityypeiksi 120 mm²:n ja tätä suuremmat AHXAMK-W (120...300 mm²) ja AHXAMK-WP (400 mm²) -kaapelit.

Tässä työssä käytettävät kaapelien kuormitettavuudet ilmoitetaan seuraavin yleisin oletuksin: johtimien lämpötila 65 °C, kolmioasennus ja kaapelin kosketussuoja kytkettynä molemmista päistä. Voimalaitoksen kaapelit mitoitetaan varmuuden vuoksi siten, että korkeintaan kahden kolmijohdinkaapelin tai yksinjohdinkaapeliryhmän on mahdollista kulkea rinnakkain samassa ojassa vähintään 70 mm etäisyydellä toisistaan. Tämä vastaa korjauskerrointa 0,85. Kaapelien korjauskertoimeen vaikuttavat olosuhteet ovat tämän lisäksi seuraavat: asennussyvyys 0,7 m, maan lämpöresistiivisyys 1,0 Km/W ja maan lämpötila 15 °C. Näistä kunkin korjauskerroin on 1, joten kaapelien mitoituksessa käytettävä kokonaiskorjauskerroin on 0,85. [62, s. 48–51] 33 kV:n 120...400 mm²:n alumiinikaapelien kuormitettavuudet kertoimilla 1 ja 0,85 on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11. 33 kV:n alumiinikaapelien kuormitettavuus kolmioon asennettuna ja kosketussuoja molemmista päistä kytkettynä, kun johtimen lämpötila on 65 °C [52,53].

33 kV:n johtimen pinta-ala (mm ²)	Kuormitettavuus kertoimella 1 (A)	Kuormitettavuus kertoimella 0,85 (A)
120	265	225,3
150	300	255,0
185	330	280,5
240	385	327,3
300	435	369,8
400	510	433,5

Taulukossa 12 on esitetty voimalaitoksen 33 kV:n ketjutetun verkkovaihtoehdon tehonjaon perusteella valittujen kaapelien johdinpinta-ala A_j ja kaapelien kuormitusaste, kun sisäverkko on raskaimmin kuormitettu. Näiden lisäksi taulukossa 12 on esitetty verkkovaihtoehdon, jossa alle 240 mm²:n kaapelit on korvattu yhtä kokoa suuremmilla, kaapelit.

Taulukko 12. 33 kV:n ketjutettujen verkkovaihtoehtojen kaapelien johdinpinta-alat.

Kaapeli	Mitoitetut		Paksummat
	A_j (mm ²)	Kuormitusaste (%)	A_j (mm ²)
SA-WTG 1.1	120	86,5	150
WTG 1.1-WTG 1.2	120	43,3	150
SA-WTG 2.1	400	89,8	400
WTG 2.1-WTG 2.2	240	89,2	240
WTG 2.2-WTG 2.3	120	86,5	150
WTG 2.3-WTG 2.4	120	43,3	150

33 kV:n jakokaapeilla yhdistettyjen verkkovaihtoehtojen kaapelit voidaan mitoittaa vastaavasti tehonjaon perusteella. Nämä kaapelit on esitetty taulukossa 13. Näiden lisäksi taulukossa 13 on esitetty jakokaappiverkkovaihtoehdot paksummilla 150 mm²:n kaapeleilla.

Taulukko 13. 33 kV:n jakokaappiverkkovaihtoehtojen kaapelien johdinpinta-alat.

Kaapeli	Mitoitetut	Paksummat
	A_j (mm ²)	
SA-JK	120	150
JK-WTG 1.1	120	150
JK-WTG 1.2	120	150
SA-JKx	400	400
JKx-WTG 2.1	120	150
JKx-WTG 2.2	120	150
JKx-WTG 2.3	120	150
JKx-WTG 2.4	120	150

Jakokaapin sijainnilla ei ole merkitystä kaapelien mitoittamiseen, joten kaikkiin jakokaapeja käyttäviin verkkovaihtoehtoihin valitaan samat kaapelit. Tämä voidaan nähdä taulukosta 14, jossa on esitetty kaapelien kuormitusasteet jakokaappiverkkovaihtoehtoille.

Taulukko 14. Jakokaappiverkkovaihtoehtojen kuormitusasteet mitoitetuilla kaapeleilla

Kaapeli	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV
	JK1	JK2	JK3	JK4	JK5	JK6
Kuormitusaste (%)						
SA–JK	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
JK–WTG 1.1	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
JK–WTG 1.2	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
SA–JKx	89,7	89,6	89,5	89,7	89,6	89,8
JKx–WTG 2.1	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
JKx–WTG 2.2	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
JKx–WTG 2.3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
JKx–WTG 2.4	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3

Taulukosta 14 havaitaan, että kuormitusasteet ovat lähes identtiset eroten ainoastaan sähköaseman ja ryhmän 2 jakokaapin välisen kaapelin osalta. Erot tämän kaapelin kuormitusasteessa ovat hyvin pieniä, korkeintaan 0,3 prosenttiyksikköä. Voimalaitoksen 66 kV:n verkkovaihtoehtoa varten valitaan tarkasteltavaksi 120...240 mm²:n alumiinikaapelit. Korjauskertoimeksi oletetaan sama kuin 33 kV:n kaapeleilla, eli 0,85. Kaapelien kuormitettavuus on esitetty taulukossa 15.

Taulukko 15. 66 kV:n alumiinikaapelien kuormitettavuus [54].

66 kV:n johtimen pinta-ala (mm ²)	Kuormitettavuus kertoimella 1 (A)	Kuormitettavuus kertoimella 0,85 (A)
120	291	247,4
150	299	254,2
185	324	275,4
240	375	318,8

Voimalaitoksen 66 kV:n verkkovaihtoehdon sisäverkossa käytettävät kaapelit valitaan vastaavasti kuin 33 kV:n verkkovaihtoehtojen kaapelit. Nämä kaapelit on esitetty taulukossa 16. Taulukossa 16 on esitetty myös vaihtoehto, jossa alle 240 mm²:n kaapelit on korvattu yhtä kokoa suuremmilla.

Taulukko 16. 66 kV:n verkkovaihtoehdon kaapelien johdinpinta-alat.

Kaapeli	Mitoitetut		Paksummat
	A _j (mm ²)	Kuormitusaste (%)	A _j (mm ²)
SA–WTG 1.1	240	91,6	240
WTG 1.1–WTG 1.2	120	98,4	150
WTG 1.2–WTG 2.1	120	78,9	150
WTG 2.1–WTG 2.2	120	59,2	150
WTG 2.2–WTG 2.3	120	39,5	150
WTG 2.3–WTG 2.4	120	19,8	150

Taulukoista 12, 14 ja 16 havaitaan, että 66 kV:lla viiden voimalan teho voidaan siirtää vielä 120 mm²:n kaapelilla, mutta 33 kV:lla tarvitaan jo neljän voimalan tehon siirtämiseen 400 mm²:n kaapeli. Lisäksi taulukoista nähdään, että 120 mm²:n kaapelien sijaan voisi hyvin käyttää pienempiäkin kaapeleita, etenkin yhden voimalan tehon siirtämiseen. 66 kV:lla pienempiä kaapeleita voisi käyttää luultavasti kahden tai vielä kolmenkin voimalan tehon siirtämiseen.

Verkkopituudet kaapelien johdinpinta-aloittain saadaan laskettua taulukoiden 4–7, 12, 14 ja 16 avulla. Eri verkkovaihtoehtojen verkkopituudet kaapelityypeittäin mitoitetuilla kaapeleilla on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. Eri verkkovaihtoehtojen verkkopituudet kaapelityypeittäin mitoitetuilla kaapeleilla.

A _j (mm ²)	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	66 kV
	ketjutettu	JK1	JK2	JK3	JK4	JK5	JK6	ketjutettu
Pituus (km)								
120	2,801	3,934	4,718	5,520	4,408	4,737	3,548	3,908
240	0,632	–	–	–	–	–	–	0,790
400	1,253	1,100	0,800	0,550	0,921	0,854	1,414	–
yhteensä	4,686	5,034	5,518	6,070	5,329	5,591	4,962	4,698

Verkkovaihtoehtojen verkkopituudet paksummilla kaapeleilla on esitetty taulukossa 18.

Taulukko 18. Eri verkkovaihtoehtojen verkkopituudet kaapelityypeittäin paksummilla kaapeleilla.

A _j (mm ²)	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	33 kV	66 kV
	ketjutettu	JK1	JK2	JK3	JK4	JK5	JK6	ketjutettu
Pituus (km)								
150	2,801	3,934	4,718	5,520	4,408	4,737	3,548	3,908
240	0,632	–	–	–	–	–	–	0,790
400	1,253	1,100	0,800	0,550	0,921	0,854	1,414	–
yhteensä	4,686	5,034	5,518	6,070	5,329	5,591	4,962	4,698

5. VOIMALAITOKSEN VERKKOVAIHTOEHTOJEN KUSTANNUSLASKENTA

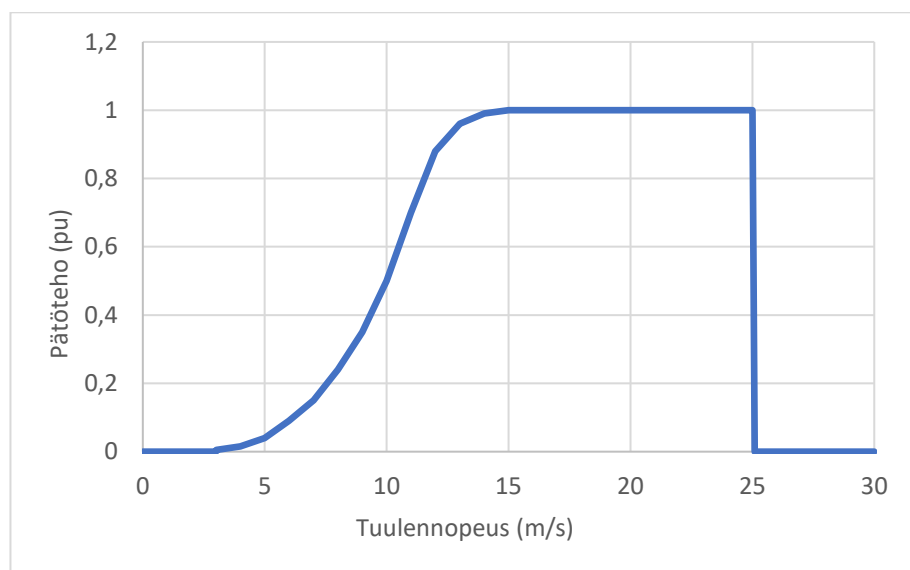
Tässä luvussa vertaillaan luvussa 4 esitettyjen verkkovaihtoehtojen keskinäistä kannattavuutta sekä eri kaapelikokojen välistä kannattavuutta. Aluksi lasketaan pätötehohäviöt verkkovaihtoehtoille luvussa 5.1. Seuraavaksi luvussa 5.2 lasketaan vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehtoille. Luvussa 5.3 lasketaan vertailtavat kokonaiskustannukset verkkovaihtoehtoille aiemmin laskettujen pätötehohäviöiden ja investointikustannusten perusteella. Kokonaiskustannusten perusteella verrataan ensin mitoitettuja ja paksumpia kaapeleita kullakin verkkovaihtoehdolla. Vertailun perusteella valitaan, kumpia kaapeleita käytetään kullakin verkkovaihtoehdolla vaihtoehtojen välisessä vertailussa, joka tehdään luvussa 5.3.3.

Vertailuissa käytetään vain valikoituja kustannuksia. Saatavaa tuottoa ei huomioida, kuten ei myöskään itse voimaloiden investointikustannuksia. Näin saadaan eri verkkovaihtoehtojen väliset kustannuserot paremmin esille. Luvun 5.2 alussa perustellaan valintaa investointikustannusten osalta tarkemmin sekä esitetään komponentit, jotka huomioidaan kustannuslaskennassa.

5.1 Häviölaskenta

PowerFactoryyn luotiin luvun 4 tiedoilla verkkovaihtoehtojen mallit, joille suoritetaan aluksi häviölaskenta. Häviölaskenta suoritetaan käyttämällä PowerFactoryn Power Park Energy Analysis -työkalua (PPEA). PPEA suorittaa voimalaitoksen verkkomallille ns. tuulennopeusskannauksen (wind speed sweep) eli laskee voimalaitoksen tehonjaon kullakin tuulennopeudella käyttäjän määrittämän tuulennopeuden askelkoon välein. Tehonjako lasketaan niin ikään käyttäjän määrittämien Weibull-jakauman ja luotettavuustason mukaiseen maksiminopeuteen saakka. Aika, jonka yksittäinen tehonjakotilanne on voimassa vuoden aikana, saadaan kertomalla vuoden tunnit (8760 h) kunkin tuulennopeuden esiintymistodennäköisyyden mukaan. Näin PPEA antaa tuloksena vuosittaisen energiantuotannon ja vuosittaiset pätötehohäviöt. [63, s. 1147–1152] Lisäksi saatavassa raportissa ilmoitetaan keskimääräiset tehot liittymispisteessä, voimalaitoksen vuoden aikana tuottama ja kuluttama energia, tuotanto- ja kulutustunnit, huipunkäyttöaika, sekä sähköstä saatavat tuotot ja kulutuksesta ja häviöistä syntyvät kustannukset käyttäjän määrittelemillä sähkön hinnoilla. Raportissa on myös eritelty esim. häviöt jännitetason ja komponenttien, joissa ne syntyvät, mukaan.

Tässä työssä laskennassa on käytössä puistosäätäjä sekä päämuuntajan käämikytkin. Kaapelien resistanssina käytetään resistanssia 65 °C:n lämpötilassa, jonka PowerFactory laskee 20 °C:n lämpötilassa ilmoitetun resistanssin sekä johdinmateriaalin avulla. Voimalaitoksen alueella tuulennopeus on keskimäärin 7,5 m/s ja tuulisuuden Weibull-jakauman muotokerroin k on 2. Laskennassa käytettävät luotettavuustaso ja tuulennopeuden askelkoko ovat 0,99999 ja 0,1 m/s vastaavasti. Luotettavuustason mukainen maksimituulennopeus on n. 29 m/s, eli 99,999 %:n todennäköisyydellä tuulennopeus on tätä pienempi. Tuulennopeuden askelkoon pienentämisellä 0,01 m/s:iin ei ollut vaikutusta laskennan tuloksiin. Laskennassa käytettävä tuulivoimaloiden tehokäyrä on esitetty kuvassa 17.



Kuva 17. Tuulivoimaloiden tehokäyrä. Muokattu lähteestä [64].

Eri verkkovaihtoehtojen vuosittaiset pätötehohäviöt mitoitetuilla kaapeleilla on esitetty taulukossa 19.

Taulukko 19. Eri verkkovaihtoehtojen vuosittaiset pätötehohäviöt mitoitetuilla kaapeleilla.

Vaihtoehto	Yhteensä	Kaapelit	Muuntajat
	Pätötehohäviöt (MWh/a)		
33 kV ketjutettu	1346,95	198,99	1147,96
33 kV JK1	1279,05	130,38	1148,67
33 kV JK2	1270,48	121,78	1148,70
33 kV JK3	1265,13	116,45	1148,68
33 kV JK4	1274,01	125,32	1148,69
33 kV JK5	1273,96	125,31	1148,64
33 kV JK6	1293,27	144,76	1148,51
66 kV ketjutettu	1350,57	203,65	1146,92

Verkkovaihtoehtojen vuosittaiset pätötehohäviöt paksummilla kaapeleilla on esitetty taulukossa 20.

Taulukko 20. Eri verkkovaihtoehtojen vuosittaiset pätötehohäviöt paksummilla kaapeleilla.

Vaihtoehto	Yhteensä	Kaapelit	Muuntajat
	Pätötehohäviöt (MWh/a)		
33 kV ketjutettu	1330,79	182,68	1148,10
33 kV JK1	1267,38	118,62	1148,76
33 kV JK2	1256,98	108,18	1148,80
33 kV JK3	1249,76	100,97	1148,79
33 kV JK4	1261,24	112,46	1148,78
33 kV JK5	1260,42	111,68	1148,74
33 kV JK6	1282,51	133,92	1148,59
66 kV ketjutettu	1323,39	176,23	1147,16

Taulukoista 19 ja 20 nähdään, että suurimmat häviöt ovat vaihtoehtoissa 66 kV ketjutettu, 33 kV ketjutettu ja 33 kV JK6. Ketjutettujen verkkovaihtoehtojen häviöt ovat selkeästi jakokaappiverkkovaihtoehtoja suuremmat. Erot eri jakokaappivaihtoehtojen välillä ovat selkeät pl. JK4 ja JK5, joiden välinen ero on hyvin pieni varsinkin mitoitetuilla kaapeleilla. Ero häviöissä mitoitettujen ja paksumpien kaapelien välillä on samaa suuruusluokkaa kuin ero häviöissä eri verkkovaihtoehtojen välillä. Ero häviöissä verkkovaihtoehtojen välillä on suurimmillaan n. 7 % verrattuna vaihtoehtoon 33 kV JK3, jossa on pienimmät häviöt. Häviölaskennan raportit on esitetty kokonaisuudessaan liitteessä C.

Suurimmat häviöt 66 kV:lla johtuvat siitä, että siinä on ohuinta kaapelia, sekä siitä, että yhdellä kaapelilla siirretään enimmillään kuuden voimalan tuottama teho. Lisäksi 33 kV:lla neljän voimalan teho siirretään 400 mm²:n kaapelilla, mutta 66 kV:lla neljällä ja vielä viidelläkin voimalalla teho siirretään 120 mm²:n (tai 150 mm² paksumman kaapelin tapauksessa) kaapelilla, jonka resistanssi on huomattavasti suurempi. 33 kV:lla 120 mm²:n (tai 150 mm²:n) kaapelilla siirretään korkeintaan kahden voimalan teho. Vaikka yhden voimalan virta onkin 66 kV:lla noin puolet 33 kV:n virrasta, voimaloita ketjutettaessa 66 kV:lla virta on suunnilleen yhtä suuri kahdella voimalalla, kolmella voimalalla jo suurempi, ja neljällä voimalalla noin kaksinkertainen yhden voimalan virtaan 33 kV:lla verrattuna. Yhdessä ohuen kaapelin suuren resistanssin kanssa tuloksena on se, että 66 kV:n verkkovaihtoehdossa on pääasiassa 33 kV:n vaihtoehtoja suuremmat häviöt.

Jakokaappivaihtoehtojen kaapelivalintojen vuoksi niissä on pienimmät häviöt: 120 mm²:n kaapeli on ylimitoitettu yhdelle voimalalle (kaapelin suurin virta alle puolet kuormitettavuudesta), ja suurin osa kaapelista on näissä verkkovaihtoehtoissa tätä. Tätä tukee se, että vaihtoehdossa 33 kV JK3, jossa 120 mm²:n kaapelia on eniten ja 400 mm²:n kaapelia vähiten, on pienimmät häviöt. Pätötehohäviöiden ollessa suoraan verrannolliset virran neliöön on selvää, että monen voimalan virran kuljettavassa kaapelissa häviöt ovat suhteessa suuremmat kuin esimerkiksi vain yhden voimalan virran kuljettavassa kaapelissa.

33 kV:n ketjutetulla verkkovaihtoehdolla häviöt ovat mitoitetuilla kaapeleilla hieman pienemmät ja paksummilla kaapeleilla hieman suuremmat kuin 66 kV:n vaihtoehdolla. Tätä selittää se, että 33 kV:lla yhdellä kaapelilla siirretään korkeintaan neljän voimalan teho, ja kaapelitkin ovat paksumpia, jolloin niiden resistanssi on pienempi. Lisäksi resistanssit on tässä työssä samankokoisilla 33 ja 66 kV:n kaapeleilla oletettu yhtä suuriksi, mikä osaltaan myös selittää asiaa. Taulukoita 19 ja 20 vertaamalla havaitaan kuitenkin, että kaapelikokoa kasvatettaessa 66 kV:n verkkovaihtoehdon häviöt tulevat 33 kV:n ketjutettua verkkovaihtoehtoa pienemmiksi.

Huomattava seikka on myös se, että muuntajien (ml. päämuuntaja) häviöt muodostavat suurimman osan voimalaitoksen häviöistä, ja nämä ovat käytännössä yhtä suuret 33 ja 66 kV:lla, joten eri verkkovaihtoehdot eroavat lähinnä kaapeliverkon häviöiden osalta. Muuntajien häviöiden osuus voimalaitoksen häviöistä on noin 85–92 % verkkovaihtoehdosta ja kaapelivalinnasta riippuen. Syynä muuntajien suureen osuuteen häviöistä lienee ainakin se, että kaapelipituudet ja ryhmäkoot, ja siten kaapeleissa kulkevat virrat ja niissä syntyvät häviöt ovat vielä suhteellisen pieniä verrattuna esimerkiksi suurempiin voimalaitoksiin, joissa ryhmäkoot ovat suurempia tai kaapelia on suhteessa enemmän.

Häviöt pienenevät eniten 66 kV:lla käytettäessä paksumpaa kaapelia, mikä tukee aiempaa mainintaa siitä, että pienemmän pään kaapeleiden koon kasvattamisella saadaan suurempi vaikutus, sillä niillä resistanssi pienenee enemmän. Tämä vaikuttaa järkevältä, sillä (täydellä teholla) raskaasti kuormitettua ohutta kaapelia on 66 kV:n vaihtoehdossa eniten, jolloin kaapelikoon kasvattamisella saadaan aikaan suuri vaikutus.

66 kV:n verkkovaihtoehdon vuosittaiset pätötehohäviöt laskettiin vertailun vuoksi myös ilman häviökerrointa δ . Häviökertoimen vaikutus oli vähäinen, mutta selkeästi havaittavissa. Vaikutus korostunee suuremmissa verkoissa.

5.2 Voimalaitoksen vertailtavat investointikustannukset

Voimalaitoksen investointikustannusten osalta tässä työssä keskitytään tarkastelemaan sisäverkon investointikustannuksia. Esimerkiksi artikkelista [50, s. 6] nähdään, että itse tuulivoimalat muodostavat suurimman osan tuulivoimalaitoksen investointikustannuksista ja vaihtoehtojen välisiä kustannuseroja on vaikea hahmottaa, kun voimaloiden investointikustannukset ovat vertailussa mukana. Siksi artikkelissa onkin verrattu vaihtoehtojen investointikustannuksia myös ilman tuulivoimaloiden investointikustannusten vaikutusta. Erot verkkovaihtoehtojen kustannuksissa ovat silti pieniä suhteessa investointikustannuksiin. [50, s. 6] Tästä syystä verkkovaihtoehtojen kustannusten vertailussa käytetään lähtökohtaisesti vain niiden komponenttien investointikustannuksia, joiden

osalta eri verkkovaihtoehdot mahdollisesti eroavat toisistaan. Erot eri verkkovaihtoehdojen välillä eivät siltikään ole suuria, kuten myöhemmin tässä työssä huomataan. Verkkovaihtoehdojen vertailtavissa investointikustannuksissa huomioitavat komponentit ovat kaapelit, kaapeliojat, jakokaapit, voimaloiden kojeistot, sähköaseman kojeiston syöttökentät ja voimalamuuntajat.

Voimalamuuntajat ja -kojeistot sisältyvät usein voimaloiden hintaan. Jännitetason noston vaikutus kuitenkin nostaa todennäköisesti myös voimalan hintaa, joten voimalamuuntajat ja -kojeistot otetaan mukaan tarkasteluihin, sillä verkkovaihtoehdoissa käytetään kahta eri jännitetasoa. Artikkelin [65, s. 13] mukaan päämuuntajat, joiden toisiojännite on korkeampi, ovat 25 % halvempia kuin päämuuntajat, joiden toisiojännite on pienempi. Suomen kantaverkon jännitetason mukainen 118/66 kV:n päämuuntaja lienee kuitenkin harvinainen, ja harvinaisempi kuin 118/33 kV:n päämuuntaja. Lisäksi em. jännitetasojen mukaisten päämuuntajien hintoja on vaikea löytää. Näistä syistä päämuuntajien hinnat oletetaan yhtä suuriksi ja ne jätetään pois vertailtavista investointikustannuksista.

Useat julkaisut [46,48,65–69] perustavat hinta-arvionsa joko suoraan tai epäsuorasti lähteeseen [70]. Lähteessä [70] hinnat ovat Ruotsin kruunuissa ja vuodelta 2003, joten inflaatio on luultavasti nostanut hintoja. Toisaalta teknologia on kehittynyt tästä, jolloin hinnat ovat voineet pienentyäkin, erityisesti 66 kV:n kojeistojen osalta [50, s. 6; 71]. Komponenttien hintojen arviointiin käytetään täten lähteen [70] yhtälöitä. Hintojen muuttamiseen euroiksi käytetään viimeaikaista syksyn 2022 Ruotsin kruunun keskimääräistä kurssia, joka on n. 0,092 (1 kruunu vastaa 0,092 euroa) [72]. Mahdollinen inflaatio ja valuuttakurssin muutos huomioidaan kuitenkin luvun 5.3.4 herkkyyssanalyysissä.

33 kV:n voimalamuuntajan hinta euroissa K_{TR} voidaan laskea yhtälöllä [70, s. 196]

$$K_{TR} = 0,092(A_p + B_p S_n^\beta) \quad (1),$$

missä $A_p = -1,208 \cdot 10^6$, $B_p = 2143$, $\beta = 0,4473$ ja S_n on muuntajan nimellinen näennäisteho voltiampeereissa (VA). 66 kV:n voimalamuuntajat ovat n. 50 % 33 kV:n voimalamuuntajia kalliimpia [65, s. 13; 71]. Näin ollen 33 kV:n voimalamuuntajan hinta lasketaan yhtälöllä (1) ja tätä korotetaan 50 %, jotta saadaan 66 kV:n voimalamuuntajan hinta. Voimalamuuntajien hinnat 100 euron tarkkuudella on esitetty taulukossa 21.

Taulukko 21. Voimalamuuntajien hinnat.

Muuntaja	K_{TR} (€)
0,69/33 kV	92 900
0,69/66 kV	139 400

Yhtälö (1) em. parametrein on tarkoitettu 6,3...150 MVA:n päämuuntajien hintojen laskentaan. Useista [65] esitetyistä vaihtoehtoisista parametriyhdistelmistä mikään muukaan ei kuitenkaan sovellu sellaisenaan 5,5 MVA:n voimalamuuntajan hinnan laskemiseen. Em. parametreilla saatava hinta on julkaisun [65] keskitasoa. Taulukon 21 hinnat ovat myös melko lähellä Energiaviraston yksikköhintojen mukaista jakeluverkon erikoismuuntajan (ensiössä ja toisiossa keskijännite) hintaa (159 000 €), joten arvio lienee riittävän hyvä [73]. Joka tapauksessa luvun 5.3.4 herkkyyssanalyysissä tarkastellaan investointikustannusten muutosten vaikutusta vertailtaviin kokonaiskustannuksiin, jolloin myös mahdollinen virhe muuntajien hinnoissa tulee huomioitua. Sähköaseman kojeiston syöttökentän hinta euroissa K_{SG} voidaan laskea yhtälöllä [65, s. 25; 70, s. 201]

$$K_{SG} = 0,092(A_p + B_p U_n) \quad (2),$$

missä $A_p = 320 \cdot 10^3$, $B_p = 6$ ja U_n on kojeiston nimellisjännite voltteina (V). Yhtälöllä (2) lasketut kojeistojen syöttökenttien hinnat 100 euron tarkkuudella on esitetty taulukossa 22.

Taulukko 22. Sähköaseman kojeiston syöttökenttien hinnat.

U_n (kV)	K_{SG} (€)
33	47 700
66	65 900

33 kV:n syöttökentät on arvioitu diplomityössä [26, s. 63] 50–100 % 21 kV:n syöttökenttiä kalliimmiksi. Taulukon 22 hinta 33 kV:n syöttökentälle osuu tälle hintavälille Energiaviraston yksikköhinnoilla laskettuna, joten arvio lienee hyvä [73]. Julkaisun [65] lisäksi ainakin julkaisut [46,48,66] perustavat arvionsa kojeistojen hinnasta lähteeseen[70]. Näiden mukaisesti laskettuna sähköaseman 33 ja 66 kV:n kojeistojen hintaero on n. 38 %, kuten taulukosta 22 nähdään. Lähteessä [71] hintaeroksi on arvioitu 40 %, joten taulukon 22 arviota voitaneen pitää hyvänä. Voimaloiden kojeistojen hinta euroissa $K_{SG,WT}$ voidaan laskea yhtälöllä [65, s. 25; 70, s. 201]

$$K_{SG,WT} = 0,092(A_p + B_p U_n) \quad (3),$$

missä $A_p = 100,33 \cdot 10^3$, $B_p = 2,8726$ ja U_n kojeiston nimellisjännite voltteina (V). Yhtälöllä (3) lasketut voimaloiden kojeistojen hinnat 100 euron tarkkuudella on esitetty taulukossa 23.

Taulukko 23. Voimaloiden kojeistojen hinnat.

U_n (kV)	$K_{SG,WT}$ (€)
33	18 000
66	26 700

Voimaloiden kojeistojen hintoja ei ole eritelty yhtä monessa lähteessä kuin sähköaseman kojeistojen. Taulukon 23 mukainen hintaero 33 ja 66 kV:n kojeistoilla on n. 48 % 33 kV:n kojeiston hinnasta, mitä voitaneen pitää kuitenkin melko hyvänä, sillä se on lähellä taulukon 22 mukaista kojeistojen hintaeroa (38 %).

Edellä esitetyt hinnat ovat komponenttien hintoja merituulivoimalaitoksissa, mutta hinnat lienevät pääosin samaa suuruusluokkaa myös maatuulivoimalaitoksissa, kuten edelläkin verrattiin. Kovin suuria eroja komponenttien asennusolosuhteissa ei ole, toisin kuin maa- ja merikaapelien välillä, joista jälkimmäiset ovat jatkuvasti vedessä. Lähteissä [65,67,70] on esitetty hintayhtälöt myös merikaapeleille, mutta nämä ovat huomattavasti maakaapeleita kalliimpia, joten maakaapelien hintojen arvioinnin pohjana käytetään Energiaviraston yksikköhintoja 2016–2023 [73]. 33 ja 66 kV:n maakaapelien välinen hintaero arvioidaan kuitenkin 33 ja 66 kV:n merikaapelien hintojen perusteella, sillä hintatietoa erityisesti 66 kV:n maakaapeleista ei löytynyt.

[70] mukaan laskettuna 235...510 A 66 kV:n merikaapelit ovat n. 15–22 %, [50] mukaan 15 %, [71] mukaan 10–20 % ja [65] mukaan 20–26 % 33 kV:n merikaapeleita kalliimpia. Näin ollen 66 kV:n maakaapelit oletetaan 20 % vastaavia 33 kV:n maakaapeleita kalliimmiksi. Hintaeron suuruus vaikuttaa järkevältä, sillä erään kaapelointitarviketoimittajan hinnaston mukaan 33 kV:n maakaapelit ovat n. 25 % 21 kV:n maakaapeleita kalliimpia [26, s. 54]. Energiaviraston yksikköhinnoilla 2016–2023 33 kV:n kaapelit ovat 33 % ja päivitettyillä yksikköhinnoilla 2022–2023 5 % 20 kV:n kaapeleita kalliimpia [73,74]. Yksikköhinnoilla lasketut hintaerot perustuvat kuitenkin vain yhden kaapelikoon hintavertailuun, sillä yksikköhinnoissa on alle 300 mm² 30–45 kV:n kaapeleille vain yksi hinta, jota verrattiin 300 mm² 20 kV:n kaapelin yksikköhintaan eron laskemiseksi. Tästä huolimatta myös yksikköhinnat tukevat em. arvioita ollen samaa suuruusluokkaa (ka. 19 %).

Tämän työn voimalaitoksen komponentteja vastaavien 20 kV:n komponenttien yksikköhinnat on esitetty liitteessä D taulukossa 28. 33 kV:n kaapelien hinnat arvioidaan 25 % 20 kV:n kaapelien yksikköhintoja korkeammiksi, ja 66 kV:n kaapelien hinnat edelleen 20 % 33 kV:n kaapelien hintoja korkeammiksi, kuten aiemmin todettiin. 33 kV:n kaapelijakokaapin oletetaan olevan saman hintainen kuin 20 kV:n kaapelijakokaapin, sillä esimerkiksi eräissä verkkokaupoissa 12–36 kV:n kaapelijakokaappien hinnoissa ei ole suurta eroa. Kaapeliojaa oletetaan olevan kussakin verkkovaihtoehdossa yhtä paljon kuin kaapelia. Kaapeliojan hinta ei riipu ojaan asennettavasta kaapelityypistä, vaan kaivuolosuhteista. Tuulivoimalaitokset sijaitsevat tyypillisesti syrjäisillä seuduilla, jolloin kaivuolosuhteet ovat helppoja [26, s. 34]. Taulukoiden 17, 18 ja 21–23, sekä em. oletusten

avulla saadaan laskettua eri verkkovaihtoehtojen vertailtavat investointikustannukset. Verkkovaihtoehtojen vertailtavat investointikustannukset on esitetty taulukossa 24 ja niiden muodostuminen liitteessä E taulukoissa 29–36.

Taulukko 24. Verkkovaihtoehtojen vertailtavat investointikustannukset mitoitetuilla ja paksummilla kaapeleilla.

Vaihtoehto	Mitoitetut	Paksummat
	Investointikustannukset (€)	
33 kV ketjutettu	1 028 085	1 032 987
33 kV JK1	1 039 622	1 046 506
33 kV JK2	1 054 009	1 062 265
33 kV JK3	1 073 089	1 082 749
33 kV JK4	1 048 502	1 056 216
33 kV JK5	1 059 057	1 067 346
33 kV JK6	1 045 293	1 051 502
66 kV ketjutettu	1 332 499	1 340 706

Taulukosta 24 nähdään, että investointikustannukset ovat edullisimmat 33 kV:n ketjutetussa verkkovaihtoehdossa. Erot eri verkkovaihtoehtojen välillä ovat korkeintaan n. 50 000 € pl. 66 kV ketjutettu, joka on investointikustannuksiltaan selkeästi kallein eron muihin verkkovaihtoehtoihin ollessa n. 300 000 €. Mitoitettujen ja paksumpien kaapelien välinen kustannusero kullakin verkkovaihtoehdolla on korkeintaan n. 10 000 €. Voimalamuuntajien osuus vertailtavista investointikustannuksista on 33 kV:n verkkovaihtoehdoilla hieman yli puolet (557 400 €) ja 66 kV:n tapauksessa yli 60 % (836 400 €), mikä voidaan nähdä taulukosta 21 ja liitteestä E.

5.3 Verkkovaihtoehtojen vertailtavat kokonaiskustannukset

Tässä luvussa esitetään kokonaiskustannusten laskentaan käytettävä laskentamenetelmä ja laskennassa käytettävät parametrit. Tämän jälkeen vertaillaan mitoitettujen ja paksumpien kaapelien käytön kokonaiskustannuksia, jotta voidaan valita kullekin verkkovaihtoehdolle kokonaiskustannuksiltaan edullisimmat kaapelit. Valittuja kaapeleita käyttäen verrataan vielä eri verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannuksia toisiinsa, jotta saadaan määritettyä kokonaisedullisin vaihtoehto.

Tuulivoimalaitoksen sähköverkossa syntyvät pätötehohäviöt ja niistä aiheutuvat häviökustannukset toistuvat vuosittain. Investointikustannukset, kuten investointikustannukset, taas ovat periaatteessa kertaluontoinen kulu. Verkkovaihtoehtojen vertailua varten nämä kustannuslajit tulee yhteismitallistaa. Kustannuslajien yhteismitallistamiseen käytetään pääosin kahta menetelmää: nykyarvo- ja annuiteettimenetelmää [75, s. 40–41]. Näistä nykyarvomenetelmä on yleisempi [76, s. 224]. Lisäksi useissa tuulivoimalai-

tosten kannattavuuslaskentaa käsittelevissä julkaisuissa käytetään nettonykyarvomene-
telmää (NPV) [46,47,68,69], kun taas annuiteettimenetelmää käyttäviä julkaisuja ei juuri
löytynyt. Näin ollen verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannuksia arvioidaan tässä työssä
yhteismitallistamalla investointi- ja häviökustannukset käyttäen nykyarvomene-
telmää.

Nykyarvomene-
telmässä häviökustannukset diskontataan nykyhetkeen valitulla lasken-
takorkokannalla ja lasketaan yhteen investointikustannusten kanssa. Vuosittaisten kus-
tannusten ollessa yhtä suuria voidaan niiden laskemiseen käyttää jaksollisten maksujen
nykyarvon kaavaa

$$a_n = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4),$$

missä a_n on jaksollisten maksujen nykyarvotekijä, i on laskentakorkokanta ja n investoin-
nin pitoaika vuosina [76, s. 218–220].

Tuulivoimalaitosten käyttöikä on kasvussa, ja se voi uusilla voimalaitoksilla olla 30 vuotta
[77, s. 6; 78]. Tuulivoimalaitoksen käyttöikäksi oletetaan täten 30 vuotta ja tätä käytetään
myös investoinnin pitoaikana. Investoinnin jäännösarvoksi oletetaan 0. Jäännösarvo voi
olla negatiivinenkin, mutta on eri verkkovaihtoehdoilla kuitenkin luultavasti hyvin saman-
suuruinen, jolloin sillä ei ole vaikutusta eri verkkovaihtoehtojen välisiin kustannuseroihin.
Lisäksi 30 vuoden kuluttua jäännösarvon nykyarvo on luultavasti melko pieni, ja sitä pie-
nempi, mitä suurempi laskentakorkokanta on. Laskentakorkokannaksi tarkasteluihin va-
litaan 6 %, mikä on tyypillisesti riittävä tuotto markkina-aseman turvaamiseen investoin-
nein [76, s. 210].

Vuosittaiset häviökustannukset kullekin verkkovaihtoehdolle saadaan kertomalla taulu-
kon 19 pätötehohäviöt sähkön hinnalla, eli

$$K_h = E_h K_E \quad (5),$$

missä K_h on vuosittaiset häviökustannukset, E_h on vuosittaiset pätötehohäviöt ja K_E säh-
kön hinta. Kertomalla vuosittaiset häviökustannukset K_h jaksollisten maksujen nykyarvo-
tekijällä ja laskemalla yhteen vertailtavien investointikustannusten K_i kanssa saadaan
voimalaitoksen vertailtavat kokonaiskustannukset K_{tot} . Eli yhtälönä

$$K_{tot} = a_n K_h + K_i \quad (6)$$

Sähkön keskihinnaksi tulevaisuudessa on arvioitu n. 40–50 €/MWh, joskin maatuulivoi-
masta saatava hinta on arvioitu hieman pienemmäksi [79, s. 66,74]. Sähkön hinnaksi
tarkasteluissa oletetaan täten 40 €/MWh. Pitkäaikaiset, kiinteähintaiset sähkönostosopi-
mukset (PPA, Power Purchase Agreement) ovat yleisiä uusiutuvassa energiantuotan-

nossa [80,81], joten sähkön hinnan oletetaan pysyvän vakiona koko voimalaitoksen pitoajan. Tämän työn vertailujen perustilanteessa käytettävät parametrit on koottu vielä taulukkoon 25.

Taulukko 25. *Tarkastelujen perustilanteen mukaiset parametrit.*

Parametri	Arvo
Pitoaika	30 vuotta
Laskentakorkokanta	6 %
Sähkön hinta	40 €/MWh

Tässä työssä kokonaiskustannusten laskemisessa ei huomioida keskeytyskustannuksia. Esimerkiksi diplomityössä [26, s. 73] ero tarkasteltujen verkkovaihtoehtojen keskeytyskustannuksissa on pieni, ja myös keskeytyskustannusten suuruus (n. 6000 €/a sähkön hinnalla 40 €/MWh) on melko pieni. Lisäksi työssä [26] käytettävässä voimalaitoksessa on kaksinkertainen määrä voimaloita tämän työn voimalaitokseen verrattuna. Tästä syystä verkkopituuskin on tässä työssä pienempi, jolloin keskeytyskustannusten voidaan myös olettaa olevan edellä mainittua n. 6 000 €/a pienemmät. Verrattuna esimerkiksi tämän työn verkkovaihtoehtojen häviökustannuksiin (n. 50 000 €/a, kun sähkön hinta on 40 €/MWh) keskeytyskustannukset ovat melko pienet. Lisäksi maakaapelien vikataajuuden ollessa [82, s. 2] mukainen 0,004 vikaa/km,a tuulivoimalaitoksessa koko 30 vuoden pitoajalla on odotettavissa alle yksi (0,56–0,73) vika jokaisella tämän työn verkkovaihtoehdolla. Vikataajuuden 0,004 vikaa/km/a mukaisista vioista suurin osa on kolmannen osapuolen aiheuttamia vahinkoja [82, s. 2], joita tuulivoimalaitoksissa tapahtuneen harvoin. Tällöin todellinen vikataajuus, ja edelleen keskeytyskustannukset voivat olla vieläkin pienemmät.

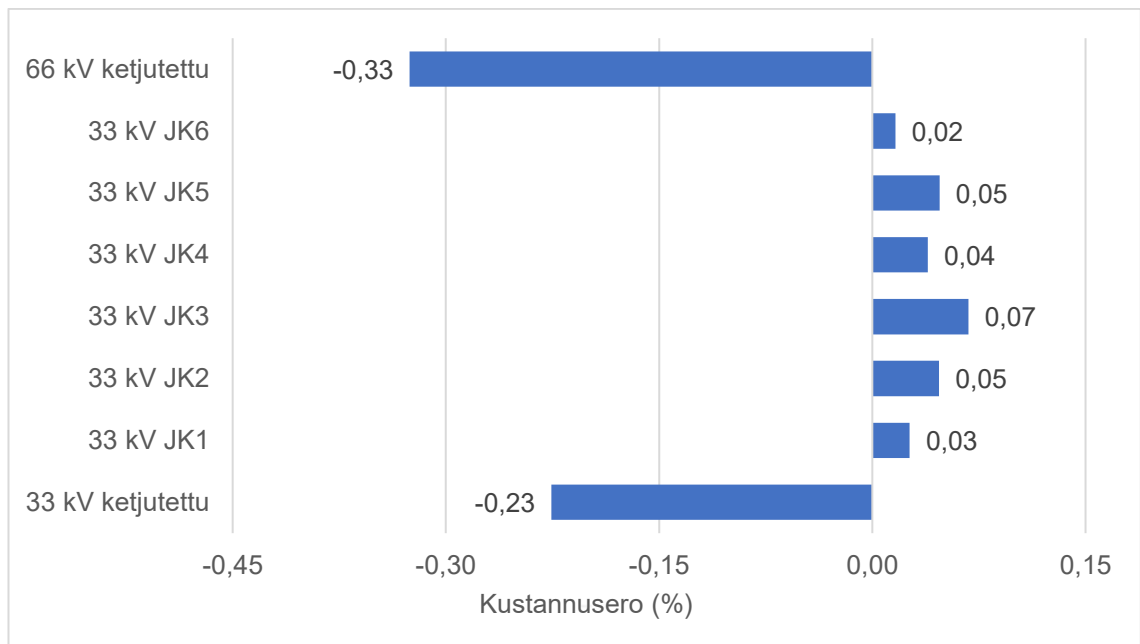
5.3.1 Kaapelikoon vertailu

Kullekin verkkovaihtoehdolle voidaan laskea kokonaiskustannukset yhtälöillä (4) – (6) käyttäen taulukoiden 19–20 päätotehohäviöitä, taulukon 24 investointikustannuksia ja taulukon 25 parametreja. Verkkovaihtoehtojen kustannukset lasketaan sekä mitoitetuilla että paksummilla kaapeleilla. Näin voidaan vertailla paksumpien kaapeleiden käytön kannattavuutta mitoitettuihin nähden. Verkkovaihtoehtojen vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvo mitoitetuilla ja paksummilla kaapeleilla on esitetty taulukossa 26.

Taulukko 26. Verkkovaihtoehtojen vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvo mitoitetuilla ja paksummilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Vaihtoehto	Mitoitetut	Paksummat
	Kokonaiskustannukset (€)	
33 kV ketjutettu	1 769 707	1 765 711
33 kV JK1	1 743 858	1 744 317
33 kV JK2	1 753 527	1 754 350
33 kV JK3	1 769 661	1 770 858
33 kV JK4	1 749 963	1 750 646
33 kV JK5	1 760 491	1 761 325
33 kV JK6	1 757 359	1 757 643
66 kV ketjutettu	2 076 114	2 069 356

Taulukon 26 erot mitoitetujen ja paksumpien kaapelien välisissä kustannuksissa eivät ole kovin suuria, vain joitakin satoja tai tuhansia euroja. Taulukon avulla lasketaan mitoitetujen ja paksumpien kaapelien välinen ero kokonaiskustannuksissa, joka on esitetty kuvassa 18. Kustannusero on ilmoitettu prosentteina suhteessa mitoitetujen kaapelien kokonaiskustannuksiin. Negatiivinen arvo kertoo, kuinka monta prosenttia paksumpien kaapelien käyttö on edullisempaa ja positiivinen, kuinka monta prosenttia kalliimpaa kuin mitoitetujen kaapelien.



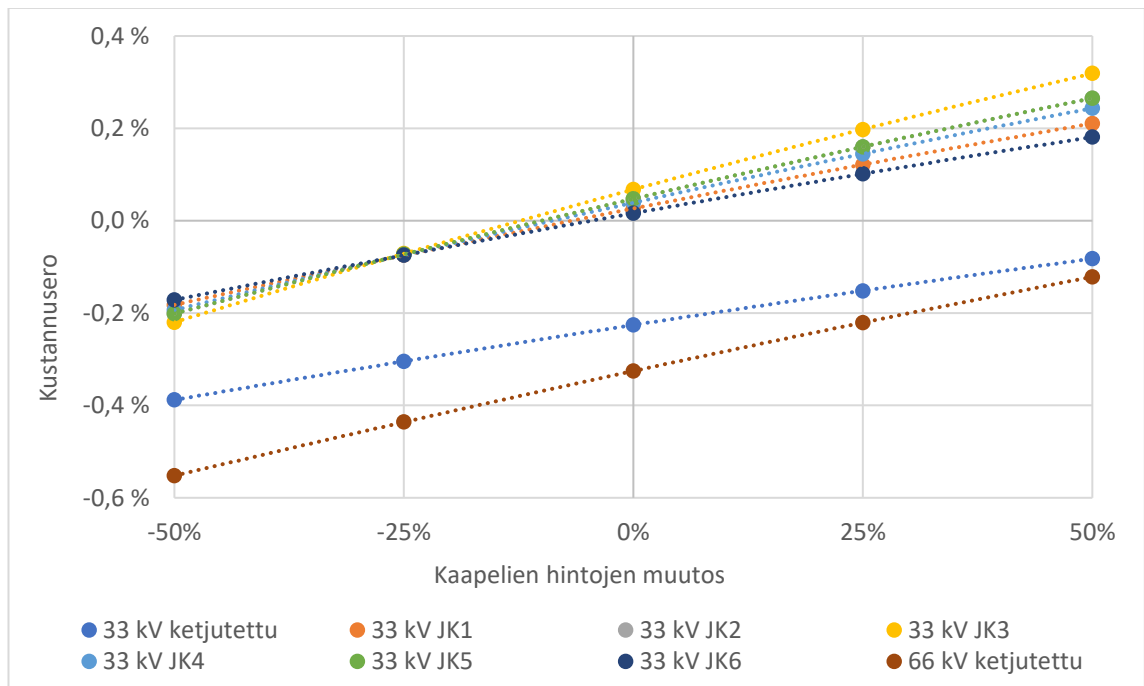
Kuva 18. Paksumpien kaapelien vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvo suhteessa mitoitetujen kaapelien vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvoon kullakin verkkovaihtoehdolla 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kuvasta 18 nähdään, että paksumpien kaapelien käyttö on ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla jonkin verran edullisempaa kuin mitoitetujen. Jakokaappivaihtoehdoilla paksumpien kaapelien käyttö on hieman kalliimpaa.

5.3.2 Kaapelikoon herkkyyshanalyysi

Edellisessä luvussa tehty vertailu kaapelikokojen välisestä kannattavuudesta sisältää epävarmuutta, sillä vertailussa käytetyt lähtötiedot ovat arvioita. Lisäksi lähtötiedot voivat muuttua, kuten esimerkiksi komponenttien hinnat, jotka vaihtelevat jatkuvasti jonkin verran. Näin ollen herkkyyshanalyysi on paikallaan. Kaapelikokojen herkkyyshanalyysissä käsiteltävät muuttujat ovat laskentakorkokanta, sähkön hinta ja kaapelien hinta. Investointikustannuksista ainoastaan kaapelien hinta voi vaikuttaa mitoitettujen ja paksumpien kaapelien väliseen kustannuseroon siten, että mitoitetuista tulisi edullisempia tai päinvastoin. Häviökustannuksiin vaikuttavista muuttujista, sähkön hinnasta ja pätötehohäviöistä, herkkyyshanalyysiin valitaan sähkön hinta, sillä on hyvin epätodennäköistä, että häviöt muuttuisivat samassa suhteessa pitkällä aikavälillä (esim. +50 %). Perustilanteena herkkyyshanalyysissä käytetään taulukon 26 mukaista tilannetta. Kaapelikoon herkkyyshanalyysissä käytetty data on esitetty liitteessä F taulukoissa 37–42.

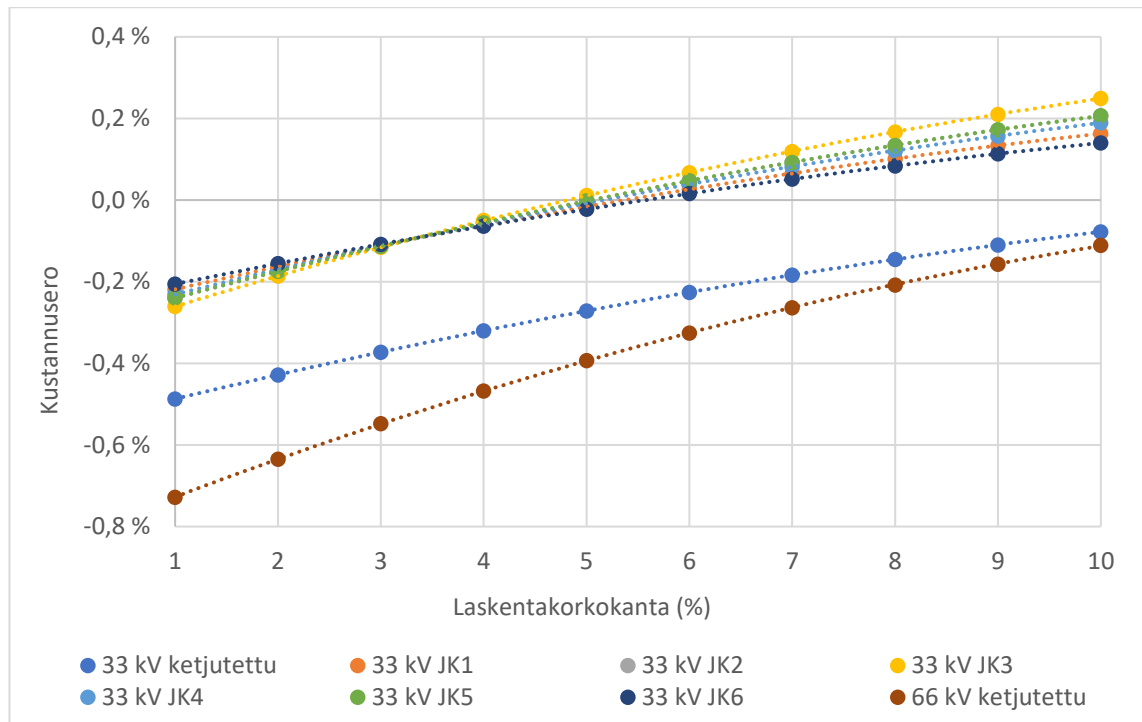
Kaapelien hintojen muutoksen vaikutus paksumpien ja mitoitettujen kaapelien väliseen kustannuseroon voidaan nähdä kuvasta 19. Kustannusero on ero paksumpia ja mitoitettuja kaapeleita käyttävien verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvossa suhteessa mitoitettujen kaapelien kokonaiskustannusten nykyarvoon.



Kuva 19. Kaapelien hintojen muutoksen vaikutus paksumpien ja mitoitettujen kaapelien väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa kullakin verkkovaihtoehdolla 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

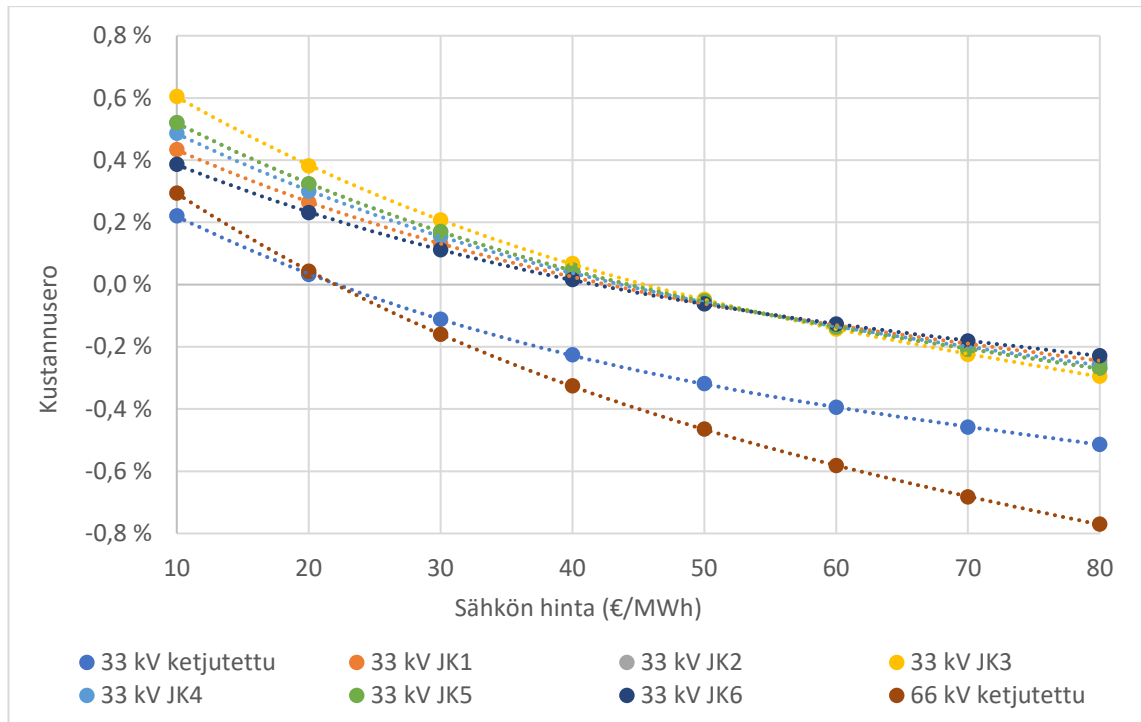
Kuvan 19 mukaisesti jakokaappiverkkovaihtoehtoilla paksumpien ja mitoitettujen kaapelien kustannukset olisivat yhtä suuret n. 5–12 % arvioitua pienemmällä kaapelien hinnoilla vaihtoehtoon mukaan. Näitä edelleen pienemmällä kaapelien hinnoilla paksumpien

kaapelien käyttö olisi edullisempaa. Paksumpien kaapelien käyttö on ketjutetuilla verkkovalitsoehdoilla edullisempaa koko kuvassa 19 tarkastellulla alueella. Kuvasta 19 voidaan nähdä myös, että suhteellinen kustannusero ei aivan lineaarinen. Tämä johtuu siitä, että kokonaiskustannusten kasvaessa suhteellisen kustannuseron kasvu hidastuu. Laskentakorkokokannan vaikutus kustannuseroon on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20. Laskentakorkokokannan vaikutus paksumpien ja mitoitettujen kaapelien väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa kullakin verkkovalitsoehdolla sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kuvasta 20 nahdaan, että paasalla jakokaappiverkkovalitsoehdoista paksumpien ja mitoitettujen kaapelien kustannusten välillä ei ole juuri eroa laskentakorkokokannan ollessa 5 %. Valitsoehdoilla 33 kV JK1 ja JK6 eroa ei ole laskentakorkokokannan ollessa n. 5,5 %. Tätä pienemmillä laskentakorkokokannan arvoilla paksumpien kaapelien käyttö on edullisempaa. Laskentakorkokokantaa kasvatettaessa 6 %:sta vastaavasti yhdellä prosenttiyksiköllä kustannusero on selkeästi suurempi, mitoitettujen kaapelien hyväksi. Ketjutetuilla verkkovalitsoehdoilla paksummat kaapelit ovat edullisempi valitsoehto koko kuvassa 20 tarkasteltavalla alueella. Mitä pienempi laskentakorkokokanta on, sitä suurempi merkitys havioilla on ja sitä edullisemmiksi tulee paksumpien kaapelien käyttö. Vastaavasti laskentakorkokokannan kasvaessa häviökustannusten merkitys pienenee ja kokonaiskustannukset lähestyvät pelkkiä investointikustannuksia. Tästä syystä myös kustannuseron kasvu tasaantuu laskentakorkokokannan kasvaessa, kuten voidaan kuvasta 20 havaita. Sähkön hinnan vaikutus paksumpien ja mitoitettujen kaapelien väliseen kustannuseroon on esitetty kuvassa 21.



Kuva 21. Sähkön hinnan vaikutus paksumpien ja mitoitettujen kaapelien väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa kullakin verkkovaihtoehdolla 6 %:n laskentakorkokannalla.

Kuvan 21 mukaisesti jakokaappiverkkovaihtoehdoilla mitoitettujen kaapelien käyttö on edullisempaa sähkön hintaan n. 42–45 €/MWh saakka. Aiemmin luvussa 5.3 mainittiin, että maatuulivoimasta saatava hinta voi olla alle 40 €/MWh. Täten on todennäköistä, että mitoitettut kaapelit tulevat edullisemmiksi jakokaappiverkkovaihtoehdoilla. Ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla paksumpien kaapelien käyttö on edullisempaa, kun sähkön hinta ylittää n. 22 €/MWh. Sähkön hinnan kasvaessa häviökustannukset kasvavat ja paksumpien kaapelien käyttö tulee kannattavammaksi, kuten voidaan nähdä kuvasta 21.

Edellisen luvun tulosten perusteella ketjutettuihin verkkovaihtoehtoihin kannattaa valita paksummat kaapelit ja jakokaappiverkkovaihtoehtoihin mitoitettut. Tämän luvun herkyysanalyysi tukee tätä. Sähköstä saatavan hinnan laskiessa alle 40 €/MWh jakokaappiverkkovaihtoehdoilla tulee yhä kannattavammaksi käyttää mitoitettuja kaapeleita. Jakokaappiverkkovaihtoehdoilla mitoitettujen kaapelien kannattavuuteen vaikuttaa luultavasti myös se, että kaapelit on tavallaan jo ylimitoitettu (ks. taulukko 14), kun käytetään 120 mm²:n kaapelia 95 mm²:n kaapelin sijaan. Tällöin kaapelikoon kasvattaminen edelleen 150 mm²:iin ei näyttäydä kannattavana. Ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla paksumpien kaapelien käyttö on laajalti kannattavampaa.

5.3.3 Verkkovaihtoehtojen vertailu

Verkkovaihtoehtojen vertailuun lukujen 5.3.1 ja 5.3.2 perusteella valitut kaapelit, niiden mukaiset kokonaiskustannukset perustilanteen parametreilla (taulukko 25) sekä häviöt on esitetty taulukossa 27.

Taulukko 27. Verkkovaihtoehtojen vertailussa käytettävät kaapelit, vaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvo ja pätehoahäviöt.

Vaihtoehto	Kaapelit	Kokonaiskustannukset (€)	Häviöt (MWh/a)
33 kV ketjutettu	paksummat	1 765 711	1330,79
33 kV JK1	mitoitettut	1 743 858	1279,05
33 kV JK2	mitoitettut	1 753 527	1270,48
33 kV JK3	mitoitettut	1 769 661	1265,13
33 kV JK4	mitoitettut	1 749 963	1274,01
33 kV JK5	mitoitettut	1 760 491	1273,96
33 kV JK6	mitoitettut	1 757 359	1293,27
66 kV ketjutettu	paksummat	2 069 356	1323,39

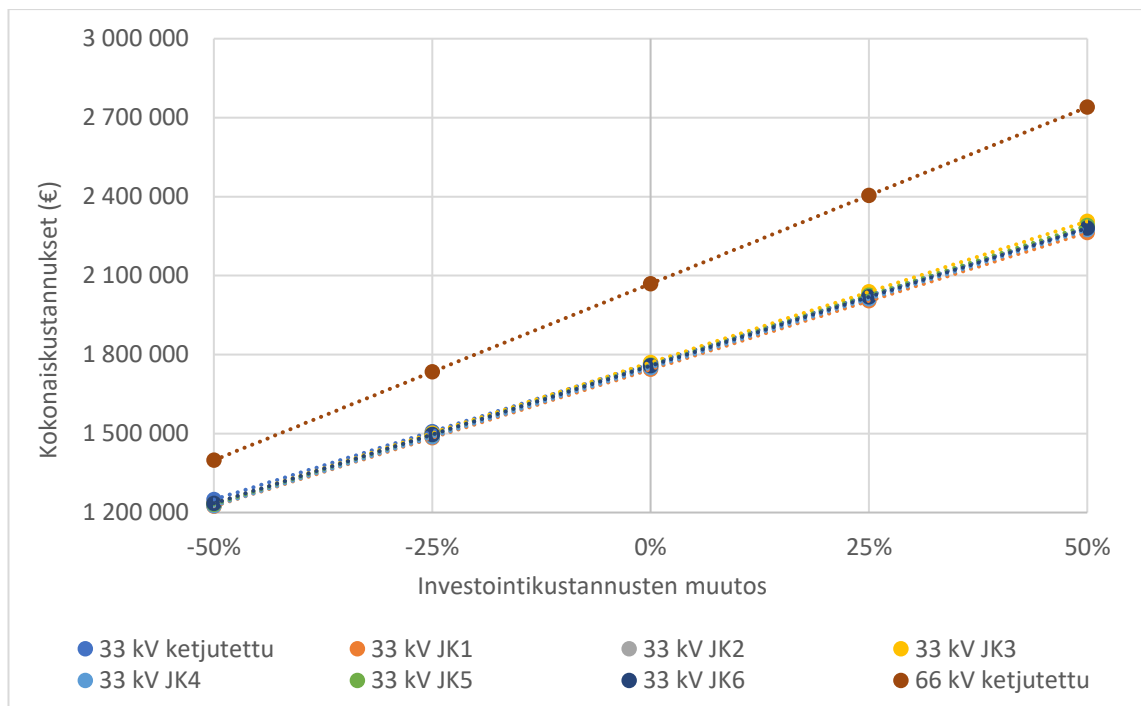
Taulukosta 27 nähdään, että 66 kV on selkeästi kallein vaihtoehto, ja muut ovat kustannuksiltaan samaa suuruusluokkaa. Eroa 33 kV:n vaihtoehtoilla on enimmillään n. 26 000 € vaihtoehdon 33 kV JK1 ollessa edullisin, ja 33 kV JK3 ollessa kallein 33 kV:n vaihtoehtoista. Taulukoita 27 ja 24 vertaamalla nähdään, että investointikustannukset muodostavat n. 60 % sisäverkon vertailtavista kokonaiskustannuksista perustilanteessa. Häviökustannusten osuus on loput n. 40 %, mikä on merkittävä. Taulukoita vertaamalla havaitaan myös, että kokonaiskustannukset eivät ole pienimmät vaihtoehdossa, jossa on pienimmät investointikustannukset, eivätkä vaihtoehdossa, jossa on pienimmät häviöt. Voidaankin todeta, että voimalaitoksen sisäverkon suunnittelussa on oleellista huomioida sekä investointi-, että häviökustannukset, eikä esimerkiksi häviökustannuksia tule pyrkiä pienentämään siten, että investointikustannukset kasvavat kohtuuttomasti.

5.3.4 Verkkovaihtoehtojen herkkyyssanalyysi

Vastaavasti kuin kaapelikokojen tapauksessa, tehdään herkkyyssanalyysi myös edellä luvussa 5.3.3 valittujen verkkovaihtoehtojen vertailtavista kokonaiskustannuksista ja keskinäisestä kannattavuudesta. Muuttujina tässä herkkyyssanalyysissä ovat laskentakorkokanta, sähkön hinta ja investointikustannukset, sillä nämä ovat tärkeimmät verkkovaihtoehtojen kustannuslaskennassa käytettävät lähtötiedot. Lisäksi tarkastellaan 66 kV:n voimalamuuntajien hinnan vaikutusta. Muuntajat muodostavat suurimman osan voimalaitoksen sisäverkon vertailtavista investointikustannuksista (ks. luku 5.2). 66 kV:n voimalamuuntajien hinnoissa on kuitenkin paljon epävarmuutta, sillä esim. [50] mukaan ne voivat olla jopa 100 % 33 kV:n muuntajia kalliimpia. Toisaalta muuntajien hintaero voi

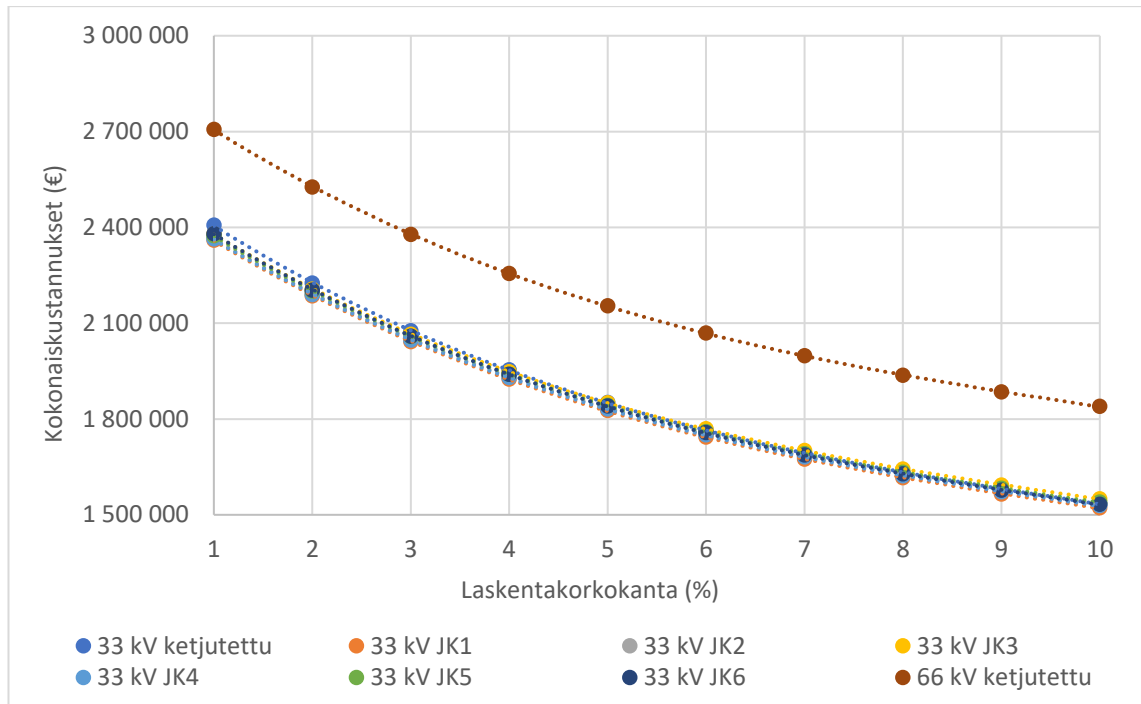
myös olla tässä työssä arvioitua 50 %:a pienempi. Tästä syystä lasketaan 66 kV:n verkkovaihtoehdon kokonaiskustannukset 33 ja 66 kV:n muuntajien ollessa saman hintaisia, jotta saadaan selville, onko 66 kV kannattava vaihtoehto edes tässä tapauksessa. Verkkovaihtoehtojen herkkyyssanalyysissä käytettävät kokonaiskustannukset taulukon 27 mukaisilla kaapeleilla on esitetty liitteessä G taulukoissa 43–45

Kuvassa 22 on esitetty investointikustannusten muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvoon 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.



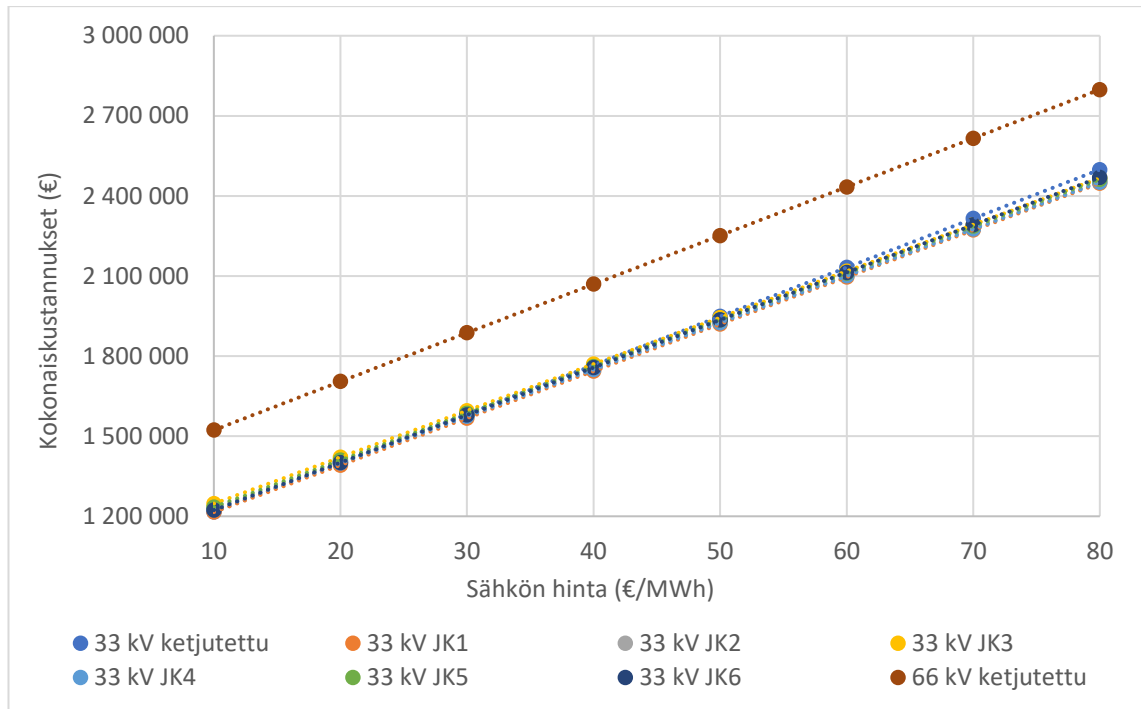
Kuva 22. Investointikustannusten muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kuvasta 22 nähdään, että 66 kV:n verkkovaihtoehto on selkeästi kallein, vaikka investointikustannukset kasvaisivat tai pienenisivät 50 %. 33 kV:n verkkovaihtoehtojen kohdalla 25 %:n muutos investointikustannuksissa vastaa hieman alle 300 000 €:n muutosta vertailtavissa kokonaiskustannuksissa. Kuvassa 23 on esitetty laskentakorkokannan muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen vertailtavien kokonaiskustannusten nykyarvoon, kun sähköstä saatava hinta on 40 €/MWh.



Kuva 23. Laskentakorkokannan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kuvasta 23 nähdään, että laskentakorkokannan kasvaessa vertailtavat kokonaiskustannukset pienenevät lähestyen pelkkiä investointikustannuksia. Tämä johtuu siitä, että tulevaisuudessa syntyvien kustannusten tai saatavien tuottojen arvo on sitä pienempi nykyrahassa, mitä suurempi korko (tai tuotto-odotus) on. Laskentakorkokannan pienentämisellä on näin suurempi vaikutus kuin sen kasvattamisella. 66 kV:n verkkovaihtoehto on jälleen kallein kaikilla tarkastelluilla laskentakorkokannan arvoilla. Kuvassa 24 on esitetty sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen vertailtaviin kokonaiskustannuksiin 6 %:n laskentakorkokannalla.



Kuva 24. Sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla ja 6 %:n laskentakorkokannalla.

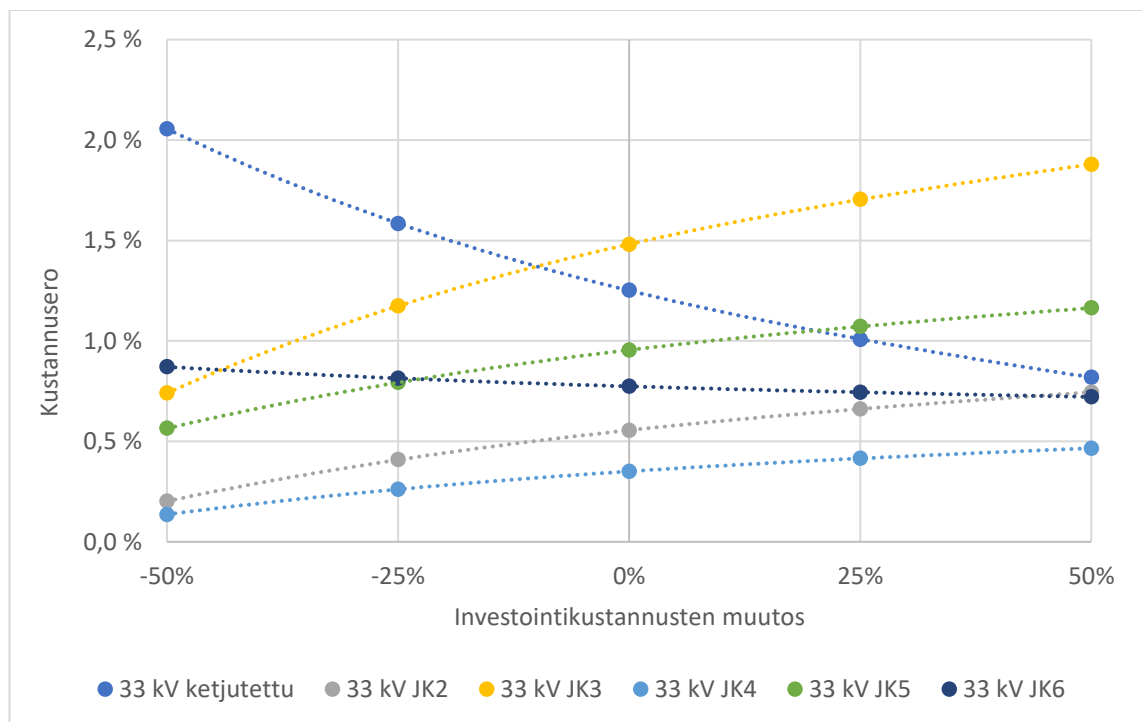
66 kV on jälleen selkeästi kallein vaihtoehto koko kuvan 24 mukaisella sähkön hinnalla. Sähkön hinnan muuttuessa 10 €/MWh:lla, muuttuvat vaihtoehtojen vertailtavat kokonaiskustannukset n. 200 000 €:lla.

Perustilanteeseen verrattuna 50 %:n muutos investointikustannuksissa aiheuttaa n. 500 000 €:n muutoksen vertailtavissa kokonaiskustannuksissa, laskentakorkokannan pienentäminen 50 %:lla kasvattaa vertailtavia kokonaiskustannuksia n. 300 000 € ja 50 %:n muutos sähkön hinnassa aiheuttaa n. 400 000 €:n muutoksen vertailtavissa kokonaiskustannuksissa. Tällä perusteella suurin vaikutus on siis investointikustannusten muutoksella. Tämä vaikuttaa järkevältä, sillä investointikustannukset muodostavat perustilanteessa n. 60 % kokonaiskustannuksista, kuten aiemmin luvussa 5.3.3 todettiin. Suurin epävarmuus liittyy juuri investointikustannuksiin, joten verkkovaihtoehtojen vertailtavat kokonaiskustannukset voivat hyvin olla ainakin 300 000 € pienemmät tai suuremmat, mikä vastaa n. 25 %:n muutosta investointikustannuksissa, kuten aiemmin todettiin.

Mikäli 33 ja 66 kV:n voimalamuuntajat olisivat saman hintaisia, olisi 66 kV:n verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvo 1 790 355 €, kun laskentakorkokanta on 6 % ja sähkön hinta 40 €/MWh. 66 kV:n verkkovaihtoehto on siis silti kallein (vrt. taulukko 27), yli 20 000 € kalliimpi kuin seuraavaksi kallein vaihtoehto 33 JK3. Taulukosta 27 nähdään myös, että 66 kV:n verkkovaihtoehtossa on vain n. 7 MWh pienemmät häviöt kuin 33 kV ketjutetussa, jossa on suurimmat häviöt. Sähkön hinnalla 40 €/MWh tämän eron arvo

voimalaitoksen pitoajalta (30 vuotta) on 11 200 €, mikäli laskentakorkokanta on 0 %. Edes sähkön hinnan kaksinkertaistuksessa tästä 66 kV ei ole kokonaiskustannuksiltaan 33 kV ketjutettua edullisempi, sillä 66 kV:n investointikustannukset ovat lähes 30 000 € suuremmat. Mikäli 33 ja 66 kV:n voimalamuuntajat olisivat siis saman hintaisia, olisi 66 kV:n verkkovaihtoehto kokonaiskustannuksiltaan silti kallein, vaikkakin jo kustannuksiltaan lähellä 33 kV:n vaihtoehtoja.

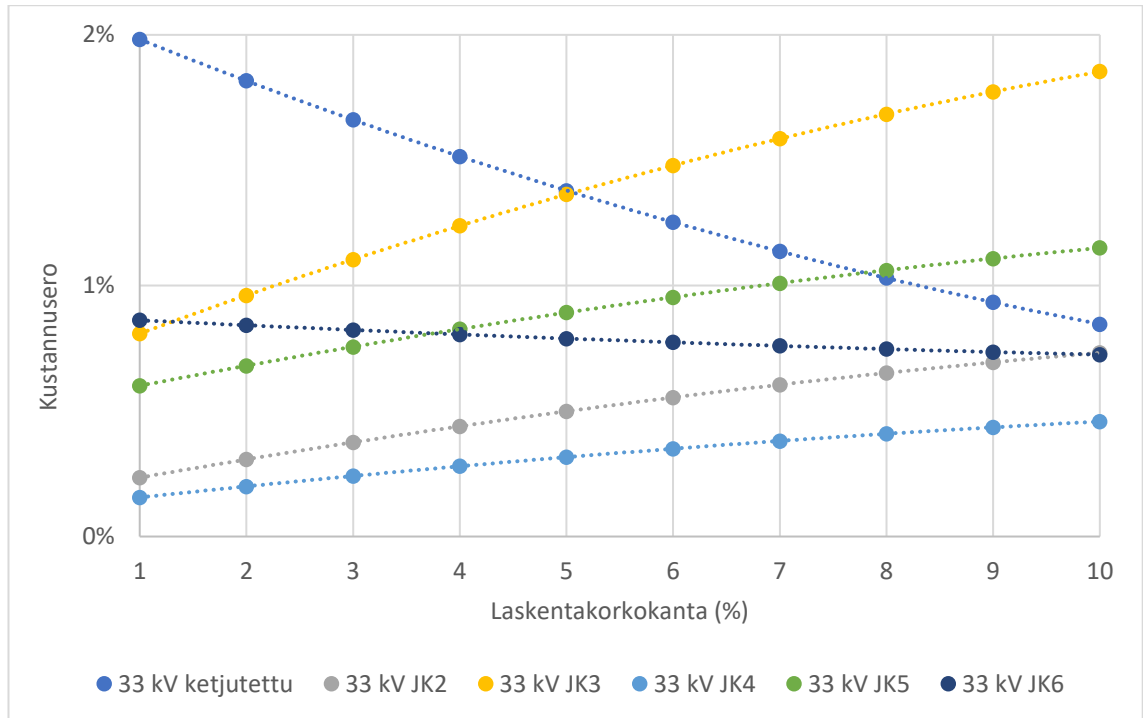
Kuvien 22–24 ja edellä mainitun 66 kV:n muuntajien hinnan muutoksen vaikutuksen perusteella 66 kV jätetään seuraavista tarkasteluista pois ja tarkastellaan 33 kV:n verkkovaihtoehtojen välisiä eroja kokonaiskustannusten sijaan, jotta saadaan parempi käsitys kannattavimmasta vaihtoehdosta. Verkkovaihtoehtojen kustannusten keskinäisessä vertailussa 33 kV JK1 on ns. perustapaus, jonka kustannuksiin muiden verkkovaihtoehtojen kustannuksia verrataan. Samalla tarkastellaan sähkön hinnan ja laskentakorkokannan vaikutusta eri verkkovaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen. Kuvassa 25 on esitetty investointikustannusten muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon suhteessa vaihtoehtoon 33 kV JK1. Tarkastelun parametrit ovat taulukon 25 mukaiset.



Kuva 25. Investointikustannusten muutoksen vaikutus muiden verkkovaihtoehtojen ja vaihtoehdon 33 kV JK1 väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa valituilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

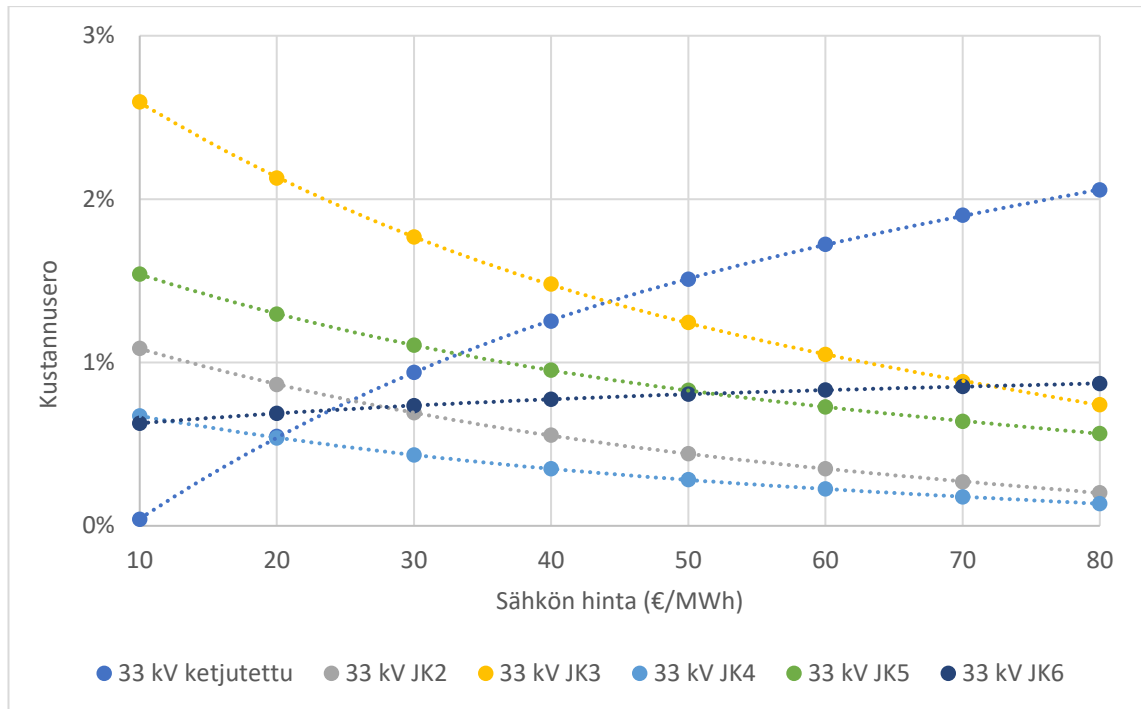
Kuvasta 25 nähdään, että 33 kV JK1 on edullisin vaihtoehto, vaikka investointikustannukset olisivat 50 % pienemmät tai suuremmat. Seuraavaksi edullisimmat vaihtoehdot

ovat 33 kV JK4 ja JK2. Muiden vaihtoehtojen keskinäinen kannattavuus vaihtelee. Investointikustannusten kasvaessa 33 kV:n ketjutetun verkkovaihtoehdon kustannusero vaihtoehtoon 33 kV JK1 pienenee. Muilla vaihtoehtoilla ero kasvaa, paitsi 33 kV JK6:lla ero näyttää vakioituvan. Kuvassa 26 on esitetty laskentakorkokannan muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen sähkön hinnalla 40 €/MWh.



Kuva 26. Laskentakorkokannan vaikutus muiden verkkovaihtoehtojen ja vaihtoehdon 33 kV JK1 väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa valituilla kaapeleilla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kuvasta 26 nähdään, että 33 kV JK1 on kannattavin vaihtoehto kaikilla laskentakorkokannan arvoilla 1...10 %. Seuraavaksi edullisimmat vaihtoehdot ovat jälleen 33 kV JK4 ja JK2. Laskentakorkokannan kasvaessa vaihtoehtojen 33 kV ketjutettu ja 33 kV JK6 erot vaihtoehtoon 33 kV JK1 pienenevät, joista ensimmäinen selkeästi. Muilla vaihtoehtoilla kustannusero kasvaa. Tämä johtuu siitä, että vaihtoehdon 33 kV JK1 investointikustannukset ovat jakokaappivaihtoehtoista pienimmät, mutta silti suuremmat kuin vaihtoehdolla 33 kV ketjutettu. Kuvassa 27 on esitetty sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen 6 %:n laskentakorkokannalla.



Kuva 27. Sähkön hinnan vaikutus muiden verkkovaihtoehtojen ja vaihtoehdon 33 kV JK1 väliseen eroon kokonaiskustannusten nykyarvossa valituilla kaapeleilla ja 6 %:n laskentakorkokannalla.

Kuvasta 27 nähdään, että 33 kV JK1 on jälleen kannattavin vaihtoehto, joskaan eroa seuraavaksi kannattavimpiin vaihtoehtoihin ei ole paljoa sähkön hinnan ollessa alhainen (10 €/MWh) tai korkea (80 €/MWh). Erityisesti sähkön hinnalla 10 €/MWh vaihtoehtojen 33 kV ketjutettu ja 33 kV JK1 välillä ei ole juuri eroa. Tämä on kuitenkin todella alhainen ja siksi epätodennäköinen sähkön hintataso. Sähkön hinnan kasvaessa jakokaappivaihtoehtojen kustannusero vaihtoehtoon 33 kV JK1 pienenee, sillä niissä on tätä pienemmät häviöt (pl. 33 kV JK6). Vastaavasti vaihtoehtojen 33 kV JK6 ja 33 kV ketjutettu kustannusero vaihtoehtoon 33 kV JK1 kasvaa sähkön hinnan kasvaessa, sillä ensin mainituissa on suuremmat häviöt.

Verkkovaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen alkuarvojen suhteellisen suurillakin muutoksilla on vaikutusta korkeintaan noin kahden prosenttiyksikön verran. Verkkovaihtoehto 33 kV JK1 on kaikissa tarkastelluissa tapauksissa kannattavin, kuten voidaan kuvista 25–27 nähdä.

Suuremmista investointikustannuksistaan huolimatta jakokaappiverkkovaihtoehdot voivat olla kokonaiskustannuksiltaan edullisempia kuin ketjutettu verkkovaihtoehto. Mitä pienempi sähkön hinta, ja toisaalta mitä suurempi korkoprosentti tuulivoimalaitoksen investoinneissa on, sitä kannattavampi vaihtoehto 33 kV ketjutettu on.

6. POHDINTA JA VIRHEIDEN ARVIOINTI

Herkkyysanalyysin avulla edellisessä luvussa tarkasteltiin investointikustannusten, laskentakorkokannan ja sähkön hinnan muutoksista aiheutuvaa virhettä. Tässä luvussa tarkastellaan joitakin muita virhelähteitä ja niiden vaikutusta, sekä esitetään työhön liittyviä huomioita ja pohditaan työn tuloksia ja oletuksia lyhyesti.

Keskeytyskustannukset jätettiin huomioimatta työssä, joten arvioidaan tästä aiheutuvaa virhettä käyttäen 6 000 €/a keskeytyskustannuksia. Perustilanteessa (laskentakorkokanta 6 %) 6 000 €/a keskeytyskustannusten lisääminen kasvattaa verkkovaihtoehtojen vertailtavia kokonaiskustannuksia n. 5 %, mutta kuten aiemmin luvussa 5.3 todettiin, keskeytyskustannukset todennäköisesti tätä pienemmät. Täten 5 %:a voitaneen pitää keskeytyskustannusten huomioimatta jättämisestä aiheutuvan virheen ylärajana. Lisäksi verkkovaihtoehtojen välisten erojen keskeytyskustannuksissa arvioitiin olevan vielä pienempiä (korkeintaan 1000 €/a), joten verkkovaihtoehtojen välisessä vertailussa virhe kokonaiskustannuksissa lienee korkeintaan n. 1 %. Tämä mahdollinen 1 %:n ero ei tee 33 kV ketjutetusta vaihtoehtoa 33 kV JK1 edullisempää perustilanteessa. Lisäksi ketjutetun verkkovaihtoehdon keskeytyskustannukset ovat luultavasti jakokaapeilla yhdistettyjä vaihtoehtoja suuremmat keskimäärin suuremman vian seurauksena menetetyn tehon vuoksi (vrt. taulukko 1 ketjutettu- ja tähtitopologia). Jakokaappiverkkovaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen 1 %:n ero kokonaiskustannuksissa voisi vaikuttaa. Toisaalta erot eri jakokaappivaihtoehtojen keskeytyskustannuksissa ovat luultavasti paljon pienempiä kuin 1000 €/a vaihtoehtojen samankaltaisuuden vuoksi.

Työssä oletettiin päämuuntajat saman hintaisiksi. Mikäli 118/66 kV:n päämuuntajan hinta olisi luvussa 5.2 mainittu 25 % 118/33 kV:n päämuuntajan hintaa pienempi, olisi säästö 200 000 €, kun 118/33 kV:n päämuuntajan hinta olisi 800 000 €. Säästö on pienempi kuin työssä arvioitu ero 33 ja 66 kV:n voimalamuuntajien hinnoissa (n. 300 000 €). Näin ero päämuuntajien hinnoissa huomioitiin tavallaan jo, kun luvussa 5.3.4 herkkyysanalyysissä oletettiin 33 ja 66 kV:n voimalamuuntajat saman hintaisiksi. On epätodennäköistä, että hintaero olisi yhtä aikaa molemmissa muuntajissa 66 kV:lle eduksi. Lisäksi Energiasivuston yksikköhintojen 2016–2023 mukainen 40 MVA 118/21 kV:n päämuuntajan hinta on 538 400 €, joten 118/33 kV:n päämuuntajakin lienee mainittua 800 000 €:a edullisempi. Tällöin 118/66 kV:n päämuuntajalla saatava säästökin on mainittua 200 000 €:a pienempi. 66 kV ketjutettu tuskin olisi siis edullisin verkkovaihtoehto tämän työn voimalaitoksessa, vaikka päämuuntaja olisikin 118/33 kV:n päämuuntajaa edullisempi.

Kaapelien resistanssien virhe eli poikkeama 65 °C:n lämpötilassa lasketuista on korkeintaan noin -19 %...4 %. -19 % vastaa suoraan DC-resistansseja ja 4 % puolestaan valmistajien ilmoittamaa AC-resistansseja 90 °C:n lämpötilassa. Siten resistansseista aiheutuva virhe kaapelien pätötehohäviöissä, jotka ovat suoraan verrannolliset resistansseihin, on myös korkeintaan yhtä suuri. Kaapelien häviöt muodostavat kuitenkin vain pienen osan verkkovaihtoehtojen kokonaishäviöistä. Resistansseista aiheutuva virhe verkkovaihtoehtojen koko pätötehohäviöissä on siten korkeintaan noin -2,6 %...0,6 %.

Tässä työssä vuosittaiset pätötehohäviöt laskettiin käyttäen tavallisen vuoden tunteja 8760 h. Keskimääräisiä vuoden tunteja 8765,82 h käyttäen vuosittaiset pätötehohäviöt ovat n. 1 MWh suuremmat. Tästä aiheutuva virhe on hyvin pieni, alle 0,1 % työssä lasketuista pätötehohäviöistä.

Ketjutetussa topologiassa häviöt kasvavat jatkuvasti sitä mukaa, mitä enemmän voimaloita liitetään. Jakokaapeilla yhdistetty topologia on häviöiden suhteen parempi yksittäisten voimaloiden tehoa siirtävien kaapelien osalta. Häviöt kasvavat jakokaapilta monen voimalan tehon siirtävässä kaapelissa.

Ketjutetuilla verkkovaihtoehtoilla kaapelien pätötehohäviöt olivat lähes kaksinkertaiset verrattuna jakokaappiverkkovaihtoehtoihin. Tämä lienee suuri syy siihen, miksi ketjutetuilla verkkovaihtoehtoilla todettiin olevan kannattavampaa valita paksummat kaapelit.

Työssä päätettiin käyttää kaapelien hintojen arviointiin Energiaviraston päivitettyjen yksikköhintojen 2022–2023 sijaan Energiaviraston yksikköhintoja 2016–2023 tämänhetkisen markkinatilanteen ja sen vuoksi, että verkkoyhtiöt saanevat hankittua kaapelinsa tuulivoimalaitoksia edullisemmin. Lisäksi 21 kV:n kaapeleita voidaan olettaa olevan helpommin saatavissa kuin 33 tai 66 kV:n, minkä vuoksi työssä myös käytettiin vuosien 2016–2023 yksikköhintoja. Energiaviraston yksikköhintoja 2022–2023 käyttäen lasketut investointikustannukset olivat yksikköhinnoilla 2016–2023 laskettuja jonkin verran edullisemmat.

Saman kaapelivalmistajan kaapelien käyttäminen laskennassa olisi tehnyt tämän työn vertailusta yhdenmukaisemman, mutta 66 kV:n kaapeleista löytyi niukasti tietoa. Samasta syystä työssä pienimpänä kaapelikokona käytettiin 120 mm²:ä 95 mm²:n sijaan, mikä myös vaikutti tuloksiin.

Jonkinlainen yhdistelmä työssä käytetyistä verkkovaihtoehtoista voisi olla todellisuudessa paras. Esimerkiksi ketjutettu vaihtoehto, jossa ryhmän 1 voimalat on yhdistetty jakokaapilla, olisi investointikustannuksiltaan n. 13 000 € edullisempi kuin täysin ketjutettu vaihtoehto. Säästö johtuu kaapelipituuksien pienenemisestä, jolloin myös häviöt

pienensivät. Yhteisvaikutuksena voi olla se, että tämä vaihtoehto olisi vertailtavilta kokonaiskustannuksiltaan edullisin. Myös 66 kV:n ketjutetun verkkovaihtoehdon häviöitä voisi pienentää kytkemällä ryhmän 1 voimalat yhteen jakokaapilla, mikä lyhentäisi kaapelipituuksia.

66 kV:n ja 33 kV:n vaihtoehtojen keskinäiseen kannattavuuteen vaikuttaisi sähkön hinnan ja investointien korkoprosentin lisäksi myös muuntajien ja kaapelien todellinen hinnoittelu. Myös tarvittavan loistehon kompensointiratkaisun hinta ja komponenttien saatavuus voivat vaikuttaa kannattavuuteen tai toteutuskelpoisuuteen. Tuulivoimalaitoksiin sopivia 66 kV:n muuntajia, kojeistoja ja kaapeleita on ainakin saatavilla [47,49,65,71]. Lisäksi näiden saatavuus parantunee 66 kV:n käytön yleistyessä esim. voimaloiden ja voimalaitosten koon kasvun myötä.

Suuremmissa tuulivoimalaitoksissa 66 kV:n jännitetaso voisi olla edullisin riippuen ainakin siitä, saadaanko yhteen voimalaryhmään kytkettyä enemmän voimaloita suhteessa 33 kV:n vaihtoehtoihin kuin tässä työssä. Tällöin kaapelia tarvitaan vähemmän, jolloin saadaan pienennettyä investointikustannuksia ja pätötehohäviöitä. Myös voimaloiden tehon kasvaessa voi olla, että tehon siirtämisessä suuremmasta jännitetasosta tulee kannattavampi.

7. YHTEENVETO

Tässä työssä perehdyttiin tuulivoimalaitosten rakenteeseen ja sähköverkkoon. Työssä selvitettiin myös, mitkä ovat ajantasaiset vaatimukset tuulivoimalaitosten simuloinnille. Simulointivaatimusten kannalta erityisesti Fingrid on tärkeässä roolissa, sillä valtaosa vaatimuksista on Fingridin määrittämiä. Työn käytännön osuudessa selvitettiin eri 33 kV:n verkkoratkaisujen, 66 kV:n verkkoratkaisun, sekä eri kaapelikokojen kannattavuutta kuvitteellisen tuulivoimalaitoksen sisäverkossa.

Voimalaitosten simulointivaatimukset käsittävät yleiset mallinnusvaatimukset, loistehokapasiteetti-, lähivikakestoisuus- ja jännitteensäädön askelvastelaskelman, sekä tapauskohtaiset erityistarkasteluvaatimukset. Lisäksi Fingridillä on joitakin ohjedokumentteja, jotka täsmentävät simulointeihin liittyviä vaatimuksia, kuten toimitettaviin simulointimalleihin liittyvä ”Modelling instruction for PSS/E and PSCAD models”. Fingridin sarjako- ja kompensoituneen verkon alueella tai sen läheisyydessä sijaitsevia tuulivoimalaitoksia koskevat yleensä alisyntyisen vuorovaikutuksen erityistarkasteluvaatimukset. Mallinnusvaatimusten mukaan Fingridille on toimitettava tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkalaskennassa käytetyt laskentamallit. Laskentamalleissa voimalaitos on kuvattava aggregoituna.

Työssä selvitettiin tuulivoimalaitosten simuloinnissa tarvittavia ohjelmia sekä sitä, olisiko simuloinnit mahdollista toteuttaa yhdellä ohjelmalla. Sopivaa, kaiken kattavaa ohjelmaa on vaikea löytää, kun Fingridillä itselläänkin on käytettävissä useampia ohjelmia. Esim. tavalliset laskentamallit vaaditaan PSS®E-yhteensopivina tai IEC- tai IEEE-standardien mukaisessa muodossa. Tuulivoimalaitosten alisyntyiseen vuorovaikutukseen liittyen Fingrid puolestaan vaatii PSCAD-malleja. Tulevaisuudessa vaatimukset voivat muutenkin muuttua. Sekä tuulivoimalaitoksen rakennuttaja että Fingrid voivat vaatia jotakin, mitä ei nyt käytössä olevalla ohjelma-moduuliyhdistelmällä voida tehdä (ainakaan tehokkaasti). Tällöin on laajennettava ohjelmaa tai hankittava uusi, mikäli nämä ovat liiketoiminnan kannalta järkeviä vaihtoehtoja.

Työn tarkasteluja varten luotiin kuvitteellisen tuulivoimalaitoksen mallit tarkasteltaville verkkovaihtoehdoille PowerFactory-laskentaohjelmalla. Tarkasteltavat verkkovaihtoehdot olivat 33 kV ketjutettu, 33 kV:n jakokaapeilla yhdistetyt vaihtoehdot 33 kV JK1–6 ja 66 kV ketjutettu. Vaihtoehdoille mitoitettiin kaapelit tehonjakolaskentaa käyttäen. Työssä tarkasteltiin yhtä kokoa paksumpien kaapelien käytön kannattavuutta työssä mitoitettui-

hin kaapeleihin verrattuna kuvitteellisessa tuulivoimalaitoksessa eri verkkovaihtoehdoilla. Kannattavuuden vertailua varten työssä laskettiin pätötehohäviöt kullekin verkkovaihtoehdolle sekä mitoitetuilla, että paksummilla kaapeleilla. Pätötehohäviöt laskettiin PowerFactory-ohjelman Power Park Energy Analysis -työkalulla. Havaittiin, että muuntajat muodostavat suurimman osan tuulivoimalaitoksen pätötehohäviöistä, noin 90 %. Lisäksi kaapelien muodostamat häviöt olivat ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla suurimmillaan lähes kaksinkertaiset jakokaappiverkkovaihtoehtoihin verrattuna.

Eri kaapelikokojen välistä kannattavuutta tarkasteltiin vertaamalla kunkin verkkovaihtoehdon kokonaiskustannuksia paksummilla kaapeleilla kokonaiskustannuksiin mitoitetuilla kaapeleilla. Kokonaiskustannukset laskettiin yhteismitallistamalla kerralla syntyvät investointi- ja vuosittaiset häviökustannukset nykyarvomenetelmää käyttäen. Kaapelikoon kasvattamisen tarkastelu rajattiin työssä alle 240 mm²:n kaapeleihin. Havaittiin, että kaapelikoon kasvattaminen yhdellä on näillä kaapelikoilla kannattavaa voimalaitoksen ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla. Jakokaappiverkkovaihtoehdoilla kaapelikoon kasvattamista ei pidetty kannattavana, joten kaapelikokona yksittäiselle voimalalle suositellaan mitoittettua 120 mm²:n kaapelia. Myös 95 mm²:n kaapelin käytön kannattavuus tulisi tarkistaa. Lopullinen kannattavuus riippuu sähkön hinnasta ja voimalaitoksen investointien korkoprosentista sekä kaapelien todellisista hinnoista. Alustavien tarkastelujen perusteella 240 mm² ja tätä suuremmilla kaapelikoilla kaapelikoon kasvattaminen ei ole yhtä selkeästi kannattavaa.

Lisäksi työssä verrattiin 66 kV:n verkkovaihtoehdon ja 33 kV:n verkkovaihtoehtojen kustannuksia. Verkkovaihtoehtojen kustannuksia verrattiin samassa kuvitteellisessa tuulivoimalaitoksessa kuin kaapelikoon vaikutusta kustannusten määräytyessä samalla tavalla. Verkkovaihtoehtojen vertailussa käytettiin kaapelikoon vertailun tuloksiin perustuen paksumpia kaapeleita ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla, ja mitoitetuja kaapeleita jakokaappiverkkovaihtoehdoilla. Tarkastelun perusteella 66 kV:n verkkoratkaisu oli selkeästi kallein. Edullisin verkkoratkaisu oli 33 kV JK1. 33 kV:n verkkovaihtoehtojen väliset erot vertailuissa kokonaiskustannuksissa olivat melko pieniä. Voimalamuuntajien osuus verkkovaihtoehtojen vertailtavista investointikustannuksista oli 33 kV:lla noin 50 % ja 66 kV:lla noin 60 %. Investointikustannusten osuus verkkovaihtoehtojen vertailtavista kokonaiskustannuksista oli puolestaan perustilanteessa noin 60 %.

Erityisesti ryhmän 1 kaapelipituudet olivat suosiollisemmat jakokaapeilla yhdistetyille verkkovaihtoehdoille. Toisaalta kokonaisverkkopituudet olivat silti ketjutetuilla verkkovaihtoehdoilla pienemmät kuin jakokaapeilla yhdistetyillä. Kannattavin ratkaisu voisi kuitenkin olla jonkinlainen yhdistelmä tämän työn verkkovaihtoehdoista, esimerkiksi 33 kV:n

ketjutettu vaihtoehto, jossa ryhmän 1 voimalat on yhdistetty jakokaapilla, mikä pienentäisi kaapelipituuksia ja siten investointi- ja häviökustannuksia ainakin 33 kV:n täysin ketjutettuun verkkovaihtoehtoon verrattuna.

7.1 Jatkokehitysehdotukset

Tässä työssä käytetylle voimalaitokselle voisi tehdä laajemman tarkastelun, jossa mukana ovat koko voimalaitoksen kustannukset (voimalat, sähköasema jne.), keskeytyskustannukset ym. Tarkastelussa voisi huomioida myös voimalaitoksen loistehokapasiteetin ja valitun kompensointitarkoituksen hinnat. Näin voisi laskea myös tuotetun sähkön hintaa (LCOE, Levelized Cost of Energy). Lisäksi kustannuslaskentamenetelmien käyttöä tuulivoimalaitosten kustannuslaskennassa voisi vertailla, joskin tulokset ovat luultavasti samankaltaisia myös eri menetelmillä laskettuna.

66 kV:n jännitetaso kannattavuutta voisi tarkastella laajemmin, sillä 66 kV:n jännitetasoon liittyen löytyi suhteellisen vähän kirjallisuutta. Tarkastelun voisi tehdä esimerkiksi kasvattamalla voimala- ja ryhmäkokoja, jotta saataisiin selville, milloin 66 kV:sta tulee kannattavampi kuin 33 kV.

Simulointiohjelmien, erityisesti PowerFactoryn ja Neplanin, kattavampi vertailu voisi olla paikallaan. Esimerkiksi Neplanin komponenttikirjaston laajuutta voisi yrittää selvittää tarkemmin.

Tämän työn jatkona voisi toimia simulointien laajentaminen esim. VJV2018 dynaamisiin simuloiteihin ja PSCAD-tarkasteluihin. Dynaamisten simulointien tekemistä jollakin toisella ohjelmalla kuin PSS®E IEC 61400-27-1 -standardin mukaisia dynaamisia malleja käyttäen voisi myös tarkastella tarkemmin, mahdollisesti yhteistyössä esim. voimalatoimittajien kanssa. Simulointeja on myös mahdollista laajentaa muihin kohteisiin kuin tuulivoimalaitoksiin, kuten 110 kV:n verkon tai teollisuusverkkojen simuloiteihin.

Myös kaapelikoon optimointia olisi syytä kehittää, jotta saataisiin määritettyä optimaaliset kaapelivalinnat kaapelikohtaisesti eikä muuttamalla kaikkien kaapelien kokoa, kuten tässä työssä tehtiin. Häviökustannusten syntyessä pääosin muuntajissa voisi myös tutkia eri muuntajavaihtoehtojen kannattavuutta ja muuntajien valinnan optimointia investointi- ja häviökustannusten suhteen.

LÄHTEET

- [1] Sähkön ja lämmön tuotanto, Tilastokeskus, Helsinki, 2021. Saatavissa (viitattu 26.1.2023): <https://www.stat.fi/julkaisu/cku28dfkw805d0b9922uxoyep>
- [2] Tuulivoima Suomessa 2022, Suomen Tuulivoimayhdistys, 2023. Saatavissa (viitattu 26.1.2023): <https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tilastot-2/tuulivoimatilastot-2022>
- [3] Tuulivoima Suomessa 2021 (Internet), Suomen Tuulivoimayhdistys, 2022. Saatavissa (viitattu 25.1.2022): <https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tutkimukset-ja-julkaisut/tilastot/tuulivoimatilastot-2021>
- [4] Tuulivoima Suomessa 2020, Suomen Tuulivoimayhdistys, 2021. Saatavissa (viitattu 19.3.2021): <https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tilastot-2/tuulivoimatilastot-2020>
- [5] Tuulivoima Suomessa 2019, Suomen Tuulivoimayhdistys, 2020. Saatavissa (viitattu 19.3.2021): <https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tilastot-2/tuulivoimatilastot>
- [6] Rakenteilla olevat hankkeet, Suomen Tuulivoimayhdistys, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 26.1.2023): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet>
- [7] Suunnittelussa olevat hankkeet, Suomen Tuulivoimayhdistys, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 26.1.2023): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/suunnittelussa-olevat-hankkeet>
- [8] Sähkömarkkinalaki 588/2013, Oikeusministeriö, 2013. Saatavissa (viitattu 31.1.2022): <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- [9] Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018, Fingrid Oyj, 2018, 117 s. Saatavissa (viitattu 5.9.2022): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttvarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>
- [10] Fingrid Oyj:n Yleiset liittämisehdot YLE2021, Fingrid Oyj, 2021, 13 s. Saatavissa (viitattu 1.2.2022): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yle2021-fingrid-oyj-yleiset-liittämisehdot.pdf>
- [11] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe, M. Graham, Wind Energy Handbook, 3. Edition, John Wiley & Sons, Chichester, 2021, 952 p.
- [12] Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, sovellusohje, Fingrid Oyj, 2021, 11 s. Saatavissa (viitattu 5.1.2023): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttvarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2021-id-244241.pdf>
- [13] Voimalaitoksen pitkän liittymisjohdon loistehon hallinta, tekninen ohje, Fingrid Oyj, 2020, 6 s. Saatavissa (viitattu 5.1.2023): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitoksen-pitkan-liittymisjohdon-loistehon-hallinta.pdf>
- [14] T. Vuojamo, Tuulivoimalaitosten dynaamiset simuloinnit PSS®E-ohjelmistolla, diplomityö, Tampereen yliopisto, 2019, 103 s.

- [15] M. Schlechtingen, I.F. Santos, S. Achiche, Wind turbine condition monitoring based on SCADA data using normal behavior models. Part 1: System description, *Applied Soft Computing*, Vol. 13, Iss. 1, 2013, pp. 259–270. DOI: 10.1115/GT2012-68011
- [16] IEC 61400-27-1:2020, Wind energy generation systems - Part 27-1: Electrical simulation models - Generic models, International Electrotechnical Commission, 2020, 194 p.
- [17] H. Zhao, Coordinated control of wind power and energy storage, Doctoral Thesis, Technical University of Denmark, 2014, 244 p. Saatavissa (viitattu 7.2.2022): https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/108166151/Thesis_HaoranZhao.pdf
- [18] E.H. Camm, M.R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W.J. Hejduk, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patino, S.V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, R. Walling, Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants, 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, Calgary, 2009, 5 p. DOI: 10.1109/PES.2009.5275330
- [19] C. Vázquez-Hernández, J. Serrano-González, G. Centeno, A Market-Based Analysis on the Main Characteristics of Gearboxes Used in Onshore Wind Turbines, *Energies*, Vol. 10, Iss. 11, 2017, No. 1686. DOI: 10.3390/en10111686
- [20] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, Chichester, 2005, 691 p.
- [21] K. Clark, N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies, General Electric International, Inc., Schenectady, 2010. Saatavissa (viitattu 11.2.2022): https://www.researchgate.net/publication/267218696_Modeling_of_GE_Wind_Turbine-Generators_for_Grid_Studies_Prepared_by
- [22] H.W.K.M. Amarasekara, A.P. Agalgaonkar, S. Perera, L. Meegahapola, Placement of variable-speed wind power generators in power systems considering steady-state voltage stability, 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Montreal, 2016, 6 p. DOI: 10.1109/POWERCON.2016.7754029
- [23] A. Honrubia-Escribano, F. Jiménez-Buendía, J.L. Sosa-Avendaño, P. Gartmann, S. Frahm, J. Fortmann, P.E. Sørensen, E. Gómez-Lázaro, Fault-Ride Trough Validation of IEC 61400-27-1 Type 3 and Type 4 Models of Different Wind Turbine Manufacturers, *Energies*, Vol. 12, Iss. 16, 2019, No. 3039. DOI: 10.3390/en12163039
- [24] A. Lorenzo-Bonache, A. Honrubia-Escribano, J. Fortmann, E. Gómez-Lázaro, Generic Type 3 WT models: comparison between IEC and WECC approaches, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 13, Iss. 7, 2019, pp. 1168–1178. DOI: 10.1049/iet-rpg.2018.6098
- [25] J. Elovaara, L. Haarla, *Sähköverkot II - Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*, Otatiето, Helsinki, 2011, 551 s.
- [26] E. Jänisoja, Tuulipuiston sähköjärjestelmän mitoitus, diplomityö, Vaasan yliopisto, 2018, 106 s. Saatavissa (viitattu 5.1.2023): https://osuva.uwasa.fi/bitstream/handle/10024/9257/osuva_8158.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [27] H. Jaakkola, Tuulipuiston VJV-mittauslaitteen määrittely, opinnäytetyö, Tampereen ammattikorkeakoulu, 2021, 56 s. Saatavissa (viitattu 13.5.2022): https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/496293/Jaakkola_Hartti.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- [28] S. Uski, Wind power plant model collection network representation in an aggregated wind power plant model, 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as Well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, WIW 2014, Berlin, 2014, 5 p.

- [29] Voimalaitosten loistehokapasiteettivaatimus ja kytkettävä lisäkompensointi, tekninen ohje, Fingrid Oyj, 2020, 6 s. Saatavissa (viitattu 5.1.2023): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-loistehokapasiteettivaatimus-ja-lisakompensointi.pdf>
- [30] S. Lumbreras, A. Ramos, Offshore wind farm electrical design: a review, *Wind Energy*, Vol. 16, Iss. 3, 2012, pp. 459–473. DOI: 10.1002/we.1498
- [31] T. Haugsten Hansen, Offshore Wind Farm Layouts: Performance Comparison for a 540 MW Offshore Wind Farm, Master's Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2009, 89 p. Saatavissa (viitattu 27.1.2023): <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/256657>
- [32] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2. Edition, John Wiley & Sons, Chichester, 2012, 1120 p.
- [33] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators, European Commission, 2016. Saatavissa (viitattu 23.2.2022): <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631>
- [34] Modelling instruction for PSS/E and PSCAD models, Fingrid Oyj, 2022, 12 p. Saatavissa (viitattu 27.1.2023): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/modelling-instruction-for-psse-and-pscad-models.pdf>
- [35] E. Muljadi, C.P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, J.C. Smith, Equivalencing the collector system of a large wind power plant, 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, 2006, 9 p. DOI: 10.1109/PES.2006.1708945
- [36] Utilizing Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) approach for assessing the slow converter driven stability and tuning the voltage controllers, Fingrid Oyj, 2022, 16 p. Saatavissa (viitattu 17.2.2023): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/white-paper-on-escr-15.6.2022.pdf>
- [37] Subsynchronous Oscillation Risks of Wind Power Plants Connecting to Finnish Series Compensated Network, Fingrid Oyj, 2020, 5 p. Saatavissa (viitattu 29.11.2021): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/subsynchronous-oscillation-risk-of-wpps-connecting-to-finnish-series-compensated-network-white-paper.pdf>
- [38] R. Korhonen, Subsynchronous oscillations in wind power plants and series compensation in Finland, Master's Thesis, Tampere University, 2021, 76 p. Saatavissa (viitattu 30.11.2021): <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/134250/KorhonenRiku.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- [39] Eryistarkasteluvaatimukset suuntaajakytketyille voimalaitoksille liittyen alisyntroniseen vuorovaikutusriskiin, Fingrid Oyj, 2022, 7 s. Saatavissa (viitattu 11.3.2022): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/20220211_eryistarkasteluvaatimukset_suuntaajakytketyille_voimalaitoksille---sso.pdf
- [40] L. Kriechbaum, G. Scheiber, T. Kienberger, Grid-based multi-energy systems—modelling, assessment, open source modelling frameworks and challenges, *Energy, Sustainability and Society*, Vol. 8, 2018, No. 35, 19 p. DOI: 10.1186/s13705-018-0176-x
- [41] T. Lund, J. Eek, S. Uski, A. Perdana, Dynamic fault simulation of wind turbines using commercial simulation tools, Proceedings of the 5. International workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Glasgow, 2005, pp. 238–246. Saatavissa (viitattu 29.7.2022): <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/2714025/oersted-dtu2746.pdf>

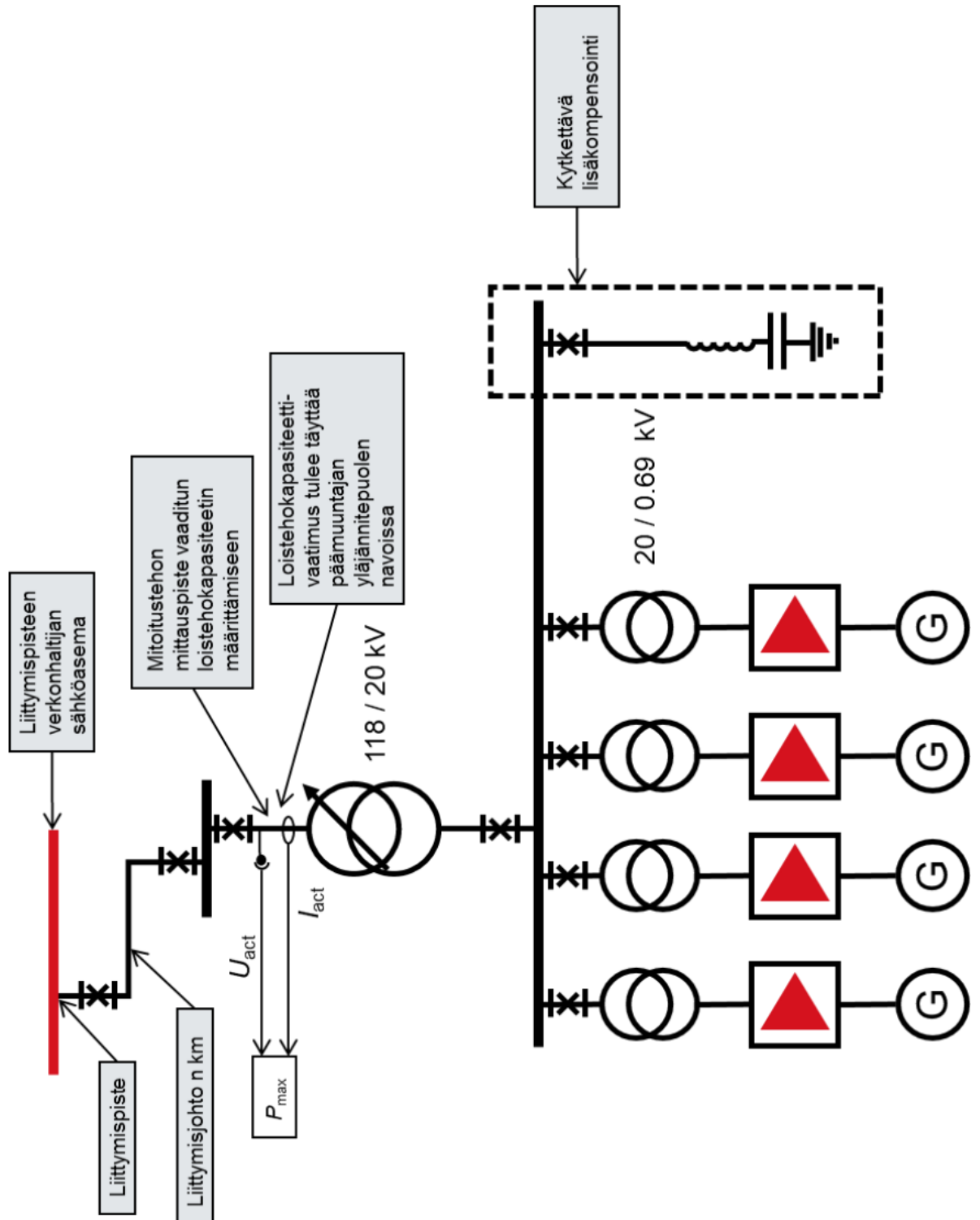
- [42] PSS®E-PSCAD Co-Simulation Module, brochure, Siemens Industry, Inc., 2016, 2 p. Saatavissa (viitattu 29.7.2022): <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:81673bb4cff16dd38809d3960f59063342003c0b/psse-pscad-cosimulation-module-flyer.pdf>
- [43] R. Rabbani, M. Mohammadi, S.K. Kerahroudi, A.F. Zobaa, G.A. Taylor, Modelling of Reduced GB Transmission System in PSCAD/EMTDC, 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Cluj-Napoca, 2014, 6 p. DOI: 10.1109/UPEC.2014.6934750
- [44] Features overview, web page, DlgSILENT GmbH. Saatavissa (viitattu 3.12.2021): <https://www.digsilent.de/en/features.html>
- [45] Neplan Electricity, web page, Neplan AG. Saatavissa (viitattu 3.12.2021): <https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>
- [46] H. Kirkeby, J.O. Tande, The NOWITECH Reference Wind Farm, EERA DeepWind '2014, 11th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, Trondheim, Energy Procedia, Vol. 53, 2014, pp. 300–312. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.07.239
- [47] A. Ferguson, P. de Villiers, B. Fitzgerald, J. Matthiesen, Benefits in moving the inter-array voltage from 33 kV to 66 kV AC for large offshore wind farms, European Wind Energy Conference & Exhibition 2012 (EWEK 2012), Copenhagen, 2012, pp. 902–909. Saatavissa (viitattu 27.1.2023): http://proceedings.ewea.org/annual2012/allfiles2/1161_EWEA2012presentation.pdf
- [48] A. Thyssen, Wind power plants internal distribution system and grid connection - A technical and economical comparison between a 33 kV and a 66 kV, Master's Thesis, Technical University of Denmark, 2015, 79 p. Saatavissa (viitattu 27.1.2023): https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/138710206/Thesis_Anne_Thyssen_final_and_revised.pdf
- [49] A.P. Neumann, M.J. Mulroy, C. Ebden, The use of 66kV technology for offshore wind demonstration sites, 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014), Naples, 2014, 6 p. DOI: 10.1049/cp.2014.0832
- [50] S. Gasnier, V. Debusschere, S. Poullain, B. François, Technical and economic assessment tool for offshore wind generation connection scheme: Application to comparing 33 kV and 66 kV AC collector grids authors, 2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), Karlsruhe, 2016, 8 p. DOI: 10.1109/EPE.2016.7695269
- [51] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot I - Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta, Ota-tieto, Helsinki, 2011, 520 s.
- [52] AHXAMK-W 19/33 (36) kV 3-johdin, datalehti, Reka Kaapeli Oy, 3 s. Saatavissa (viitattu 29.7.2022): <https://www.reka.fi/tuoteryhma/ahxamk-w-19-33-36-kv-3-johdin/>
- [53] AHXAMK-WP 19/33 (36) kV 1-johdin, datalehti, Reka Kaapeli Oy, 3 s. Saatavissa (viitattu 29.7.2022): <https://www.reka.fi/tuoteryhma/ahxamk-wp-19-33-36-kv-1-johdin/>
- [54] XLPE Al single core 38/66 kV, datasheet, NKT A/S, 4 p. Saatavissa (viitattu 29.7.2022): <https://www.nkt.fi/tuotteet-ja-ratkaisut/keskijaennite/keskijaennitekaapelit/xlpe-al-single-core-38-66-kv>
- [55] IEC 60287-1-1:2006, Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, International Electrotechnical Commission, 2006, 65 p.
- [56] A. Heinonen, Kaapeleiden kosketussuojien asennustavat tuulipuiston keskijänniteverkon suunnittelussa, diplomityö, Tampereen yliopisto, 2021, 58 s. Saatavissa (viitattu 29.7.2022):

<https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/132449/HeinonenArttu.pdf?sequence=5&isAllowed=y>

- [57] IEC 60287-1-1:2001, Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, International Electrotechnical Commission, 2001, 67 p.
- [58] L.A. Shchebeniuk, T.Yu. Antonets, Investigation of losses in insulation of high-voltage cables with XLPE insulation, *Electrical Engineering & Electromechanics*, Iss. 4, 2016, pp. 58–62. DOI: 10.20998/2074-272X.2016.4.08
- [59] Teknisiä tietoja ja taulukoita, Luku 11: Tehomuuntajat, ABB Oy, 2000, 13 s.
- [60] S. Uski, Aggregate wind power plant collection network modeling — error sources and magnitudes, 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), Bangkok, 2015, 7 p. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7386981
- [61] U. Münz, M. Metzger, A. Szabo, M. Reischböck, F. Steinke, P. Wolfrum, R. Sollacher, D. Obradovic, M. Buhl, T. Lehmann, M. Duckheim, S. Langemeyer, Overview of recent control technologies for future power systems, at - *Automatisierungstechnik*, Vol. 63, Iss. 11, 2015, pp. 869–882. DOI: 10.1515/auto-2015-0047
- [62] Sesko Ry, SFS 5636:2017, PEX-eristeiset 10, 20 ja 30 kV Al- ja Cu-voimakaapelit. Rakenne ja testaus, 4. painos, Suomen Standardisoimisliitto SFS ry, Helsinki, 2017, 85 s.
- [63] DIgSILENT PowerFactory, Version 2022, User Manual, DIgSILENT GmbH, 2022, 1364 p.
- [64] PowerFactory 2022, DIgSILENT GmbH.
- [65] A.J. Collin, A.J. Nambiar, D. Bould, B. Whitby, M.A. Moonem, B. Schenkman, S. Atcitty, P. Chainho, A.E. Kiprakis, Electrical Components for Marine Renewable Energy Arrays: A Techno-Economic Review, *Energies*, Vol. 10, Iss.12, 2017, No. 1973. DOI: 10.3390/en10121973
- [66] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, M. Trovato, Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation, *Renewable Energy*, Vol. 36, Iss. 8, 2011, pp. 2043–2051. DOI: 10.1016/j.renene.2011.01.003
- [67] L.F.N. Lourenço, N. Suzuki, R.M. Monaro, M.B.C. Salles, Economical Evaluation of an Isolated AC Offshore Grid for Pre-salt Oil Production Based on Power Hub for Reducing Carbon Emissions, 2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Brasov, 2019, pp. 450–454. DOI: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996680
- [68] A. Fauzy, Y. Cheng-Dar, T. Chien-Cheng, L. Ta-Hui, Understanding the Potential of Wind Farm Exploitation in Tropical Island Countries: A Case for Indonesia, *Energies*, Vol. 14, Iss. 9, 2021, No. 2652. DOI: 10.3390/en14092652
- [69] U. Cali, N. Erdogan, S. Kucuksari, M. Argin, Techno-economic analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 22, 2018, pp. 325–336. DOI: 10.1016/j.esr.2018.10.007
- [70] S. Lundberg, Performance comparison of wind park configurations, Chalmers University of Technology, 2003, 202 p. Saatavissa (viitattu 28.1.2023): https://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/2691/local_2691.pdf
- [71] DNV GL Energy, Tennet, NL Offshore Wind Farm Transmission Systems - 66 kV systems for offshore wind farms, 2015.

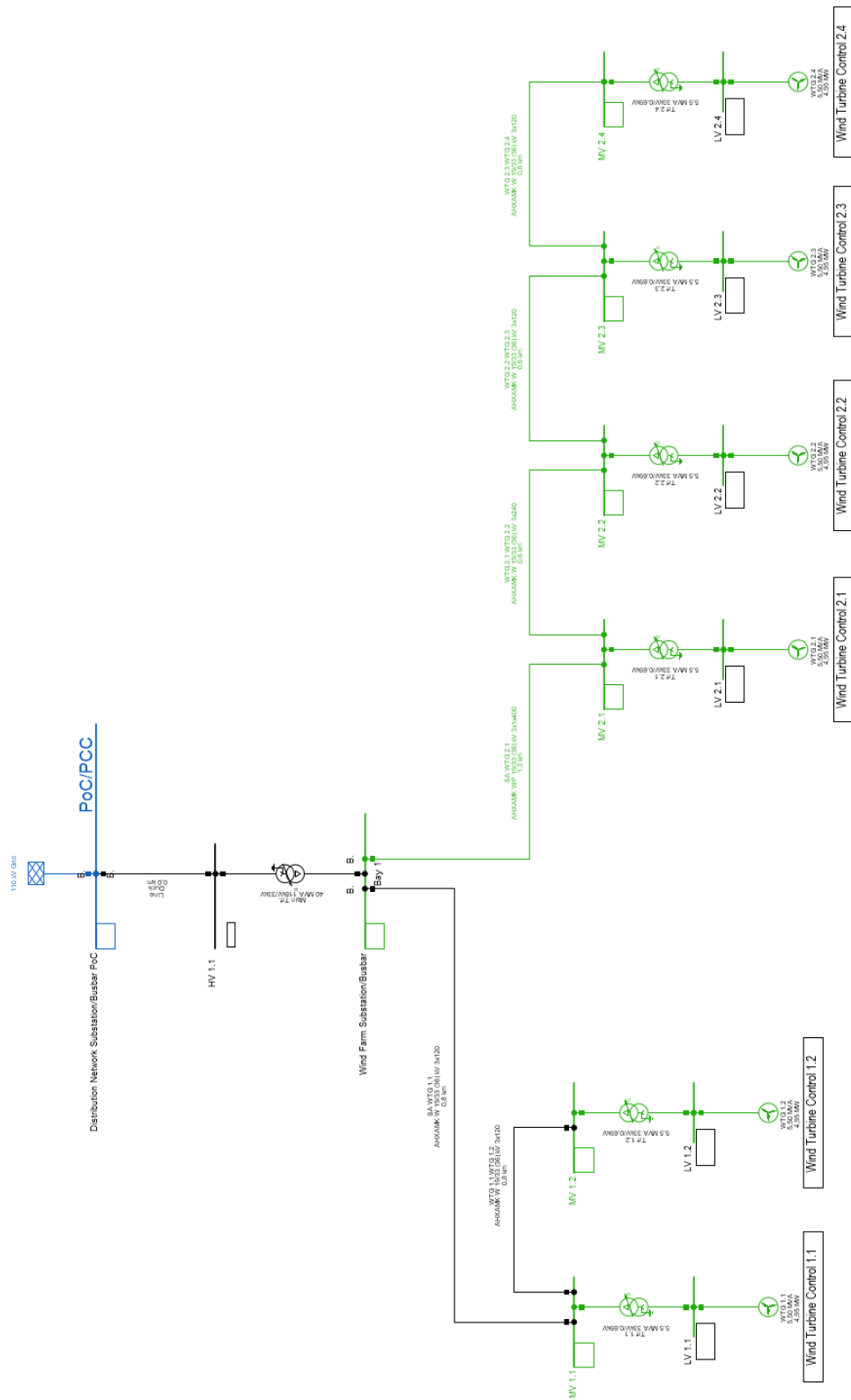
- [72] ECB euro reference exchange rate: Swedish krona (SEK), web page, European Central Bank. Saatavissa (viitattu 28.1.2023): https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-sek.fi.html
- [73] Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016–2023, Energiavirasto. Saatavissa (viitattu 10.8.2022): <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta>
- [74] Sähköverkon yksikköhinnat 2022–2023, Energiavirasto, 2021. Saatavissa (viitattu 1.8.2022): <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-on-maarittanyt-muutokset-sahkonjakelun-valvontamenetelmiin->
- [75] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, 2. painos, Otatieto/Helsinki University Press, Helsinki, 2009, 295 s.
- [76] K. Neilimo, E. Uusi-Rauva, Johdon laskentatoimi, 13. painos, Edita, Helsinki, 2017, 366 s.
- [77] P. Loepelmann, B. Fischer, Lifetime extension and opex reduction by adapting the operational strategy of wind farms, WindEurope Annual Event 2022, Bilbao, Journal of Physics: Conference Series, Vol. 2257, 2022, 9 p. DOI: 10.1088/1742-6596/2257/1/012014
- [78] R.H. Wiser, M. Bolinger, Benchmarking Anticipated Wind Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Wind Industry Professionals, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2019, 8 p. DOI: 10.2172/1564078
- [79] J. Forsman, J. Närhi, H. Uimonen, N. Semkin, V. Miettinen, S. Toivola, Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään, Valtioneuvoston kanslia, Helsinki, 2021, 140 s. Saatavissa (viitattu 25.8.2022): https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS_2021_4.pdf?sequence=4&isAllowed=y
- [80] A. Thumann, E.A. Woodroof, Energy Project Financing: Resources and Strategies for Success, Fairmont Press, Lilburn, GA, 2009, 462 p.
- [81] P. Jain, Wind Energy Engineering, 2. Edition, McGraw-Hill Education, New York, 2016, 416 p.
- [82] J.Z. Hansen, Results from Danish failure statistics for medium voltage XLPE cables, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), Stockholm, 2013, 4 p. DOI: 10.1049/cp.2013.1097

LIITE A: LOISTEHOKAPASITEETTIVAATIMUKSEN VAIHTOEHTOINEN TARKASTELUPISTE

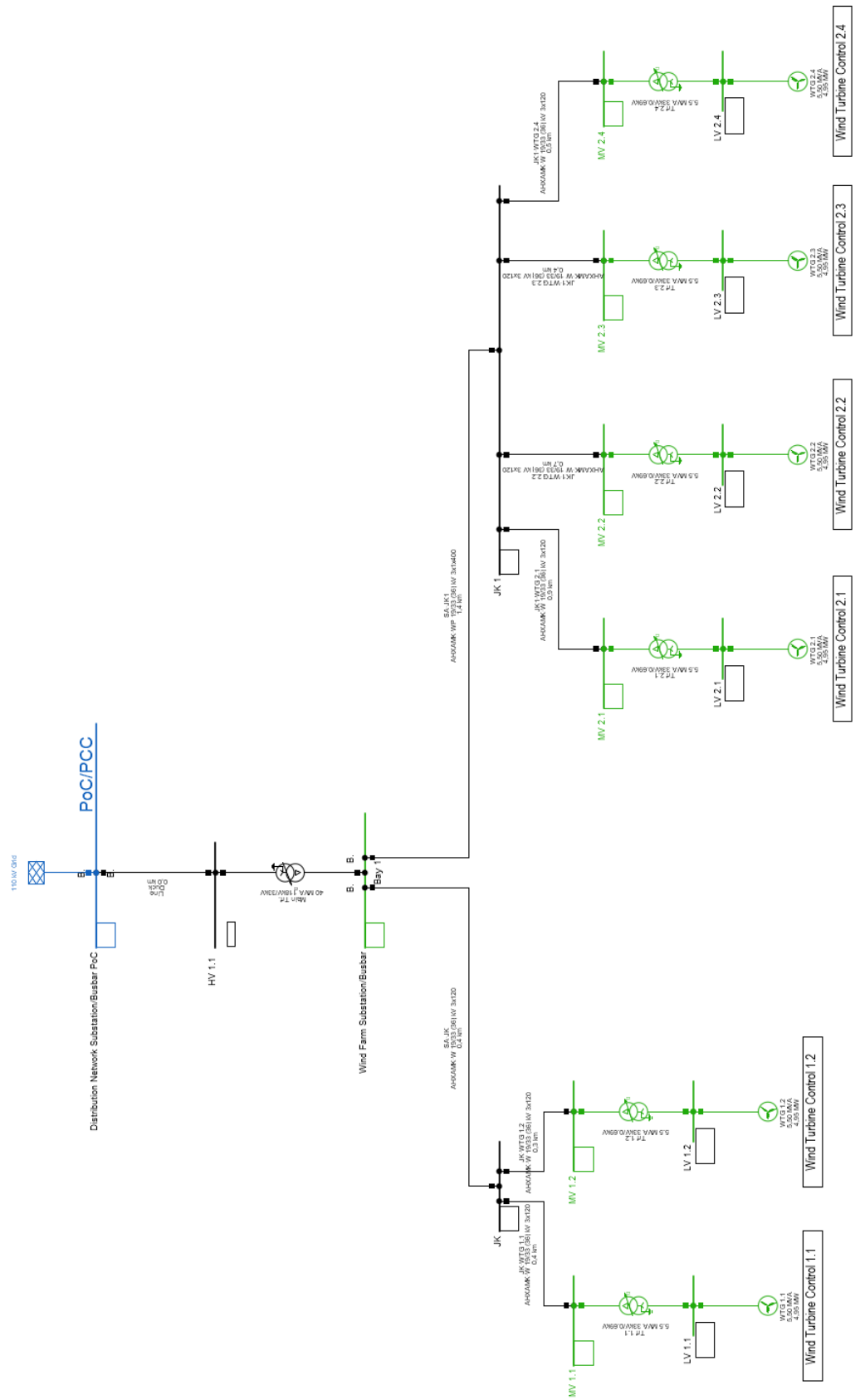


Kuva 28. Loistehokapasiteettivaatimuksen vaihtoehtoinen tarkastelupiste [29].

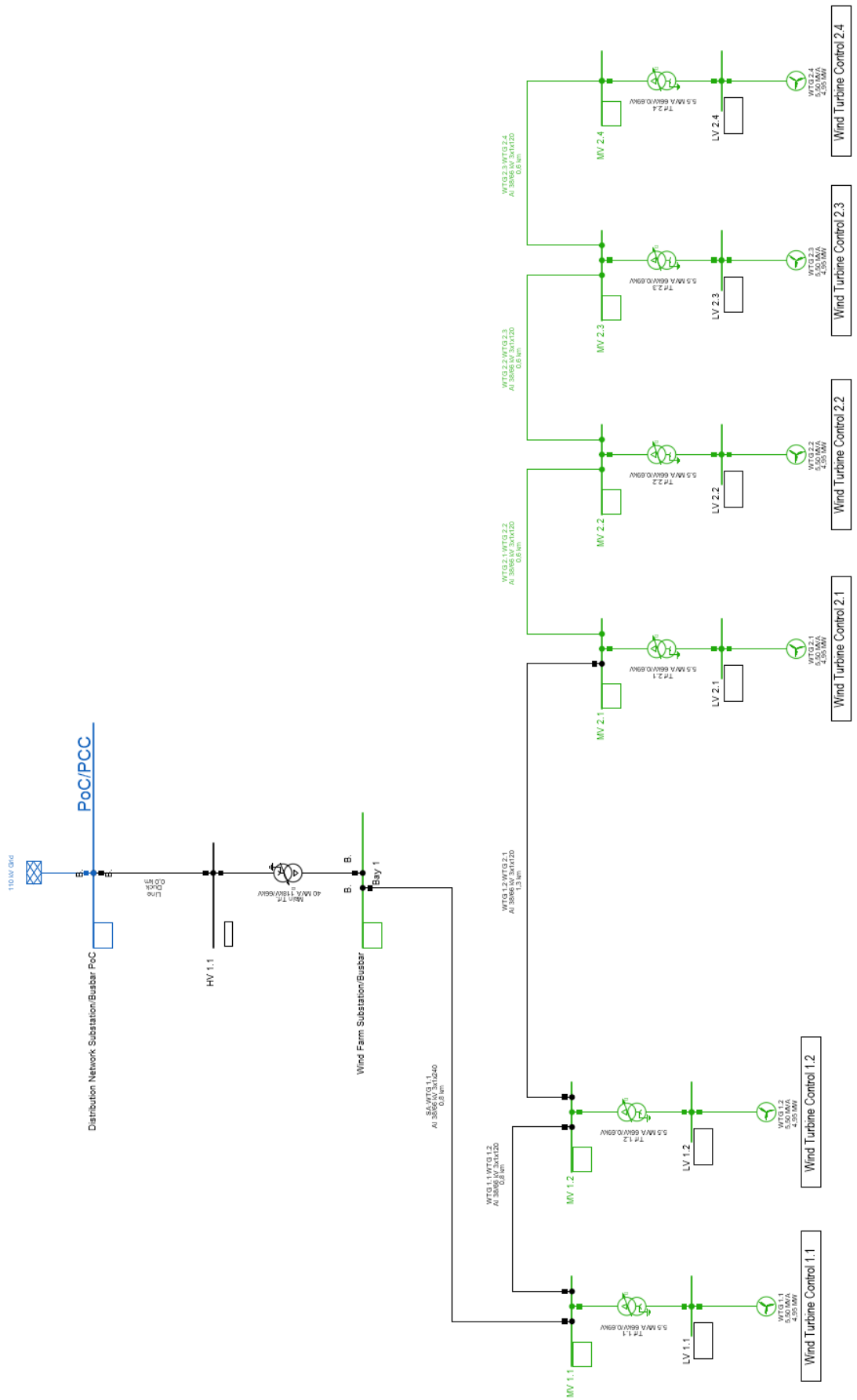
LIITE B: TUULIVOIMALAITOKSEN VERKKOVAIHTOEHTOJEN MALLIT



Kuva 29. 33 kV ketjutetun verkkovaihtoehdon PowerFactory-verkkomalli.



Kuva 30. 33 kV:n jakokaappiverkkovaihtoehtoista edustava PowerFactory-verkko-malli (33 kV JK1).



Kuva 31. 66 kV:n ketjutetun verkkovaihtoehdon PowerFactory-verkkomalli.

LIITE C: POWER PARK ENERGY ANALYSIS -RAPORTIT

Tämä sivu on jätetty tarkoituksella tyhjäksi.

P O W E R P A R K D A T A

Power park name : 33 kV ketjutettu, mitoitetut kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un <= 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un >= 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

R E S U L T S O F A N A L Y S I S

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,900 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC		Average consumed power at PoC	
Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,909 MW	10,103 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
77965,04 MWh	79311,99 MWh	78038,92 MWh	73,88 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2598,83 h/a
 Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a
 Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a
 Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a
 Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a
 Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,07 %
 Critical element : Trf 1.1

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	153,76 kW	145,33 kW	8,43 kW
Cables	22,72 kW	22,72 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	22,72 kW	22,72 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,05 kW	122,61 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,63 kW	36,85 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,42 kW	85,76 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1346,95 MWh	1273,07 MWh	73,88 MWh
Cables	198,99 MWh	198,99 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	198,99 MWh	198,99 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1147,96 MWh	1074,08 MWh	73,88 MWh
Transformers, HV-MV	347,14 MWh	322,84 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	800,82 MWh	751,24 MWh	49,58 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,63 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6237202,73 EUR/a	6243113,36 EUR/a	5910,63 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	101845,36 EUR/a
Cables	15919,28 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	15919,28 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85926,08 EUR/a
Transformers, HV-MV	25826,97 EUR/a
Transformers, MV-LV	60099,12 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK1, mitoitetut kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed v_{w_avg} : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,908 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,916 MW	10,112 MW

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,916 MW	10,112 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78022,93 MWh	79311,98 MWh	78106,82 MWh	73,89 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2601,10	h/a
Number of hours of power park full load operation	2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,13 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	146,01 kW	137,58 kW	8,43 kW
Cables	14,88 kW	14,88 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	14,88 kW	14,88 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,13 kW	122,69 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,66 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,47 kW	85,81 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1279,05 MWh	1205,16 MWh	73,89 MWh
Cables	130,38 MWh	130,38 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	130,38 MWh	130,38 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,67 MWh	1074,79 MWh	73,88 MWh
Transformers, HV-MV	347,43 MWh	323,13 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,24 MWh	751,66 MWh	49,58 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,54 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6242634,27 EUR/a	6248545,10 EUR/a	5910,83 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	96413,18 EUR/a
Cables	10430,04 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	10430,04 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85983,14 EUR/a
Transformers, HV-MV	25850,47 EUR/a
Transformers, MV-LV	60132,67 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK2, mitoitetut kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kwh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kwh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,909 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,917 MW	10,113 MW

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,917 MW	10,113 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78041,50 Mwh	79311,98 Mwh	78115,40 Mwh	73,89 Mwh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	: 2601,38	h/a
Number of hours of power park full load operation	: 2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	: 7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	: 1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	: 1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	: 0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,12 %

Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	145,03 kW	136,60 kW	8,44 kW
Cables	13,90 kW	13,90 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	13,90 kW	13,90 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,13 kW	122,70 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK3, mitoitetut kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
------------------------	---------------------------	-------------------------

Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV
-------------	------------------------	---------------

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed v_{w_avg} : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
---------------------------------------------	-----------------------------------------

8,909 MW	9,054 MW
----------	----------

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
------------------------------	-------------------------------

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
----------	-----------------------------	----------	---------------------------------

8,918 MW	10,114 MW	0,008 MW	0,071 MW
----------	-----------	----------	----------

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
---------------------------------------	-------------------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

78046,85 MWh	79311,98 MWh	78120,75 MWh	73,90 MWh
--------------	--------------	--------------	-----------

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2601,56 h/a
 Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a
 Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a
 Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a
 Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a
 Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,11 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	144,42 kW	135,98 kW	8,44 kW
Cables	13,29 kW	13,29 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	13,29 kW	13,29 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,13 kW	122,69 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	1265,13 MWh	1191,22 MWh	73,90 MWh
Cables	116,45 MWh	116,45 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	116,45 MWh	116,45 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,68 MWh	1074,78 MWh	73,90 MWh
Transformers, HV-MV	347,49 MWh	323,19 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,18 MWh	751,59 MWh	49,60 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,52 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
--------	----------------------	------------------

6243748,16 EUR/a	6249660,25 EUR/a	5912,09 EUR/a
------------------	------------------	---------------

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	95297,93 EUR/a
-------	----------------

Cables	9315,80 EUR/a
--------	---------------

Cables, HV	0,00 EUR/a
------------	------------

Cables, MV	9315,80 EUR/a
------------	---------------

Cables, LV	0,00 EUR/a
------------	------------

Transformers	85982,13 EUR/a
--------------	----------------

Transformers, HV-MV	25855,28 EUR/a
---------------------	----------------

Transformers, MV-LV	60126,85 EUR/a
---------------------	----------------

Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a
---------------------	------------

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK4, mitoitetut kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,908 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,917 MW	10,113 MW
0,008 MW	0,071 MW

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	: 2601,27	h/a
Number of hours of power park full load operation	: 2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	: 7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	: 1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	: 1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	: 0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,13 %

Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	145,43 kW	137,00 kW	8,43 kW
Cables	14,31 kW	14,31 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	14,31 kW	14,31 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,13 kW	122,69 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,66 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

POWER PARK DATA			
Power park name	: 33 kV JKS, mitoitetut kaapelit		
Nominal power of the power park	: 30,000 MW		
Feed-in tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Consumer tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)	
Un <= 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un >= 110,0 kV	
Wind speed (Weibull distribution)			
Average wind speed vw_avg	: 7,500 m/s		
Scale factor A	: 8,463 m/s		
Shape factor k	: 2,000		
Conductor temperature of lines/cables	:		
RESULTS OF ANALYSIS			
Average powers			
Average net power output at PoC over a year		Average power of power park over a year	
8,908 MW		9,054 MW	
Average feed-in power at PoC		Average consumed power at PoC	
Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,917 MW	10,113 MW	0,008 MW	0,071 MW
Energy data per year			
Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78038,02 MWh	79311,98 MWh	78111,92 MWh	73,89 MWh
Operating hours			
Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2601,27 h/a			
Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a			
Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a			
Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a			
Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a			
Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a			
Maximum of max. loading of any element		: 89,12 %	
Critical element		: Trf 1.2	
Average electrical losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	145,43 kW	136,99 kW	8,44 kW
Cables	14,31 kW	14,31 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	14,31 kW	14,31 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,12 kW	122,69 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,66 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Electrical energy losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1273,96 MWh	1200,06 MWh	73,89 MWh
Cables	125,31 MWh	125,31 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	125,31 MWh	125,31 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,64 MWh	1074,75 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,46 MWh	323,15 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,19 MWh	751,60 MWh	49,59 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation		: 1,54 %	
Profits and costs			
Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost	
6243041,60 EUR/a	6248953,16 EUR/a	5911,56 EUR/a	
Loss of profit due to losses in feed-in operation			
Total	96005,09 EUR/a		
Cables	10025,02 EUR/a		
Cables, HV	0,00 EUR/a		
Cables, MV	10025,02 EUR/a		
Cables, LV	0,00 EUR/a		
Transformers	85980,07 EUR/a		
Transformers, HV-MV	25852,23 EUR/a		
Transformers, MV-LV	60127,84 EUR/a		
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a		

POWER PARK DATA			
Power park name	: 33 kV JK6, mitoitetut kaapelit		
Nominal power of the power park	: 30,000 MW		
Feed-in tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Consumer tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)	
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV	
Wind speed (Weibull distribution)			
Average wind speed vw_avg	: 7,500 m/s		
Scale factor A	: 8,463 m/s		
Shape factor k	: 2,000		
Conductor temperature of lines/cables :			
RESULTS OF ANALYSIS			
Average powers			
Average net power output at PoC over a year		Average power of power park over a year	
8,906 MW		9,054 MW	
Average feed-in power at PoC		Average consumed power at PoC	
Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,915 MW	10,110 MW	0,008 MW	0,071 MW
Energy data per year			
Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78018,71 MWh	79311,98 MWh	78092,60 MWh	73,89 MWh
Operating hours			
Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2600,62 h/a			
Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a			
Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a			
Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a			
Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a			
Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a			
Maximum of max. loading of any element		: 89,13 %	
Critical element		: Trf 1.2	
Average electrical losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	147,63 kW	139,20 kW	8,43 kW
Cables	16,53 kW	16,53 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	16,53 kW	16,53 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,11 kW	122,67 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,65 kW	36,88 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,45 kW	85,79 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Electrical energy losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1293,27 MWh	1219,38 MWh	73,89 MWh
Cables	144,76 MWh	144,76 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	144,76 MWh	144,76 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,51 MWh	1074,62 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,37 MWh	323,07 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,14 MWh	751,55 MWh	49,58 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,56 %			
Profits and costs			
Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost	
6241496,91 EUR/a	6247407,89 EUR/a	5910,98 EUR/a	
Loss of profit due to losses in feed-in operation			
Total	97550,49 EUR/a		
Cables	11580,85 EUR/a		
Cables, HV	0,00 EUR/a		
Cables, MV	11580,85 EUR/a		
Cables, LV	0,00 EUR/a		
Transformers	85969,64 EUR/a		
Transformers, HV-MV	25845,56 EUR/a		
Transformers, MV-LV	60124,08 EUR/a		
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a		

POWER PARK DATA

Power park name : 66 kV ketjutettu, mitoitettut kaapelit
 Nominal power of the power park : 29,700 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
---------------------------------------------	-----------------------------------------

8,900 MW	9,054 MW
----------	----------

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
------------------------------	-------------------------------

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
----------	-----------------------------	----------	---------------------------------

8,908 MW	10,103 MW	0,009 MW	0,073 MW
----------	-----------	----------	----------

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
---------------------------------------	-------------------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

77961,42 MWh	79311,99 MWh	78036,69 MWh	75,27 MWh
--------------	--------------	--------------	-----------

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2624,96	h/a
Number of hours of power park full load operation	2670,44	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element	: 89,07 %
Critical element	: Trf 1.1

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	154,17 kW	145,58 kW	8,59 kW
Cables	23,25 kW	23,11 kW	0,14 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	23,25 kW	23,11 kW	0,14 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	130,93 kW	122,47 kW	8,45 kW
Transformers, HV-MV	39,63 kW	36,85 kW	2,78 kW
Transformers, MV-LV	91,29 kW	85,62 kW	5,68 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	1350,57 MWh	1275,30 MWh	75,27 MWh
Cables	203,65 MWh	202,44 MWh	1,21 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	203,65 MWh	202,44 MWh	1,21 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1146,92 MWh	1072,86 MWh	74,06 MWh
Transformers, HV-MV	347,19 MWh	322,85 MWh	24,34 MWh
Transformers, MV-LV	799,73 MWh	750,01 MWh	49,72 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation	: 1,63 %
-------------------------------------------------------------------------------	----------

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
--------	----------------------	------------------

6236913,36 EUR/a	6242934,98 EUR/a	6021,63 EUR/a
------------------	------------------	---------------

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	102023,68 EUR/a
-------	-----------------

Cables	16194,86 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	16194,86 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85828,83 EUR/a
Transformers, HV-MV	25827,88 EUR/a
Transformers, MV-LV	60000,95 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV ketjutettu, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un <= 1,0 kV	1,0 kV < Un < 66,0 kV	Un >= 66,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,902 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
Per year over feed-in operation time	Per year over consumption operation time
8,910 MW 10,105 MW	0,008 MW 0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
77981,19 MWh	79311,99 MWh	78055,08 MWh	73,89 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2599,37	h/a
Number of hours of power park full load operation	2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,11 %
 Critical element : Trf 1.1

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	151,92 kW	143,48 kW	8,43 kW
Cables	20,85 kW	20,85 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	20,85 kW	20,85 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,06 kW	122,63 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,64 kW	36,86 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,43 kW	85,77 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1330,79 MWh	1256,90 MWh	73,89 MWh
Cables	182,68 MWh	182,68 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	182,68 MWh	182,68 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,10 MWh	1074,22 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,21 MWh	322,91 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	800,90 MWh	751,31 MWh	49,58 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,61 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6238495,44 EUR/a	6244406,33 EUR/a	5910,90 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	100552,30 EUR/a
Cables	14614,74 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	14614,74 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85937,56 EUR/a
Transformers, HV-MV	25832,57 EUR/a
Transformers, MV-LV	60104,99 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK1, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
------------------------	---------------------------	-------------------------

Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 66,0 kV	Un ≥ 66,0 kV
-------------	-----------------------	--------------

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
---------------------------------------------	-----------------------------------------

8,909 MW	9,054 MW
----------	----------

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
------------------------------	-------------------------------

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
----------	-----------------------------	----------	---------------------------------

8,918 MW	10,113 MW	0,008 MW	0,071 MW
----------	-----------	----------	----------

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
---------------------------------------	-------------------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

78044,60 MWh	79311,98 MWh	78118,49 MWh	73,89 MWh
--------------	--------------	--------------	-----------

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2601,49 h/a
 Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a
 Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a
 Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a
 Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a
 Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,15 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	144,68 kW	136,24 kW	8,43 kW
Cables	13,54 kW	13,54 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	13,54 kW	13,54 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,14 kW	122,70 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,47 kW	85,81 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	1267,38 MWh	1193,49 MWh	73,89 MWh
Cables	118,62 MWh	118,62 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	118,62 MWh	118,62 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,76 MWh	1074,87 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,48 MWh	323,18 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,28 MWh	751,69 MWh	49,59 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,53 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
--------	----------------------	------------------

6243567,76 EUR/a	6249478,97 EUR/a	5911,21 EUR/a
------------------	------------------	---------------

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	95479,23 EUR/a
-------	----------------

Cables	9489,65 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	9489,65 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85989,58 EUR/a
Transformers, HV-MV	25854,50 EUR/a
Transformers, MV-LV	60135,08 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK2, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 66,0 kV	Un ≥ 66,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,910 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,919 MW	10,115 MW

Per year over feed-in operation time		Per year over consumption operation time	
8,919 MW	10,115 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78055,00 MWh	79311,98 MWh	78128,90 MWh	73,90 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2601,83	h/a
Number of hours of power park full load operation	2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,14 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	143,49 kW	135,05 kW	8,44 kW
Cables	12,35 kW	12,35 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	12,35 kW	12,35 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,14 kW	122,71 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,90 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,47 kW	85,81 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1256,98 MWh	1183,08 MWh	73,90 MWh
Cables	108,18 MWh	108,18 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	108,18 MWh	108,18 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,80 MWh	1074,90 MWh	73,90 MWh
Transformers, HV-MV	347,53 MWh	323,23 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,27 MWh	751,68 MWh	49,59 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,51 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6244399,81 EUR/a	6250311,66 EUR/a	5911,85 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	94646,47 EUR/a
Cables	8654,37 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	8654,37 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85992,10 EUR/a
Transformers, HV-MV	25858,10 EUR/a
Transformers, MV-LV	60134,00 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

P O W E R P A R K D A T A

Power park name : 33 kV JK3, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 66,0 kV	Un ≥ 66,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

R E S U L T S O F A N A L Y S I S

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
---------------------------------------------	-----------------------------------------

8,911 MW	9,054 MW
----------	----------

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
------------------------------	-------------------------------

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
----------	-----------------------------	----------	---------------------------------

8,920 MW	10,116 MW	0,008 MW	0,071 MW
----------	-----------	----------	----------

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
---------------------------------------	-------------------------------------------------	------------------------------------	-------------------------------------

78062,22 MWh	79311,98 MWh	78136,13 MWh	73,91 MWh
--------------	--------------	--------------	-----------

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2602,07	h/a
Number of hours of power park full load operation	2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element	: 89,13 %
Critical element	: Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	142,67 kW	134,23 kW	8,44 kW
Cables	11,53 kW	11,53 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	11,53 kW	11,53 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,14 kW	122,70 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,68 kW	36,90 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
--	-------	----------------------	--------------------------

Total	1249,76 MWh	1175,85 MWh	73,91 MWh
Cables	100,97 MWh	100,97 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	100,97 MWh	100,97 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,79 MWh	1074,88 MWh	73,91 MWh
Transformers, HV-MV	347,56 MWh	323,26 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,23 MWh	751,62 MWh	49,60 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,50 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
--------	----------------------	------------------

6244977,35 EUR/a	6250890,00 EUR/a	5912,65 EUR/a
------------------	------------------	---------------

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	94068,11 EUR/a
Cables	8077,51 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	8077,51 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85990,59 EUR/a
Transformers, HV-MV	25860,62 EUR/a
Transformers, MV-LV	60129,97 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA			
Power park name	: 33 kV JK4, paksummat kaapelit		
Nominal power of the power park	: 30,000 MW		
Feed-in tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Consumer tariff	: 0,080 EUR/kWh		
Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)	
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 66,0 kV	Un ≥ 66,0 kV	
Wind speed (Weibull distribution)			
Average wind speed vw_avg	: 7,500 m/s		
Scale factor A	: 8,463 m/s		
Shape factor k	: 2,000		
Conductor temperature of lines/cables	:		
RESULTS OF ANALYSIS			
Average powers			
Average net power output at PoC over a year		Average power of power park over a year	
8,910 MW		9,054 MW	
Average feed-in power at PoC		Average consumed power at PoC	
Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,918 MW	10,114 MW	0,008 MW	0,071 MW
Energy data per year			
Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78050,74 MWh	79311,98 MWh	78124,64 MWh	73,90 MWh
Operating hours			
Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	: 2601,69	h/a	
Number of hours of power park full load operation	: 2643,73	h/a	
Number of hours of feed-in operation at PoC	: 7724,22	h/a	
Number of hours of consumption operation at PoC	: 1035,71	h/a	
Downtime hours of the power park	: 1035,71	h/a	
Number of hours when equipment is overloaded	: 0,00	h/a	
Maximum of max. loading of any element	: 89,15 %		
Critical element	: Trf 1.2		
Average electrical losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	143,98 kW	135,54 kW	8,44 kW
Cables	12,84 kW	12,84 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	12,84 kW	12,84 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,14 kW	122,70 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,90 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,47 kW	85,81 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Electrical energy losses per year			
	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1261,24 MWh	1187,34 MWh	73,89 MWh
Cables	112,46 MWh	112,46 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	112,46 MWh	112,46 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,78 MWh	1074,89 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,51 MWh	323,21 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,27 MWh	751,68 MWh	49,59 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation	: 1,52 %		
Profits and costs			
Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost	
6244059,24 EUR/a	6249970,85 EUR/a	5911,60 EUR/a	
Loss of profit due to losses in feed-in operation			
Total	94987,31 EUR/a		
Cables	8996,41 EUR/a		
Cables, HV	0,00 EUR/a		
Cables, MV	8996,41 EUR/a		
Cables, LV	0,00 EUR/a		
Transformers	85990,90 EUR/a		
Transformers, HV-MV	25856,63 EUR/a		
Transformers, MV-LV	60134,27 EUR/a		
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a		

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK5, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,910 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC		Average consumed power at PoC	
Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,918 MW	10,114 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78051,56 MWh	79311,98 MWh	78125,46 MWh	73,90 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC : 2601,72 h/a
 Number of hours of power park full load operation : 2643,73 h/a
 Number of hours of feed-in operation at PoC : 7724,22 h/a
 Number of hours of consumption operation at PoC : 1035,71 h/a
 Downtime hours of the power park : 1035,71 h/a
 Number of hours when equipment is overloaded : 0,00 h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,14 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	143,88 kW	135,45 kW	8,44 kW
Cables	12,75 kW	12,75 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	12,75 kW	12,75 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,14 kW	122,70 kW	8,44 kW
Transformers, HV-MV	39,67 kW	36,90 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1260,42 MWh	1186,52 MWh	73,90 MWh
Cables	111,68 MWh	111,68 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	111,68 MWh	111,68 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,74 MWh	1074,84 MWh	73,90 MWh
Transformers, HV-MV	347,51 MWh	323,21 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,23 MWh	751,63 MWh	49,60 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,52 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6244124,36 EUR/a	6250036,40 EUR/a	5912,03 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	94921,76 EUR/a
Cables	8934,26 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	8934,26 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85987,50 EUR/a
Transformers, HV-MV	25856,91 EUR/a
Transformers, MV-LV	60130,60 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 33 kV JK6, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 30,000 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,907 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,916 MW	10,111 MW
0,008 MW	0,071 MW

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,916 MW	10,111 MW	0,008 MW	0,071 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
78029,48 MWh	79311,98 MWh	78103,37 MWh	73,89 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2600,98	h/a
Number of hours of power park full load operation	2643,73	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,15 %
 Critical element : Trf 1.2

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	146,40 kW	137,97 kW	8,44 kW
Cables	15,29 kW	15,29 kW	0,00 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	15,29 kW	15,29 kW	0,00 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	131,12 kW	122,68 kW	8,43 kW
Transformers, HV-MV	39,66 kW	36,89 kW	2,77 kW
Transformers, MV-LV	91,46 kW	85,80 kW	5,66 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1282,51 MWh	1208,61 MWh	73,89 MWh
Cables	133,92 MWh	133,92 MWh	0,00 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	133,92 MWh	133,92 MWh	0,00 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1148,59 MWh	1074,70 MWh	73,89 MWh
Transformers, HV-MV	347,42 MWh	323,12 MWh	24,30 MWh
Transformers, MV-LV	801,17 MWh	751,58 MWh	49,59 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,55 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6242357,89 EUR/a	6248269,22 EUR/a	5911,33 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	96689,09 EUR/a
Cables	10713,42 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	10713,42 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85975,67 EUR/a
Transformers, HV-MV	25849,28 EUR/a
Transformers, MV-LV	60126,39 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

POWER PARK DATA

Power park name : 66 kV ketjutettu, paksummat kaapelit
 Nominal power of the power park : 29,700 MW
 Feed-in tariff : 0,080 EUR/kWh
 Consumer tariff : 0,080 EUR/kWh

Low voltage level (LV)	Medium voltage level (MV)	High voltage level (HV)
Un ≤ 1,0 kV	1,0 kV < Un < 110,0 kV	Un ≥ 110,0 kV

Wind speed (Weibull distribution)

Average wind speed vw_avg : 7,500 m/s
 Scale factor A : 8,463 m/s
 Shape factor k : 2,000

Conductor temperature of lines/cables :

RESULTS OF ANALYSIS

Average powers

Average net power output at PoC over a year	Average power of power park over a year
8,903 MW	9,054 MW

Average feed-in power at PoC	Average consumed power at PoC
8,911 MW	0,073 MW

Per year	over feed-in operation time	Per year	over consumption operation time
8,911 MW	10,106 MW	0,009 MW	0,073 MW

Energy data per year

Total annual net energy output at PoC	Total annual generated energy of the power park	Total annual feed-in energy at PoC	Total annual consumed energy at PoC
77988,59 MWh	79311,98 MWh	78063,95 MWh	75,36 MWh

Operating hours

Number of hours of power park full load operation based on the total annual net energy output at PoC	2625,88	h/a
Number of hours of power park full load operation	2670,44	h/a
Number of hours of feed-in operation at PoC	7724,22	h/a
Number of hours of consumption operation at PoC	1035,71	h/a
Downtime hours of the power park	1035,71	h/a
Number of hours when equipment is overloaded	0,00	h/a

Maximum of max. loading of any element : 89,06 %
 Critical element : Trf 1.1

Average electrical losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	151,07 kW	142,47 kW	8,60 kW
Cables	20,12 kW	19,97 kW	0,15 kW
Cables, HV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Cables, MV	20,12 kW	19,97 kW	0,15 kW
Cables, LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW
Transformers	130,95 kW	122,50 kW	8,46 kW
Transformers, HV-MV	39,65 kW	36,87 kW	2,78 kW
Transformers, MV-LV	91,31 kW	85,63 kW	5,68 kW
Transformers, LV-LV	0,00 kW	0,00 kW	0,00 kW

Electrical energy losses per year

	Total	In feed-in operation	In consumption operation
Total	1323,39 MWh	1248,04 MWh	75,36 MWh
Cables	176,23 MWh	174,95 MWh	1,28 MWh
Cables, HV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Cables, MV	176,23 MWh	174,95 MWh	1,28 MWh
Cables, LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Transformers	1147,16 MWh	1073,08 MWh	74,08 MWh
Transformers, HV-MV	347,32 MWh	322,97 MWh	24,35 MWh
Transformers, MV-LV	799,84 MWh	750,11 MWh	49,73 MWh
Transformers, LV-LV	0,00 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh

Ratio of total energy losses and generated energy at PoC in feed-in operation : 1,60 %

Profits and costs

Profit	Feed-in remuneration	Consumption cost
6239086,99 EUR/a	6245115,61 EUR/a	6028,62 EUR/a

Loss of profit due to losses in feed-in operation

Total	99842,88 EUR/a
Cables	13996,27 EUR/a
Cables, HV	0,00 EUR/a
Cables, MV	13996,27 EUR/a
Cables, LV	0,00 EUR/a
Transformers	85846,61 EUR/a
Transformers, HV-MV	25837,42 EUR/a
Transformers, MV-LV	60009,20 EUR/a
Transformers, LV-LV	0,00 EUR/a

LIITE D: ENERGIAVIRASTON YKSIKKÖHINNAT 20 KV:N VERKKOKOMPONENTEILLE

Taulukko 28. Yksikköhinnat 20 kV:n maakaapeleille ja komponenteille [72].

Komponentti	Hinta
3x120 mm ² kaapeli	29 600 €/km
3x150 mm ² kaapeli	31 000 €/km
3x240 mm ² kaapeli	39 000 €/km
3x1x400 mm ² kaapeli	52 800 €/km
maakaapelioja, helppo olosuhde	10 700 €/km
Kaapelijakokaappi	3 400 €/kpl

LIITE E: VERKKOVAIHTOEHTOJEN VERTAILTAVIEN INVESTOINTIKUSTANNUSTEN MUODOSTUMINEN

Taulukko 29. Vertailtavat investointikustannukset 33 kV:n ketjutetulle verkolle.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	2,801	103 637	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	2,801	108 539
3x240 mm ² kaapeli	0,632	30 810	0,632	30 810
3x1x400 mm ² kaapeli	1,253	82 698	1,253	82 698
maakaapelioja	4,686	50 140	4,686	50 140
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 028 085	–	1 032 987

Taulukko 30. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK1.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	3,934	145 558	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	3,934	152 443
3x1x400 mm ² kaapeli	1,1	72 600	1,1	72 600
maakaapelioja	5,034	53 864	5,034	53 864
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 039 622	–	1 046 506

Taulukko 31. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK2.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	4,718	174 566	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	4,718	182 823
3x1x400 mm ² kaapeli	0,8	52 800	0,8	52 800
maakaapelioja	5,518	59 043	5,518	59 043
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 054 009	–	1 062 265

Taulukko 32. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK3.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	5,52	204 240	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	5,52	213 900
3x1x400 mm ² kaapeli	0,55	36 300	0,55	36 300
maakaapelioja	6,07	64 949	6,07	64 949
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 073 089	–	1 082 749

Taulukko 33. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK4.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	4,408	163 096	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	4,408	170 810
3x1x400 mm ² kaapeli	0,921	60 786	0,921	60 786
maakaapelioja	5,329	57 020	5,329	57 020
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 048 502	–	1 056 216

Taulukko 34. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK5.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	4,737	175 269	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	4,737	183 559
3x1x400 mm ² kaapeli	0,854	56 364	0,854	56 364
maakaapelioja	5,591	59 824	5,591	59 824
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 059 057	–	1 067 346

Taulukko 35. Vertailtavat investointikustannukset verkkovaihtoehdolle 33 kV JK6.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x120 mm ² kaapeli	3,548	131 276	–	–
3x150 mm ² kaapeli	–	–	3,548	137 485
3x1x400 mm ² kaapeli	1,414	93 324	1,414	93 324
maakaapelioja	4,962	53 093	4,962	53 093
jakokaappi	2	6 800	2	6 800
syöttökenttä	2	95 400	2	95 400
voimalakojeisto	6	108 000	6	108 000
voimalamuuntaja	6	557 400	6	557 400
yhteensä	–	1 045 293	–	1 051 502

Taulukko 36. Vertailtavat investointikustannukset 66 kV:n verkolle.

Komponentti	Mitoitetut kaapelit		Paksummat kaapelit	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x1x120 mm ² kaapeli	3,908	173 515	–	–
3x1x150 mm ² kaapeli	–	–	3,908	181 722
3x1x240 mm ² kaapeli	0,79	46 215	0,79	46 215
maakaapelioja	4,698	50 269	4,698	50 269
syöttökenttä	1	65 900	1	65 900
voimalakojeisto	6	160 200	6	160 200
voimalamuuntaja	6	836 400	6	836 400
yhteensä	–	1 332 499	–	1 340 706

LIITE F: KAAPELIKOON HERKKYYSANALYYSIN KUVAAJIEN DATA

Taulukko 37. Kaapelien hintojen muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon mitoitetuilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kaapelien hin- nan muutos	-50 %	-25 %	0 %	+25 %	+50 %
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)				
33 kV ketjutettu	1 661 134	1 715 421	1 769 707	1 823 993	1 878 279
33 kV JK1	1 634 779	1 689 319	1 743 858	1 798 398	1 852 937
33 kV JK2	1 639 843	1 696 685	1 753 527	1 810 368	1 867 209
33 kV JK3	1 649 391	1 709 526	1 769 661	1 829 796	1 889 931
33 kV JK4	1 638 023	1 693 993	1 749 963	1 805 934	1 861 905
33 kV JK5	1 644 674	1 702 582	1 760 491	1 818 399	1 876 307
33 kV JK6	1 645 059	1 701 209	1 757 359	1 813 509	1 869 659
66 kV ketjutettu	1 966 248	2 021 181	2 076 114	2 131 046	2 185 979

Taulukko 38. Kaapelien hintojen muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon paksummilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Kaapelien hin- nan muutos	-50 %	-25 %	0 %	+25 %	+50 %
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)				
33 kV ketjutettu	1 654 688	1 710 199	1 765 711	1 821 223	1 876 734
33 kV JK1	1 631 796	1 688 057	1 744 317	1 800 578	1 856 838
33 kV JK2	1 636 539	1 695 444	1 754 350	1 813 255	1 872 161
33 kV JK3	1 645 758	1 708 308	1 770 858	1 833 408	1 895 958
33 kV JK4	1 634 849	1 692 748	1 750 646	1 808 546	1 866 445
33 kV JK5	1 641 364	1 701 345	1 761 325	1 821 306	1 881 287
33 kV JK6	1 642 239	1 699 941	1 757 643	1 815 346	1 873 048
66 kV ketjutettu	1 955 387	2 012 371	2 069 356	2 126 339	2 183 324

Taulukko 39. Laskentakorkokannan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon mitoitetuilla kaapeleilla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Laskentakorkokanta (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)									
33 kV ketjutettu	2 418 553	2 234 761	2 084 118	1 959 745	1 856 322	1 769 707	1 696 659	1 634 632	1 581 609	1 535 988
33 kV JK1	2 359 996	2 185 469	2 042 420	1 924 317	1 826 107	1 743 858	1 674 493	1 615 593	1 565 243	1 521 922
33 kV JK2	2 365 536	2 192 179	2 050 088	1 932 776	1 835 225	1 753 527	1 684 627	1 626 121	1 576 108	1 533 077
33 kV JK3	2 379 093	2 206 466	2 064 973	1 948 156	1 851 015	1 769 661	1 701 051	1 642 791	1 592 989	1 550 140
33 kV JK4	2 363 673	2 189 834	2 047 348	1 929 711	1 831 888	1 749 963	1 680 872	1 622 203	1 572 052	1 528 901
33 kV JK5	2 374 177	2 200 345	2 057 864	1 940 231	1 842 413	1 760 491	1 691 402	1 632 736	1 582 586	1 539 437
33 kV JK6	2 380 346	2 203 880	2 059 240	1 939 824	1 840 522	1 757 359	1 687 223	1 627 667	1 576 757	1 532 955
66 kV ketjutettu	2 726 704	2 542 418	2 391 370	2 266 663	2 162 962	2 076 114	2 002 870	1 940 676	1 887 511	1 841 767

Taulukko 40. Laskentakorkokannan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon paksummilla kaapeleilla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Laskentakorkokanta (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)									
33 kV ketjutettu	2 406 773	2 225 186	2 076 350	1 953 470	1 851 287	1 765 711	1 693 540	1 632 257	1 579 870	1 534 797
33 kV JK1	2 354 833	2 181 899	2 040 154	1 923 129	1 825 815	1 744 317	1 675 585	1 617 222	1 567 331	1 524 405
33 kV JK2	2 359 856	2 188 341	2 047 760	1 931 695	1 835 180	1 754 350	1 686 182	1 628 297	1 578 816	1 536 243
33 kV JK3	2 372 887	2 202 357	2 062 583	1 947 185	1 851 224	1 770 858	1 703 082	1 645 530	1 596 333	1 554 004
33 kV JK4	2 358 205	2 186 108	2 045 050	1 928 592	1 831 750	1 750 646	1 682 247	1 624 167	1 574 518	1 531 800
33 kV JK5	2 368 488	2 196 504	2 055 538	1 939 155	1 842 376	1 761 325	1 692 970	1 634 927	1 585 311	1 542 621
33 kV JK6	2 375 448	2 200 449	2 057 012	1 938 590	1 840 115	1 757 643	1 688 091	1 629 031	1 578 545	1 535 106
66 kV ketjutettu	2 706 853	2 526 276	2 378 267	2 256 070	2 154 456	2 069 356	1 997 586	1 936 644	1 884 548	1 839 725

Taulukko 41. Sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon mitoitetuilla kaapeleilla ja 6 %:n laskentakorkokannalla.

Sähkön hinta (€/MWh)	10	20	30	40	50	60	70	80
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)							
33 kV ketjutettu	1 213 490	1 398 896	1 584 301	1 769 707	1 955 112	2 140 517	2 325 923	2 511 328
33 kV JK1	1 215 681	1 391 740	1 567 799	1 743 858	1 919 917	2 095 976	2 272 036	2 448 095
33 kV JK2	1 228 888	1 403 768	1 578 647	1 753 527	1 928 406	2 103 286	2 278 165	2 453 044
33 kV JK3	1 247 232	1 421 375	1 595 518	1 769 661	1 943 804	2 117 947	2 292 090	2 466 233
33 kV JK4	1 223 867	1 399 233	1 574 598	1 749 963	1 925 329	2 100 694	2 276 059	2 451 425
33 kV JK5	1 234 415	1 409 774	1 585 132	1 760 491	1 935 849	2 111 208	2 286 566	2 461 925
33 kV JK6	1 223 309	1 401 326	1 579 342	1 757 359	1 935 375	2 113 392	2 291 408	2 469 424
66 kV ketjutettu	1 518 403	1 704 306	1 890 210	2 076 114	2 262 017	2 447 921	2 633 825	2 819 728

Taulukko 42. Sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon paksummilla kaapeleilla ja 6 %:n laskentakorkokannalla.

Sähkön hinta (€/MWh)	10	20	30	40	50	60	70	80
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)							
33 kV ketjutettu	1 216 168	1 399 349	1 582 530	1 765 711	1 948 892	2 132 073	2 315 254	2 498 435
33 kV JK1	1 220 959	1 395 411	1 569 864	1 744 317	1 918 770	2 093 222	2 267 675	2 442 128
33 kV JK2	1 235 286	1 408 307	1 581 329	1 754 350	1 927 371	2 100 392	2 273 413	2 446 434
33 kV JK3	1 254 776	1 426 804	1 598 831	1 770 858	1 942 886	2 114 913	2 286 940	2 458 968
33 kV JK4	1 229 824	1 403 431	1 577 039	1 750 646	1 924 254	2 097 861	2 271 469	2 445 076
33 kV JK5	1 240 841	1 414 335	1 587 830	1 761 325	1 934 819	2 108 314	2 281 809	2 455 303
33 kV JK6	1 228 037	1 404 573	1 581 108	1 757 643	1 934 179	2 110 714	2 287 249	2 463 785
66 kV ketjutettu	1 522 868	1 705 031	1 887 193	2 069 356	2 251 518	2 433 680	2 615 843	2 798 005

LIITE G: VERKKOVAIHTOEHTOJEN HERKKYYSANALYYSIN KUVAAJIEN DATA

Taulukko 43. Investointikustannusten muutoksen vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonais-
kustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla, 6 %:n laskentakorkokannalla
ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Investointikustannusten muutos	-50 %	-25 %	0 %	+25 %	+50 %
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)				
33 kV ketjutettu	1 249 217	1 507 464	1 765 711	2 023 958	2 282 204
33 kV JK1	1 224 047	1 483 953	1 743 858	2 003 764	2 263 669
33 kV JK2	1 226 522	1 490 024	1 753 527	2 017 029	2 280 531
33 kV JK3	1 233 117	1 501 389	1 769 661	2 037 933	2 306 206
33 kV JK4	1 225 712	1 487 838	1 749 963	2 012 089	2 274 214
33 kV JK5	1 230 962	1 495 727	1 760 491	2 025 255	2 290 019
33 kV JK6	1 234 712	1 496 035	1 757 359	2 018 682	2 280 005
66 kV ketjutettu	1 399 003	1 734 179	2 069 356	2 404 532	2 739 709

Taulukko 44. Laskentakorkokannan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla ja sähkön hinnalla 40 €/MWh.

Laskentakorkokanta (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)									
33 kV ketjutettu	2 406 773	2 225 186	2 076 350	1 953 470	1 851 287	1 765 711	1 693 540	1 632 257	1 579 870	1 534 797
33 kV JK1	2 359 996	2 185 469	2 042 420	1 924 317	1 826 107	1 743 858	1 674 493	1 615 593	1 565 243	1 521 922
33 kV JK2	2 365 536	2 192 179	2 050 088	1 932 776	1 835 225	1 753 527	1 684 627	1 626 121	1 576 108	1 533 077
33 kV JK3	2 379 093	2 206 466	2 064 973	1 948 156	1 851 015	1 769 661	1 701 051	1 642 791	1 592 989	1 550 140
33 kV JK4	2 363 673	2 189 834	2 047 348	1 929 711	1 831 888	1 749 963	1 680 872	1 622 203	1 572 052	1 528 901
33 kV JK5	2 374 177	2 200 345	2 057 864	1 940 231	1 842 413	1 760 491	1 691 402	1 632 736	1 582 586	1 539 437
33 kV JK6	2 380 346	2 203 880	2 059 240	1 939 824	1 840 522	1 757 359	1 687 223	1 627 667	1 576 757	1 532 955
66 kV ketjutettu	2 706 853	2 526 276	2 378 267	2 256 070	2 154 456	2 069 356	1 997 586	1 936 644	1 884 548	1 839 725

Taulukko 45. Sähkön hinnan vaikutus verkkovaihtoehtojen kokonaiskustannusten nykyarvoon valituilla kaapeleilla ja 6 %:n laskentakorkokannalla.

Sähkön hinta (€/MWh)	10	20	30	40	50	60	70	80
Vaihtoehto	Kokonaiskustannukset (€)							
33 kV ketjutettu	1 216 168	1 399 349	1 582 530	1 765 711	1 948 892	2 132 073	2 315 254	2 498 435
33 kV JK1	1 215 681	1 391 740	1 567 799	1 743 858	1 919 917	2 095 976	2 272 036	2 448 095
33 kV JK2	1 228 888	1 403 768	1 578 647	1 753 527	1 928 406	2 103 286	2 278 165	2 453 044
33 kV JK3	1 247 232	1 421 375	1 595 518	1 769 661	1 943 804	2 117 947	2 292 090	2 466 233
33 kV JK4	1 223 867	1 399 233	1 574 598	1 749 963	1 925 329	2 100 694	2 276 059	2 451 425
33 kV JK5	1 234 415	1 409 774	1 585 132	1 760 491	1 935 849	2 111 208	2 286 566	2 461 925
33 kV JK6	1 223 309	1 401 326	1 579 342	1 757 359	1 935 375	2 113 392	2 291 408	2 469 424
66 kV ketjutettu	1 522 868	1 705 031	1 887 193	2 069 356	2 251 518	2 433 680	2 615 843	2 798 005