

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***DISEÑO DE INSTALACIONES DE MEDIA
TENSIÓN DEL PARQUE EÓLICO FRAY
GÜEN (100,8 MW), ARGENTINA***

| | |
|---------------------------|-----------------------------|
| Alumno | <i>Martín, Aranda, Jon</i> |
| Director/Directora | <i>Eguia, López, Pablo</i> |
| Departamento | <i>Ingeniería eléctrica</i> |
| Curso académico | <i>2018/2019</i> |

Bilbao, 23 de septiembre del 2019

Laburpena

Izenburua: Fray Güen, Argentina, parke eolikoaren (100,8 MW) Tentsio Ertaineko instalazioen diseinua.

Laburpena: Dokumentu honek helburu nagusitzat du *onshore* haize parke batean eman ahal diren ohiko problema elektrikoei erantzuna ematea, merkatuko haize-sorgailu eredu berrienetan oinarrituta, Doubly-Fed Electric Machines (DFIG) motakoak. Kasu konkreru honetan, Argentinako Buenos Aires probintzian eraikiko den haize-parke berri bateko tentsio ertaineko sistema elektrikoa osatuko duten makina eta beste elementu elektikoak diseinatzea da egitasmoa. Parke honek 24 haize-sorgailuz osatuko da, guztira 100,8 MW potentziarekin. Kargen fluxuaz, zirkuitulaburren analisisiaz edo lur-jartze sistemaren ikerketaz gain, zeinekin ontzat edo justifikatu egiten diren proposatutako diseinuak (korronte alfernoan), parkearen energia errektiboa konpentsatzeko gaitasuna ikertzen da, aztertuz ea konplexuak gai den Point of Common Coupling (PCC)-an eskaera (eta betebeharrak) lokalak betetzeko, edo ez. Aipatutako azterketak beharrezkoak dira jakin ahal izateko zehaztasunez zeintzuk izango diren konplexuaren galera izendatuak eta erregimen aldakorreko galerak tentsio ertaineko sisteman, non ondorioztatu den izendatuak % 2,470-koak izango diren, eta % 2,374-koak erregimen aldakorrari dagokionez, kontuan hartuz urte bateko sorkuntza 571 GWh-tan estimatu dela. Gaienera, azterketa hauek kableen, transformadoreen, lur-jartze sistemen eta kondentsadore bankuen dimentsionamendua egiteko balio izan dute ere bai. Azken kasu honetan, energia errektiboko ondiroa izan da kondentsadore banku baten instalazioaren beharra. Amaitzeko, dokumentu honetan zehar zehaztasun injenieritza egiteko beharrezkoak diren datu eta ondorio garrantzitsuak aurkezten dira, hala nola, azpiestazio transformadoko tentsio ertaineko zeldak diseinatzeko garraitu beharreko irizpideak.

Gako-hitzatak: haize parkea, DFIG, haize-sorgailuak, karga fluxua, galerak, zirkuitulabur, lur-jartzea, tentsio ertaineko kableak, azpiestazio, errektiboko konplentsazioa, arautegi elektrikoa, kondentsadore bankua, Argentina.

Resumen

Título: Diseño de instalaciones de Media Tensión del parque eólico Fray Güen (100,8 MW), Argentina.

Resumen: Este documento tiene como propósito principal dar respuesta a algunos de los problemas típicamente eléctricos que se pueden presentar a la hora de realizar la ingeniería de un Parque Eólico (PE) *onshore* basado en los modelos de aerogeneradores más modernos del mercado de tipo DFIG. En este caso concreto, se trata de dimensionar los elementos y máquinas eléctricas que componen el sistema de Media Tensión (MT) de un nuevo PE que se va a ejecutar en la provincia de Buenos Aires, Argentina, que contará con un conjunto de 24 aerogeneradores, sumando un total de 100,8 MW de potencia instalada. Además de la resolución de problemas como el flujo de cargas, análisis de cortocircuito o el estudio de Puesta a Tierra (PAT) con los que se valida y justifica el diseño propuesto basado en distribución en corriente alterna (CA), también es objeto de estudio la capacidad del PE de compensar la energía reactiva del conjunto del sistema para cumplir con los requerimientos locales de red en el PCC. Mediante los mencionados estudios y análisis se han obtenido tanto los valores de pérdidas nominales y a régimen variable contenidos en el sistema de MT, que resultan ser del 2,470 % de pérdidas de potencia nominal y del 2,374 % sobre la generación energética estimada de algo más de 571 GWh anuales, respectivamente; como el dimensionamiento de cables, transformadores, sistemas de PAT y banco de condensadores. En éste último caso se ha concluido la necesidad de implementación de un banco de condensadores como resultado del estudio de compensación de reactiva. Finalmente, en este documento se presentan datos y resultados de máxima relevancia para llevar a cabo la ingeniería de detalle que concierne al proyecto en cuestión, como por ejemplo, los criterios a seguir para el diseño de las celdas de MT de la Subestación transformadora (SET).

Palabras clave: PE, DFIG, aerogeneradores, flujo de cargas, pérdidas, cortocircuito, PAT, cables de MT, SET, compensación de reactiva, código de red, banco de condensadores, Argentina.

Abstract

Title: Design of the Medium Voltage grid for the Fray Güen wind park (100.8 MW), Argentina.

Abstract: This document has the main purpose of responding to some of the electrical problems that may arise when engineering an onshore wind park based on the most modern DFIG type wind turbine models on the market. In this specific case, it is about sizing the electrical elements and machines that make up the Medium Voltage system of a new wind park that will be executed in the province of Buenos Aires, Argentina, which will have a set of 24 wind turbines, with 100.8 MW of installed power. In addition to the resolution of problems such as load flow, short-circuit analysis or the study of grounding systems with which the proposed design based on AC distribution is validated and justified, the wind park ability to compensate the reactive energy of the system as a whole to meet local network requirements at the PCC. Through those mentioned analysis, both the nominal loss values and the variable regime losses contained in the Medium Voltage system have been obtained, which can be 2,470 % of the nominal power losses and 2,374 % on energy generation estimation of just over 571 GWh annually, respectively, such as the sizing of cables, transformers, grounding systems and capacitor bank. In the latter case, the need to implement a capacitor bank as a result of the reactive compensation study has been concluded. Finally, this document presents data and results of maximum relevance to carry out the detailed engineering that concerns this project, such as, for example, the criteria to follow in order to design the Medium Voltage gas insulated modules from the substation.

Keywords: wind park, DFIG, wind turbines, load flow, losses, short circuit, grounding systems, Medium Voltage cables, substation, reactive compensation, code network, capacitor bank, Argentina.

Índice general

| | |
|---|-----------|
| Laburpena | III |
| Resumen | IV |
| Abstract | V |
| Acrónimos | XIII |
| 1. Introducción | 1 |
| 2. Contexto | 2 |
| 3. Objetivos y alcance del proyecto | 4 |
| 4. Beneficios que aporta el trabajo | 6 |
| 5. Estado del arte | 7 |
| 5.1. Sistemas de distribución | 7 |
| 5.2. Tecnología de generación | 8 |
| 5.3. PCC | 9 |
| 5.4. Requerimientos reglamentarios | 11 |
| 6. Definición y diseño del parque | 13 |
| 6.1. Transformador de potencia | 13 |
| 6.2. Transformadores de los aerogeneradores | 13 |
| 6.3. Cables de MT | 15 |
| 6.4. Aerogeneradores de 4,2 MW | 16 |
| 6.5. Recurso eólico | 16 |
| 6.6. PCC | 19 |
| 6.7. Modelado del parque | 19 |
| 7. Estudio de flujo de cargas | 22 |
| 7.1. Introducción y objetivos del flujo de cargas | 22 |
| 7.2. Escenarios de cálculo | 22 |
| 7.3. Dimensionamiento de cables de MT | 23 |
| 7.3.1. Pérdidas nominales | 23 |

| | |
|--|-----------|
| 7.3.2. Pérdidas a régimen variable | 27 |
| 7.4. Simulación del flujo de cargas | 30 |
| 7.4.1. Escenario resistivo | 30 |
| 7.4.2. Escenario inductivo | 32 |
| 7.4.3. Escenario capacitivo | 33 |
| 7.5. Validación de los resultados del flujo de cargas | 35 |
| 8. Estudio de compensación de reactiva | 36 |
| 9. Estudio de cortocircuito | 42 |
| 9.1. Método de cálculo | 43 |
| 9.2. Datos para el modelado | 43 |
| 9.2.1. Parámetros de cables de MT | 44 |
| 9.2.2. Parámetros de los transformadores | 44 |
| 9.2.3. Transformador para PAT | 44 |
| 9.3. Resultados de la simulación | 44 |
| 9.3.1. Cortocircuito trifásico | 45 |
| 9.3.2. Cortocircuito bifásico | 45 |
| 9.3.3. Cortocircuito bifásico a tierra | 46 |
| 9.3.4. Cortocircuito monofásico | 46 |
| 9.4. Conclusiones del estudio de cortocircuito | 46 |
| 10. Estudio de puesta a tierra | 49 |
| 10.1. Datos de partida | 49 |
| 10.2. Objetivos y requisitos de la PAT | 50 |
| 10.3. Modelado del suelo | 51 |
| 10.4. Cálculos | 54 |
| 10.4.1. Cálculo de sección mínima de conductores | 54 |
| 10.4.2. Cálculo de tensiones de paso y contacto admisibles | 55 |
| 10.5. Diseño del mallado | 57 |
| 10.5.1. Anillo interior | 58 |
| 10.5.2. Conductores radiales | 59 |
| 10.5.3. Anillo exterior y anillo perimetral | 59 |
| 10.6. Resultados de la simulación | 59 |
| 10.7. Validación de los resultados | 62 |
| 11. Descripción de las fases del proyecto | 63 |
| 12. Diagrama de Gantt | 66 |
| 13. Descripción del presupuesto | 68 |
| 13.1. Parte de horas | 68 |
| 13.2. Inversión | 69 |
| 13.3. Presupuesto | 70 |
| 14. Conclusiones | 71 |

| | |
|---|------------|
| A. Pliego de condiciones y normativa | 74 |
| B. Datos de elementos eléctricos | 77 |
| B.1. Ficha técnica de cables de MT | 77 |
| C. Resultados de las simulaciones | 79 |
| C.1. Cálculos para régimen variable | 79 |
| C.2. Flujos de carga | 81 |
| C.2.1. Caso resistivo | 81 |
| C.2.2. Caso inductivo | 95 |
| C.2.3. Caso capacitivo | 109 |
| C.3. Cálculos de cortocircuito | 123 |
| C.4. Estudio de resistividad | 157 |
| C.5. Modelado bicapa del terreno | 162 |
| C.6. Informe de estudio de PAT | 165 |
| Bibliografía | 169 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| 5.1. Analogía entre el código de red español (peores casos de tensión en barras sin instalaciones compartidas) y argentino en cuanto a potencia reactiva en el PCC para plantas de gran potencia. | 11 |
| 6.1. Capacidad de potencia reactiva en función del voltaje en el lado de baja tensión del transformador de la turbina eólica. | 16 |
| 6.2. Modelado eléctrico en PowerFactory (PF) del PE. | 21 |
| 7.1. Resultados del dimensionamiento de cables de MT por tramo y circuito. | 24 |
| 7.2. Estimación de pérdidas en cables de MT por tramo y circuito. | 26 |
| 7.3. Distribución discreta de la frecuencia del viento en el PE. | 27 |
| 7.4. Curva de potencia de la máquina 4.2M148 EBC [15]. | 29 |
| 7.5. Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia resistivo. | 31 |
| 7.6. Resumen de pérdidas en el escenario resistivo. | 31 |
| 7.7. Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia inductivo. | 32 |
| 7.8. Resumen de pérdidas en el escenario inductivo. | 33 |
| 7.9. Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia capacitivo. | 34 |
| 7.10. Resumen de pérdidas en el escenario capacitivo. | 34 |
| 8.1. Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 1 (p.u.). | 37 |
| 8.2. Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.). | 38 |
| 8.3. Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 1,05 (p.u.). | 39 |
| 8.4. Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.) y con compensación de reactiva por banco de condensadores. | 40 |
| 8.5. Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia capacitivo con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.) y compensado por un banco de condensadores. | 41 |

| | |
|--|----|
| 9.1. Resultados de cortocircuito trifásico en torno a la SET. | 47 |
| 10.1. Gráfico sobre el dimensionamiento del electrodo perimetral (en metros de conductor) en función del grado de protección y resistividad del terreno. | 51 |
| 10.2. Tabla normalizada con valores típicos del factor de decremento. | 54 |
| 10.3. Tabla 1 de la norma IEEE 80 con los parámetros característicos de los conductores típicos. | 56 |
| 10.4. Tabla resumen de los resultados arrojados por el simulador. | 60 |
| 10.5. Distribución de las tensiones de contacto en el área del aerogenerador. | 61 |
| 10.6. Distribución de las tensiones de paso en el área del aerogenerador. | 61 |
| 10.7. Distribución del Ground Potential Rise (GPR) en el área del aerogenerador. | 62 |
| 11.1. Esquema de fases del proyecto. | 64 |
| 12.1. Diagrama de Gantt. | 67 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| 5.1. Convertidores de potencia para en función de la corriente de la red externa y la red de distribución. | 10 |
| 6.1. Principales características del transformador de potencia. | 14 |
| 6.2. Principales características de los transformadores de los aerogeneradores. | 14 |
| 6.3. Especificaciones de los cables Polietileno reticulado (XLPE) de aluminio para 19/33 kV. | 15 |
| 6.4. Especificaciones de los aerogeneradores Senvion de 4,2 MW. | 15 |
| 6.5. Capacidad de potencia reactiva a la potencia activa nominal según el voltaje en el lado de Baja Tensión (BT) del transformador de la turbina eólica. | 17 |
| 6.6. Datos de recurso eólico para una distribución Weibull de frecuencia del viento anual. | 18 |
| 6.7. Datos del PCC | 19 |
| 7.1. Resumen de resultados de pérdidas nominales del parque. | 25 |
| 7.2. Distribución Weibull de frecuencia del viento anual. | 28 |
| 7.3. Resumen de resultados de pérdidas anuales a régimen variable del parque. | 30 |
| 8.1. Rango de tensiones normales en el Sistema de Transporte. | 37 |
| 8.2. Resumen de resultados del <i>script</i> para las curvas PQ del PE. | 39 |
| 9.1. Frecuencia estadística con la que ocurren las faltas. | 42 |
| 9.2. Datos de secuencia homopolar para cables XLPE de aluminio para 19/33 kV. | 44 |
| 9.3. Resumen de resultados de falta trifásica. | 45 |
| 9.4. Resumen de resultados de falta bifásica en las fases B y C. | 45 |
| 9.5. Resumen de resultados de falta bifásica a tierra en la fase B. | 46 |
| 9.6. Resumen de resultados de falta monofásica en la fase A. | 46 |
| 10.1. Resumen de resultados arrojados por el estudio de resistividad eléctrica para el piquete número 18. | 52 |
| 10.2. Resumen de resistividad del terreno calculada por el método analítico. | 53 |
| 10.3. Modelo de suelo aplicable a la simulación en ETAP. | 53 |

| | |
|---|----|
| 13.1. Desglose de carga de trabajo en las distintas fases del proyecto. | 68 |
| 13.2. Desglose de la inversión estimada para el proyecto. | 69 |
| 13.3. Desglose del presupuesto de las distintas fases del proyecto. | 70 |
| A.1. Normativa internacional aplicable. | 75 |
| A.2. Normativa local aplicable. | 76 |

Acrónimos

AT Alta Tensión

BT Baja Tensión

CA corriente alterna

CC corriente continua

DER Distributed Energy Resources

DFIG Doubly-Fed Electric Machines

EMT Electro Magnetic wave Equation

GPR Ground Potential Rise

LPS Lighting Protection System

MT Media Tensión

PCC Point of Common Coupling

PAT Puesta a Tierra

PE Parque Eólico

PF PowerFactory

ONAF Oil Natural Air Forced

ONAN Oil Natural Air Natural

SSAA Servicios Auxiliares

SET Subestación transformadora

trafo Transformador

VBA Visual Basic for Applications

XLPE Polietileno reticulado

Capítulo 1

Introducción

El presente documento trata en profundidad el desarrollo de una serie de estudios propios de la ingeniería eléctrica que son necesarios para poder llevar adelante la construcción y puesta en marcha de un PE a día de hoy, y más concretamente se centra en cuatro grandes estudios. Estos son el flujo de cargas, la compensación de potencia reactiva, cortocircuito y PAT.

El caso de estudio en cuestión es un PE de 100,8 MW de potencia activa instalada que se pretende erigir en la provincia de Buenos Aires, Argentina. Éste se integrará en la red nacional de distribución de la energía eléctrica a través de la subestación transformadora Fray Güen, que a día de hoy cuenta con dos líneas aéreas de transporte en Alta Tensión (AT) a 132 kV y la nueva línea de evacuación para el parque en cuestión.

En lo que respecta a este parque, se ha establecido que contará con 24 máquinas de 4,2 MW de tipo DFIG, que es la tecnología comúnmente más utilizada a día de hoy por sus múltiples ventajas competitivas. Además, cada máquina cuenta con un elemento transformador de la energía para elevarla a niveles de MT a 33 kV que permitirán reducir las pérdidas por efecto Joule en la distribución de la energía generada entre las máquinas y la SET, donde se ubica un nuevo transformador de gran potencia (110 MVA).

Además de discutir los asuntos relacionados con la ingeniería eléctrica, se incluyen también otros temas de interés para la justificación del proyecto como la presentación del estado del arte con un pequeño análisis de la situación actual de las tecnologías en estudio, un breve pasaje detallando las fases del trabajo con su respectiva carga de trabajo y un presupuesto enfocado a la ponderación económica de los trabajos realizados.

Finalmente, se dedica una extensa parte de este documento a una serie de anexos que tienen como objetivo principal la exposición del pliego de condiciones y de la normativa aplicable, dar a conocer algunas de las especificaciones técnicas y, sobretodo, la impresión de informes y hojas de cálculo desprendidos por los estudios detallados a lo largo del documento.

Capítulo 2

Contexto

La cuota de energías renovables sobre el consumo total final de energía es el principal indicador utilizado para realizar el seguimiento del progreso hacia lo que se denomina el Objetivo de Desarrollo Sostenible, de acuerdo con [1]. En esta misma referencia se hace especial hincapié en que la cuota de fuentes de energía renovables a nivel mundial en 2016 creció más que en los anteriores cuatro años, llegando al 17,5 %, principalmente por fuentes de energía hidráulica, eólica y solar. Además, este incremento resulta de mayor relevancia cuando se trata solamente de la electricidad generada, donde la cuota de renovables alcanza un índice relativo del 24 % en 2016, sobre el total generado.

De acuerdo con los escenarios a largo plazo fijados por la Agencia Internacional de la Energía y la Agencia Internacional de la Energía Renovable, esa cuota de energías renovables debería impulsarse sustancialmente en los próximos años para garantizar el acceso a energía asequible, segura, sostenible y moderna para toda la población.

En regiones de Latino América casi el 30 % de las renovables provienen de generación hidroeléctrica para electricidad, y de bioenergía para usos industriales y de transporte; aunque el desarrollo de proyectos energéticos eólicos y solar-fotovoltaicos continúa creciendo.

Precisamente en Latino América, y más concretamente en el territorio de Argentina, es donde existe la pretensión por parte de instituciones públicas y privadas de construir una parte importante de los nuevos PE y fotovoltaicos; no solo por la madurez de estas tecnologías y su competitividad, sino también por la abundancia tanto de recurso eólico como solar de la zona, tal y como puede comprobarse en los atlas mundiales de estos recursos, [2].

Por ello, no cabe la menor duda de que el posicionamiento en el mercado global de la energía eólica se encuentra en un estado de forma excepcional, y que la necesidad de las entidades interesadas, desde fabricantes de aerogeneradores o compañías dedicadas a la producción y diseño de máquinas e instalaciones eléctricas, hasta las administraciones públicas tienen cada vez una mayor necesidad de satisfacer los retos que presentan los proyectos de este tipo. Estos retos pueden referirse, entre otros, a optimización de sistemas de distribución de energía eléctrica, mejoras de los

equipos de control, protección y medición, etc.

Entrando a analizar el campo de actuación concreto de este proyecto, Argentina, se da una situación muy distinta a la de muchos países pioneros en la construcción de PE, y es que en el país latinoamericano gran parte del recurso eólico se encuentra sin explotar, al contrario que en países como España donde los mejores emplazamientos para su construcción está ocupados en la actualidad por instalaciones antiguas (siempre hablando del entorno *onshore*). Para el caso de estudio, esto es una gran ventaja, puesto que el avance tecnológico en lo que respecta a rendimiento y la mayor potencia producida por los aerogeneradores de nueva generación hace que el aprovechamiento del recurso natural sea mucho mayor.

Bajo la actual coyuntura de auge de las energías renovables, el optimismo del sector energético en cuanto a las mismas y la apuesta de la sociedad por un *mix* energético cada vez más enfocado hacia la transición por una energía más sostenible y renovable, se presenta el presente documento, en el cual se tratarán distintos estudios eléctricos, de obligada o recomendada realización, para el caso de un nuevo PE de 100,8 MW en Argentina.

Tal y como se ha venido adelantando en el capítulo introductorio, se trata de una planta de generación de energía eléctrica compuesta por rotores de eje horizontal sostenidos sobre torres de gran altura, llamados en su conjunto aerogeneradores o molinos eólicos, que por medio de la energía cinética del viento, y la geometría y disposición de estos rotores se consigue un movimiento rotativo sobre el eje de los mismos. Gracias a este movimiento circular de los ejes de los aerogeneradores se accionan las máquinas de inducción que transforman gran parte de la energía cinética rotatoria en energía eléctrica.

Capítulo 3

Objetivos y alcance del proyecto

Antes de introducir los objetivos y alcance del proyecto es imprescindible desglosar qué partes componen un PE de estas características. Algunas de las partes más relevantes son:

- Los aerogeneradores para la parte de generación de la energía.
- Las máquinas de transformación de la energía eléctrica.
- La distribución de energía eléctrica en BT, MT.
- El transporte de energía eléctrica en AT.
- Los sistemas de control y telecomunicaciones del PE.
- Las protecciones y sistemas de mediciones eléctricas.
- Los sistemas de interrupción del servicio eléctrico.
- Los Servicios Auxiliares (SSAA) de la SET.
- Aspectos constructivos de la planta en general, relacionados con la obra civil.
- Despacho económico.

Dados los múltiples campos de actuación en el diseño de un PE, en objeto del presente documento no es dar respuesta a todos ellos, sino que está enfocado hacia los aspectos más importantes relacionados con la ingeniería eléctrica del conjunto del complejo; haciendo especial énfasis en la distribución de energía eléctrica en MT, el punto común de conexión a red o PCC, y los transformadores eléctricos.

La razón por la que resulta de gran interés el estudio y diseño del sistema de distribución en MT es porque será la parte del sistema donde se concentren la mayor parte de las pérdidas en términos de eficiencia, puesto que los circuitos que evacuarán la energía desde los aerogeneradores hacia la SET pueden llegar a tener longitudes relativamente grandes, además de que debe acometerse en condiciones

tal que no interfiera en el rendimiento productivo de los aerogeneradores (mediante cables directamente enterrados o bajo tubo).

De la misma forma que el estudio sirve para el diseño del propio sistema de distribución, también resulta imprescindible a la hora del diseño de la propia SET y los edificios de celdas, control y comunicaciones de la misma; así como las protecciones compuestas principalmente por relés. Se habla de edificio de celdas para referirse al área que guarda una serie de armarios con zonas aisladas con gas de hexafluoruro de azufre (SF_6) para contener los embarrados, interruptores automáticos y seccionadores (entre otros elementos) de MT.

En el alcance de este documento no está contemplado el diseño detallado de las celdas de MT ni de las protecciones de AT, aunque los resultados obtenidos en los distintos estudios y análisis será utilizados para dar una serie de indicaciones básicas útiles para ese fin. Estos estudios son:

- Estudio de flujo de cargas.
- Estudio de cortocircuito.
- Estudio de PAT.
- Estudio de compensación de reactiva.

Este último estudio, el de compensación de potencia reactiva, es imprescindible para el correcto dimensionamiento del parque y para el diseño de los controladores del mismo, así como para la realización de estudios posteriores como el de despacho económico.

Capítulo 4

Beneficios que aporta el trabajo

Es indudable que la competitividad de las plantas energéticas basadas en fuentes de energías renovables dentro sector energético cada vez es mayor con respecto a aquellas de energías convencionales, y buena prueba de ello son las noticias que llegan cada día sobre licitaciones para la construcción de nuevas obras, destacando el sector de los parques fotovoltaicos y, sobretodo, el de parques eólicos. Ése auge se vive con gran intensidad en el continente sudamericano, y concretamente también en Argentina, donde las nuevas licitaciones llegan a precios por kWh de fuentes de energía convencionales en el mercado mayorista, [3].

Este escenario contemporáneo donde la instalación y la apuesta por la construcción de nuevas obras de módulos de generación eléctrica basadas en energías renovables crece a la par que la remuneración por la energía eléctrica producida por éstas decrece, se hace cada vez más patente la necesidad de mejorar u optimizar todos los ámbitos de actuación que componen un PE. Por ello, un correcto diseño de los componentes eléctrico resulta primordial para cumplir con esta labor.

Realizar diseños para una distribución óptima de energía eléctrica es el objetivo de la simulación de flujos de cargas, donde se simulan distintos escenarios operativos y se analizan los resultados de pérdidas nominales, pérdidas a régimen variable y caídas de tensión; y en función de los resultados se plantean mejoras en el diseño propuesto anteriormente o se valida el mismo.

Sin embargo, la implementación de estas nuevas tecnologías de generación está resultando todo un reto para los entes reguladores de la energía eléctrica para su integración en la red. Por ello, estos entes establecen normativas a cumplir por los módulos generadores, imponiendo sanciones económicas a aquellos módulos que incumplan los requerimientos de red. Los estudios de potencia reactiva resultan esenciales para comprobar uno de estos requerimientos: los rangos de potencia reactiva operativos del módulo. Estos estudios permiten identificar si un módulo requiere o no de elementos activos o pasivos de compensación de reactiva, y en qué medida.

En este documento se presentan, además de los citados estudios eléctricos en el presente capítulo, otros estudios con pautas a seguir para su realización y se concluyen medidas y pautas de diseño a seguir para lograr que el futuro PE opere en unas condiciones óptimas.

Capítulo 5

Estado del arte

Existen diferentes puntos de vista desde los cuáles analizar la manera de abordar un proyecto de este tipo, pues es posible hacer una discusión en torno a la tecnología de generación, el método de distribución, e incluso el uso de la energía generada, entre otras cosas.

A lo largo de este capítulo se justificará el propósito del PE aquí expuesto, así como la presentación de las ventajas y desventajas de una u otra alternativa en torno a los puntos numerados en la figura .Realmente, de los puntos expuestos en la figura hay ciertos aspecto que están definidos desde el inicio, como el hecho de que la red de transporte de AT sea en CA trifásica a 132kV, correspondiente a una línea existente. O dicho de otra forma, aquellas partes que quedan fuera del alcance del proyecto no serán analizadas en sus diferentes alternativas de ejecución. Otro ejemplo claro son los recursos distribuidos de energía, o Distributed Energy Resources (DER), concepto que está más bien destinado a ser analizado en proyectos relacionados con las microrredes eléctricas o *smartgrids*, [4].

5.1. Sistemas de distribución

La distribución es la parte del parque que se encarga de evacuar la energía generada por los aerogeneradores hacia el PCC, generalmente acometida a MT, puesto que los conductores que la compongan deben transcurrir enterrados (al menos parcialmente) debido al impacto negativo que ejercen las líneas aéreas de AT sobre los aerogeneradores. Tampoco sería factible una distribución a BT debido a las grandes pérdidas que supondría el hacerlo de esta forma.

Por ello, no cabe duda que la mejor opción es elevar el nivel de tensión de la electricidad generada por los aerogeneradores (generada en BT) y realizar la distribución a MT hacia una SET para posteriormente elevar una última vez toda la energía a niveles de AT.

Esto deriva el debate al asunto del tipo de onda de corriente que resulta más conveniente: si una distribución en CA o en corriente continua (CC). Ciertamente, los sistemas electrónicos de potencia para la transformación de corriente de CC han experimentado importantes mejoras en rendimiento y competitividad en las últimas

década, y presentan ventajas con respecto a los sistemas de CA. Sin embargo, hoy en día este tipo de líneas solo resultan más rentables, económicamente hablando, a niveles de muy alta tensión y para longitudes cercanas a un centenar de kilómetros.

Lejos de limitar el análisis a aspectos económicos, técnicamente resulta también mucho más práctico un sistema en CA puesto que tanto la generación como el transporte se acometerán en CA, y además las protecciones en CC resultan más caras y complejas. Puede encontrarse más información en torno a este tema en [5].

En cuanto al nivel de tensión concreto, debe escogerse uno de los valores de tensión nominales normalizados por el ente que gestiona el transporte de energía eléctrica de local, que en este caso es la CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista), siguiendo el reglamento local, [10]. Teniendo en cuenta que en Argentina las llamadas líneas de tercera clase son de 33 kV de tensión nominal y que las celdas blindadas con aislamiento en SF_6 de MT más asequibles están concebidas para centros de seccionamiento con tensión nominal entre 24 y 33 kV, lo más lógico, teniendo en cuenta además el compromiso entre inversión y gastos por pérdidas, es en este caso una distribución a 33 kV en CA.

En cualquier caso, cabe mencionar que sería posible optar por otras opciones como la de 52 kV. Esto permitiría ahorrar en términos de pérdidas por efecto Joule. Sin embargo, habría que realizar un estudio económico completo con referencias a ofertas comerciales a precios de mercado actuales de las celdas de MT, conductores, obra civil, etc. Así, en vistas de la complejidad de dicho estudio, se ha preferido optar por la opción más frecuente en el mercado a día de hoy.

5.2. Tecnología de generación

En lo que respecta a plantas de generación eléctrica a gran escala (para su reparto e inyección en la red eléctrica general) los aerogeneradores representan una gran fuente de energía renovable, que es capaz de producir energía eléctrica tanto por el día como por la noche, es la tecnología renovable más desarrolladas en el mercado y es, además, un negocio rentable.

Las máquinas eléctricas instaladas en las torres más modernas son capaces de producir hasta 12 GW de potencia en instalaciones *offshore*, y por encima de 5 GW en tipo *onshore*.

Los PE suelen tener un aprovechamiento superior al 50%, llegando incluso al 80% en los mejores casos, rendimiento difícil de superar por otras fuentes de energía renovables. Así, la instalación de aerogeneradores de gran potencia en zonas ventosas como la localización en cuestión resulta muy satisfactorio desde el punto de vista de la generación. En el capítulo 6 se mostrará en detalle el dato de recurso eólico para la zona, donde se han medido velocidades de viento medias de 9,468 metros por segundo, dato muy positivo para este propósito.

Sin duda alguna, la opción de optar por los aerogeneradores como fuente generadora de energía en la zona es inmejorable, y para garantizar que tal recurso es aprovechado debidamente se opta por la tecnología de generadores de inducción doblemente alimentados con caja de engranajes en el rango de 4 y 5 MW, que son

las máquinas más utilizadas en el mercado para emplazamientos de velocidades de viento medias-altas.

5.3. PCC

Existen diferentes maneras de acometer la interconexión entre el PE y la red de transporte, aunque depende en gran medida de la forma de onda de las corrientes en el transporte y la distribución. En este caso ya se ha concluido que la mejor opción es que ambas sean a CA, así que se debe buscar entre los elementos listados en la tabla 5.1 que relacionen dos redes de CA¹. Dicha tabla resume la mayoría de las interconexiones posibles entre una red de distribución y una red de transporte para diferentes niveles de tensión y tipo de corriente, aunque también podría extrapolarse a los convertidores entre la generación y la distribución.

En el caso concreto de un PE con distribución y transporte en CA, simplemente se contemplan dos posibilidades:

- Transformador trifásico de gran potencia (o varios).
- Combinación de transformador de potencia y convertidor *back to back* o matricial.

En este caso lo mejor sería la opción más sencilla y tradicional, como lo es la instalación de uno o más transformadores de potencia trifásicos, puesto que la calidad de onda de la electricidad producida por los aerogeneradores DFIG es suficientemente buena como para no necesitar de elementos de electrónica de potencia adicionales, puesto que estos son generadores asíncronos trifásicos. Más información acerca de los generadores puede ser consultada en [6]. En cualquier caso, es posible realizar un estudio de calidad de onda para hacer las pertinentes comprobaciones tal y como se explica en la norma internacional IEC 61400-21, dimensionando el pertinente filtro de armónicos si fuera necesario, [7].

¹Los espacios en blanco son casos que no se contemplan en la conversión

Tabla 5.1: Convertidores de potencia para en función de la corriente de la red externa y la red de distribución.

| Red | Distribución | | | | |
|-----|--------------|--|---|--|----------------------------------|
| | MT | CC | BT | CC | |
| | CA | CC | CA | CC | |
| AT | CA | -Transformador | -Transformador e inversor | | |
| | CC | -Transformador y convertidor <i>back to back</i> o matricial | -Inversor multinivel (y modular) | | |
| MT | CA | -Transformador | -Inversor multinivel (y modular) | -Transformador | -Inversor multinivel (y modular) |
| | CC | -Inversor y transformador | -Convertidor multinivel (y modular) y convertidores | -Transformador y convertidor <i>back to back</i> o matricial | -Transformador e inversor |
| BT | CA | -Transformador | -Transformador e inversor | -Conexión directa | -Inversor |
| | CC | -Inversor multinivel (y modular) | -Convertidor multinivel modular | -Inversor <i>back to back</i> | -Conexión directa |

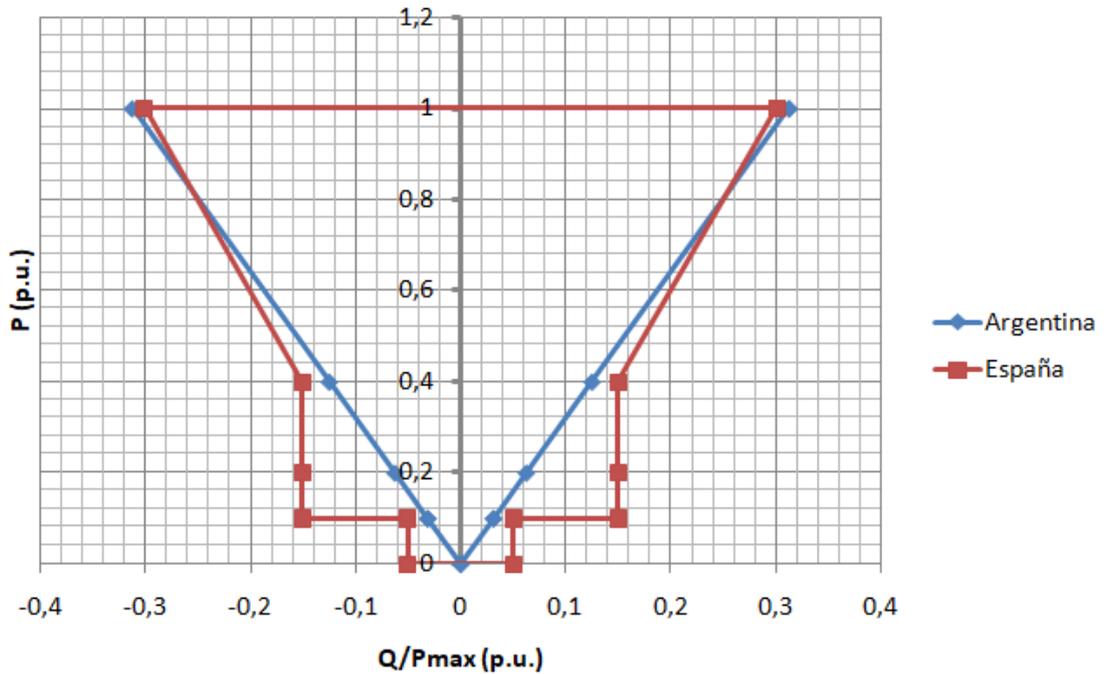


Figura 5.1: Analogía entre el código de red español (peores casos de tensión en barras sin instalaciones compartidas) y argentino en cuanto a potencia reactiva en el PCC para plantas de gran potencia.

5.4. Requerimientos reglamentarios

Una parte importante de los estudios a acometer en este documento está relacionado con las comprobaciones del reglamento de instalaciones eléctricas de generación que establecen unos requisitos mínimos a cumplir por, en este caso, el PE para poder integrarse en la red general de transporte de energía eléctrica.

Los mencionados requisitos tiene que ver principalmente la calidad de las señales eléctricas generadas, transitorios, el factor de potencia, caídas de tensión, niveles de frecuencia, etc. Aunque es el código de red el más importante, ya que es la norma que aplica para saber si PE puede o no conectarse a la red de transporte.

En este sentido, el de los requerimientos del código de red, se realiza un estudios de compensación de reactiva en el capítulo 8 en el que se analiza el cumplimiento de este código (Resolución SE 0106/2002).

En esencia, y simplificando las instrucciones del propio código, se indica que el conjunto del parque debe ser capaz de alcanzar valores de reactiva equivalentes a un factor de potencia igual a 0,95 (tanto inductivo como capacitivo) en un rango de tensiones en barras de AT de la SET del $\pm 5\%$ respecto a su respectiva tensión nominal, [8].

Este requerimiento, que por otro lado proviene de un documento con cierta anti-

güedad (aunque aún en vigor en Argentina), no tiene en cuenta la tendencia de otros códigos de red como los europeos donde se comienza a exigir capacidad de reactiva no solo en momentos de gran producción eólica, sino también cuando la generación de potencia activa es reducida, e incluso nula, según [9]. Para mostrarlo de una manera más gráfica se presentan ambos requerimientos sobre el gráfico de la figura 5.1, donde se muestra en color rojo la curva correspondiente al código español siguiendo una nueva directiva europea de 2016 y en color azul la correspondiente al código argentino. La principal diferencia radica en que las normativas más actuales definen como obligatorio cumplimiento la relación entre la reactiva y la potencia nominal, mientras que en anteriores versiones (o en el caso de Argentina), el requerimiento del factor de potencia no varía según la generación.

Observando ambos casos de la figura 5.1 se puede concluir que en el caso argentino será más sencillo cumplir con el requerimiento a bajas potencias, incluso sin máquinas generadoras que no tengan la capacidad de absorber o generar potencia reactiva.

Este y el resto de reglamentos se citan y se resumen a lo largo de los próximos capítulos, y son utilizados también para hacer las pertinente validaciones. Además, en el anexo A se ofrece el listado completo de normativas locales e internacionales que se han tenido en cuenta.

Capítulo 6

Definición y diseño del parque

El parque eólico en su conjunto está compuesto por 24 aerogeneradores capaces de generar una potencia activa máxima de 4,2 MW cada uno, o lo que es lo mismo, una potencia global de 100,8 MW. Esta característica, junto con la potencia reactiva, será la más determinante a la hora de definir el tamaño de los transformadores que formarán el parque.

En cuanto al nivel de tensión, se ha establecido que la parte de MT se acometerá a 33 kV y la parte de AT a 132 kV, siguiendo los estándares del país donde estará localizado, Argentina, y las condiciones que impone la subestación ya existente en Fray Güen.

6.1. Transformador de potencia

Para elevar la tensión de la electricidad generada por los aerogeneradores y acoplarlo a la red de AT en la SET se ha escogido una máquina Oil Natural Air Natural (ONAN)/Oil Natural Air Forced (ONAF) de 70/110 MVA de la compañía VASILE. En la tabla 6.1 se resumen los parámetros más importantes para su modelado.

Cabe destacar que el grupo de conexión debe ser YNd11 puesto que es la configuración mayormente recomendada para estos casos. De esta forma se consigue que el nivel de aislamiento de la parte de AT sea más barata y que el neutro pueda ser puesto a tierra rígidamente debido a la configuración en Y, mientras que la conexión en triángulo ofrece un comportamiento más estable del transformador frente a cargas desequilibradas [11].

6.2. Transformadores de los aerogeneradores

Al igual que en el apartado sobre el transformador de potencia de la SET, en este apartado se describen las características de los transformadores de los aerogeneradores en la tabla 6.2.

Tabla 6.1: Principales características del transformador de potencia.

| Parámetro | Unidad | Magnitud |
|---|--------|-------------------------|
| Tipo de unidad | | Trifásica |
| Grupo y conexión | | YNd11 |
| Potencias nominales | MVA | 77 ONAN y 110 ONAF |
| Frecuencia | Hz | 50 |
| Tensión nominal primaria | kV | 138 |
| Tensión nominal secundaria | kV | 33 |
| Tensión de CC a potencia nominal (ONAF) | % | 12 |
| Impedancia homopolar por fase | % | 10,2 |
| Corriente de magnetización | A | 1,1 - 1,8 |
| Pérdidas en el hierro | kW | 50 |
| Pérdidas en el cobre | kW | 400 |
| Intercambiador de tomas | % | $\pm 10 \times 1,25 \%$ |

Tabla 6.2: Principales características de los transformadores de los aerogeneradores.

| Parámetro | Unidad | Magnitud |
|----------------------------------|--------|-----------------------|
| Tipo de unidad | | Trifásica |
| Grupo y conexión | | Dyn5 o Dyn11 |
| Potencia nominal | kVA | 4850 |
| Frecuencia | Hz | 50/60 |
| Tensión nominal primaria | kV | 33 |
| Tensión nominal secundaria | kV | 0,66 |
| Tensión de CC a potencia nominal | % | 10,44 |
| Pérdidas en el hierro | kW | 2,3 |
| Pérdidas en el cobre | kW | 48 |
| Intercambiador de tomas | % | $\pm 2 \times 2,5 \%$ |

Tabla 6.3: Especificaciones de los cables XLPE de aluminio para 19/33 kV.

| Sección (mm^2) | Corriente nominal (A) | Resistencia a 20 °C (Ω/km) | Reactancia (Ω/km) | Susceptancia ($\mu F/km$) |
|-----------------------|--------------------------|--|-------------------------------|--------------------------------|
| 95 | 250 | 0,320 | 0,137 | 0,170 |
| 150 | 320 | 0,206 | 0,127 | 0,196 |
| 240 | 415 | 0,125 | 0,117 | 0,228 |
| 300 | 475 | 0,100 | 0,114 | 0,252 |
| 500 | 610 | 0,0778 | 0,106 | 0,300 |
| 630 | 690 | 0,0605 | 0,102 | 0,330 |

Tabla 6.4: Especificaciones de los aerogeneradores Senvion de 4,2 MW.

| Propiedad | Valor |
|---|----------------------------|
| Potencia nominal de la turbina | 4.200 kW |
| Corriente nominal | 3.674 A |
| Tensión nominal | 660 V |
| Rango estándar de tensión | 90 % a 114 % |
| Rango estándar de potencia reactiva a tensión nominal | -0.93 pu a + 0.882 |
| Rango estándar de frecuencia | -2,5 Hz a + 2 Hz |
| Velocidad nominal | 1.650 $rev \cdot min^{-1}$ |
| Potencia nominal | 4.622 MVA |

6.3. Cables de MT

La disposición de los circuitos eléctricos que deben evacuar la energía eléctrica producida por los aerogeneradores hacia la red de AT por la SET viene especificada y sus principales características se presentan en la tabla del anexo 14.

Para un parque eólico los cables deben discurrir directamente enterrados bajo tierra y en ocasiones bajo tubo a su paso por caminos y carreteras.

Conocida la disposición en cuanto a longitud de los circuitos es posible realizar el dimensionamiento de la sección de cable que debe utilizarse para cada tramo utilizando para ello los datos de la ficha de cable proporcionado por el proveedor, en este caso Nexans. El cable de MT más utilizado para este tipo de proyectos es el cable de aluminio sin armadura con aislamiento de XLPE y un solo núcleo, aunque en ocasiones es posible que sea necesario recurrir al uso de cobre para reducir las pérdidas por efecto Joule.

A continuación se muestran las secciones de cable disponibles y sus principales características en la tabla 6.3.

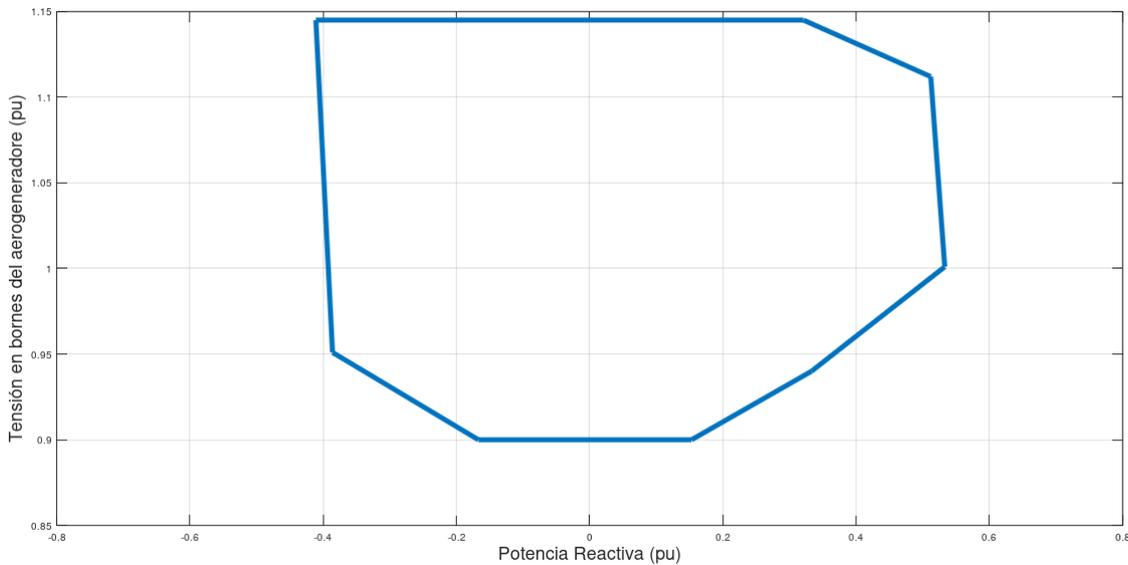


Figura 6.1: Capacidad de potencia reactiva en función del voltaje en el lado de baja tensión del transformador de la turbina eólica.

6.4. Aerogeneradores de 4,2 MW

Se han escogido aerogeneradores de 4,2 MW de potencia activa del tipo doblemente alimentados o DFIG, ya que este sistema ofrece ventajas en cuanto a funcionamiento a diferentes velocidades del viento siendo posible la generación en un mayor rango de velocidades. Además, debido a que el estator está directamente unido a la red, la máquina es capaz de aportar corriente durante el cortocircuito [12].

Para su modelado es preciso identificar los principales parámetros eléctricos del generador (ver tabla 6.4), así como la curva de potencia activa y reactiva a diferentes niveles de tensión en bornes de la máquina. El aerogenerador Senvion puede suministrar potencia reactiva de acuerdo con la siguiente figura 6.1 y tabla 6.5. La capacidad está disponible en el rango de frecuencia de 47.0 Hz a 53.0 Hz en el lado de BT del transformador aerogenerador.

El rango delimitado por la línea azul en la figura 6.1 está disponible en todo el rango de producción de potencia activa, es decir, del 0 al 100 % de la potencia activa nominal, incluido el funcionamiento en reposo.

6.5. Recurso eólico

Parte esencial de los proyectos del ámbito de la energía eólica pasa por el análisis del recurso eólico del emplazamiento del nuevo PE, o lo que es lo mismo, la

Tabla 6.5: Capacidad de potencia reactiva a la potencia activa nominal según el voltaje en el lado de BT del transformador de la turbina eólica.

| Tensión (pu) | Potencia reactiva respecto a la potencia activa nominal (pu) |
|--------------|--|
| 1,145 | -0,411 |
| 1,145 | 0,321 |
| 1,112 | 0,512 |
| 1,001 | 0,533 |
| 0,964 | 0,417 |
| 0,940 | 0,333 |
| 0,900 | 0,153 |
| 0,900 | -0,167 |
| 0,951 | -0,386 |
| 1,145 | -0,411 |

comprobación de que la cierta localización geográfica es apta para la instalación de aerogeneradores para poder aprovechar de forma óptima los mismos.

Normalmente, los mejores lugares para la implementación de un PE están identificados por las entidades responsables de las políticas de energía locales, antes incluso del planteamiento de un posible proyecto. Esto es debido al trabajo que organizaciones como *International Renewable Energy Agency* (IRENA) vienen haciendo en los últimos años para el desarrollo de los llamados *atlas del viento*, con los que es posible identificar qué zonas son más ventosas, y por consiguiente, adecuadas para instalación de aerogeneradores [2].

Un estudio más detallado del perfil estadístico del viento realizado con estaciones meteorológicas in situ permite verificar los datos aproximados obtenidos a partir del ya mencionado *atlas del viento* para cada uno de los asentamientos planteados para cada uno de los aerogeneradores, y a la altura exacta donde se situará el rotor. Con los datos obtenido se obtiene una distribución Weibull (expresada mediante la ecuación 6.1, [13]) del viento para la evaluación de la energía generada anualmente por los aerogeneradores, así como una previsión de pérdidas a régimen variable de cables y transformadores que componen el sistema. Los resultados se muestran en la tabla 6.6.

$$f(x, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{\alpha-1} e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \quad (6.1)$$

Donde,

α es el parámetro de forma, o k.

β es la media anual de velocidad del viento en m/s.

x es la variable a evaluar en m/s.

Se puede apreciar que en los datos ofrecidos en la tabla 6.6 no hay una gran desviación entre los diferentes aerogeneradores. Así, con el fin de simplificar el cálculo de las pérdidas a régimen variable en el apartado 7.3.2, se realizará un único modelo de viento por distribución de Weibull para la obtención del histograma de frecuencia

Tabla 6.6: Datos de recurso eólico para una distribución Weibull de frecuencia del viento anual.

| Número de aerogenerador | Velocidad media del viento (m/s) | Parámetro de forma α | Parámetro de escala β |
|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 | 8,43 | 2,615 | 9,49 |
| 2 | 8,4 | 2,611 | 9,45 |
| 3 | 8,39 | 2,615 | 9,44 |
| 4 | 8,42 | 2,611 | 9,48 |
| 5 | 8,42 | 2,615 | 9,48 |
| 6 | 8,42 | 2,611 | 9,48 |
| 7 | 8,42 | 2,611 | 9,47 |
| 8 | 8,4 | 2,615 | 9,46 |
| 9 | 8,4 | 2,611 | 9,46 |
| 10 | 8,44 | 2,615 | 9,5 |
| 11 | 8,42 | 2,615 | 9,48 |
| 12 | 8,41 | 2,615 | 9,46 |
| 13 | 8,43 | 2,611 | 9,49 |
| 14 | 8,39 | 2,611 | 9,44 |
| 15 | 8,41 | 2,611 | 9,46 |
| 16 | 8,37 | 2,615 | 9,42 |
| 17 | 8,41 | 2,611 | 9,47 |
| 18 | 8,45 | 2,615 | 9,51 |
| 19 | 8,39 | 2,615 | 9,44 |
| 20 | 8,39 | 2,611 | 9,45 |
| 21 | 8,42 | 2,611 | 9,48 |
| 22 | 8,41 | 2,615 | 9,46 |
| 23 | 8,41 | 2,615 | 9,47 |
| 24 | 8,44 | 2,615 | 9,5 |

Tabla 6.7: Datos del PCC

| Tipo de barra | Tensión nominal (kV) | Potencia de corto (MVA) | Corriente de corto (kA) | Ratio X/R |
|---------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------|
| <i>Slack</i> | 132 | 1.633 | 7,141523 | 6,12 |

del viento, tomando como parámetros la media de los mismos para los 24 puntos medidos, resultando los parámetros α y β de 9,468 y 2,613, respectivamente.

6.6. PCC

El punto de conexión del parque, o PCC, viene definido por los parámetros que el operador de red ofrece a los abonados, que en este caso son los de la tabla 6.7.

6.7. Modelado del parque

Con la información proporcionada en las secciones previamente descritas a lo largo del presente capítulo, es posible configurar un modelo del PE a nivel eléctrico.

Así, se toma como punto de partida el PCC que en el software de simulación se modela mediante una *red externa*, que se establece como nudo *slack*, lo que significa que será el punto donde se fije la tensión durante la simulación. Con ello, se pueden configurar distintos casos de estudio para el flujo de cargas donde la tensión en este punto varía en función de los casos que se quieran analizar. Es decir, en el flujo de cargas se tratarán distintos casos y se analizarán cuáles son las pérdidas y las caídas de tensión en cada punto del PE.

Cada nudo del PE en este modelo simulado será modelado por una barra, y estos nudos estará unidos bien por máquinas eléctricas como los transformadores, o bien por cables eléctricos, dependiendo del caso.

Por último, las líneas de MT serán modeladas mediante la opción *cable definition*, la cual permite calcular todos los parámetros de los cables introduciendo datos ambientales (temperatura ambiente, resistividad del terreno, etc.), geométricos del cable (grosor del aislamiento, diámetro material del conductor, etc.) y de disposición en zanjás. Realmente, los datos para correr el flujo de cargas pueden ser directamente extraídos del catálogo; sin embargo, los parámetros homopolares del cable necesarios para el análisis de cortocircuito deben ser calculados, puesto que dependen también de la disposición de los cables. Es decir, que son específicos de este proyecto. Adicionalmente, y se han introducido manualmente los factores correctores debido al agrupamiento de circuitos en zanjás, tal y como se mostrará en el capítulo 7.

Para terminar con el modelado de cables de MT¹, cabe destacar que el programa

¹Se descarta el dimensionamiento de los tramos de cable entre la celda de Transformador (trafo) y el propio trafo de potencia por su gran dependencia hacia características constructivas de la SET.

permite tanto el modelado por parámetros concentrados (PI) como por parámetros distribuidos, aunque como para el caso de líneas cortas como estas no supone una diferencia relevante en cuanto a resultados obtenidos el uso de una u otra. Así pues, se opta por el modelo más sencillo que es el de parámetros concentrados [14]. El esquema unifilar resultante de este modelado se presenta en la figura 6.2.

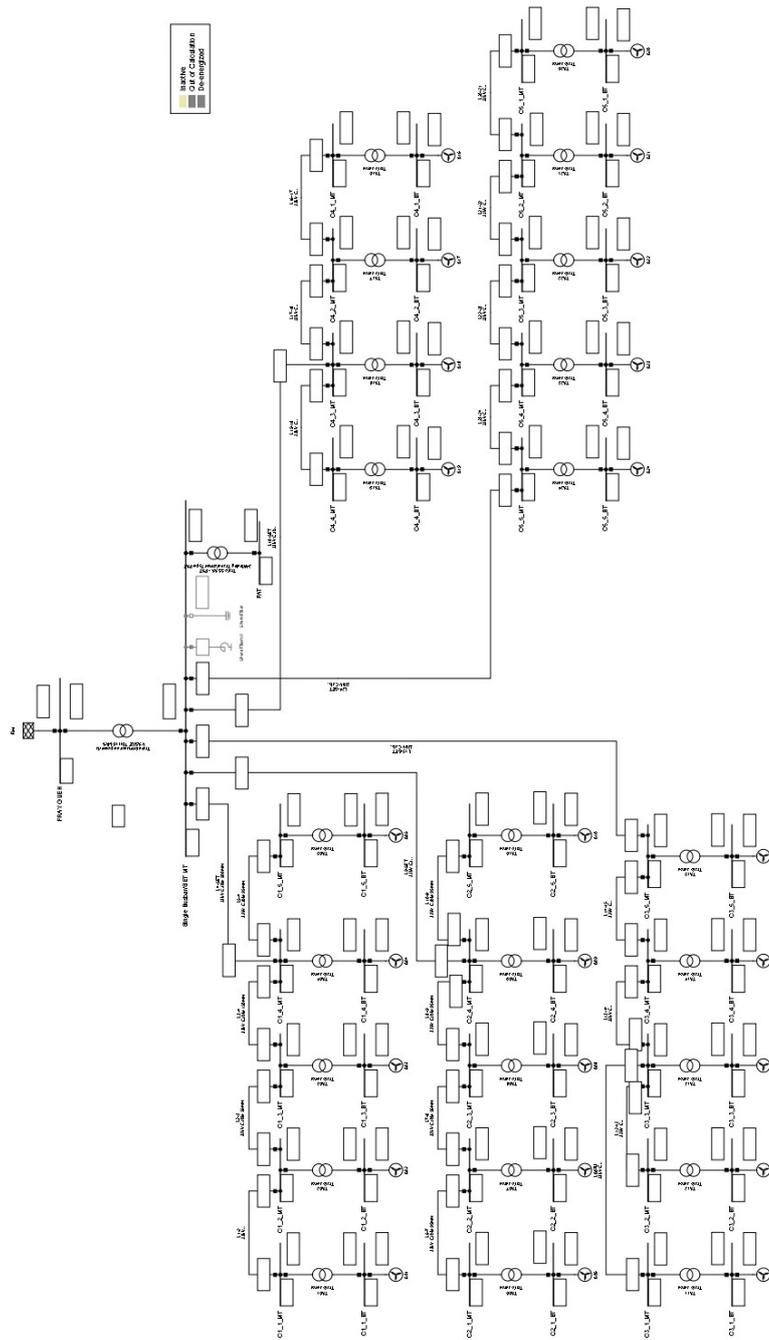


Figura 6.2: Modelado eléctrico en PF del PE.

Capítulo 7

Estudio de flujo de cargas

7.1. Introducción y objetivos del flujo de cargas

La resolución del problema del flujo de cargas consiste en la obtención de las condiciones en las que un sistema eléctrico de potencia opera en régimen permanente (tensiones en nudos, flujos de potencia, corrientes eléctricas, etc.). Para ello es preciso el modelar todos los elementos y máquinas eléctricas que compongan dicho sistema, así como establecer tanto el consumo como la generación de potencia a lo largo del sistema.

Para la obtención de resultados en el flujo de cargas se plantea un sistema de ecuaciones no lineales que se resolverán en este caso mediante el método de Newton-Raphson, el cual resulta en la mayoría de casos la forma más eficiente de resolución del problema debido a que converge de forma cuadrática.

Una vez modelado el sistema, que en este caso será el PE en su totalidad desde los aerogeneradores hasta el PCC, se deben fijar los escenarios en los que se desea correr el flujo de cargas. Para este estudio se tendrán en cuenta únicamente los escenarios donde la tensión en el nudo *slack* permanece estable en su valor nominal (132 kV). Los escenarios en los que se contemplen diferentes valores de voltaje se estudiarán en el apartado sobre la compensación de potencia reactiva en el capítulo 8, mientras que en este capítulo se analizarán escenarios a factor de potencia variable en el PCC.

7.2. Escenarios de cálculo

Se contemplan tres escenarios de cálculo con distinto factor de potencia: uno a factor de potencia puramente resistivo, otro con factor de potencia de 0,95 para el caso de sobreexcitación de los generadores y un tercer caso con factor de potencia también de 0,95 pero subexcitado. El estudio de estos casos es de máxima relevancia debido a que serán los puntos de operación de mayor interés, puesto que son los que definirán la necesidad (o no) de introducir equipos adicionales de compensación de reactiva, además de resultar los escenarios más exigentes con los equipos eléctricos, lo que permite validar sus características de diseño.

Cabe destacar que el factor de potencia debe calcularse tomando como referencia la potencia activa generada y la potencia reactiva que se inyecta a la red (o absorbe, dependiendo del caso de estudio), lo que significa que debido a las pérdidas del sistema, en el PCC el factor de potencia será ligeramente inferior a 0,95. Esta es una particularidad que marcan las normativas del sistema eléctrico para grandes usuarios generadores.

7.3. Dimensionamiento de cables de MT

En el capítulo 6 se definen los datos proporcionados por la ficha de los cables de MT, aunque no es posible determinar qué sección de cable o el número de circuitos por fase a utilizar en cada tramo sin antes realizar un estudio de pérdidas. Es preciso hacer un estudio de pérdidas previo para el dimensionamiento de cables para poder proceder al estudio de flujo de cargas.

Así, por medio de una herramienta de cálculo es posible obtener cuál es la sección de cable mínima requerida, obtener las pérdidas nominales (con factor de potencia de 0,95) y analizar la caída de tensión por cada circuito. Los criterios para determinar si una sección de cable es adecuada para su correspondiente tramo son los siguientes:

- La corriente admisible del cable, teniendo en cuenta los correspondientes factores correctores dependientes, entre otros de la temperatura, resistividad térmica, profundidad de enterrado, etc., debe ser superior al de la corriente nominal del mismo tramo.
- Las pérdidas de potencia activa en condiciones nominal y a régimen variable no deben superar los requerimientos de viabilidad económica.
- Las caídas de tensión globales en cada uno de los circuitos no debe superar el 3% sobre el valor nominal, por motivos de eficiencia y rendimiento, aunque la normativa permita superar este valor.

7.3.1. Pérdidas nominales

La corriente nominal que circula por cada uno de los tramos se obtiene de la ecuación 7.1, que debe ser corregida por una serie de factores que incrementan o disminuyen dicho valor dependiendo de la temperatura ambiental, la temperatura del terreno, la resistividad térmica del terreno, la profundidad a la que se entierren los cables y el número de ternas por tramo, como se indica en la ecuación 7.2:

$$I_i = \frac{P_i}{\sqrt{3} U \cos(\phi) n_i} \quad (7.1)$$

Donde,

I_i es la corriente nominal calculada para cada tramo [A].

P_i es la potencia activa que circula por cada tramo i [W].

| Circuito | Tramo | Potencia nominal (kW) | Circuitos por terna | Circuitos por fase | Factor corrector | Longitud (km) | Corriente nominal (A) | Sección de cable | Material conductor | Corriente admisible (A) | Check |
|----------|---------|-----------------------|---------------------|--------------------|------------------|---------------|-----------------------|------------------|--------------------|-------------------------|-------|
| C1 | A01-A02 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 0,771 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A02-A03 | 8400 | 1 | 1 | 0,962 | 2,252 | 154,696723 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A03-A04 | 12600 | 2 | 1 | 0,83822267 | 1,7635 | 232,045084 | 150 Al | | 268,231253 | OK |
| | A05-A04 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 0,928 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A04-SET | 21000 | 3 | 1 | 0,74715333 | 7,217 | 386,741807 | 500 Al | | 455,763533 | OK |
| C2 | A06-A07 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 0,662 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A07-A08 | 8400 | 1 | 1 | 0,962 | 0,702 | 154,696723 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A08-A09 | 12600 | 1 | 1 | 0,962 | 0,702 | 232,045084 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A10-A09 | 4200 | 2 | 1 | 0,83822267 | 0,77 | 77,3483614 | 95 Al | | 209,555667 | OK |
| | A09-SET | 21000 | 3 | 1 | 0,74715333 | 5,836 | 386,741807 | 500 Al | | 455,763533 | OK |
| C3 | A11-A13 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 0,65 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A12-A13 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 1,164 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A13-A14 | 12600 | 1 | 1 | 0,962 | 1,006 | 232,045084 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A14-A15 | 16800 | 2 | 1 | 0,83822267 | 0,961 | 309,393446 | 240 Al | | 347,862407 | OK |
| | A15-SET | 21000 | 3 | 1 | 0,74715333 | 5,3 | 386,741807 | 500 Al | | 455,763533 | OK |
| C4 | A16-A17 | 4200 | 1 | 1 | 0,962 | 0,723 | 77,3483614 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A17-A18 | 8400 | 1 | 1 | 0,962 | 0,732 | 154,696723 | 95 Al | | 240,5 | OK |
| | A19-A18 | 4200 | 2 | 1 | 0,83822267 | 3,44 | 77,3483614 | 95 Al | | 209,555667 | OK |
| | A18-SET | 16800 | 3 | 1 | 0,74715333 | 4,457 | 309,393446 | 240 Al | | 310,068633 | OK |
| C5 | A20-A21 | 4200 | 2 | 1 | 0,83822267 | 0,763 | 77,3483614 | 95 Al | | 209,555667 | OK |
| | A21-A22 | 8400 | 2 | 1 | 0,83822267 | 1,052 | 154,696723 | 95 Al | | 209,555667 | OK |
| | A22-A23 | 12600 | 2 | 1 | 0,83822267 | 1,176 | 232,045084 | 150 Al | | 268,231253 | OK |
| | A23-A24 | 16800 | 2 | 1 | 0,83822267 | 1,159 | 309,393446 | 240 Al | | 347,862407 | OK |
| | A24-SET | 21000 | 2 | 1 | 0,83822267 | 0,829 | 386,741807 | 500 Al | | 511,315827 | OK |

Figura 7.1: Resultados del dimensionamiento de cables de MT por tramo y circuito.

U es la corriente nominal [V].

ϕ es el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje [rad].

n_i es el número de ternas por fase en el tramo i .

$$(I_i)^{correctada} = K_{ta} K_{tt} K_{rt} K_{pr} K_{nt} I_i \quad (7.2)$$

Donde,

$I_i^{correctada}$ es la corriente nominal corregida para cada tramo i [A].

K_{ta} es el coeficiente relativo a la temperatura ambiente.

K_{tt} es el coeficiente relativo a la temperatura del terreno.

K_{rt} es el coeficiente relativo a la resistividad térmica.

K_{pr} es el coeficiente relativo a la profundidad de enterrado.

K_{nt} es el coeficiente relativo número de ternas.

Así, teniendo en cuenta los datos de la tabla 6.3, es posible determinar cuál es la sección de cable más apropiada para cada tramo. Se toma como referencia de cálculo el caso más capacitivo, con factor de potencia de 0,95, una temperatura ambiente y del terreno de 25°C y 15°C respectivamente, una resistividad térmica de 1,2 Km/W y una profundidad de 1 metro bajo la cota del suelo. Los resultados se muestran en la figura 7.1.

Además, es preciso comprobar que la caída de tensión que se da en cada uno de los circuitos entre la SET y el aerogenerador más alejado de la misma no superen el 3% sobre el valor nominal, tal y como se ha especificado previamente. Tal y como se

Tabla 7.1: Resumen de resultados de pérdidas nominales del parque.

| Elemento | Pérdidas de potencia (%) | Pérdidas (kW) |
|-------------------|--------------------------|---------------|
| Trafo de potencia | 0,446 | 450,00 |
| Trafo de SSAA | 0,006 | 6,00 |
| Trafos de aeros | 1,198 | 1.207,20 |
| Circuito MT 1 | 0,102 | 102,65 |
| Circuito MT 2 | 0,120 | 121,06 |
| Circuito MT 3 | 0,133 | 133,98 |
| Circuito MT 4 | 0,070 | 70,36 |
| Circuito MT 5 | 0,132 | 132,80 |
| TOTAL | 2,206 | 2.224,05 |

aprecia en los resultados de la figura 7.2, las pérdidas estimadas por cada tramo y las mencionadas caídas de tensión entran dentro del rango requerido, con una caída de tensión máxima del 2,95 %.

Las pérdidas se calculan con la fórmula de la ecuación 7.3, mientras que la caída de tensión en cada tramo la da la ecuación 7.4, aunque hay que tener en cuenta que en cada circuito se debe tener en cuenta la caída de tensión acumulada por cada una de las impedancias que representan los tramos de cable.

$$P_i = 3L_i R_i (I_i n_i)^2 \quad (7.3)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} L_i (n_i I_i) (R_i \cos(\phi) + X_i \sin(\phi)) \quad (7.4)$$

Donde,

P_i son las pérdidas por efecto Joule en el tramo i [W].

L_i es la longitud del tramo i [km].

R_i es la resistencia del cable en el tramo i [Ω/km].

$I_i^{corregida}$ es la corriente nominal corregida para cada tramo i [A].

n_i es el número de ternas por fase en el tramo i .

ΔU es la caída de tensión [V].

ϕ es el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje [rad].

X_i es la reactancia del cable en el tramo i [Ω/km].

Con los circuitos de cables de MT y el resto de máquinas eléctricas ya definidos, se obtienen unas pérdidas nominales globales de 1.987,01 kW (lo que suponen un 1,971 % sobre la potencia instalada), tal y como se muestra en el resumen de la tabla 7.1, donde se desglosan las pérdidas de los transformadores y los cables de MT.

Para el cálculo del transformador de SSAA se ha supuesto un consumo medio anual de 6 kW, lo que supone un 0,006 % del total nominal.

| Circuito | Tramo | Longitud (km) | Resistencia (Ω /km) | Reactancia (Ω /km) | Pérdidas (kW) | Caída de tensión (%) |
|----------|---------|---------------|-----------------------------|----------------------------|---------------|----------------------|
| C1 | A01-A02 | 0,771 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,11% |
| | A02-A03 | 2,252 | 0,32 | 0,137 | 22,97383 | 0,74% |
| | A03-A04 | 1,7635 | 0,206 | 0,127 | 33,27616 | 1,25% |
| | A05-A04 | 0,928 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,13% |
| | A04-SET | 7,217 | 0,0778 | 0,106 | 34,90946 | 2,95% |
| C2 | A06-A07 | 0,662 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,09% |
| | A07-A08 | 0,702 | 0,32 | 0,137 | 22,97383 | 0,29% |
| | A08-A09 | 0,702 | 0,32 | 0,137 | 51,69112 | 0,59% |
| | A10-A09 | 0,77 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,11% |
| | A09-SET | 5,836 | 0,0778 | 0,106 | 34,90946 | 1,96% |
| C3 | A11-A13 | 0,65 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,09% |
| | A12-A13 | 1,164 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,16% |
| | A13-A14 | 1,006 | 0,32 | 0,137 | 51,69112 | 0,68% |
| | A14-A15 | 0,961 | 0,125 | 0,117 | 35,89661 | 0,92% |
| | A15-SET | 5,3 | 0,0778 | 0,106 | 34,90946 | 2,07% |
| C4 | A16-A17 | 0,723 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,10% |
| | A17-A18 | 0,732 | 0,32 | 0,137 | 22,97383 | 0,31% |
| | A19-A18 | 3,44 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,48% |
| | A18-SET | 4,457 | 0,125 | 0,117 | 35,89661 | 1,92% |
| C5 | A20-A21 | 0,763 | 0,32 | 0,137 | 5,743458 | 0,11% |
| | A21-A22 | 1,052 | 0,32 | 0,137 | 22,97383 | 0,40% |
| | A22-A23 | 1,176 | 0,206 | 0,127 | 33,27616 | 0,74% |
| | A23-A24 | 1,159 | 0,125 | 0,117 | 35,89661 | 1,03% |
| | A24-SET | 0,829 | 0,0778 | 0,106 | 34,90946 | 1,21% |

Figura 7.2: Estimación de pérdidas en cables de MT por tramo y circuito.

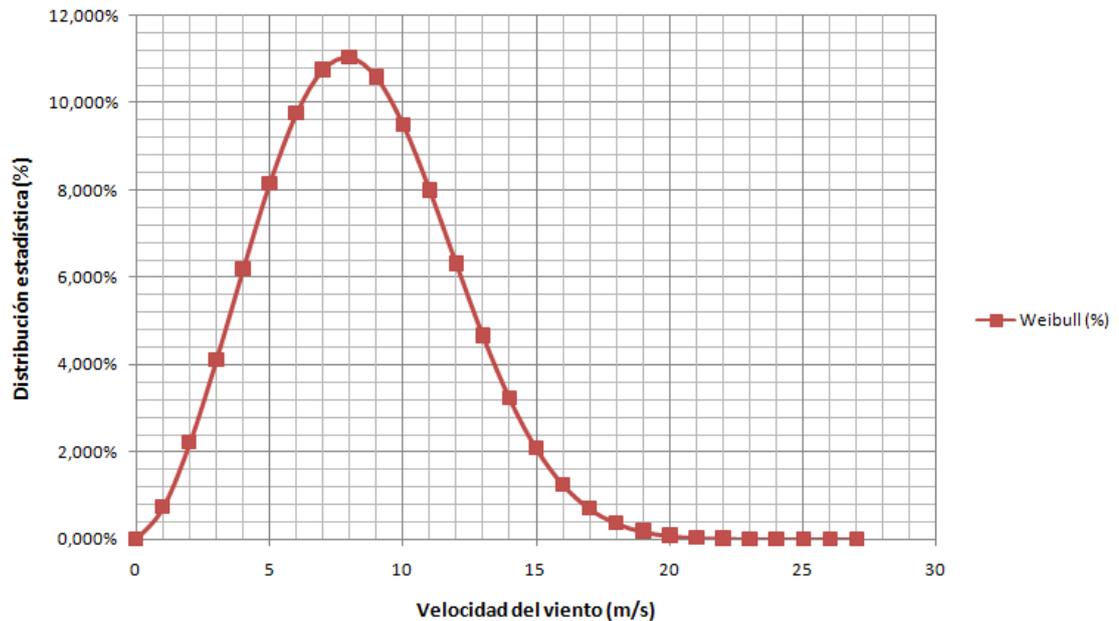


Figura 7.3: Distribución discreta de la frecuencia del viento en el PE.

Cabe mencionar que los resultados sobre pérdidas nominales que se presentan en esta subsección son cálculos aproximados (aunque más conservadores) para validar las secciones de cable seleccionadas para cada tramo en el sistema de MT. En la sección 7.4 se mostrarán los resultados de la simulación derivados de cálculos más precisos que determinarán con mayor precisión las pérdidas y caídas de tensión para los escenarios deseados.

7.3.2. Pérdidas a régimen variable

Para el cálculo de pérdidas a régimen variable, es indispensable conocer los datos de recurso eólico, los cuales se han adelantado en el capítulo anterior, concretamente, en el apartado 6.5. Con los parámetros para una distribución de Weibull obtenidos de estos datos se tiene la distribución del viento por tramos de velocidad con intervalos de 1m/s que se muestra en la figura 7.3 y se desglosa detalladamente en la tabla 7.2.

Junto con la curva de distribución del viento, con la curva de potencia de la figura 7.4 se determina la energía anual que se prevé generar en el PE, además de calcular las pérdidas a régimen variable de la red de MT del mismo.

En el anexo 14 se plantean las plantillas de cálculo utilizadas para la obtención de las pérdidas a régimen variable que se basan en las ecuaciones 7.5 y 7.6; y cuyos resultados se resumen en la tabla 7.3.

Tabla 7.2: Distribución Weibull de frecuencia del viento anual.

| Velocidad del viento (m/s) | Probabilidad (%) | Horas anuales |
|----------------------------|------------------|---------------|
| 0 | 0,000 | 0 |
| 1 | 0,732 | 64 |
| 2 | 2,209 | 193 |
| 3 | 4,113 | 360 |
| 4 | 6,188 | 542 |
| 5 | 8,160 | 715 |
| 6 | 9,760 | 855 |
| 7 | 10,766 | 943 |
| 8 | 11,047 | 968 |
| 9 | 10,592 | 928 |
| 10 | 9,511 | 833 |
| 11 | 8,004 | 701 |
| 12 | 6,313 | 553 |
| 13 | 4,663 | 408 |
| 14 | 3,222 | 282 |
| 15 | 2,080 | 182 |
| 16 | 1,252 | 110 |
| 17 | 0,702 | 62 |
| 18 | 0,366 | 32 |
| 19 | 0,177 | 16 |
| 20 | 0,079 | 7 |
| 21 | 0,033 | 3 |
| 22 | 0,013 | 1 |
| 23 | 0,004 | 0 |
| 24 | 0,001 | 0 |
| 25 | 0,000 | 0 |
| 26 | 0,000 | 0 |
| 27 | 0,000 | 0 |

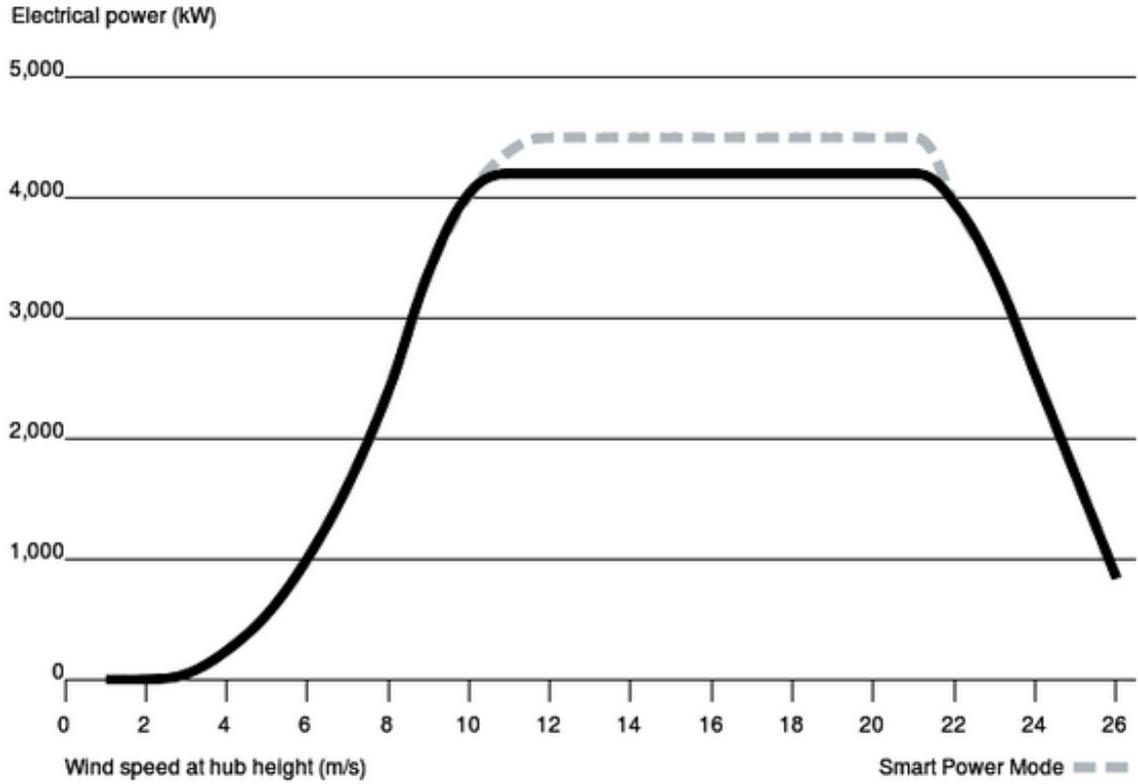


Figura 7.4: Curva de potencia de la máquina 4.2M148 EBC [15].

$$C_{trafos} = \frac{P_{Fe} H_T}{\sum_{i=1}^n P_i h_i} + \frac{P_{Cu} \sum_{i=1}^n \left(\frac{I_i}{I}\right)^2 h_i}{\sum_{i=1}^n P_i h_i} \quad (7.5)$$

$$C_{cables} = \frac{\sum_{i=1}^n I^2 h_i}{\sum_{i=1}^n I h_i} \quad (7.6)$$

Donde,

C_{trafos} es el coeficiente de pérdidas de energía para transformadores.

C_{cables} es el coeficiente de pérdidas de energía para cables.

P_{Fe} son las pérdidas en el hierro [kW].

P_{Cu} son las pérdidas en el cobre [kW].

H_T son las horas anuales de funcionamiento [horas].

P_i es la potencia generada en cada tramo de velocidad i [kW].

h_i son las horas de operación anuales en el tramo de velocidad i [horas].

P_{Fe} son las pérdidas en el hierro [kW].

Tabla 7.3: Resumen de resultados de pérdidas anuales a régimen variable del parque.

| Elemento | Generación (kWh) | Pérdidas (kWh) | Porcentaje (%) |
|-------------------|------------------|----------------|----------------|
| Trafo de potencia | 571.322.496,32 | 2.804.250,862 | 0,491 |
| Trafo de SSAA | 571.322.496,32 | 52.560 | 0,009 |
| Trafos de aeros | 571.322.496,32 | 5.935,461,987 | 1,039 |
| Circuitos MT | 571.322.496,32 | 4.770.475,976 | 0,835 |
| Total | 571.322.496,32 | 13.561.607,850 | 2,374 |

I_i es la corriente en el tramo de velocidad i [A].

I es la corriente nominal de los aerogeneradores [A].

Estos coeficientes son directamente aplicables a la generación anual esperada para el parque (en kWh) para obtener las pérdidas de energía en el proceso de evacuación de la electricidad hacia la red de transporte de AT.

En definitiva, se espera una generación anual de 571.322.496,32 kWh (lo que representa un aprovechamiento del 64,71 %, según la ecuación 7.7), con unas pérdidas en la evacuación del 2,374 %, siendo los transformadores de los aerogeneradores los mayores focos de pérdidas aportando estos más del 40 % de las mismas.

$$\text{Aprovechamiento}(\%) = \frac{\text{Energía}_{anual}(\text{kWh})}{\text{Potencia}_{nominal}(\text{kW}) \cdot \text{Horas}_{anuales}(h)} \cdot 100 \quad (7.7)$$

7.4. Simulación del flujo de cargas

Para la simulación de los distintos escenarios se ha implementado al modelo del parque un controlador de potencia reactiva que fija un factor de potencia en el PCC y distribuye equitativa y automáticamente la generación o consumo de potencia reactiva de los aerogeneradores para lograr el objetivo predefinido.

En las próximas secciones se presentarán solo una parte de los resultados, que resultan los más relevantes de todos los obtenibles gracias al software de simulación, aunque en el capítulo 14 se muestran informes más completos al respecto, donde entre otros se muestran los diagramas unifilares completos con todos los resultados analizados.

7.4.1. Escenario resistivo

Se fija un factor de potencia de 1 en el controlador de potencia reactiva, lo que significa que los aerogeneradores compensarán la potencia reactiva consumida por el resto de elementos del PE, si los primeros son capaces de hacerlo.

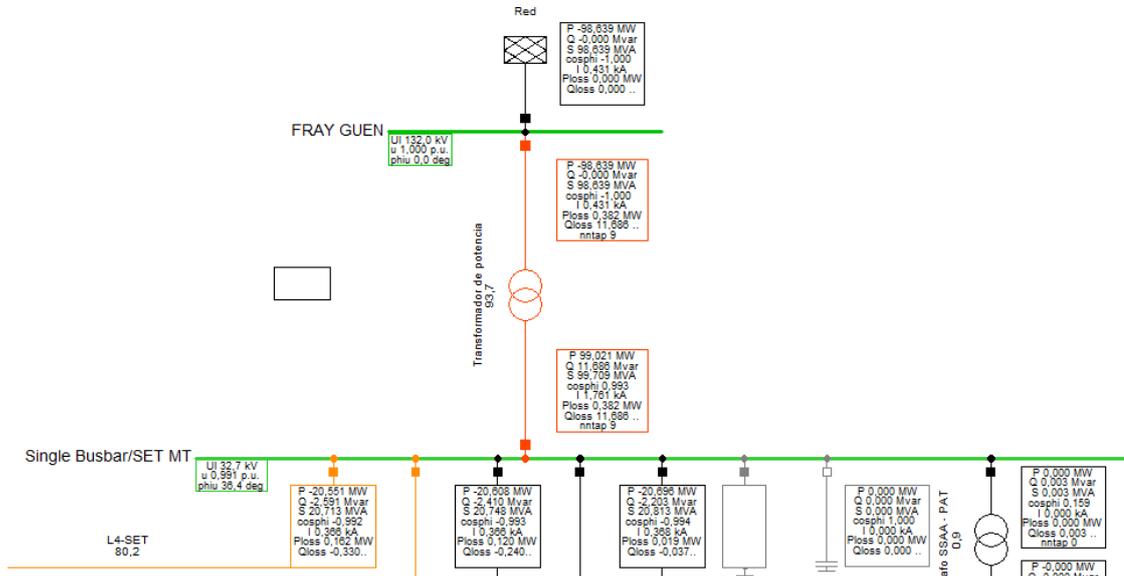


Figura 7.5: Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia resistivo.

| | | | |
|---|--------------------|--|--------------------------|
| | | Digsilent PowerFactory 15.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 |
| Load Flow Calculation | | | Grid Summary |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | | Automatic Model Adaptation for Convergence | No |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes | 1,00 kVA |
| Consider Reactive Power Limits | | Model Equations | 0,10 % |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | Annex: / 1 |
| Grid: Grid Summary | | | |
| No. of Substations | 1 | No. of Busbars | 51 |
| No. of 2-w Trfs. | 26 | No. of 3-w Trfs. | 0 |
| No. of Loads | 0 | No. of Shunts | 1 |
| No. of Terminals | 26 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of SVS | 0 | No. of asyn.Machines | 0 |
| Generation | = 100,80 MW | 19,86 Mvar | 102,74 MVA |
| External Infeed | = -98,64 MW | 0,00 Mvar | 98,64 MVA |
| Inter Grid Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | |
| Load P (U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P (Un) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Load P (Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | |
| Motor Load | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | 0,00 MVA |
| Grid Losses | = 2,16 MW | 19,86 Mvar | |
| Line Charging | = | -1,71 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 0,00 Mvar | |
| Compensation cap. | = | 0,00 Mvar | |
| Installed Capacity | = 100,87 MW | | |
| Spinning Reserve | = 0,00 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 0,98 [-] | | |
| Load/Motor | = 0,00 / 0,00 [-] | | |

Figura 7.6: Resumen de pérdidas en el escenario resistivo.

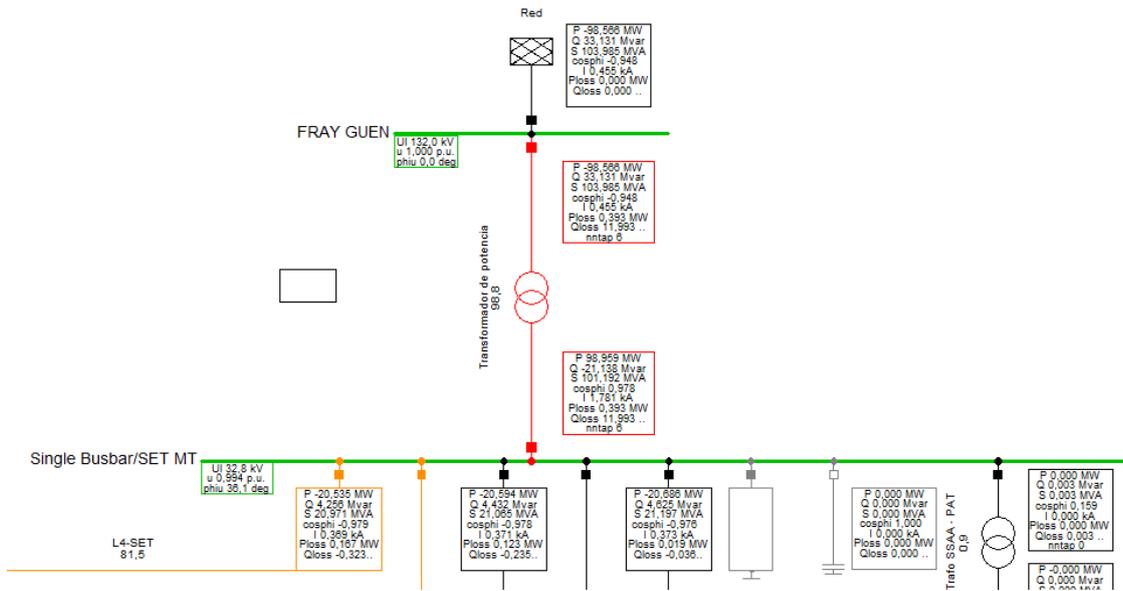


Figura 7.7: Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia inductivo.

Tal y como puede apreciarse en el diagrama unifilar de la ventana gráfica que se muestra en la figura 7.5, el modelo es capaz de obtener un factor de potencia completamente resistivo en barras de AT de la SET, en condiciones de tensión nominal de 132 kV.

Además, se comprueba que las pérdidas nominales son aceptables en estas condiciones (ver tabla de la figura 7.6), desde el punto de vista de la rentabilidad y teniendo en cuenta las especificaciones del PE. Los resultados arrojan unas pérdidas de 2,16 MW (2,143 % sobre la potencia nominal) y un consumo de potencia reactiva 19,86 MVar.

La línea de MT más cargada es la que va entre los aerogeneradores número 8 y número 9, con una carga del 91,1 %; y la mayor diferencia de tensión respecto a la nominal, tanto en barras de MT como BT es del 1 %.

7.4.2. Escenario inductivo

Esta vez, se fija una consigna de potencia reactiva de 33,13 MVar inductivos en el controlador del parque, con lo que los aerogeneradores deberían ser capaces de consumir parte de la potencia reactiva que se inyecte desde la red externa por el PCC.

Una vez más se presenta el diagrama unifilar de la ventana gráfica que se muestra en la figura 7.7, con un factor de potencia inductivo de 0,948 en barras de AT de la SET, en condiciones de tensión nominal de 132 kV.

Además, se comprueba que las pérdidas nominales son aceptables en estas condiciones (ver tabla de la figura 7.8), bajo el mismo criterio que la sección sobre el escenario resistivo. Los resultados arrojan unas pérdidas de 2,23 MW (2,212 % sobre

| | | | | | |
|---|-------------------|--|----|----------------------|----|
| | | DigsILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: | |
| | | | | Date: 7/18/2019 | |
| Load Flow Calculation | | | | Grid Summary | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes | | 1,00 kVA | |
| Consider Reactive Power Limits | | Model Equations | | 0,10 % | |
| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | study Case: Nominal | |
| | | | | Annex: / 1 | |
| Grid: Grid | | Summary | | | |
| No. of Substations | 1 | No. of Busbars | 51 | No. of Terminals | 26 |
| No. of 2-w Trfs. | 26 | No. of 3-w Trfs. | 0 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of Loads | 0 | No. of Shunts | 1 | No. of SVS | 0 |
| Generation | = 100,80 MW | -12,57 Mvar | | 101,58 MVA | |
| External Infeed | = -98,57 MW | 33,13 Mvar | | 103,99 MVA | |
| Inter Grid Flow | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Load P(U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | 0,00 MVA | |
| Load P(Un) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | 0,00 MVA | |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | | |
| Motor Load | = 0,00 MW | 0,00 Mvar | | 0,00 MVA | |
| Grid Losses | = 2,23 MW | 20,56 Mvar | | | |
| Line Charging | = | -1,71 Mvar | | | |
| Compensation ind. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Compensation cap. | = | 0,00 Mvar | | | |
| Installed Capacity | = 100,87 MW | | | | |
| Spinning Reserve | = 0,00 MW | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | |
| Generation | = 0,99 [-] | | | | |
| Load/Motor | = 0,00 / 0,00 [-] | | | | |

Figura 7.8: Resumen de pérdidas en el escenario inductivo.

la potencia nominal) y un consumo de potencia reactiva de 12,57 MVAR por parte de los aerogeneradores.

Se observa que en este caso no hay ninguna necesidad de introducir equipos extra de compensación de reactiva (reactancias) para llegar al requerimiento de la red.

La línea de MT más cargada es la que va entre los aerogeneradores número 8 y número con una carga del 93%, y la mayor diferencia de tensión respecto a la nominal en barras de MT es del 0,7%, y en BT del 3,7%.

7.4.3. Escenario capacitivo

Por último, el más crítico de los escenarios debe ser configurado y analizado. En esta ocasión la potencia reactiva en el PCC se fija en 33,13 MVAR, pero capacitiva. Esto se traduce en que los aerogeneradores generarán más potencia reactiva para poder alcanzar ese desfase en el PCC.

Observando el diagrama unifilar de la ventana gráfica que se muestra en la figura 7.9, se aprecia que el factor de potencia obtenido en el nudo *slack* es de 0,956 en condiciones de tensión nominal de 132 kV; ya que se han establecido las condiciones para que los aerogeneradores no lleguen a régimen de sobrecarga. Esto significa que los aerogeneradores no son capaces de generar suficiente potencia reactiva a potencia activa nominal y que serán necesarios equipos de compensación de reactiva adicionales (bancos de condensadores en este caso).

Para el dimensionamiento de los mismos se procederá a la obtención de las curvas PQ del PE en el capítulo 8, donde se arroja el dato de inyección de reactiva extra que es requerido por el sistema para cumplir el requerimiento de la red.

Independientemente de que el flujo de cargas efectuado en el presente apartado no sea válido, es posible utilizar provisionalmente los resultados para validar las

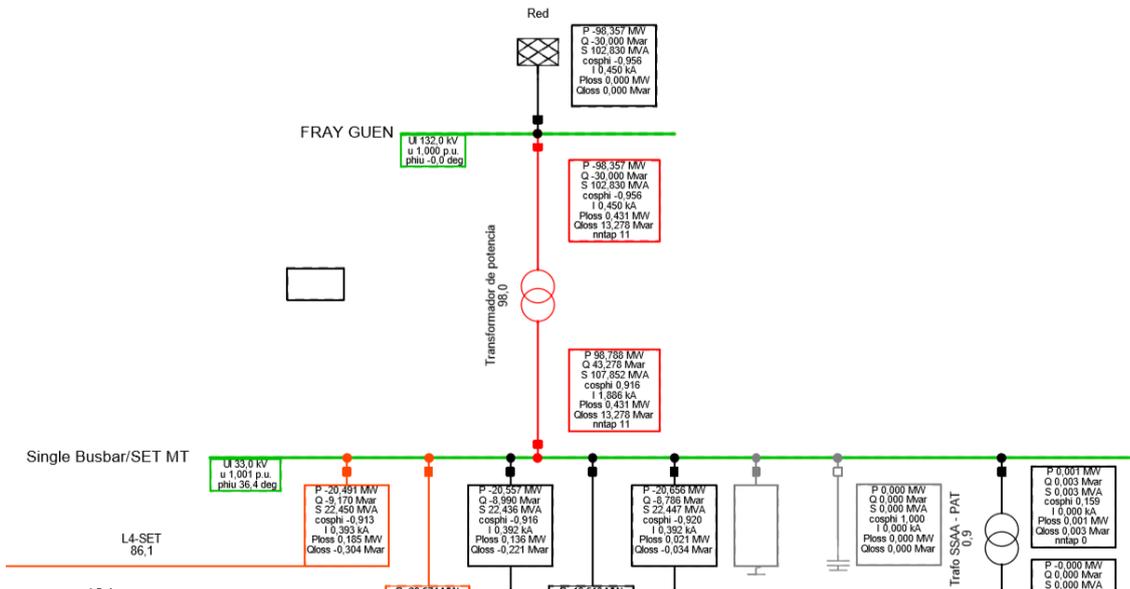


Figura 7.9: Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia capacitivo.

| | | | | | |
|---|--------------------|--|-------------|-----------------------------|----|
| | | DlgsILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 7/31/2019 | |
| Load Flow Calculation | | | | Grid Summary | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | | Max. Acceptable Load Flow Error for | | 1,00 kVA | |
| Consider Reactive Power Limits | | Nodes | | 0,10 % | |
| | | Model Equations | | | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | | Annex: / 1 | |
| Grid: Grid Summary | | | | | |
| No. of Substations | 1 | No. of Busbars | 51 | No. of Terminals | 29 |
| No. of 2-w Trfs. | 26 | No. of 3-w Trfs. | 0 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of Loads | 0 | No. of Shunts | 1 | No. of asyn. Machines | 0 |
| Generation | = 100,80 MW | | 52,80 Mvar | 113,79 MVA | |
| External Infeed | = -98,36 MW | | -30,00 Mvar | 102,83 MVA | |
| Inter Grid Flow | = 0,00 MW | | 0,00 Mvar | | |
| Load P(U) | = 0,00 MW | | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | |
| Load P(Un-U) | = 0,00 MW | | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | |
| Motor Load | = 0,00 MW | | 0,00 Mvar | 0,00 MVA | |
| Grid Losses | = 2,44 MW | | 22,80 Mvar | | |
| Line Charging | = | | -1,75 Mvar | | |
| Compensation ind. | = | | 0,00 Mvar | | |
| Compensation cap. | = | | 0,00 Mvar | | |
| Installed Capacity | = 100,87 MW | | | | |
| Spinning Reserve | = 0,00 MW | | | | |
| Total Power Factor: | | | | | |
| Generation | = 0,89 [-] | | | | |
| Load/Motor | = 0,00 / 0,00 [-] | | | | |

Figura 7.10: Resumen de pérdidas en el escenario capacitivo.

secciones de cable y el dimensionamiento de los trafos. Se comprueba que aquí también las pérdidas nominales son aceptables en estas condiciones (ver tabla de la figura 7.10), bajo el mismo criterio que los anteriores apartados. Los resultados arrojan unas pérdidas de 2,44 MW (2,424 % sobre la potencia nominal) y un consumo de potencia reactiva de 22,80 MVAR; que difiere en tan solo una décima porcentual con respecto al cálculo aproximado expuesto en el apartado 7.3. Esto deja patente que las secciones de cable escogidas son adecuadas.

La línea de MT más cargada es la que va entre los aerogeneradores número 8 y número 9, con una carga del 97,0 %; y la mayor diferencia de tensión respecto a la nominal en barras de MT es del 2,5 %, y en BT del 5,0 %.

Posteriormente, en el ya mencionado capítulo 8 sobre la compensación de energía reactiva se procederá a repetir la simulación de flujo de cargas en condiciones nominales para este mismo caso, aunque incluyendo en el sistema un banco de condensadores apropiado para cumplir con el requerimiento de red.

7.5. Validación de los resultados del flujo de cargas

Las pérdidas a régimen variable, las cuales han podido ser estimadas gracias a los datos históricos de la velocidad del viento en la ubicación de los aerogeneradores y la curva de potencia de los mismos, arrojan unos resultados satisfactorios con un resultado de 2,374 % sobre la generación estimada de algo más de 571 GWh anuales.

En todos los escenarios simulados las tensiones en las barras de MT de los aerogeneradores se mantienen dentro de los límites de funcionamiento.

El caso más desfavorable en cuanto a pérdidas y caídas de tensión se produce al 100 % de la potencia nominal y a factor de potencia de 0,95 capacitivo, siempre y que la tensión en barras de la AT de la SET sea de 132 kV (tensión nominal). Para este caso la potencia evacuada hacia la red con todas las turbinas a potencia nominal es de 98,31 MW, siendo la totalidad de la generación 100,8 MW, lo que supone un 2,470 % de pérdidas de potencia y una caída de tensión máxima en la red de media tensión del 2,5 %, correspondiente al circuito número 1. El aerogenerador número 1 presenta en el escenario capacitivo un nivel de tensión respecto a la tensión nominal de 0,66 kV del 5,0 %, lo cual está dentro de los parámetros de funcionamiento dados por el fabricante, pudiendo llegar hasta el 14,5 % de sobretensión y un 10 % de caída de tensión.

Capítulo 8

Estudio de compensación de reactiva

El estudio de compensación de reactiva está ligado al estudio de flujo de cargas, puesto que se trata de obtener los flujos de potencia, tanto reactiva como activa, en el PCC tras ejecutar en varias ocasiones el flujo de cargas, cada una con un escenario distinto de generación, obteniendo así una curva PQ característica del parque.

Los nuevos parques eólicos deben ser capaces de proporcionar, entre otros, control de tensión y potencia reactiva para mantener la estabilidad del sistema eléctrico, [16]. Por ello es importante la validación del modelo simulado como se hace en el presente capítulo.

El procedimiento a seguir es simplemente utilizar el mismo modelado del parque que se ha utilizado para el estudio de flujo de cargas y aplicar un *script* contenido en el propio software que se puede ajustar a este caso concreto para que se ejecuten 100 veces los flujos de carga para los casos inductivos y otras 100 para los casos capacitivos, y se muestren gráficamente todos los resultados de potencia simultáneamente en un mismo gráfico. Este tipo de procedimientos se explican más detalladamente en guías como [17].

Una vez obtenida la curva PQ con todos los resultados para el parque, es posible determinar si los aerogeneradores del parque son capaces de hacer que el parque pueda operar dentro de un rango de factor de potencia, o si por lo contrario hiciera falta la ayuda de equipos de compensación, tales como bancos de condensadores, reactancias shunt, etc.

Los límites operacionales que debe alcanzar el PE los define la normativa local para la integración de energías renovables, que en este caso la define el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina), mediante su Resolución SE 0106/2002.

Cabe destacar que el reglamento establece que el PE debe ser capaz de mantenerse dentro un determinado rango de factor de potencia en un rango de un $\pm 5\%$ de la tensión nominal en redes de AT de 132 kV, tal y como se indica en la tabla 8.1 y se ha venido adelantando en el análisis del capítulo 5. El rango de factor de potencia depende de la franja horaria y se descompone en los siguientes tramos:

- Factor de potencia igual a 1 o menor inductivo para horas de valle y resto de días festivos.

Tabla 8.1: Rango de tensiones normales en el Sistema de Transporte.

| Tensión en barras (kV) | Desviación normal (%) |
|------------------------|-----------------------|
| 500 | ± 3 |
| de 345 hasta 132 | ± 5 |
| menores a 132 hasta 66 | ± 7 |

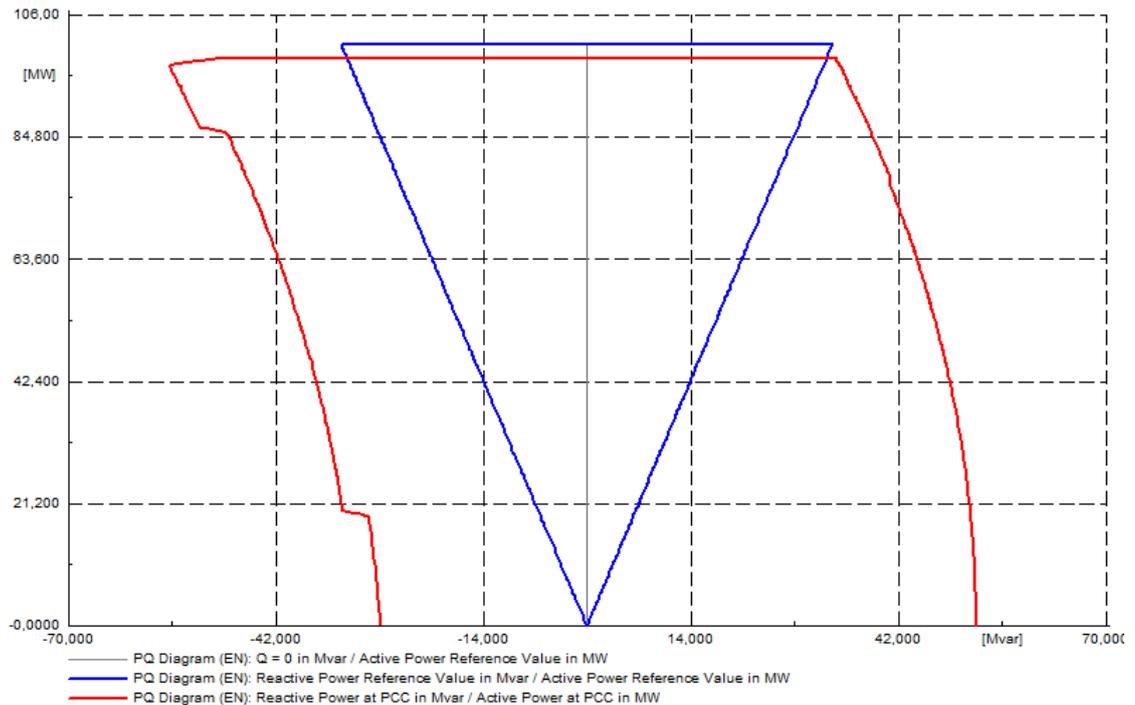


Figura 8.1: Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 1 (p.u.).

- Factor de potencia igual a 0,95 inductivo o superior para horas pico y resto (excepto resto de días festivos).
- Los valores de P y Q que se utilizan para la medición son instantáneos, entendiéndose como tal dos mediciones consecutivas del sistema de operación en tiempo real (cada 10 segundos).

Por lo tanto, se procede a simular flujos de carga en los escenarios normales de operación en lo que respecta al nivel de tensión en barras de AT de la subestación Fray Güen (ver tabla 8.1), teniendo que cumplir los requerimientos de factor de potencia para el caso más estricto, que es el de las horas pico de consumo (factor de potencia de 0,95).

En los gráficos de las figuras 8.1, 8.2 y 8.3 se puede observar el resultado de simular 100 escenarios de generación de potencia activa, para los escenarios de generación y absorción de potencia reactiva por parte de los aerogeneradores, y diferentes

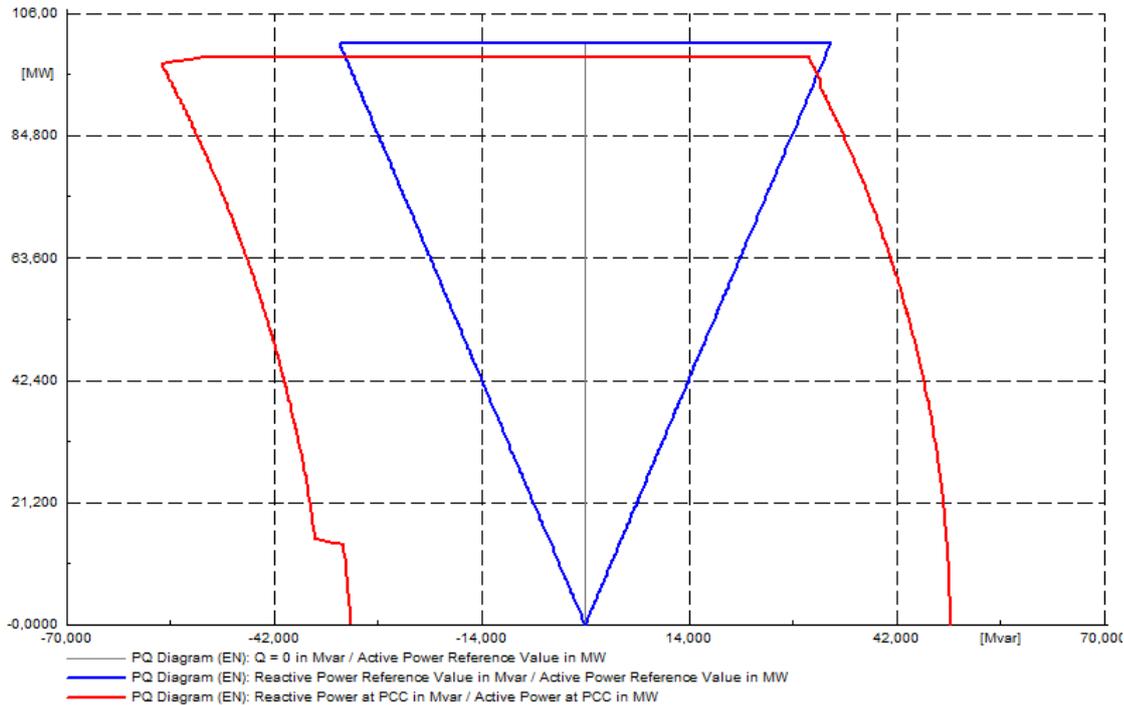


Figura 8.2: Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.).

niveles de tensión en barras de la SET. Las curvas rojas indican la capacidad del PE en el PCC, y las curvas azules son el requerimiento impuesto por el código de red. En este caso de estudio, la normativa impone un requerimiento de factor de potencia constante independientemente de la potencia activa generada por parte del parque, lo que resulta en una forma triangular simétrica respecto al eje vertical.

Como el objeto de este estudio es determinar si es necesaria la implantación de sistemas pasivos para la absorción y/o consumo de reactiva, es preciso comprobar que la curva roja supere los valores de reactiva marcados por el requerimiento de la curva azul. En caso de exceder por la zona negativa del eje horizontal, se procederá al dimensionamiento de la correspondiente reactancia necesaria para reunir los requisitos mínimos impuestos por la red, y por el otro lado, en caso de insuficiencia de reactiva por el lado positivo, se procederá al dimensionamiento del correspondiente banco de condensadores por el mismo procedimiento que en el anterior caso.

Debido al comportamiento inductivo de las líneas y transformadores, el parque es capaz de absorber holgadamente la potencia reactiva suficiente como para cumplir el requerimiento de red, que a máxima potencia se sitúa en 33,13 MVar, mientras que el sistema por sí solo es capaz de absorber 54,16 MVar en el peor de los casos (a 0,95 pu de tensión en bornas de AT de la SET, tal y como se comprueba en la figura 8.2 y se desglosa en la tabla 8.2.

Sin embargo, cuando se analizan esas mismas curvas por el lado capacitivo, se observa la necesidad de generación extraordinaria de reactiva por parte del conjunto

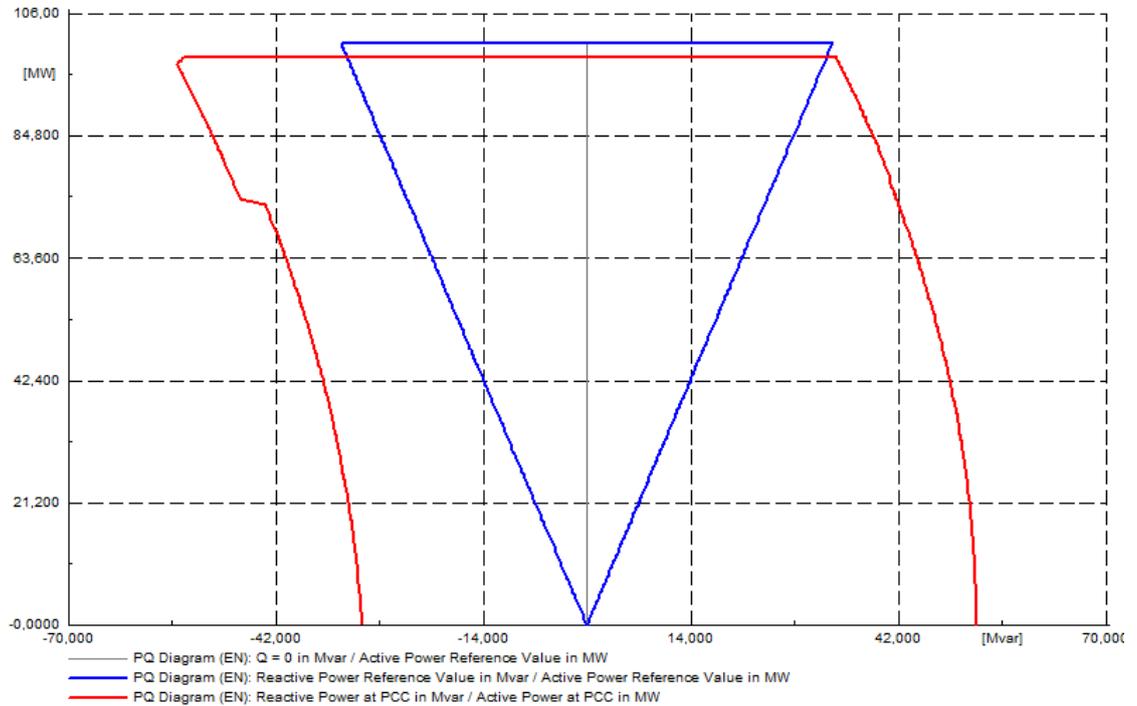


Figura 8.3: Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 1,05 (p.u.).

Tabla 8.2: Resumen de resultados del *script* para las curvas PQ del PE.

| Tensión en barras de AT (pu) | Potencia activa generada (MW) | Potencia reactiva capacitiva en el PCC (MVar) | Potencia reactiva inductiva en el PCC (MVar) |
|------------------------------|-------------------------------|---|--|
| 0,95 | 100,80 | 30,16 | 48,50 |
| 1,00 | 100,80 | 33,62 | 50,32 |
| 1,05 | 100,80 | 33,62 | 54,53 |

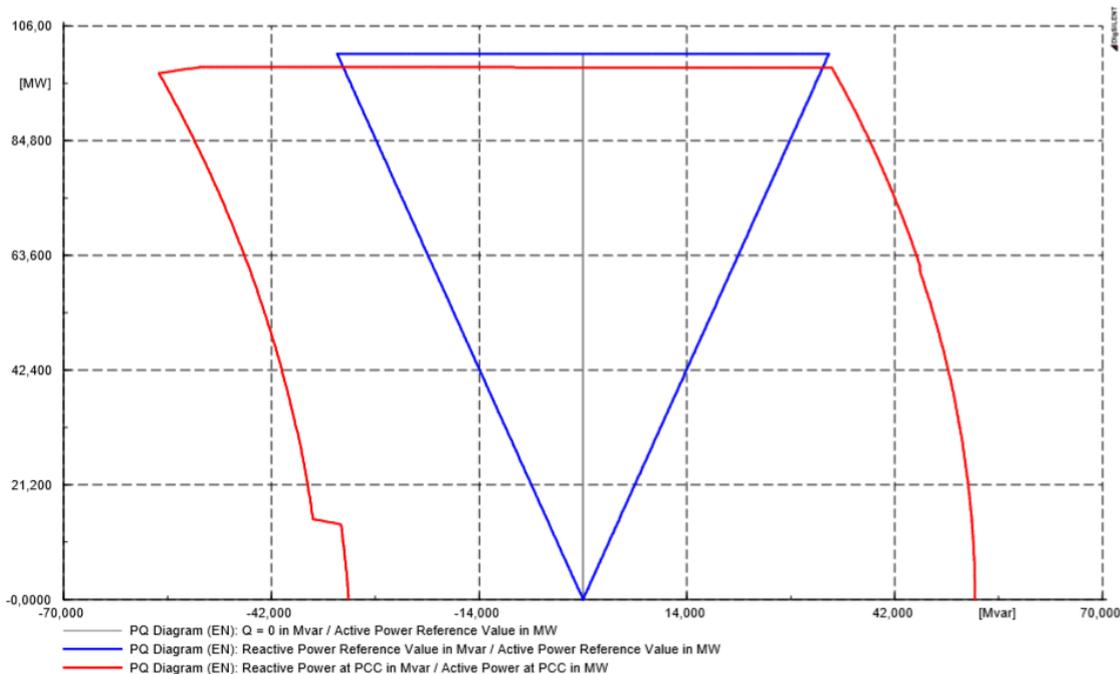


Figura 8.4: Gráfico de potencia activa (p.u.) en función de la potencia reactiva (MVar) con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.) y con compensación de reactiva por banco de condensadores.

del PE para satisfacer los requerimientos mínimos de la red. Concretamente sería necesario que el PE en su conjunto generara suficiente potencia reactiva como para que en el punto de conexión a la red general (PCC) esta aumente en 3,1314 MVar. Ese aumento es posible mediante la instalación de un banco de condensadores por valor de 4,10 MVar, situación en la que gran parte de las turbinas entran en el límite operativo para generar reactiva.

Para comprobar que el dimensionamiento del banco de condensadores es correcto y que al mismo tiempo el sistema y la integridad de sus elementos eléctricos no se vean comprometidos, se procede a realizar un nuevo flujo de cargas que incluye el nuevo banco de condensadores. Finalmente, se comprueba que efectivamente la implantación de este banco de condensadores no solo ayuda a lograr los objetivos de reactiva sino que además éste no produce ningún tipo de sobrecarga en las líneas de MT (véanse las figuras 8.4 y 8.5).

Este último caso de estudio resulta ser el más exigente en cuanto a ampacidad de los cables y nivel de carga de los transformadores. Sin embargo, el flujo de cargas arroja unos resultados positivos en lo que respecta a este asunto. Además, se ha conseguido cumplir con el código de red para la compensación de reactiva gracias al banco de condensadores de 4,1 MVar, evitando así posibles situaciones sancionables por el regulador del sistema eléctrico. Aún así, se recomienda la instalación de un banco de condensadores con una capacidad en torno al 20 % superior al calculado.

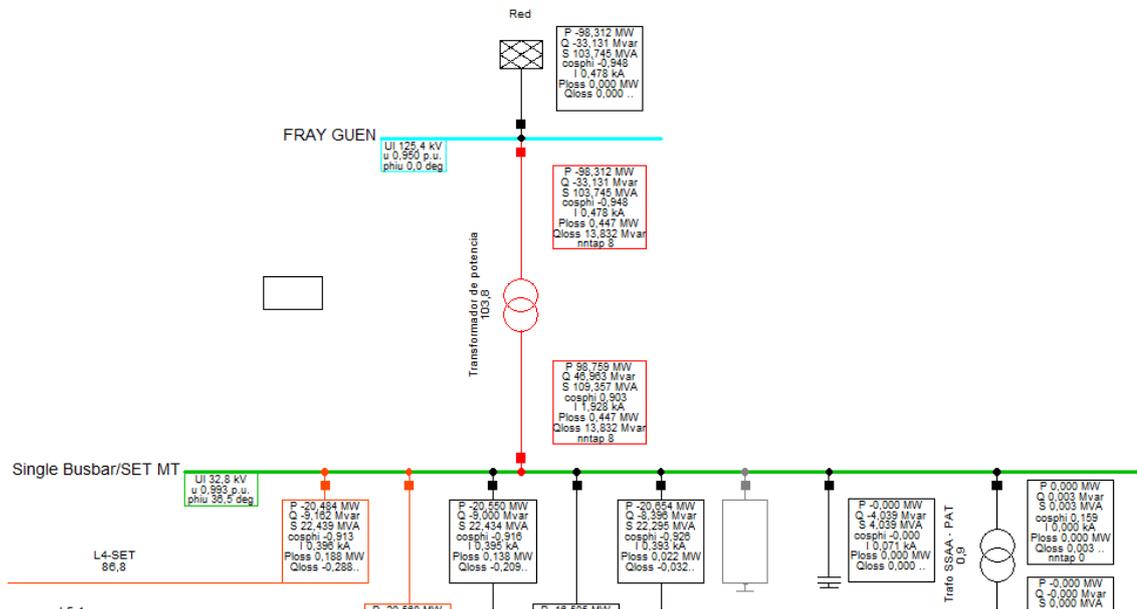


Figura 8.5: Resultados del flujo de cargas en torno a la SET con factor de potencia capacitivo con una tensión en el PCC de 0,95 (p.u.) y compensado por un banco de condensadores.

Capítulo 9

Estudio de cortocircuito

Los cortocircuitos consisten en una conexión o contacto fortuito entre dos o más puntos que componen el sistema eléctrico mediante una relativamente baja impedancia, dándose la circunstancia de que esos puntos que han entrado en contacto tienen diferentes niveles de tensión en ese momento.

El cortocircuito puede darse en cuatro circunstancias:

- Falta trifásica
- Falta bifásica
- Falta bifásica a tierra
- Falta monofásica

Generalmente, las fallas o cortocircuitos en redes eléctricas suceden debido a caída de objetos, pérdida de propiedades de aislamiento (por envejecimiento, aumento de la contaminación, etc.), sobretensiones, o efectos mecánicos tales como roturas, desplazamientos, deformaciones, etc. Aunque la falta más frecuente resulta ser la monofásica (en torno al 70 %), es la falta trifásica la que suele considerarse como límite a la hora de realizar un estudio de cortocircuito, puesto que ésta es la que suele tener efectos más desfavorables sobre la red, ya que presenta mayores corrientes de falta en caso de cortocircuito. En la tabla 9.1 se muestran las frecuencias de falta.

Tabla 9.1: Frecuencia estadística con la que ocurren las faltas.

| Tipo de falta | Frecuencia (%) |
|------------------|----------------|
| Falta trifásica | 2-27 |
| Falta bifásica | 14-34 |
| Falta monofásica | 38-83 |

9.1. Método de cálculo

El software de simulación proporciona cálculos de cortocircuito para fallas únicas y múltiples, junto con una serie de opciones de informes. El cálculo de cortocircuito admite diferentes representaciones y métodos de cálculo basados en una amplia gama de estándares internacionales, así como el método de superposición (también conocido como Método Completo), que se basa en un punto operativo específico de la red y proporciona los algoritmos y la precisión necesarios para determinar las corrientes de cortocircuito "verdaderas" sin tener en cuenta las simplificaciones o suposiciones que se suelen realizar en el análisis de fallas estándar.

Estos son las diferentes posibilidades de cálculo que ofrece el software de simulación:

- Compatibilidad con las normas y métodos IEC 60909 (incluida la edición 2016), IEEE 141 / ANSI C37, VDE 0102/0103, G74 e IEC 61363.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito en redes de CC según IEC 61660 y ANSI / IEEE 946.
- Método de superposición completo, incluido el soporte de voltaje dinámico de generadores conectados a través de la electrónica de potencia.
- Análisis de fallas múltiples de cualquier tipo de falla incluyendo interrupción monofásica, fallas entre circuitos, barrido de fallas a lo largo de líneas, diagramas de barrido de cortocircuito personalizables, etc.

En el caso de conocer las condiciones de operación reales, es posible utilizar el método completo u otro método basado en resolución de Electro Magnetic wave Equation (EMT) para una resolución más precisa.

Para el estudio de cortocircuito propuesto se utilizará el método de cálculo basado en la norma internacional IEC60909, puesto que éste es utilizado para verificar el rango de operación del equipamiento del sistema en fase de planificación.

9.2. Datos para el modelado

La información aportada para modelar el comportamiento en cortocircuito del aerogenerador es que durante una falta, la máquina eólica Senvion puede alimentar hasta el 100 % de la corriente activa nominal a la red.

Los cables seleccionados para la red de MT que conectan los aerogeneradores entre sí y con las celdas de la subestación son cables con un nivel de tensión adecuado para soportar la tensión nominal del sistema de MT. Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en solo uno de los extremos.

Las características de los cables en su secuencia directa e inversa serán iguales, y concuerdan con los expuestos en la tabla del capítulo 6. Los valores de secuencia homopolar, sin embargo, deben ser calculados. El software de simulación ofrece la

posibilidad de introducir todos los datos necesario para que éste calcule automáticamente las impedancias homopolares de todos los tramos de cable.

Este caso es más complejo que el de las líneas aéreas, ya que intervienen mayor cantidad parámetros y las fórmulas son más complejas. También los datos son más difíciles de evaluar.

9.2.1. Parámetros de cables de MT

Tabla 9.2: Datos de secuencia homopolar para cables XLPE de aluminio para 19/33 kV.

| Sección de cable (mm^2) | Corriente máxima (1s) (kA) | Corriente máxima pantalla (1s) (kA) | Resistencia homopolar (Ω/km) | Reactancia homopolar (Ω/km) | Susceptancia homopolar ($\mu F/km$) |
|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| 95 | 8,9 | 4,8 | 1,257 | 1,058 | 0,170 |
| 150 | 13,9 | 4,8 | 1,151 | 0,974 | 0,196 |
| 240 | 22,9 | 4,8 | 1,061 | 0,866 | 0,228 |
| 500 | 46,4 | 4,8 | 0,952 | 0,690 | 0,300 |

9.2.2. Parámetros de los transformadores

Todos los datos relacionados con los transformadores de los aerogeneradores y con el transformador de la SET han sido previamente definidos en el capítulo 6.

9.2.3. Transformador para PAT

El transformador de PAT es una maquina de baja potencia situado en la SET y cuya función, además de suministrar energía a los SSAA del parque, tales como iluminación, mediciones, sistemas de *backup*, entre otros; también tiene como función principal limitar la corriente de falta monofásica a tierra. Para ello, el neutro del devanado de AT se conecta mediante una impedancia a una toma de tierra.

Mediante un transformador de 350 kVA se pretende satisfacer la demanda de los servicios de energía eléctrica de BT para la subestación, con una reactancia pura de PAT de 10Ω .

9.3. Resultados de la simulación

En los siguientes apartados se muestran los resultados más significativos y de mayor interés en el estudio de cortocircuito. Los informes completos se presentan en el capítulo de C del anexo.

9.3.1. Cortocircuito trifásico

Tabla 9.3: Resumen de resultados de falta trifásica.

| Punto de falta | S_K'' [MVA] | I_K'' [kA] | I_p [kA] |
|----------------|---------------|--------------|------------|
| SET AT | 1.717,3 | 7,511 | 17,277 |
| SET MT | 757,5 | 13,252 | 33,346 |
| C1 MT | 518,2 | 9,067 | 19,553 |
| C2 MT | 551,9 | 9,656 | 21,233 |
| C3 MT | 566,1 | 9,905 | 21,967 |
| C4 MT | 588,3 | 10,293 | 23,137 |
| C5 MT | 720,0 | 12,596 | 30,989 |
| C1 BT | 51,4 | 44,988 | 110,182 |
| C2 BT | 51,7 | 45,222 | 111,054 |
| C3 BT | 51,8 | 45,314 | 111,397 |
| C4 BT | 52,0 | 45,449 | 111,903 |
| C5 BT | 52,7 | 46,100 | 114,384 |

9.3.2. Cortocircuito bifásico

Tabla 9.4: Resumen de resultados de falta bifásica en las fases B y C.

| Punto de falta | S_K'' [MVA] | I_K'' [kA] | I_p [kA] |
|----------------|---------------|--------------|------------|
| SET AT | 483,3 | 6,341 | 14,586 |
| SET MT | 203,0 | 10,656 | 26,980 |
| C1 MT | 140,6 | 7,382 | 15,919 |
| C2 MT | 149,6 | 7,850 | 17,262 |
| C3 MT | 153,3 | 8,047 | 17,846 |
| C4 MT | 159,4 | 8,365 | 18,805 |
| C5 MT | 193,4 | 10,149 | 24,969 |
| C1 BT | 14,1 | 36,991 | 90,598 |
| C2 BT | 14,2 | 37,200 | 91,353 |
| C3 BT | 14,2 | 37,281 | 91,649 |
| C4 BT | 14,3 | 37,406 | 92,099 |
| C5 BT | 14,5 | 37,976 | 94,227 |

9.3.3. Cortocircuito bifásico a tierra

Tabla 9.5: Resumen de resultados de falta bifásica a tierra en la fase B.

| Punto de falta | S_K'' [MVA] | I_K'' [kA] | I_p [kA] |
|----------------|---------------|--------------|------------|
| SET AT | 613,8 | 8,055 | 18,527 |
| SET MT | 203,1 | 10,662 | 26,995 |
| C1 MT | 140,7 | 7,384 | 15,923 |
| C2 MT | 149,6 | 7,852 | 17,267 |
| C3 MT | 153,4 | 8,049 | 17,852 |
| C4 MT | 159,4 | 8,368 | 18,812 |
| C5 MT | 193,5 | 10,155 | 24,982 |
| C1 BT | 17,2 | 45,180 | 110,653 |
| C2 BT | 17,3 | 45,406 | 111,505 |
| C3 BT | 17,3 | 45,494 | 111,840 |
| C4 BT | 17,4 | 45,628 | 112,342 |
| C5 BT | 17,6 | 45,252 | 114,761 |

9.3.4. Cortocircuito monofásico

Tabla 9.6: Resumen de resultados de falta monofásica en la fase A.

| Punto de falta | S_K'' [MVA] | I_K'' [kA] | I_p [kA] |
|----------------|---------------|--------------|------------|
| SET AT | 642,5 | 8,430 | 19,391 |
| SET MT | 2,2 | 0,117 | 0,296 |
| C1 MT | 2,2 | 0,115 | 0,247 |
| C2 MT | 2,2 | 0,115 | 0,253 |
| C3 MT | 2,2 | 0,115 | 0,256 |
| C4 MT | 2,2 | 0,116 | 0,260 |
| C5 MT | 2,2 | 0,117 | 0,287 |
| C1 BT | 17,2 | 45,027 | 110,278 |
| C2 BT | 17,2 | 45,205 | 111,010 |
| C3 BT | 17,3 | 45,274 | 111,298 |
| C4 BT | 17,3 | 45,380 | 111,733 |
| C5 BT | 17,5 | 45,862 | 113,794 |

9.4. Conclusiones del estudio de cortocircuito

El análisis de cortocircuito sirve principalmente para la elección de las protecciones adecuadas para la instalación. Como el alcance de este documento se limita a la parte de distribución de MT del sistema eléctrico, eso significa que es importante

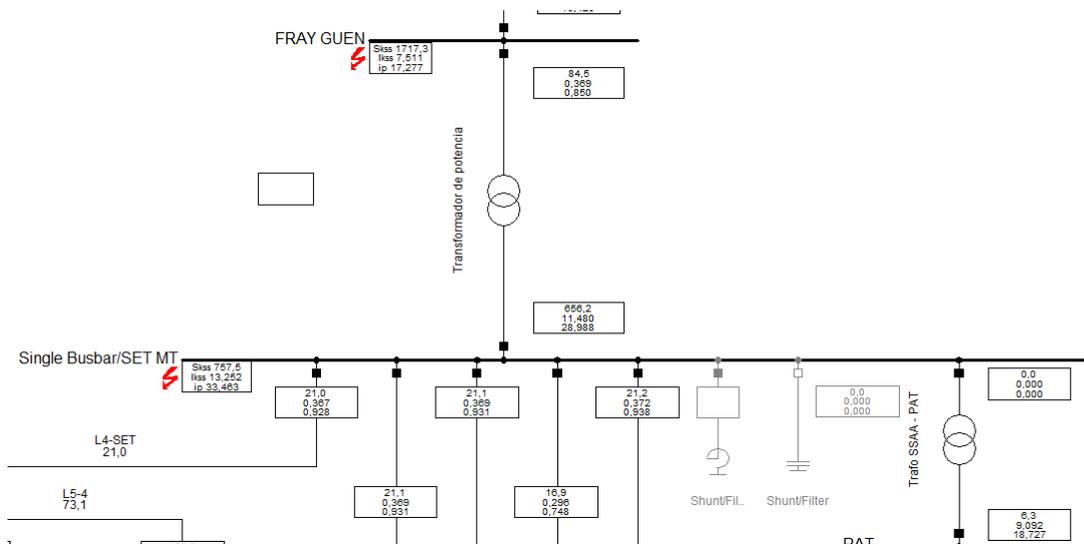


Figura 9.1: Resultados de cortocircuito trifásico en torno a la SET.

obtener las corrientes pico de falta trifásica en las distintas derivaciones de la SET, los aerogeneradores, cables y todos los embarrados de MT del sistema.

Así, la mayor corriente pico de corto se da en barras de la SET, siendo esta de 33,463 kA, tal y como se aprecia en la figura 9.1. Aunque para el diseño de las celdas aisladas en gas SF_6 debe tenerse en cuenta la corriente de las derivaciones, que en este caso está en torno a 1 kA en las celdas de línea y casi 29 kA para la celda de protección del transformador de potencia de 100 MVA. Como referencia comercial se han tomado unas celdas $CBGS-0$ de MESA, donde se especifica que la corriente pico máxima de cierre es de hasta 80 kA y de cierre ante cortocircuito 31,5 kA por celda (valor típico de corte para este tipo de tecnología), según [18]. Por lo tanto, este tipo de celdas serían adecuadas para este propósito. En caso de que fueran mayores, habría que recurrir a un tipo de celdas de mayor tamaño, incrementando la inversión necesaria para acometer el proyecto, así como el requerimiento de espacios interiores mayores para acoger dichas celdas.

A pesar de que quede fuera del alcance del proyecto, para el diseño de la subestación en AT, así como su sistema de PAT deben tomarse los resultados que se obtienen en barras de AT de la SET; es decir, 17,277 kA de corriente pico, y corriente subtransitoria de 7,511 kA.

En cuanto a cables de MT, todos las secciones de cada uno de los tramos cumplen con su capacidad de cortocircuito, siendo los tramos más próximos a la SET los que mayores corrientes de cortocircuito soportan, no solo en las faltas entre fases sino también en las faltas a tierra, donde el límite operativo lo marca la pantalla de aterramiento, que en este caso es de cobre. Los resultados indican que el cable más exigido estaría al 85,7% de su máxima capacidad en cuanto a faltas entre fases, y que la mayor corriente térmica sería de 122 A, superando holgadamente los requerimientos de los cables y sus pantallas.

Finalmente, para el cálculo del mallado de PAT que se debe instalar bajo los

aerogeneradores debe comprobarse la corriente de falta en el sistema de PAT, que en este caso es tres veces la corriente de homopolar en la reactancia de PAT, siendo esta de 298 A.

Capítulo 10

Estudio de puesta a tierra

El presente capítulo tiene por objeto realizar el cálculo y simulación de un sistema de PAT adecuado para los aerogeneradores del PE Fray Güen, a instalar en el entorno de la cimentación de los mismos. Este mismo trabajo debe realizarse también para el caso de la SET, aunque en este caso ese estudio queda fuera del alcance de este documento, puesto que la SET en cuestión no se trata de una obra nueva, sino de una ampliación sobre otra ya existente, cuyo sistema de PAT ya fue definido en su correspondiente proyecto.

En lo referente a la norma aplicable que definen los requisitos mínimos y aconsejables para una correcta PAT de los aerogeneradores, en el capítulo A del anexo se enumeran cuáles son éstas, todas ellas pertenecientes a normas IEC, IEEE e IRAM; así como el reglamento técnico argentino.

10.1. Datos de partida

Como punto de partida se han tomado datos procedentes del estudio de resistencias eléctricas realizado en campo por una ingeniería de estudios geotécnicos, así como la documentación referente a la cimentación y puesta a tierra de los aerogeneradores de Senvion que se van a estudiar en el presente capítulo. Los generadores son máquinas de 4,2 MW de potencia, con un diámetro del rotor de 140 metros. Se ha proporcionado información relativa tanto a la falta monofásica a tierra como a la falta trifásica que se muestra en las siguientes líneas:

- Corriente de cortocircuito fase tierra limitada en el secundario (MT a 30 kV) de la subestación Fray Güen a 298 A.
- Tiempo de actuación de las protecciones: 0,5 segundos.
- Relación X/R para el cálculo de 10.

La corriente máxima de falta a tierra viene dada por los resultados del estudio de cortocircuito mostrados en el capítulo 9, que viene limitada por el sistema de PAT. Este sistema de PAT se acomete mediante reactancia que limita la corriente de falta

a valores máximos de 298 Amperios. Dicha reactancia corresponde a la impedancia interna de PAT del propio transformador de SSAA, cuyo conexionado en el primario es de zig-zag con neutro puesto a tierra.

En este estudio, dado que el electrodo tipo en los aerogeneradores queda recogido en las guías de aplicación publicadas en la normativa internacional, se utilizará un software de simulación por elementos finitos.

10.2. Objetivos y requisitos de la PAT

El estudio comienza con una propuesta preliminar de diseño del mallado de PAT que garantice la integridad de las personas y los elementos en caso de falta a tierra o una falta tipo rayo tanto dentro del aerogenerador como en sus inmediaciones. En el caso concreto de los aerogeneradores, es práctica habitual utilizar un mallado en forma de anillos concéntricos alrededor de la máquina, unidos entre sí mediante una serie de conductores radiales que emergen desde el interior de la máquina hacia el anillo más alejado de la misma, garantizando en todo momento la equipotencialidad de la totalidad del sistema. Esa equipotencialidad se traduce en limitar a un valor máximo admisible las tensiones de paso y contacto alrededor de los aerogeneradores.

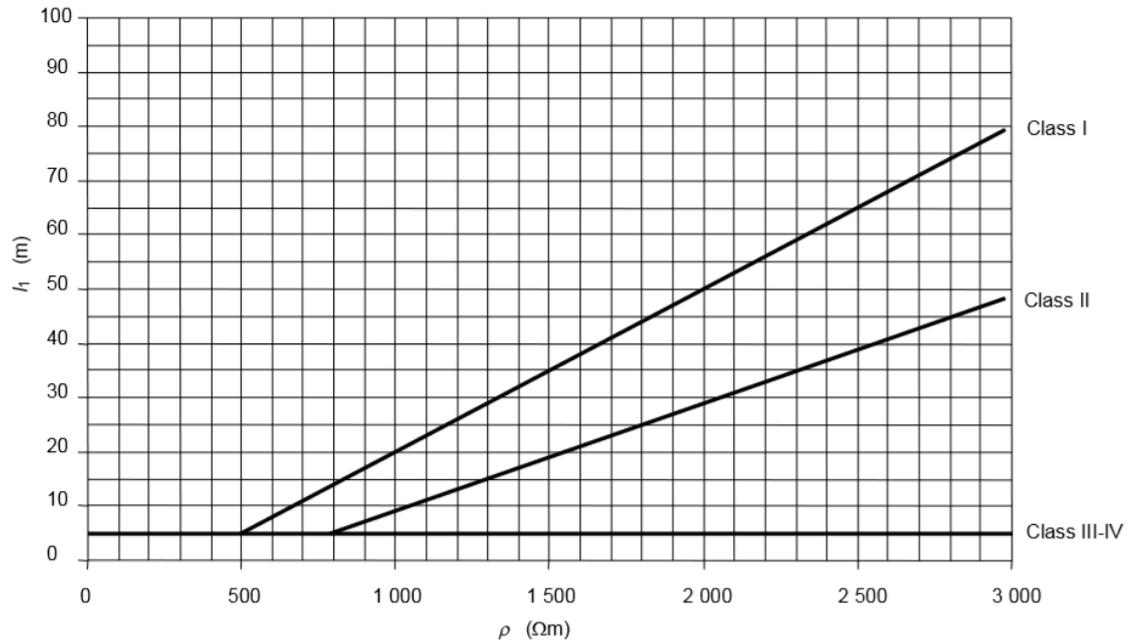
Según la norma internacional IEC 62305-3, la configuración que anteriormente expuesta se denomina *Type B Arrangement*.

A pesar de que el diseño puede variar según ciertos factores que no son iguales para todos los aerogeneradores, tales como resistividad del terreno, se ha diseñado un único electrodo válido para cumplir los límites normativos para todos los aerogeneradores.

Debido a la comprometida situación geográfica de los aerogeneradores, su gran altura y los materiales constructivos, resulta indispensable reducir los riesgos ante una falta de tipo rayo, por lo que se adquiere un tipo de protección más conservadora que en otros escenarios. La normativa IEC 62305-1 contempla cuatro niveles de protección, desde el nivel Lighting Protection System (LPS) I hasta el LPS IV, siendo el primero el más exigente. Un sistema de PAT que entre dentro de los niveles de protección LPS I garantiza en un 99 % que no se excederán los valores máximos de corriente en caso de falta de tipo rayo.

El grado de protección del LPS determina unas mínimas dimensiones de los electrodos de PAT, según el gráfico de la figura 10.1. En este gráfico se aprecia que para los niveles más bajos de protección, la resistividad eléctrica del terreno no tiene relevancia, mientras que para los más estricto, como la clase I y II, es necesario la instalación de mayores electrodos en longitud de conductor directamente proporcional al incremento de la resistividad del terreno. Esto es debido a que la resistividad del terreno es inversamente proporcional a la conductividad eléctrica del mismo, y precisamente lo que se desea conseguir en el entorno de la zona a proteger es la distribución de tensiones más uniforme posible, que se consigue aumentando la conductividad del entorno.

Puesto que para el diseño del electrodo que protegerá a los aerogeneradores se ha de considerar el caso más extremo de protección, es importante tener en cuenta que



IEC 2648/10

Figura 10.1: Gráfico sobre el dimensionamiento del electrodo perimetral (en metros de conductor) en función del grado de protección y resistividad del terreno.

su tamaño se verá directamente afectado por las propiedades del terreno donde se instalará. Así que, a mayor resistividad del terreno, mayores serán las dimensiones del electrodo de PAT.

Además, se hace especial hincapié en que los sistemas de PAT que se propongan a raíz de los resultados de este estudio, deben cumplir con el requisito de tener un valor de resistencia de PAT inferior a 10 Ohmios, tal y como se indica en las normativas IEC 61400-24 e IEC 62305-3.

Valores superiores a 10 Ohmios en la resistencia a tierra del mallado puede originar problemas de protección contra faltas de tipo rayo, así que a la hora de diseñar el mallado y presentar resultados de la simulación habría que tener en cuenta esta circunstancia, si se diese, para garantizar que la solución presentada cumpliera con lo establecido según la IEC 61400-24.

Se asume, por norma general, que en terrenos con resistividad media del terreno de $500\Omega m$ es relativamente fácil obtener mallados con resistencia menor a 10Ω , aunque esto no implique que se den valores seguros de tensiones de paso y contacto.

10.3. Modelado del suelo

A continuación se procede a analizar los resultados del estudio de resistividades eléctricas, cuyos resultados completos se muestran en las tablas del capítulo de anexos 14.

Tabla 10.1: Resumen de resultados arrojados por el estudio de resistividad eléctrica para el piquete número 18.

| Espaciamiento de los electrodos (m) | Resistividad aparente (Ωm) |
|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 | 103,43 |
| 3 | 76,11 |
| 5 | 73,79 |
| 10 | 72,22 |
| 15 | 62,17 |
| 20 | 48,98 |

Las mediciones de resistividad se hacen por el método Wenner, tal y como se indica en el estudio geotécnico, y los electrodos se disponen con espaciamentos de entre 1 y 20 metros. Este método de medición de la resistividad consiste en aplicar cierta corriente a un determinado nivel de tensión entre dos electrodos separados por una distancia a , mientras se aplica una corriente entre otros dos electrodos, separados entre sí una distancia tres veces mayor que a , dejando en medio los dos anteriores electrodos (por ello, también se denomina método de los cuatro puntos). Mediante unas fórmulas especificadas en la norma IEEE 81 es posible obtener la resistividad aparente del terreno a diferentes profundidades.

En la tabla 10.1 se indican las resistividades aparentes medidas en la zona del piquete número 18, que arroja los resultados de peor calidad de suelo y por consecuente los más estrictos.

Con estos datos, se procede a desarrollar un modelo del terreno, que según la norma IEEE 80 puede ser de capa homogénea, de doble capa, o un modelo multicapa. A mayor número de capas, más próximos serán los resultados de la simulación a la realidad. Sin embargo, con el fin de acortar el tiempo de simulación es posible simplificar el modelo, siempre y cuando no se cometan grandes errores. En este caso concreto, y teniendo en cuenta que el software de simulación solo permite el modelizado a una o a dos capas, se puede proceder a hacer los siguientes modelizados:

- Modelizado de capa homogénea: con el método de capa homogénea denominado Box-Cox para varias rutas de mediciones diferentes (más de un punto de medición), si los valores medidos de resistividad para cada espaciamiento de los electrodos (para cada una de las profundidades medidas) no difieren en más de un 30 %, se puede obtener un modelo de resistividad del terreno homogéneo con una probabilidad del 70 % de resultar igual que la resistividad real medida.
- Modelizado de dos capas: si se requiere de mayor precisión en los resultados de la simulación, se debe recurrir al modelizado de varias capas de terreno, como el de dos capas (sin incluir una posible capa superficial de gravilla u otros materiales). La norma IEEE 81 explica una metodología analítica de gradientes descendientes que mediante la resolución de ecuaciones diferenciales

Tabla 10.2: Resumen de resistividad del terreno calculada por el método analítico.

| Espaciamiento de los electrodos (m) | Resistividad (Ωm) |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| 1 | 96,87 |
| 3 | 84,68 |
| 5 | 72,42 |
| 10 | 60,51 |
| 15 | 57,77 |
| 20 | 56,86 |

Tabla 10.3: Modelo de suelo aplicable a la simulación en ETAP.

| | Valores iniciales | Solución |
|-------------------------|-------------------|-----------------|
| ρ_1 (Ωm) | 100 | 97,97 |
| ρ_2 (Ωm) | 50 | 55,23 |
| h (m) | 2 | 2,48 |
| Error | 0,0001 | $8,74 \exp -05$ |
| Iteraciones | 5000 | 44 |

permite obtener un modelo de dos capas de resistividades diferentes, con una capa superior de “h” metros de espesor.

Debido a que el diseño del mallado para PAT constará de dos electrodos circulares enterrados a diferentes profundidades, y teniendo en cuenta que la zona de menor resistividad correspondería con la zona donde se ubicaría el electrodo de mayor tamaño (el perimetral), tiene sentido realizar un modelo de doble capa, en el que la zona más profunda tendría menor resistividad que la superior, mejorando los resultados de la simulación y siendo estos, además, más realistas.

Así, se opta por realizar un modelizado del suelo bicapa por medio del método analítico previamente mencionado, y cuyo código para su resolución se presenta en el capítulo de anexos 14. Cabe mencionar que este código es una modificación propia para Visual Basic for Applications (VBA) desarrollada a partir de un trabajo previo para GNU Octave que puede encontrarse en [19]. Los resultados del método analítico se presentan en las tablas 10.2 y 10.3.

Los resultados de la tabla 10.2 se considerarán representativos del terreno bajo cada uno de los 24 aerogeneradores de Fray Güen, y por tanto, se realiza un único modelado y se realizará un único diseño para todos ellos, mostrado en la tabla 10.3. En ella se puede observar que el modelo consta de una capa superior de $97,97 \Omega m$ de resistividad y un espesor de $2,48 m$; además de una capa profunda de $55,23 \Omega m$ de resistividad.

Las simulaciones se realizan por el método de elementos finitos mediante el software de simulación ETAP en su versión 12.6, por medio de una herramienta específica para cálculo de mallados de PAT, que utiliza los estándares de la norma IEEE 80:2000 para comprobar la idoneidad del diseño, desde la correcta elección de la

| Fault duration, t_f | | Decrement factor, D_f | | | |
|-----------------------|-----------------|-------------------------|------------|------------|------------|
| Seconds | Cycles at 60 Hz | $X/R = 10$ | $X/R = 20$ | $X/R = 30$ | $X/R = 40$ |
| 0.008 33 | 0.5 | 1.576 | 1.648 | 1.675 | 1.688 |
| 0.05 | 3 | 1.232 | 1.378 | 1.462 | 1.515 |
| 0.10 | 6 | 1.125 | 1.232 | 1.316 | 1.378 |
| 0.20 | 12 | 1.064 | 1.125 | 1.181 | 1.232 |
| 0.30 | 18 | 1.043 | 1.085 | 1.125 | 1.163 |
| 0.40 | 24 | 1.033 | 1.064 | 1.095 | 1.125 |
| 0.50 | 30 | 1.026 | 1.052 | 1.077 | 1.101 |
| 0.75 | 45 | 1.018 | 1.035 | 1.052 | 1.068 |
| 1.00 | 60 | 1.013 | 1.026 | 1.039 | 1.052 |

Figura 10.2: Tabla normalizada con valores típicos del factor de decremento.

sección y el tipo de material del conductor de PAT, hasta la comprobación de las tensiones de paso y contacto y la resistencia a tierra, entre otros.

10.4. Cálculos

10.4.1. Cálculo de sección mínima de conductores

La sección mínima por corrientes asimétricas de los conductores se puede obtener mediante la ecuación 10.1, resultando una sección de $0,2173 \text{ mm}^2$.

$$S = I_f D_f \sqrt{t_f} \quad (10.1)$$

Donde,

S es la sección mínima requerida por corrientes asimétricas [mm^2].

I_f es la corriente de falta monofásica a tierra [A].

D_f es el factor de decremento.

t_f es el tiempo de actuación de las protecciones [s].

El factor de decremento (D_f) viene dado por la tabla de la figura 10.2, siendo necesario adaptarla para el caso de una frecuencia de 50 Hz tal y como se indica en la ecuación 10.2.

$$D_f \left(\frac{X(50\text{Hz})}{R} = 10 \right) = D_f \left(\frac{X(60\text{Hz})}{R} = 12 \right) \quad (10.2)$$

Lo que resulta en que el factor de decremento para este caso concreto es de 1,0312 (ver cálculos en 14).

En cuanto al material conductor, se ha decidido utilizar cobre desnudo para ejecutar la PAT, debido a las recomendaciones del fabricante y a sus propiedades conductoras más favorables respecto de otros materiales como el aluminio. Sus características según la normativa aplicable se muestran en la tabla de la figura 10.3. La sección mínima por este criterio se obtiene por medio de la ecuación 10.3, que resulta en un valor de $1,2224 \text{ mm}^2$.

$$S' = \frac{I_f}{\sqrt{\frac{TCAP}{t_c \alpha_r \rho_r} \left[\ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad (10.3)$$

Donde,

S' es la sección mínima requerida por el tipo de conductor [mm^2].

I_f es la corriente de falta monofásica a tierra [A].

$TCAP$ es el factor de capacidad térmica [$\text{J}/(\text{cm}^3 \text{°C})$]

T_c es el tiempo de duración de falta [s].

α_r es el coeficiente térmico de resistividad 20°C .

ρ_r es la resistividad a 20°C .

K_0 es el coeficiente térmico de resistividad a 0°C .

T_m es la temperatura máxima admisible del conductor [$^\circ\text{C}$].

T_a es la temperatura ambiente [$^\circ\text{C}$].

El análisis sobre la idoneidad del material escogido para realizar la PAT deja en evidencia que el cobre desnudo es una excelente opción para acometer este tipo de instalaciones, y es que en este caso concreto solamente es necesaria una sección mínima de $1,2224 \text{ mm}^2$, tal y como se acaba de calcular. A pesar del bajo requerimiento teórico, y siguiendo las especificaciones habituales de PAT de los principales proveedores internacionales de aerogeneradores, se optará por utilizar conductores de cobre desnudo de 50 mm^2 (siendo recomendación típica de estos proveedores la instalación de secciones de hasta 70 mm^2).

10.4.2. Cálculo de tensiones de paso y contacto admisibles

Para realizar el cálculo de las tensiones admisibles de paso y contacto, es decir, los valores en Voltios que no pueden ser superados para garantizar la seguridad de las personas en caso de falta a tierra, se procede a introducir los datos necesarios: modelo del terreno, criterio restrictivo en función de la masa de los operarios y duración de la falta.

Con los resultados de resistividades del modelo de dos capas se calculan los valores admisibles de tensión de paso y contacto ya mencionados anteriormente. Cabe destacar que este cálculo puede realizarse considerando la masa de los operarios a 50 kg o a 70 kg, y que para este estudio se ha considerado la opción más conservadora (la de 50 kg).

Los datos que se necesitan para realizar estos cálculos son los siguientes:

- Resistividad media de la capa superior del terreno: $97,97 \Omega\text{m}$.

| Description | Material conductivity (%) | α_r factor at 20 °C (1/°C) | K_o at 0 °C (0 °C) | Fusing ^a temperature T_m (°C) | ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$) | TCAP thermal capacity [$\text{J}/(\text{cm}^3\cdot^\circ\text{C})$] |
|---------------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|----------------------|--|--|---|
| Copper, annealed soft-drawn | 100.0 | 0.003 93 | 234 | 1083 | 1.72 | 3.42 |
| Copper, commercial hard-drawn | 97.0 | 0.003 81 | 242 | 1084 | 1.78 | 3.42 |
| Copper-clad steel wire | 40.0 | 0.003 78 | 245 | 1084 | 4.40 | 3.85 |
| Copper-clad steel wire | 30.0 | 0.003 78 | 245 | 1084 | 5.86 | 3.85 |
| Copper-clad steel rod ^b | 20.0 | 0.003 78 | 245 | 1084 | 8.62 | 3.85 |
| Aluminum, EC grade | 61.0 | 0.004 03 | 228 | 657 | 2.86 | 2.56 |
| Aluminum, 5005 alloy | 53.5 | 0.003 53 | 263 | 652 | 3.22 | 2.60 |
| Aluminum, 6201 alloy | 52.5 | 0.003 47 | 268 | 654 | 3.28 | 2.60 |
| Aluminum-clad steel wire | 20.3 | 0.003 60 | 258 | 657 | 8.48 | 3.58 |
| Steel, 1020 | 10.8 | 0.001 60 | 605 | 1510 | 15.90 | 3.28 |
| Stainless-clad steel rod ^c | 9.8 | 0.001 60 | 605 | 1400 | 17.50 | 4.44 |
| Zinc-coated steel rod | 8.6 | 0.003 20 | 293 | 419 | 20.10 | 3.93 |
| Stainless steel, 304 | 2.4 | 0.001 30 | 749 | 1400 | 72.00 | 4.03 |

^aFrom ASTM standards.

^bCopper-clad steel rods based on 0.254 mm (0.010 in) copper thickness.

^cStainless-clad steel rod based on 0.508 mm (0.020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1020 steel core.

Figura 10.3: Tabla 1 de la norma IEEE 80 con los parámetros característicos de los conductores típicos.

- Espesor de la capa superficial del terreno: 2,48 metros.
- Resistividad media de la capa profunda del terreno: 55,23 Ωm .
- Tiempo de despeje de falta: 0,5 segundos.

Los límites se pueden calcular analíticamente con estos datos utilizando el método que establece la IEEE 80, que es el que utiliza precisamente el software de simulación, y que arroja estos resultados:

$$\begin{cases} E_{contacto} = 188,2V \\ E_{paso} = 260,5V \end{cases} \quad (10.4)$$

10.5. Diseño del mallado

Por las ventajas constructivas y de protección que presenta, se ha optado por desarrollar la opción recomendada por el fabricante de los aerogeneradores en su documentación que consiste en unos anillos concéntricos alrededor de la máquina.

Con las medidas del plano de la zapata de cimentación proporcionado para las máquinas de 4,2 MW de potencia, se procede a dimensionar el electrodo de la siguiente manera:

- Anillo interior del aerogenerador para PAT de todos los elementos metálicos y masas que requieran PAT: diámetro de aproximadamente idéntico a la base de la torre.
- Anillo exterior del aerogenerador: diámetro de 9 m enterrado a una profundidad de 0,5 m bajo el relleno llevado a cabo con terreno de las excavaciones para la cimentación.
- Anillo perimetral de la zapata: diámetro de 27,4 m enterrado a una profundidad de 2,7 m bajo cota cero de la cimentación.
- 3 conductores radiales que van desde el anillo interior hacia el anillo perimetral, pasando por el anillo exterior, con una longitud aproximada de 9,45 m cada uno, y separados 120° entre sí.

En cuanto a los elementos de unión del sistema de PAT, se desglosan a continuación una serie de elementos para garantizar que todas las partes del sistema estén debidamente conectadas:

- Pletina de tierra del aerogenerador: se trata de una pletina general de tierras de cobre, con dos aisladores de 1000 V que se fijarán en el hormigón de la cimentación, dentro de la máquina; dispuesta lo más cerca posible de la escalera de acceso y a unos 100 mm del anillo interior, según se indica en los planos del anexo. A dicha pletina se conectarán tanto el anillo exterior como los conductores de protección del parque y del propio aerogenerador.

- rapas de sujeción para el anillo interior: grapas de acero atornilladas al hormigón por medio de tacos de poliamida de 8 mm de diámetro.
- Soldaduras aluminotérmicas: este tipo de soldadura permanece estable hasta temperaturas de 700 °C, y se utilizarán en las uniones entre los conductores concéntricos en forma de anillo y los conductores radiales, como se muestra en los planos del anexo. Estas soldaduras deberán respetar las indicaciones de la norma IEC 62305-3:2010 y de la IRAM.
- Varillas de acero: para reducir al máximo la resistencia del sistema de PAT es recomendable aprovechar el armado de acero de la zapata de cimentación del aerogenerador para tal efecto. Así pues, se instalarán tres varillas de acero en cada uno de los conductores radiales, justo en el extremo exterior de la zapata y con el mismo material del armado de la cimentación, para unir por soldadura el electrodo con el armado, empleando una funda plástica en la parte de la sección de la varilla entre el terreno de relleno y el hormigón. Estas varillas deben ser además de un diámetro mínimo de 20 mm.

Además de lo mencionado anteriormente, se requiere de al menos 5 metros de tubo corrugado de 90 mm de diámetro para llevar los conductores radiales desde el anillo interior, atravesando el hormigón de la zapata, hasta el terreno de mayor conductividad donde se localiza el anillo exterior. Cabe destacar que el radio exterior de la curva del tubo corrugado debe ser al menos 9 veces superior al diámetro del tubo.

Junto a estos tubos corrugados, también se prevén una serie de tubos corrugados de mayor diámetro (en torno a 200 mm de diámetro) para los cables de MT y el conductor de protección del parque.

Adicionalmente, los electrodos individuales de cada aerogenerador se unirán entre sí a la red de tierras general del parque, por medio de la anteriormente mencionada pletina general. Esta unión mejora aún más el comportamiento del sistema de PAT, tanto local como globalmente. Sin embargo, para las comprobaciones de falta de tipo rayo no se podrá considerar esta unión, puesto que la dispersión de la falta a altas frecuencias resulta mucho más corta que a frecuencia industrial.

10.5.1. Anillo interior

Estará compuesto de conductor de cobre de 50 mm^2 , dividido internamente en haces, con diámetro mínimo de cada hilo de 1,7 mm. Tal y como se ha adelantado anteriormente, el anillo interior tendrá un diámetro similar al diámetro interno de la base de la torre, que se cerrará sobre sí mismo, conectando los extremos mediante soldadura como se muestra en los planos del anexo. Además, los conductores interiores del aerogenerador, los conductores radiales que salen hacia el anillo exterior y un pequeño conductor hacia la pletina general deben unirse mediante soldadura aluminotérmica también. Este anillo interior va directamente sobre la cimentación del aerogenerador y aproximadamente con una separación de 250 mm, y sujeta a

la solera mediante las grapas de acero descritas anteriormente alrededor de todo el perímetro, cada 500 mm y en torno a las soldaduras.

10.5.2. Conductores radiales

Se utilizarán tres conductores separados 120° entre sí, compuestos de cobre de 50 mm^2 , dividido internamente en haces, con diámetro mínimo de cada hilo de 1,7 mm, y soldados en un extremo al anillo interior, en el otro al anillo perimetral y en una zona intermedia al anillo exterior (siguiendo la pendiente que dibuja la cimentación de la torre). Los conductores radiales deben ser lo más cortos posibles, sin dobleces ni quiebros bruscos con el objetivo de minimizar su impedancia.

10.5.3. Anillo exterior y anillo perimetral

Estos dos elementos estarán también compuesto de conductor de cobre de 50 mm^2 , dividido internamente en haces, con diámetro mínimo de cada hilo de 1,7 mm. El anillo exterior debe ser enterrado a una profundidad de 0,5 m y tendrá un diámetro de 9 m, mientras que el perimetral debe ser enterrado a una profundidad de 2,7 m, 27,4 m de diámetro y con una separación mínima de un 1 m desde el fin de la zapata de cimentación, como se indica en los planos del anexo. Estos conductores deben ser debidamente soldados a los conductores radiales. Gracias a este sistema se consiguen unos valores aceptables de tensiones de paso y contacto en la instalación, como se indicará en el apartado siguiente donde se presentará un análisis completo mediante simulación.

10.6. Resultados de la simulación

Con el sistema de PAT descrito previamente, en este apartado se procede a realizar las simulaciones pertinentes, con la distribución de las tensiones de paso y contacto y el incremento de tensión en el entorno de un aerogenerador obtenida por el método de elementos finitos.

La tabla de la figura 10.4 muestra los valores de tensión calculados y los admisibles. Los resultados de la simulación arrojan unos límites admisibles de los valores de tensiones paso y de contacto teóricas, tal y como se ha mencionado en el apartado 10.4.2, que en ningún momento se ven rebasados por los valores calculados. En las figuras 10.5, 10.6 y 10.7 se observa la distribución de estas tensiones de forma gráfica.

En resumidas cuentas, estos resultados validan la idoneidad del sistema de PAT, puesto que cumplen con todas las exigencias de la normativa aplicable que avalan el diseño propuesto.

GRD Analysis Alert View for GRD1



Summary and Alert

Result Summary

| | Calculated Volts | Tolerable Volts | Location | |
|-------|------------------|-----------------|----------|--------|
| | | | X | Y |
| Touch | 156,7 | 188,2 | 6,79 | 25,6 m |
| Step | 37,3 | 260,5 | 18,3 | 13,7 m |

GPR 396,3 Volts Rg 1,289 Ohm

Alarm & Warnings

Close Help

Figura 10.4: Tabla resumen de los resultados arrojados por el simulador.

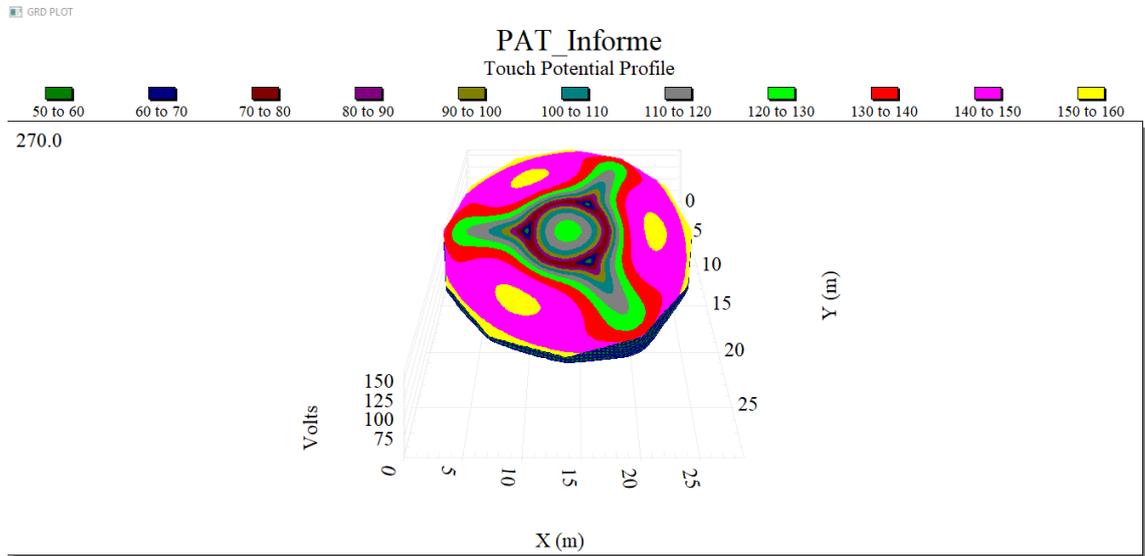


Figura 10.5: Distribución de las tensiones de contacto en el área del aerogenerador.

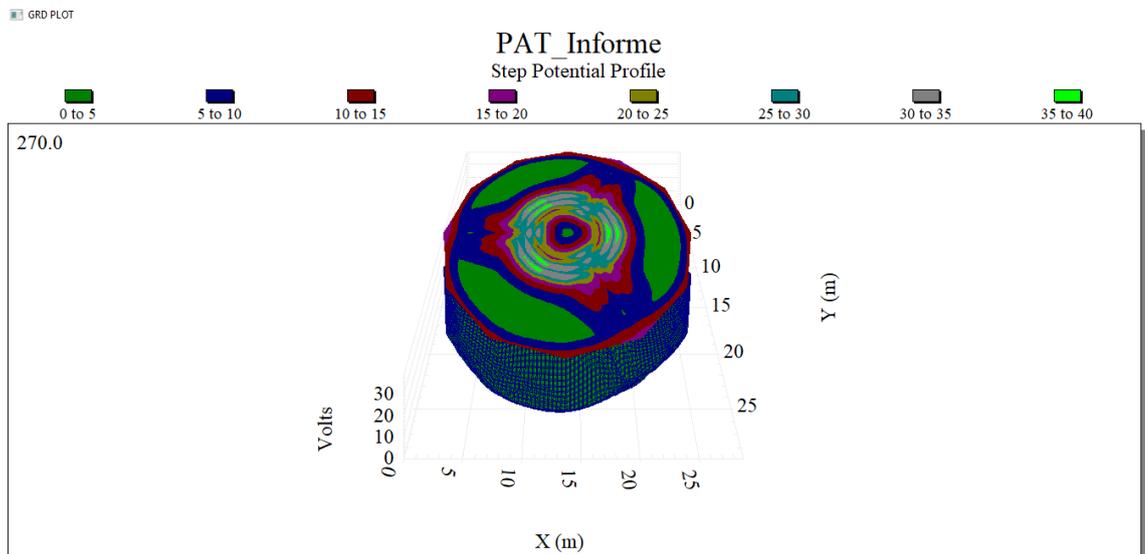


Figura 10.6: Distribución de las tensiones de paso en el área del aerogenerador.

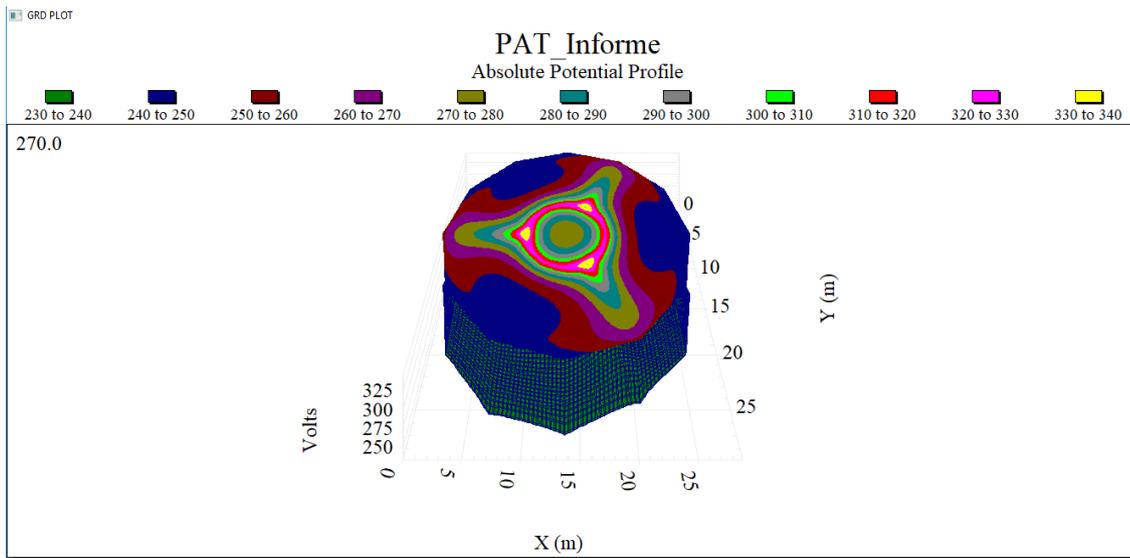


Figura 10.7: Distribución del GPR en el área del aerogenerador.

10.7. Validación de los resultados

El diseño propuesto en los anteriores apartados presenta unos resultados admisibles y adecuados de protección contra faltas. Queda patente que las características del terreno en lo que respecta a conductividad (inversa a la resistividad), junto con el correcto diseño y disposición de los electrodos de cobre favorecen positivamente a que esto sea así y resulta esencial para garantizar la seguridad de quienes pudieran encontrarse en sus inmediaciones manteniendo la máxima equipotencialidad posible del terreno alrededor de los aerogeneradores.

La simulación realizada en el software ETAP 12.6 arroja unos resultados adecuados para garantizar la protección de equipos y seguridad de las personas en caso de falta a tierra en todos los aerogeneradores, como se muestra en el apartado previo, consiguiendo que los valores de las tensiones de paso y contacto entren dentro de los límites establecidos en la normativa aplicable.

Además, la experiencia demuestra que el efecto de la armadura embebida en la cimentación y conectada al electrodo general de tierra mejora sustancialmente los valores de tensión de contacto, factor que no se ha tenido en consideración debido a las limitaciones que presenta el sistema de modelado del software.

Tampoco se considera que los aerogeneradores estén realmente conectados a la red general de tierras, puesto que tal y como indican las normas internacionales, las pruebas de seguridad deben realizarse con los aerogeneradores desconectados y aislados de dicha red. Esto es debido a que las faltas de tipo rayo, que son fallas que inyectan corriente de alta frecuencia, no se extiende más allá de unas decenas de metros alrededor de la localización del impacto [20]. Sin embargo, en otro tipo de faltas a tierra, el hecho de que el PE en su conjunto forme parte de una misma red de tierras ayudará a la reducción de los valores de tensión de paso y contacto alrededor de los aerogeneradores.

Capítulo 11

Descripción de las fases del proyecto

El proyecto comienza una petición de oferta para la realización del diseño de un nuevo PE y la realización de una serie de estudios eléctricos para la validación de ese mismo diseño. Es en esta misma fase cuando se fijan los objetivos y el alcance del trabajo a realizar, que determinará el rumbo a seguir en el desarrollo de los consiguientes trabajos.

Una vez definido el ámbito de actuación del trabajo para el proyecto, es momento de proceder a la recopilación de la mayor cantidad de información posible. Esta información bien puede tratarse de datos de partida proporcionados por el contratante, bibliografía especializada o manuales de uso de software especializado. En este caso concreto se ha contado con todas las fuentes posibles de información, ya sea para la ejecución de los estudios propiamente dichos o para la justificación de conclusiones o definiciones en la memoria escrita. También se destaca el uso de manuales de uso de los programas informáticos utilizados para su ejecución (manuales de PowerFactory, ETAP, Excel-VBA y Latex).

A continuación llega la fase de ejecución de un diseño o dimensionamiento previo de las cuestiones que entran dentro del alcance (ingeniería básica). En este caso, por ejemplo, se hace uso de unas herramientas de cálculo en Excel (con ayuda de extensiones programadas en VBA) para la realización del dimensionamiento de cables de MT o el modelado del terreno para los estudios de PAT. La correcta ejecución de esta fase resulta imprescindible para ahorrar tiempo en las próximas fases, donde un cambio de variable puede alterar enormemente los resultados y aumentar bastante el tiempo de ejecución. Para esta etapa, y en adelante, es necesario haber realizado una investigación respecto a las normativas aplicables para los casos de estudio, puesto que éstas determinarán algunas de las limitaciones del diseño; entre otras cosas.

La fase más comprometida del trabajo comienza con el modelado de los distintos sistemas a analizar por medio de software especializado (como PowerFactory o ETAP). Tal y como se ha avanzado anteriormente, si se tienen bien definidos todos los parámetros y variables antes del inicio de esta etapa resultarán más eficientes estos modelados. Realmente, aunque estos software realicen cálculos algebraicos de alto nivel, la resolución de estos no suele llevar mucho tiempo. Por ejemplo, en el caso del flujo de cargas para menos de 100 nodos es prácticamente instantáneo.

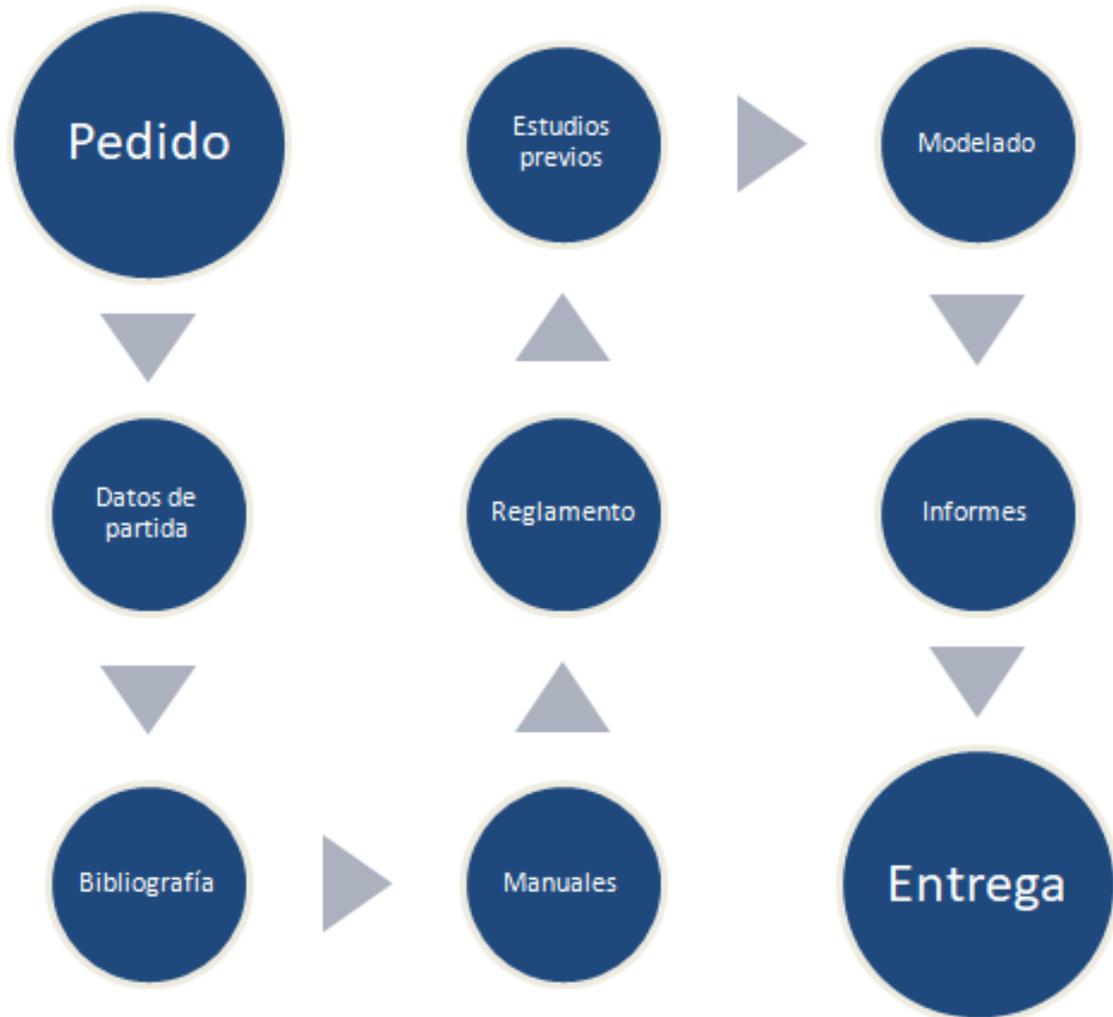


Figura 11.1: Esquema de fases del proyecto.

Tras el primer modelado se procede a las pertinentes simulaciones y la validación de los diseños previos. En el caso de que los resultados no sean los esperados o que se desee optimizar el diseño, se procede a hacer los cambios pertinente en el modelo para volver a simular con los nuevos parámetros. Éste es un proceso iterativo que se puede reiterar hasta que satisfaga los criterios de diseño. A modo de ejemplo es posible seguir el siguiente procedimiento en la mayoría de los casos:

- Diseño previo.
- Modelado del sistema e introducción de datos de partida.
- Simulación del modelado por el método pertinente.
- Comprobación de resultados.
- Si los resultados son aceptables se da por terminado el proceso. Si no, se vuelve al proceso de modelado (proceso iterativo).

Finalmente, se preparan los correspondientes informes para los distintos estudios, se toman las conclusiones oportunas y se procede a la redacción de la memoria escrita.

Todas estas fases que componen el trabajo global a realizar en el proyecto se ilustra en el diagrama de procesos de la figura 11.1.

Capítulo 12

Diagrama de Gantt

Siguiendo con el desarrollo de las fases introducidas en el capítulo 11, en el presente capítulo se presenta un diagrama de Gantt en la figura 12.1. Los diagramas de Gantt son una excelente herramienta gráfica de representación del tiempo dedicado a cada tarea que forma parte del trabajo de un proyecto, así como la representación de los distintos hitos a alcanzar durante el desarrollo de las mismas.

Esta herramienta permite mejorar aspectos organizativos del proyecto, marcando objetivos, plazos, prioridades, etc.

En este caso de estudio se han determinado los siguientes hitos y tareas:

- Hito 1: Inicio del proyecto.
- Tarea 1: Ingeniería básica.
 - Tarea 1.1: Definición del alcance y objetivos.
 - Tarea 1.2: Recopilación de datos.
 - Tarea 1.3: Bibliografía y manuales.
 - Tarea 1.4: Reglamento y normativa.
 - Tarea 1.5: Estudios previos.
- Tarea 2: Estudios eléctricos.
 - Tarea 2.1: Estudios de flujo de cargas.
 - Tarea 2.2: Estudios de cortocircuito.
 - Tarea 2.3: Estudios de compensación de reactiva.
 - Tarea 2.4: Estudios de PAT.
- Tarea 3: Redacción de la memoria descriptiva.
- Tarea 4: Consultas.
 - Tarea 4.1: Tutorías.
 - Tarea 4.2: Comunicaciones.
- Hito 2: Entrega de la memoria.

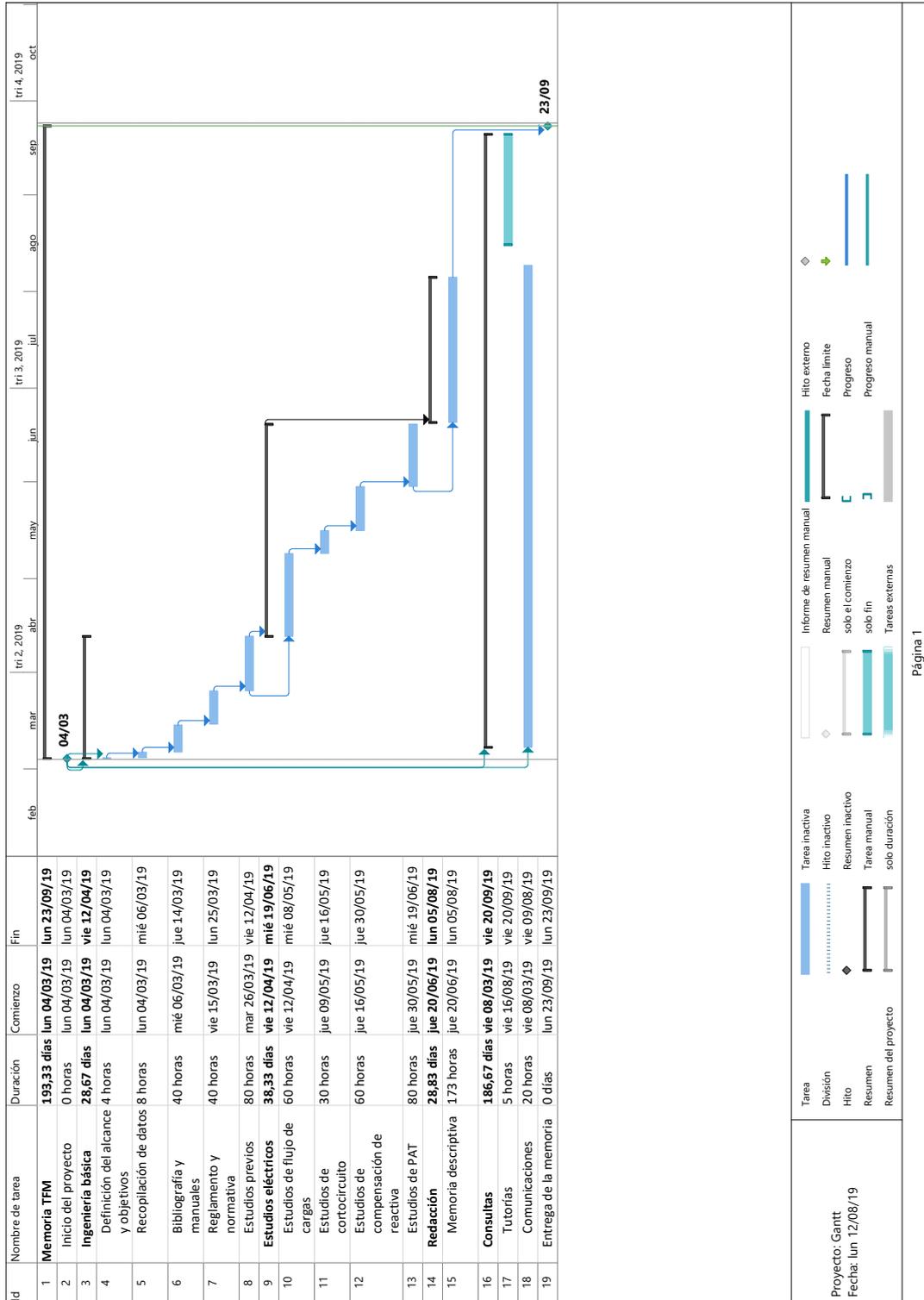


Figura 12.1: Diagrama de Gantt.

Capítulo 13

Descripción del presupuesto

En el presente capítulo se presentan una serie de tablas desglosando por un lado la carga de trabajo de las distintas fases del trabajo, por otro un desglose de la estimación de la inversión requerida para la realización del mismo; y por último un análisis del presupuesto del trabajo (también por fases).

13.1. Parte de horas

En esta sección se presenta el desglose de horas de trabajo en la tabla 13.1, donde se puede apreciar que los estudios representan la mayor carga de trabajo, seguido por la redacción de las memorias y la ingeniería básica; mientras que las consultas representan un porcentaje muy pequeño del total de 600 horas dedicadas.

Tabla 13.1: Desglose de carga de trabajo en las distintas fases del proyecto.

| | Unidades de trabajo Detalles | Unidades |
|---------------------|--------------------------------------|-------------|
| Ingeniería básica | Alcance y objetivos | 4 (horas) |
| | Recopilación de datos | 8 (horas) |
| | Bibliografía y manuales | 40 (horas) |
| | Reglamento y normativa | 40 (horas) |
| | Estudios previos | 80 (horas) |
| Estudios eléctricos | Estudios de flujo de cargas | 60 (horas) |
| | Estudios de cortocircuito | 30 (horas) |
| | Estudios de compensación de reactiva | 60 (horas) |
| | Estudios de PAT | 80 (horas) |
| Redacción | Memoria | 176 (horas) |
| Consultas | Reuniones y comunicaciones | 22 (horas) |
| TOTAL | | 600 (horas) |

13.2. Inversión

Tabla 13.2: Desglose de la inversión estimada para el proyecto.

| Gastos | Detalles | Unidades | Coste unitario (€/unidad) | Coste total (€) |
|----------------------------------|--------------------|------------|------------------------------|--------------------|
| Equipo informático | | 1 | 1.300,00 | 1.300,00 |
| Conexión SDSL | | 12 (meses) | 50,00 | 600,00 |
| Licencia de módulos PowerFactory | Módulo básico | 12 (meses) | 277,50 | 3.330,00 |
| | Módulo de escritos | 12 (meses) | 186,67 | 2.240,00 |
| Licencia ETAP | Grounding (FEM) | 12 (meses) | 291,67 | 3.500,00 |
| Otros servicios | | 12 (meses) | 100,00 | 1.200,00 |
| TOTAL | | | | 12.170,00 € |

13.3. Presupuesto

Tabla 13.3: Desglose del presupuesto de las distintas fases del proyecto.

| Unidades de trabajo Detalles | Unidades | Coste unitario (€/unidad) | Coste total (€) |
|--------------------------------------|-------------|------------------------------|--------------------|
| Alcance y objetivos | 4 (horas) | 36,00 | 144,00 |
| Recopilación de datos | 8 (horas) | 30,00 | 240,00 |
| Ingeniería básica | 40 (horas) | - | 0,00 |
| Bibliografía y manuales | 40 (horas) | - | 0,00 |
| Reglamento y normativa | 80 (horas) | 30,00 | 2.400,00 |
| Estudios previos | | | |
| Estudios de flujo de cargas | 60 (horas) | 54,00 | 3.240,00 |
| Estudios de cortocircuito | 30 (horas) | 54,00 | 1.620,00 |
| Estudios eléctricos | 60 (horas) | 54,00 | 3.240,00 |
| Estudios de compensación de reactiva | 80 (horas) | 54,00 | 4.320,00 |
| Estudios de PAT | | | |
| Redacción | 176 (horas) | 30,00 | 5.280,00 |
| Consultas | 22 (horas) | - | 0,00 |
| Reuniones y comunicaciones | | | |
| TOTAL | 600 (horas) | | 20.484,00 € |

Capítulo 14

Conclusiones

En este documento se ha justificado la necesidad de realizar los estudios, cálculos y análisis que se han considerado para garantizar el correcto diseño y futuro funcionamiento del PE Fray Güen, además de explicar de ejecutar con éxito y desglosar los resultados de los mismos que se resumen a continuación.

Estudio de flujo de cargas

Estas son las principales conclusiones del estudio de flujo de cargas:

- De entre todos los escenarios simulados el más desfavorable en cuanto a pérdidas de potencia activa es el caso capacitivo, donde se registran unas pérdidas máximas del 2,470 % sobre la potencia instantánea generada, con una caída máxima de tensión en la red de MT del 2,5 %.
- Las pérdidas a régimen variable se han estimado en un 2,374 % sobre la generación estimada de algo más de 571 GWh anuales.
- Estos valores de pérdidas y caídas de tensiones son perfectamente compatibles tanto con el código de red como con los criterios de diseño de la red eléctrica de evacuación de la energía producida.
- El hecho de que las pérdidas a régimen variable sobre la generación anual estén tan cercanas, en valores relativos, a las pérdidas nominales revela que los cables de MT y los transformadores no han sido sobredimensionados más de lo necesario, y que por consiguiente se ha realizado un diseño óptimo de dichos elementos. Además, destaca el alto aprovechamiento del recurso eólico, factor también clave para entender este resultado.

Estudio de cortocircuito

Estas son las principales conclusiones del estudio de cortocircuito:

- Los puntos más relevantes a analizar son los cortocircuitos trifásicos y monofásicos a tierra en barras de AT y MT de la SET, puesto que el mayor aporte de potencia de cortocircuito la realiza el equivalente de la red externa.

-
- Los resultados en barras de AT servirán para hacer el dimensionamiento de autoválvulas, conductores, seccionadores, seccionadores de tres posiciones, interruptores automáticos, trafos de corriente y tensión, embarrados y aisladores exteriores de la SET, así como el mallado inferior de PAT de la misma.
 - Los elementos eléctricos del exterior de la SET deberán soportar corrientes pico de 17,277 kA, y el mallado de PAT corrientes transitorias de 8,430 kA; teniendo en cuenta un tiempo de despeje de falta de 0,5 segundos.
 - Los resultados en barras de AT servirán para hacer el dimensionamiento de cables y celdas de MT, tanto de la SET como de los aerogeneradores.
 - Estos elementos eléctricos deben soportar corrientes de 28,99 kA, en el peor caso (en barras de la SET).
 - Las celdas con aislamiento en SF_6 de 31,5 kA son adecuadas para esta instalación en estudio.
 - La corriente de cortocircuito monofásico a tierra en la red de MT, que está limitada a 298 A por la reactancia de PAT del trazo de SSAA, debe ser dispersada por el mallado de PAT enterrado bajo cada aerogenerador.

Estudio de compensación de reactiva

Estas son las principales conclusiones del estudio de compensación de reactiva:

- La característica de potencia reactiva de los aerogeneradores que permite generar o absorber reactiva gracias a sus propios equipos electrónicos incluso cuando no generan potencia activa permite que el PE cumpla con los requerimientos de potencia reactiva en el PCC sin compensación de otros elementos como una reactancia externa.
- Sin embargo, el PE no cumple por sí solo llegar a factor de potencia de 0,95 capacitivo en el PCC cuando el nivel de tensión baja a 0,95 p.u. en el mismo punto.
- Para compensar el efector inductivo de cables y trafos, se propone la instalación de un elemento pasivo de compensación como un banco de condensadores, que debe ser al menos de 4,1 MVAR a tensión nominal de 33 kV ($3764,922 \mu S$).

Estudio de PAT

Estas son las principales conclusiones del estudio de PAT:

- La limitación de la corriente de cortocircuito a tierra por medio de un elemento pasivo resulta necesario para lograr que las tensiones de paso y contacto alrededor de los aerogeneradores sea admisible en caso de falta.
- La condición de terreno seco con capas de baja resistividad eléctrica, o lo que es lo mismo, de alta conductividad, facilitan alcanzar mayor equipotencialidad del suelo.

- La disposición de dos anillos de cobre enterrados resulta una manera eficiente de conseguir una superficie lo más equipotencial posible.
- La resistencia de PAT es suficientemente baja como para garantizar la seguridad en caso de faltas de tipo rayo.

Apéndice A

Pliego de condiciones y normativa

El código de red que regula las estaciones transformadoras o SET, impone sobre todo unos límites de operación normales dentro de los cuales el sistema que compone el PE debe ser capaz de operar. En el capítulo 8 se analiza en profundidad el comportamiento del parque estudiado mediante la simulación del modelo propuesto. (Ver tabla A.2 para consultar la normativa local aplicable).

La normativa internacional y local, por otro lado, está más ligada al aspecto de la seguridad de las personas y el mantenimiento de los equipos y máquinas eléctricas, métodos de diseño, etc. (Ver tabla A.1).

Estas son las condiciones a las que se sujetan los interesados del presente documento:

- Los resultados obtenidos en todas las simulaciones y cálculos están ligados a los datos de partida recibidos. No se garantiza que el PE cumpla con todos los requerimientos necesarios para entrar en funcionamiento si estos parámetros son alterados en el futuro.
- Eventualmente, podrían tomarse los modelos de simulación utilizados para la realización del presente documento para futuros análisis del sistema o para realizar otros estudios como una cotización de armónicos, aunque los resultados solo se podrá garantizar su validez si se cumple el requisito del párrafo anterior.
- Todos los resultados expuestos en este documento deben ser comprobados en campo una vez se hayan ejecutado las obras pertinentes para cerciorarse de que no hubiera habido actuaciones que hayan podido alterar los parámetros de cálculo.
- Cualquier cambio en el diseño durante la construcción debe notificarse para implementar esos cambios en los correspondientes estudios si se desea tener sus efectos en cuenta en la muestra de resultados.
- Se exime de responsabilidad ante posibles fallos al autor de estos estudios si se incumpliera alguna de las condiciones aquí expuestas.

Tabla A.1: Normativa internacional aplicable.

| | |
|--------------------|---|
| IEC 60034 | Rotating electrical machines |
| IEC 60076 | Power transformers |
| IEC 60228 | Conductors of insulated cables |
| IEC 60400 | Wind turbines |
| IEC 60502 | Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($Um = 1,2kV$) up to 30 kV ($Um = 36kV$) |
| IEC 60871 | Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1 000 V |
| IEC 62271 | High-voltage switchgear and control gear |
| IEC 60909 | Short-circuit currents in three-phase a.c. systems Part 0: Calculation of currents |
| IEC 60479-1 | Effects of current on human beings and livestock Part 1: General aspects |
| IEC 61400-21 | Wind turbine generator systems –Part 21:Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines |
| IEC 61400-27-2 | Wind Energy generation systems Part 27-2: Electrical simulation models - Model validation |
| IEC 61936-1 | Power installations exceeding 1kV a.c. Part 1: Common rules |
| IEC 61400-24 | Sistemas Aerogeneradores, parte 24, Protección frente a rayos |
| IEC 62305-1 | Protection Against Lightning – Part 1: “General Principles” |
| IEC 62305-3 | Protection Against Lightning – Part 3: “Physical damage to structures and life hazard” |
| ANSI/IEEE Std 81.2 | Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems |
| IEC 60949 | Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects |
| IEEE 80-2000 | Guide for Safety in AC Substation Grounding |

Tabla A.2: Normativa local aplicable.

| | |
|-----------------------------------|---|
| IRAM 768 | Cordones de alambres de acero, cincados, para puesta a tierra |
| IRAM 1585 | Bloquetes de puesta a tierra, para elementos de hormigón armado y hormigón pretensado de soporte de líneas aéreas |
| IRAM 2281-1 | Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Consideraciones generales.Código de práctica |
| IRAM 2281-2 | Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencias, resistividades y gradientes) |
| IRAM 2281-3 | Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Instalaciones industriales y domiciliarias (inmuebles) y redes de baja tensión. Código de práctica |
| IRAM 2281-4 | Puesta a tierra. Sist. eléctricos, centrales, subestaciones y redes.Código de práctica |
| IRAM 2309 | Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero-cobre y sus accesorios. |
| IRAM 2315 | Materiales para puesta a tierra. Soldadura cuproaluminotérmica |
| IRAM 2425 | Riesgos de daños producidos por las descargas eléctricas atmosféricas (rayos) |
| Resolución SE 0106/2002 AEA-95402 | Boletín Oficial nº29.899, jueves 16 de mayo de 2002, pp. 8-10. Reglamentación para Estaciones Transformadoras |

Apéndice B

Datos de elementos eléctricos

B.1. Ficha técnica de cables de MT

Voltage 19/33 (36) kV Single Core unarmoured aluminium conductors

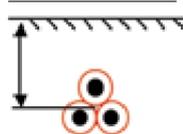
Typical technical data

Design Standards:
 BS 7870-4.10
 IEC 60502

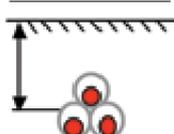
| Nominal cross-sectional area | mm ² | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 | 400 | 500 | 630 | 800 | 1000 |
|---|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Diameter over conductor | mm | 9.8 | 11.5 | 12.8 | 14.3 | 15.9 | 18.4 | 20.5 | 23.2 | 26.2 | 30.3 | 34.7 | 38 |
| Approximate diameter over insulation | mm | 27 | 28.7 | 30 | 31.5 | 33.1 | 35.6 | 38.1 | 41.2 | 44.2 | 48.3 | 52.7 | 57.3 |
| Approximate overall diameter | mm | 34.1 | 36.1 | 37.5 | 39.3 | 41 | 43.8 | 46.6 | 50.2 | 53.4 | 58 | 66 | 71 |
| Approximate weight of cable | kg/m | 1550 | 1750 | 1850 | 2000 | 2200 | 2500 | 2800 | 3200 | 3600 | 4200 | 5050 | 6000 |
| Minimum bending radius (static) | mm | 800 | 850 | 850 | 900 | 950 | 1000 | 1050 | 1100 | 1150 | 1250 | 1350 | 1450 |
| Maximum pulling tension on cable | kg | 210 | 285 | 360 | 450 | 555 | 720 | 900 | 1200 | 1500 | 1890 | 2400 | 3000 |
| Maximum DC resistance @20°C | Ω/km | 0.443 | 0.32 | 0.253 | 0.206 | 0.164 | 0.125 | 0.1 | 0.0778 | 0.0605 | 0.0469 | 0.0367 | 0.0291 |
| Maximum AC resistance @ 90°C | Ω/km | 0.568 | 0.411 | 0.325 | 0.265 | 0.211 | 0.161 | 0.129 | 0.101 | 0.0778 | 0.0629 | 0.0367 | 0.0291 |
| Inductance | mH/km | 0.46 | 0.437 | 0.419 | 0.406 | 0.391 | 0.374 | 0.361 | 0.348 | 0.337 | 0.325 | 0.308 | 0.299 |
| Reactance @50Hz | Ω/km | 0.144 | 0.137 | 0.131 | 0.127 | 0.123 | 0.117 | 0.114 | 0.109 | 0.106 | 0.102 | 0.097 | 0.094 |
| Impedance @ 50Hz @ 90°C | Ω/km | 0.586 | 0.433 | 0.35 | 0.294 | 0.244 | 0.199 | 0.172 | 0.149 | 0.132 | 0.12 | 0.109 | 0.103 |
| Maximum capacitance (C) | μF/km | 0.155 | 0.17 | 0.183 | 0.196 | 0.211 | 0.232 | 0.252 | 0.275 | 0.3 | 0.33 | 0.383 | 0.421 |
| Maximum charging current | A/km | 0.93 | 1.02 | 1.1 | 1.17 | 1.26 | 1.39 | 1.51 | 1.65 | 1.8 | 1.98 | 2.29 | 2.52 |
| Short circuit ratings | | | | | | | | | | | | | |
| 1 second short circuit-rating of conductor (90 to 250°C) | kA | 6.4 | 8.9 | 11.3 | 13.9 | 17.4 | 22.9 | 28.7 | 36.8 | 46.4 | 59.9 | >60 | >60 |
| 1 second short circuit-rating of a 35mm ² Copper wire screen (80 to 250°C) | kA | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 | 4.8 |
| 1 second short circuit-rating of a 50mm ² Copper wire screen (80 to 250°C) | kA | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 | 8.2 |
| Continuous current carrying capacity (as per conditions detailed below) | | | | | | | | | | | | | |
| Direct buried | Amps | 210 | 250 | 280 | 320 | 360 | 415 | 475 | 550 | 610 | 690 | 780 | 860 |
| Single way ducts | Amps | 210 | 250 | 280 | 320 | 350 | 415 | 460 | 520 | 570 | 650 | 770 | 800 |
| In air | Amps | 250 | 305 | 345 | 400 | 450 | 530 | 600 | 700 | 820 | 940 | 1070 | 1210 |

The following conditions have been assumed to calculate the current ratings:

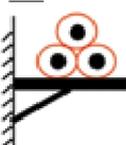
Directly buried in ground



Laid in single way ducts



In air



- Cables laid in tight trefoil
- Thermal resistivity of soil = 1.2 K.m/W
- Ground temperature = 15°C
- Ambient air temperature = 25°C
- Depth of burial (to centre of cable, duct or trefoil group) = 800mm

Apéndice C

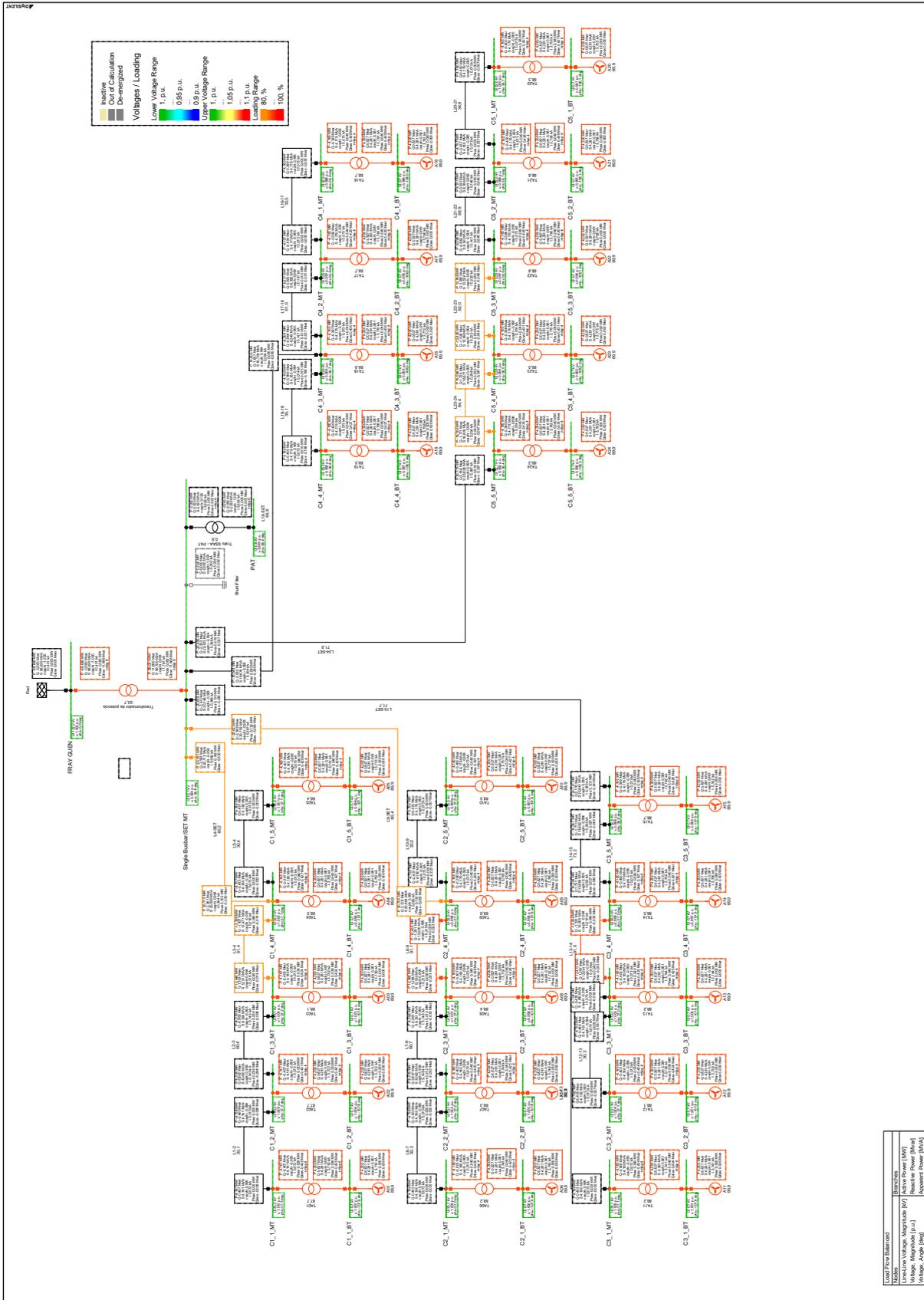
Resultados de las simulaciones

C.1. Cálculos para régimen variable

| Velocidad (m/s) | Weibull (%) | Horas anuales | Potencia aero (kW) | Energía (kWh/año) | I (A) | I ² ·h (A ² ·h) | (Ii/lnI) ² ·hi (h) | I·h (A·h) |
|-----------------|-----------------|---------------|--------------------|---------------------|-----------------|---------------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| 0 | 0,000% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0,732% | 64 | 38 | 2438,196 | 0,665 | 28,360 | 0,005 | 42,657 |
| 2 | 2,209% | 193 | 215 | 41599,374 | 3,762 | 2737,639 | 0,507 | 727,800 |
| 3 | 4,113% | 360 | 491 | 176894,726 | 8,530 | 26585,648 | 4,924 | 3094,855 |
| 4 | 6,188% | 542 | 890 | 482414,511 | 15,571 | 131419,931 | 24,340 | 8440,065 |
| 5 | 8,160% | 715 | 1417 | 1012877,900 | 24,791 | 439316,800 | 81,363 | 17720,768 |
| 6 | 9,760% | 855 | 2098 | 1793724,270 | 36,705 | 1151892,721 | 213,335 | 31382,036 |
| 7 | 10,768% | 943 | 2953 | 2784905,821 | 51,664 | 2517241,166 | 466,203 | 48723,216 |
| 8 | 11,047% | 968 | 3639 | 3579486,009 | 64,716 | 4052806,473 | 750,596 | 62624,764 |
| 9 | 10,592% | 928 | 4129 | 3831126,051 | 72,239 | 4841971,064 | 896,753 | 67027,323 |
| 10 | 9,511% | 833 | 4200 | 3499306,130 | 73,481 | 4498648,836 | 833,168 | 61221,980 |
| 11 | 8,004% | 701 | 4200 | 2944957,719 | 73,481 | 3785987,885 | 701,180 | 51523,398 |
| 12 | 6,313% | 553 | 4200 | 2322618,834 | 73,481 | 2985919,529 | 553,004 | 40635,291 |
| 13 | 4,663% | 408 | 4200 | 1715470,095 | 73,481 | 2205379,369 | 408,445 | 30012,943 |
| 14 | 3,222% | 282 | 4200 | 1185306,859 | 73,481 | 1523810,471 | 282,216 | 20737,492 |
| 15 | 2,080% | 182 | 4200 | 765141,540 | 73,481 | 983653,035 | 182,177 | 13386,505 |
| 16 | 1,252% | 110 | 4200 | 460741,345 | 73,481 | 592321,288 | 109,700 | 8060,883 |
| 17 | 0,702% | 62 | 4200 | 258382,106 | 73,481 | 332171,670 | 61,520 | 4520,514 |
| 18 | 0,366% | 32 | 4200 | 134711,327 | 73,481 | 173182,606 | 32,074 | 2356,837 |
| 19 | 0,177% | 16 | 4200 | 65178,138 | 73,481 | 83791,913 | 15,519 | 1140,322 |
| 20 | 0,079% | 7 | 3948 | 27459,034 | 69,072 | 33182,817 | 6,146 | 480,408 |
| 21 | 0,033% | 3 | 3360 | 9683,892 | 58,785 | 9959,559 | 1,845 | 169,424 |
| 22 | 0,013% | 1 | 2520 | 2777,430 | 44,089 | 2142,370 | 0,397 | 48,592 |
| 23 | 0,004% | 0 | 1680 | 652,216 | 29,392 | 335,391 | 0,062 | 11,411 |
| 24 | 0,001% | 0 | 840 | 105,605 | 14,696 | 27,153 | 0,005 | 1,848 |
| 25 | 0,000% | 0 | 0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 26 | 0,000% | 0 | 0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| 27 | 0,000% | 0 | 0 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| TOTAL | 100,000% | 8760 | | 27097959,126 | 1229,546 | 30374513,691 | 5625,484 | 474091,333 |

C.2. Flujos de carga

C.2.1. Caso resistivo



| DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 7/18/2019 | | | | |
|---|--|---|-----------------------|------------------|----------------------|--|
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | |
| Load Flow Calculation | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Yes | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | 1,00 kVA 0,10 % | | | |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | Yes | | | | | |
| Consider Reactive Power Limits | Yes | | | | | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | Annex: / 1 | | | |
| Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [kA] | Additional Data |
| Single Busbar | 0,99 | 32,70 | 36,35 | 1,00 | 0,00 | |
| SET_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Shnt | Shunt/Filter | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 0,00 | |
| Cub_1 /Line | L15-SET | -20,61 | -2,41 | -0,99 | 0,37 | Pv: 119,53 kW cLoad: 0,46 Mvar L: 5,30 km |
| Cub_1 /Line | L18-SET | -16,54 | -2,09 | -0,99 | 0,29 | Pv: 64,91 kW cLoad: 0,38 Mvar L: 4,46 km |
| Cub_1 /Line | L24-SET | -20,70 | -2,20 | -0,99 | 0,37 | Pv: 18,85 kW cLoad: 0,07 Mvar L: 0,83 km |
| Cub_1 /Line | L4-SET | -20,55 | -2,59 | -0,99 | 0,37 | Pv: 162,04 kW cLoad: 0,62 Mvar L: 7,22 km |
| Cub_1 /Line | L9-SET | -20,62 | -2,39 | -0,99 | 0,37 | Pv: 131,76 kW cLoad: 0,50 Mvar L: 5,84 km |
| Cub_1 /Tr2 | Trato SSAA - PAT | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,00 | Min: 0 Max: 0 |
| Cub_1 /Tr2 | Transformador de p | 99,02 | 11,69 | 0,99 | 1,76 | Tap: 9,00 Min: 1 Max: 21 |
| C1_1_BT | 0,66 | 1,01 | 0,66 | -107,58 | | |
| Cub_2 /Genstat | A01 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,72 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,72 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C1_1_MT | 33,00 | 1,01 | 33,32 | 37,31 | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | -4,16 | -0,41 | -1,00 | 0,07 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | 4,16 | 0,41 | 1,00 | 0,07 | Pv: 3,33 kW cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| C1_2_MT | 33,00 | 1,01 | 33,29 | 37,30 | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA02 | -4,16 | -0,41 | -1,00 | 0,07 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | -4,16 | -0,45 | -0,99 | 0,07 | Pv: 3,33 kW cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| Cub_3 /Line | L2-3 | 8,32 | 0,85 | 0,99 | 0,15 | Pv: 38,97 kW cLoad: 0,11 Mvar L: 2,25 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 2 | |
|------------|--------------------|-------------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|------|--------|---------------|-----------|-----------------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Tap | Min | Max | | Additional Data |
| C1_2_BT | 0,66 /Genstat | 1,01 /Tr2 | 0,66 -107,58 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,72 | 89,93 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | TA02 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,72 | 87,72 | | | |
| C1_3_MT | 33,00 /Tr2 | 1,00 /TA03 | 33,13 37,21 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,14 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | L2-3 | | | -8,28 | -0,95 | -0,99 | 0,15 | 60,38 | Tap: 38,97 kW | 0,11 Mvar | 2,25 km |
| Cub_3 | | L3-4 | | | 12,44 | 1,35 | 0,99 | 0,22 | 81,37 | Pv: 44,84 kW | 0,10 Mvar | 1,76 km |
| C1_4_MT | 33,00 /Tr2 | 1,00 /TA04 | 33,01 37,10 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,46 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | L3-4 | | | -12,40 | -1,43 | -0,99 | 0,22 | 81,37 | Tap: 44,84 kW | 0,10 Mvar | 1,76 km |
| Cub_2 | | L5-4 | | | -4,16 | -0,43 | -0,99 | 0,07 | 30,40 | Pv: 2,91 kW | 0,03 Mvar | 0,66 km |
| Cub_4 | | L4-SET | | | 20,71 | 2,26 | 0,99 | 0,36 | 80,24 | Pv: 162,04 kW | 0,62 Mvar | 7,22 km |
| C1_4_BT | 0,66 /Genstat | 1,00 /Tr2 | 0,66 -107,69 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 89,93 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | TA04 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 88,46 | | | |
| C1_3_BT | 0,66 /Genstat | 1,00 /Tr2 | 0,66 -107,62 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,74 | 89,93 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | TA03 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,74 | 88,14 | | | |
| C1_5_MT | 33,00 /Tr2 | 1,00 /TA05 | 33,03 37,11 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,40 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | L5-4 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 30,40 | Tap: 2,91 kW | 0,03 Mvar | 0,66 km |
| C1_5_BT | 0,66 /Genstat | 1,00 /Tr2 | 0,66 -107,69 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 89,93 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | TA05 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 88,40 | | | |
| C2_1_MT | 33,00 /Tr2 | 1,00 /TA06 | 33,09 37,05 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,23 | 4,00 | 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | | L6-7 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 30,34 | Tap: 2,89 kW | 0,03 Mvar | 0,66 km |

| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | | / 3 | | |
|--------------------|----------|--------------------|-------|-------------------|-----------------------|------------------|----------------------|---------------------|-----------------|---------------|-----------------|------------|
| Rated Voltage [kV] | [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [kA] | Current Loading [%] | Additional Data | | | |
| C2_1_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -107,77 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,74 | 89,93 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 | /Genstat | A06 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,74 | 88,23 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA06 | | | | | | | | | | |
| C2_2_MT | 33,00 | 1,00 | 33,07 | 37,04 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,29 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | | -4,16 | -0,43 | -0,99 | 0,07 | 30,34 | Pv: 2,89 kW | cLOd: 0,03 Mvar | L: 0,66 km |
| Cub_2 | /Line | L6-7 | | | 8,32 | 0,84 | 0,99 | 0,15 | 60,71 | Pv: 12,29 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L7-8 | | | | | | | | | | |
| C2_2_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -107,78 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 89,93 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A07 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 88,29 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | | | | | | | | | |
| C2_3_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -107,79 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 89,93 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A08 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 88,42 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | | | | | | | | | |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,00 | 33,02 | 37,01 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,42 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | | -8,31 | -0,87 | -0,99 | 0,15 | 60,71 | Pv: 12,29 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_2 | /Line | L7-8 | | | 12,47 | 1,27 | 0,99 | 0,22 | 91,12 | Pv: 27,70 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L8-9 | | | | | | | | | | |
| C2_4_MT | 33,00 | 1,00 | 32,94 | 36,96 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,62 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | | -12,44 | -1,29 | -0,99 | 0,22 | 91,12 | Pv: 27,70 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_2 | /Line | L8-9 | | | 4,16 | 0,44 | 0,99 | 0,07 | 34,96 | Pv: 3,39 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,77 km |
| Cub_3 | /Line | L10-9 | | | 20,76 | 2,13 | 0,99 | 0,37 | 80,43 | Pv: 131,76 kW | cLOd: 0,50 Mvar | L: 5,84 km |
| Cub_4 | /Line | L9-SET | | | | | | | | | | |
| C2_4_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -107,81 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A09 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,62 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | | | | | | | | | |
| C2_5_MT | 33,00 | 1,00 | 32,97 | 36,98 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,55 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA10 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 34,96 | Pv: 3,39 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,77 km |
| Cub_2 | /Line | L10-9 | | | | | | | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 4 | | |
|-------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|------|----------|--------|-----------|-----------------|---------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Tap: | Min: | Max: | | Additional Data | |
| C2_5_BT | 0,66 /Genstat | 0,66 | -107,80 | | 0,98 | 3,76 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_3 /Tr2 | TA10 | | | 4,20 | 0,83 | 3,76 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA10 | | | 4,20 | 0,83 | 3,76 | 88,55 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| C3_1_MT | 33,00 /Tr2 | 33,11 | 37,06 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA11 | | | -4,16 | -0,40 | 0,07 | 88,19 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Line | L11-13 | | | 4,16 | 0,40 | 0,07 | 30,33 | Pv: | 2,84 kW | cLoad: | 0,03 Mvar | L: | 0,65 km |
| C3_1_BT | 0,66 /Genstat | 0,66 | -107,76 | | 0,98 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_2 /Tr2 | TA11 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA11 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 88,19 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| C3_3_BT | 0,66 /Genstat | 0,66 | -107,77 | | 0,98 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_2 /Tr2 | TA13 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA13 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 88,25 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| C3_2_MT | 33,00 /Tr2 | 33,13 | 37,07 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA12 | | | -4,16 | -0,40 | 0,07 | 88,14 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Line | L12-13 | | | 4,16 | 0,40 | 0,07 | 30,33 | Pv: | 5,08 kW | cLoad: | 0,06 Mvar | L: | 1,16 km |
| C3_2_BT | 0,66 /Genstat | 0,66 | -107,76 | | 0,98 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_2 /Tr2 | TA12 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 89,93 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA12 | | | 4,20 | 0,83 | 3,74 | 88,14 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| C3_3_MT | 33,00 /Tr2 | 33,09 | 37,05 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA13 | | | -4,16 | -0,40 | 0,07 | 88,25 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Line | L11-13 | | | 4,16 | -0,43 | 0,07 | 30,33 | Pv: | 2,84 kW | cLoad: | 0,03 Mvar | L: | 0,65 km |
| Cub_3 /Line | L12-13 | | | -4,16 | -0,46 | 0,07 | 30,33 | Pv: | 5,08 kW | cLoad: | 0,06 Mvar | L: | 1,16 km |
| Cub_4 /Line | L13-14 | | | 12,47 | 1,30 | 0,22 | 91,02 | Pv: | 39,60 kW | cLoad: | 0,05 Mvar | L: | 1,01 km |
| C3_4_MT | 33,00 /Tr2 | 32,98 | 36,99 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA14 | | | -4,16 | -0,40 | 0,07 | 88,53 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Line | L13-14 | | | -12,43 | -1,33 | 0,22 | 91,02 | Pv: | 39,60 kW | cLoad: | 0,05 Mvar | L: | 1,01 km |
| Cub_3 /Line | L14-15 | | | 16,59 | 1,73 | 0,29 | 73,19 | Pv: | 26,78 kW | cLoad: | 0,07 Mvar | L: | 0,96 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | / 5 |
|------------|--------------------|------------------|-------------|---------------------|-----------------------|------------------|---------|-------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Angle [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | | |
| C3_4_BT | 0,66 | 0,66 | -107,80 | | | | | |
| Cub_2 | 1,00 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 |
| /Genstat | A14 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,53 |
| Cub_1 | TA14 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C3_5_BT | 0,66 | 0,66 | -107,86 | | | | | |
| Cub_2 | 1,00 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 |
| /Genstat | A15 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,68 |
| Cub_1 | TA15 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C3_5_MT | 33,00 | 32,92 | 36,91 | | | | | |
| Cub_1 | 1,00 | | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,68 |
| /Tr2 | TA15 | | | -16,57 | -1,77 | -0,99 | 0,29 | 73,19 |
| Cub_2 | L14-15 | | | 20,73 | 2,17 | 0,99 | 0,37 | 71,65 |
| Cub_3 | L15-SET | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,07 |
| | | | | | | | Mvar L: | 0,96 |
| | | | | | | | Mvar I: | 5,30 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,46 |
| | | | | | | | Mvar L: | 5,30 |
| C4_4_BT | 0,66 | 0,66 | -107,99 | | | | | |
| Cub_2 | 1,00 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 |
| /Genstat | A19 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,54 |
| Cub_1 | TA19 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C4_4_MT | 33,00 | 32,98 | 36,79 | | | | | |
| Cub_1 | 1,00 | | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,54 |
| /Tr2 | TA19 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 35,09 |
| Cub_2 | L19-18 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,17 |
| | | | | | | | Mvar L: | 3,44 |
| C4_3_BT | 0,66 | 0,66 | -108,02 | | | | | |
| Cub_2 | 0,99 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,77 | 89,93 |
| /Genstat | A18 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,77 | 88,86 |
| Cub_1 | TA18 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C4_2_MT | 33,00 | 32,90 | 36,76 | | | | | |
| Cub_1 | 1,00 | | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,73 |
| /Tr2 | TA17 | | | -4,16 | -0,43 | -0,99 | 0,07 | 30,49 |
| Cub_2 | L16-17 | | | 8,32 | 0,83 | 1,00 | 0,15 | 61,01 |
| Cub_3 | L17-18 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,04 |
| | | | | | | | Mvar L: | 0,72 |
| | | | | | | | Mvar I: | 0,73 |
| C4_2_BT | 0,66 | 0,66 | -108,01 | | | | | |
| Cub_2 | 0,99 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 |
| /Genstat | A17 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,73 |
| Cub_1 | TA17 | | | | | | Tap: | 4,00 |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 6 | | | | |
|----------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|------|--------|-----------------|----------|--------|-----------|------|---------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Tap: | Min: | Additional Data | | | | | |
| C4_1_MT | 33,00 | 1,00 | 32,93 | 36,77 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,66 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 30,49 | Pv: | 3,19 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,72 km |
| Cub_2 /Line | | L16-17 | | | | | | | | | | | | | |
| C4_1_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -108,00 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A16 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,66 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_1_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -108,11 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 89,93 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A20 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,75 | 88,50 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_2_BT | 0,66 | 1,00 | 0,66 | -108,12 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 89,93 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A21 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,76 | 88,57 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_1_MT | 33,00 | 1,00 | 32,99 | 36,68 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,50 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | 4,16 | 0,40 | 1,00 | 0,07 | 34,94 | Pv: | 3,36 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,00 | 32,96 | 36,66 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,57 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | 4,16 | -0,44 | -0,99 | 0,07 | 34,94 | Pv: | 3,36 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | 8,32 | 0,84 | 0,99 | 0,15 | 69,91 | | | | | | |
| Cub_3 /Line | | L21-22 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_3_MT | 33,00 | 1,00 | 32,89 | 36,62 | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,77 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | 4,16 | -0,88 | -0,99 | 0,15 | 69,91 | Pv: | 18,54 kW | cLoad: | 0,05 Mvar | L: | 1,05 km |
| Cub_2 /Line | | L21-22 | | | 8,32 | 0,84 | 0,99 | 0,15 | 82,02 | | | | | | |
| Cub_3 /Line | | L22-23 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_3_BT | 0,66 | 0,99 | 0,66 | -108,14 | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,77 | 89,93 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A22 | | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,77 | 88,77 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | | | | | | | | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | | |
|----------------|--------------------|--------------------|-------------|---------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|------------------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Angle [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
| C5_4_MT | 33,00 | 0,99 | 32,80 | 36,54 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA23 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,99 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L22-23 | | -12,43 | -1,33 | -0,99 | 0,22 | 82,02 | Pv: 30,39 kW |
| Cub_3 /Line | | L23-24 | | 16,59 | 1,72 | 0,99 | 0,29 | 84,43 | Pv: 32,63 kW |
| C5_4_BT | 0,66 | 0,99 | 0,65 | -108,19 | | | | | Min: 1 |
| Cub_2 /Genstat | | A23 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,78 | 89,93 | cLoad: 0,07 Mvar |
| Cub_1 /Tr2 | | TA23 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,78 | 88,99 | cLoad: 0,08 Mvar |
| C5_5_BT | 0,66 | 0,99 | 0,65 | -108,27 | | | | | Min: 1 |
| Cub_2 /Genstat | | A24 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,78 | 89,93 | Tap: 4,00 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA24 | | 4,20 | 0,83 | 0,98 | 3,78 | 89,17 | Min: 1 |
| C5_5_MT | 33,00 | 0,99 | 32,73 | 36,44 | | | | | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA24 | | -4,16 | -0,39 | -1,00 | 0,07 | 89,17 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L23-24 | | -16,56 | -1,77 | -0,99 | 0,29 | 84,43 | Pv: 32,63 kW |
| Cub_3 /Line | | L24-SET | | 20,71 | 2,17 | 0,99 | 0,37 | 71,88 | Pv: 18,85 kW |
| FRAY GUEN | 132,00 | 1,00 | 132,00 | 0,00 | | | | | Min: 1 |
| Cub_1 /Xnet | | Red | | -98,64 | -0,00 | -1,00 | 0,43 | 93,75 | Sk": 1633,00 MVA |
| Cub_3 /Tr2 | | Transformador de p | | -98,64 | -0,00 | -1,00 | 0,43 | 93,75 | Tap: 9,00 |
| C4_3_MT | 33,00 | 1,00 | 32,85 | 36,73 | | | | | Min: 1 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA18 | | -4,16 | -0,40 | -1,00 | 0,07 | 88,86 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L17-18 | | -8,30 | -0,86 | -0,99 | 0,15 | 61,01 | Pv: 12,94 kW |
| Cub_3 /Line | | L19-18 | | -4,14 | -0,57 | -0,99 | 0,07 | 35,09 | Pv: 15,20 kW |
| Cub_4 /Line | | L18-SET | | 16,61 | 1,83 | 0,99 | 0,29 | 64,60 | Pv: 64,91 kW |
| PAT | 0,40 | 0,99 | 0,40 | 66,36 | | | | | Min: 0 |
| Cub_1 /Tr2 | | Trafo SSAA - PAT | | -0,00 | -0,00 | -1,00 | 0,00 | 0,89 | Tap: 0,00 |

| | | | | | |
|---|-------|---|-------------|---|--|
| | | Project: DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | | Date: 7/18/2019 | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | |
| Load Flow Calculation | | AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | |
| | | Yes Yes | | No 1,00 kVA 0,10 % | |
| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | |
| | | rtd.V [kV] | | Voltage - Deviation [%] | |
| | | Bus - voltage [p.u.] | | -10 -5 0 +5 +10 | |
| | | [deg] | | | |
| Single Busbar | 33,00 | 0,991 | 32,70 | 36,35 | |
| SET_MT | 0,66 | 1,007 | 0,66-107,58 | | |
| C1_1_BT | 33,00 | 1,010 | 33,32 | 37,31 | |
| C1_1_MT | 33,00 | 1,009 | 33,29 | 37,30 | |
| C1_2_BT | 0,66 | 1,006 | 0,66-107,58 | | |
| C1_3_MT | 33,00 | 1,004 | 33,13 | 37,21 | |
| C1_4_MT | 33,00 | 1,000 | 33,01 | 37,10 | |
| C1_4_BT | 0,66 | 0,998 | 0,66-107,69 | | |
| C1_3_BT | 0,66 | 1,001 | 0,66-107,62 | | |
| C1_5_MT | 33,00 | 1,001 | 33,03 | 37,11 | |
| C1_5_BT | 0,66 | 0,998 | 0,66-107,69 | | |
| C2_1_MT | 33,00 | 1,003 | 33,09 | 37,05 | |
| C2_1_BT | 0,66 | 1,000 | 0,66-107,77 | | |
| C2_2_MT | 33,00 | 1,002 | 33,07 | 37,04 | |
| C2_2_BT | 0,66 | 1,000 | 0,66-107,78 | | |
| C2_3_BT | 0,66 | 0,998 | 0,66-107,79 | | |

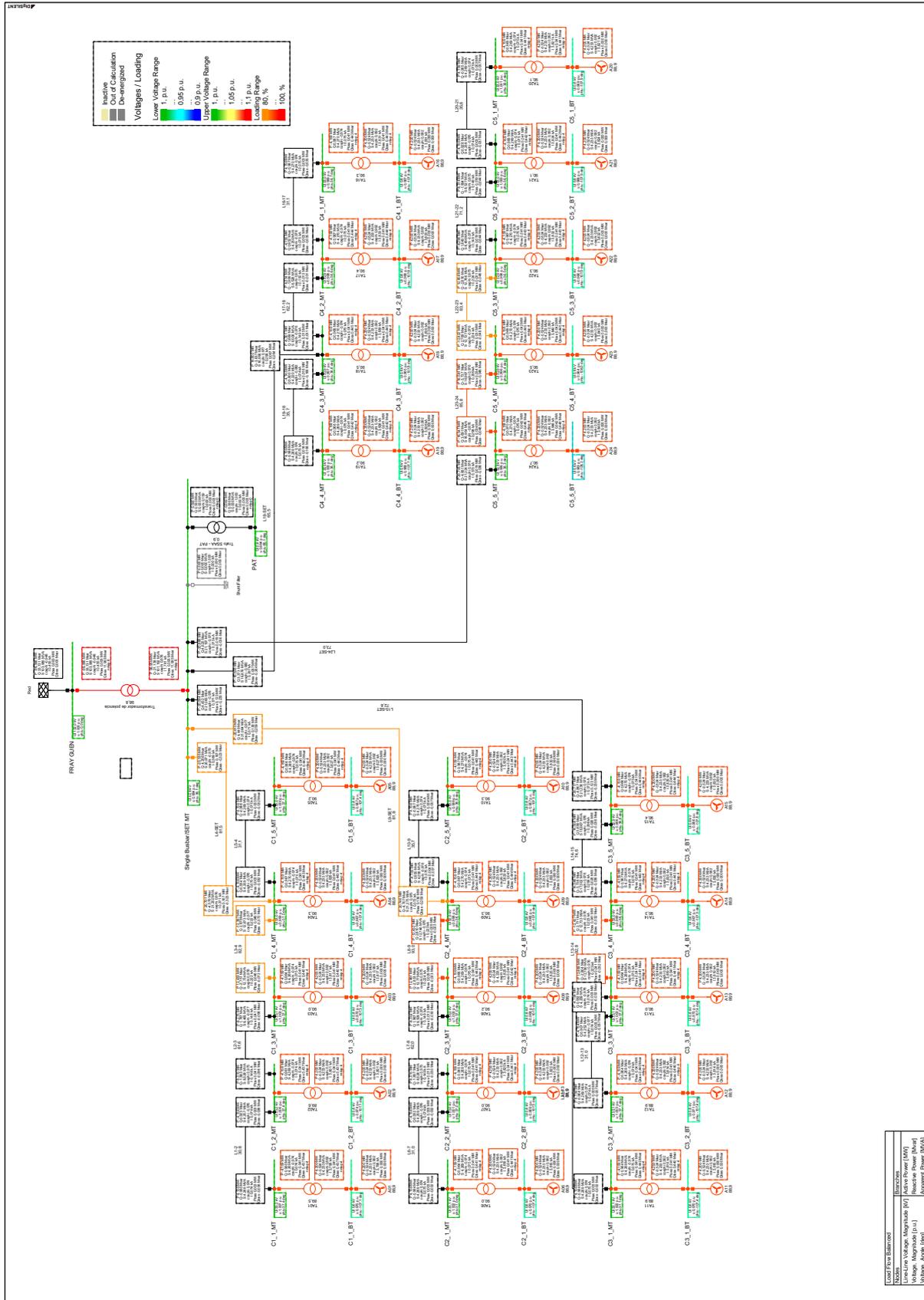
| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | | Annex: / 9 |
|------------|--------------------|----------------------------|---------------------|-------|----|------------|
| | rtq.v [kV] | Bus - voltage [p.u.] [deg] | -10 | -5 | +5 | |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,001 | 33,02 | 37,01 | | |
| C2_4_MT | 33,00 | 0,998 | 32,94 | 36,96 | | |
| C2_4_BT | 0,66 | 0,996 | 0,66-107,81 | | | |
| C2_5_MT | 33,00 | 0,999 | 32,97 | 36,98 | | |
| C2_5_BT | 0,66 | 0,997 | 0,66-107,80 | | | |
| C3_1_MT | 33,00 | 1,003 | 33,11 | 37,06 | | |
| C3_1_BT | 0,66 | 1,001 | 0,66-107,76 | | | |
| C3_3_BT | 0,66 | 1,000 | 0,66-107,77 | | | |
| C3_2_MT | 33,00 | 1,004 | 33,13 | 37,07 | | |
| C3_2_BT | 0,66 | 1,001 | 0,66-107,76 | | | |
| C3_3_MT | 33,00 | 1,003 | 33,09 | 37,05 | | |
| C3_4_MT | 33,00 | 0,999 | 32,98 | 36,99 | | |
| C3_4_BT | 0,66 | 0,997 | 0,66-107,80 | | | |
| C3_5_BT | 0,66 | 0,995 | 0,66-107,86 | | | |
| C3_5_MT | 33,00 | 0,998 | 32,92 | 36,91 | | |
| C4_4_BT | 0,66 | 0,997 | 0,66-107,99 | | | |
| C4_4_MT | 33,00 | 0,999 | 32,98 | 36,79 | | |
| C4_3_BT | 0,66 | 0,993 | 0,66-108,02 | | | |
| C4_2_MT | 33,00 | 0,997 | 32,90 | 36,76 | | |
| C4_2_BT | 0,66 | 0,995 | 0,66-108,01 | | | |
| C4_1_MT | 33,00 | 0,998 | 32,93 | 36,77 | | |
| C4_1_BT | 0,66 | 0,996 | 0,66-108,00 | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | Annex: | |
|------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | rtd.V [kV] | Bus - voltage [p.u.] | Bus - voltage [kV] | Angle [deg] | Voltage - Deviation [%] | Angle [deg] |
| C5_2_BT | 0,66 | 0,997 | 0,66-108,11 | | -0,1 | 10 |
| C5_1_MT | 0,66 | 0,997 | 0,66-108,12 | | -0,1 | 10 |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,000 | 32,99 | 36,68 | -0,1 | 10 |
| C5_3_MT | 33,00 | 0,999 | 32,96 | 36,66 | -0,1 | 10 |
| C5_3_BT | 33,00 | 0,997 | 32,89 | 36,62 | -0,1 | 10 |
| C5_4_MT | 0,66 | 0,994 | 0,66-108,14 | | -0,1 | 10 |
| C5_4_BT | 33,00 | 0,994 | 32,80 | 36,54 | -0,1 | 10 |
| C5_5_BT | 0,66 | 0,992 | 0,65-108,19 | | -0,1 | 10 |
| C5_5_MT | 0,66 | 0,990 | 0,65-108,27 | | -0,1 | 10 |
| FRAY GUEN | 33,00 | 0,992 | 32,73 | 36,44 | -0,1 | 10 |
| C4_3_MT | 132,00 | 1,000 | 132,00 | 0,00 | -0,1 | 10 |
| PAT | 33,00 | 0,995 | 32,85 | 36,73 | -0,1 | 10 |
| | 0,40 | 0,991 | 0,40 | 66,36 | -0,1 | 10 |

| | | DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.7 | | Project: Date: 7/18/2019 | |
|---|--------------------------|---------------------------------------|---|-----------------------------|-------------------------------|
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | |
| Load Flow Calculation | | | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | | | Yes Yes No 1,00 kVA 0,10 % | | |
| Grid: Grid | | | System Stage: Grid | | |
| Volt. Level [kV] | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Load [MW] / [Mvar] | Compensation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 132,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | -98,64 0,00 |
| Total: | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | -98,64 0,00 |
| Grid: Grid | | | Study Case: Nominal | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |
| Grid: Grid | | | Annex: | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |
| Grid: Grid | | | Annex: | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |
| Grid: Grid | | | Annex: | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |
| Grid: Grid | | | Annex: | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |
| Grid: Grid | | | Annex: | | |
| Volt. Level [kV] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Power Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 33,00 kV | 100,80 19,86 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 33,00 | 0,40 kV | | 0,00 0,00 | -2,07 0,00 | 1,09 0,00 |
| 132,00 | 0,66 kV | | -99,85 -9,62 | 0,00 10,24 | 0,00 9,45 |
| Total: | 132,00 kV | | 11,69 11,69 | 11,69 11,69 | 11,03 11,03 |

| | | | | | | | | | |
|--|---|---|--------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|--|
| | DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 | | | | | | | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | | | | |
| Load Flow Calculation | AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations No 1,00 kVA 0,10 % | | | | | | | |
| Total System Summary | | | | | | | | | |
| Study Case: Nominal | | | | | | | | | |
| Annex: / 12 | | | | | | | | | |
| | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Load [MW] / [Mvar] | Compensation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] | Inter Area Flow [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | No-load Losses [MW] / [Mvar] | |
| \aherze\Fray Güen 100 MW\Network Model\Network Data\Grid | | | | | | | | | |
| 100,80 0,00 0,00 0,00 0,00 -98,64 0,00 2,16 0,10 | | | | | | | | | |
| 19,86 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 19,86 -1,71 | | | | | | | | | |
| Total: | | | | | | | | | |
| 100,80 0,00 0,00 0,00 0,00 -98,64 0,00 2,16 0,10 | | | | | | | | | |
| 19,86 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 19,86 -1,71 | | | | | | | | | |

C.2.2. Caso inductivo



| DIGILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 7/18/2019 | | | | |
|---|--|---|-----------------------|------------------|----------------------|-----------------------------|
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | |
| Load Flow Calculation | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Yes | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes | 1,00 kVA | | | |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | Yes | Model Equations | 0,10 % | | | |
| Consider Reactive Power Limits | | | | | | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | Annex: / 1 | | | |
| Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [kA] | Additional Data |
| Single Busbar | 0,99 | 32,81 | 36,15 | 1,00 | 0,00 | |
| SET_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Shnt | Shunt/Filter | 0,00 | 0,00 | -0,98 | 0,37 | cLoad: 0,46 Mvar L: 5,30 km |
| Cub_1 /Line | L15-SET | -20,59 | 4,43 | -0,98 | 0,30 | cLoad: 0,38 Mvar L: 4,46 km |
| Cub_1 /Line | L18-SET | -16,54 | 3,37 | -0,98 | 0,37 | cLoad: 0,07 Mvar L: 0,83 km |
| Cub_1 /Line | L24-SET | -20,69 | 4,63 | -0,98 | 0,37 | cLoad: 0,62 Mvar L: 7,22 km |
| Cub_1 /Line | L4-SET | -20,53 | 4,26 | -0,98 | 0,37 | cLoad: 0,50 Mvar L: 5,84 km |
| Cub_1 /Line | L9-SET | -20,61 | 4,45 | -0,98 | 0,00 | Min: 0 Max: 0 |
| Cub_1 /Tr2 | Trato SSAA - PAT | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,00 | Min: 0 Max: 21 |
| Cub_1 /Tr2 | Transformador de p | 98,96 | -21,14 | 0,98 | 1,78 | Min: 1 Max: 1 |
| C1_1_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,12 | | |
| Cub_2 /Genstat | A01 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,80 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,80 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C1_1_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | 4,16 | -0,96 | 0,97 | 0,07 | cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| C1_2_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | -4,16 | 0,92 | -0,98 | 0,07 | cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| Cub_3 /Line | L2-3 | 8,32 | -1,88 | 0,98 | 0,15 | cLoad: 0,11 Mvar L: 2,25 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | | / 2 |
|----------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|------------------|--------------|---------------------|-----------------|------------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Current Loading [%] | Additional Data | |
| C1_2_BT | 0,66 | 0,64 | -107,14 | | | | | | |
| Cub_3 /Genstat | A02 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,80 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA02 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,80 | 89,59 | | | |
| C1_3_MT | 33,00 | 33,06 | 37,21 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA03 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 89,98 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L2-3 | -8,27 | 1,79 | -0,98 | 0,15 | 61,64 | PV: 40,55 kW | cLoc: 0,11 Mvar | L: 2,25 km |
| Cub_3 /Line | L3-4 | 12,43 | -2,75 | 0,98 | 0,22 | 82,90 | PV: 46,50 kW | cLoc: 0,10 Mvar | L: 1,76 km |
| C1_4_MT | 33,00 | 32,96 | 37,04 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA04 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,26 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L3-4 | -12,39 | 2,68 | -0,98 | 0,22 | 82,90 | PV: 46,50 kW | cLoc: 0,10 Mvar | L: 1,76 km |
| Cub_3 /Line | L5-4 | -4,16 | 0,93 | -0,98 | 0,07 | 31,07 | PV: 3,03 kW | cLoc: 0,03 Mvar | L: 0,66 km |
| Cub_4 /Line | L4-SET | 20,70 | -4,58 | 0,98 | 0,37 | 81,47 | PV: 166,59 kW | cLoc: 0,62 Mvar | L: 7,22 km |
| C1_4_BT | 0,66 | 0,64 | -107,41 | | | | | | |
| Cub_3 /Genstat | A04 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA04 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,26 | | | |
| C1_3_BT | 0,66 | 0,64 | -107,27 | | | | | | |
| Cub_3 /Genstat | A03 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA03 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 89,98 | | | |
| C1_5_MT | 33,00 | 32,98 | 37,06 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA05 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,20 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L5-4 | 4,16 | -0,97 | 0,97 | 0,07 | 31,07 | PV: 3,03 kW | cLoc: 0,03 Mvar | L: 0,66 km |
| C1_5_BT | 0,66 | 0,64 | -107,39 | | | | | | |
| Cub_3 /Genstat | A05 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA05 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,20 | | | |
| C2_1_MT | 33,00 | 33,06 | 37,04 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA06 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 89,99 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L6-7 | 4,16 | -0,96 | 0,97 | 0,07 | 31,00 | PV: 3,02 kW | cLoc: 0,03 Mvar | L: 0,66 km |

| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | |
|--------------------|----------|--------------------|-------|-------------------|-----------------------|------------------|----------------------|-----------------|----------------------------|
| Rated Voltage [kV] | [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [kA] | Additional Data | / 3 |
| C2_1_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,45 | | | | | |
| Cub_2 | /Genstat | A06 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA06 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 89,99 | 1 |
| | | | | | | | Tap: | 4,00 | Min: Max: 5 |
| C2_2_MT | 33,00 | 1,00 | 33,04 | 37,01 | | | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 90,04 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L6-7 | | -4,16 | 0,93 | -0,98 | 0,07 | 31,00 | cLOd: 0,03 Mvar L: 0,66 km |
| Cub_3 | /Line | L7-8 | | 8,31 | -1,90 | 0,97 | 0,15 | 61,97 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,70 km |
| C2_2_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,46 | | | | | |
| Cub_3 | /Genstat | A07 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 90,04 | 1 |
| | | | | | | | Tap: | 4,00 | Min: Max: 5 |
| C2_3_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,51 | | | | | |
| Cub_3 | /Genstat | A08 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,17 | 1 |
| | | | | | | | Tap: | 4,00 | Min: Max: 5 |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,00 | 33,00 | 36,96 | | | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,17 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L7-8 | | -8,30 | 1,87 | -0,98 | 0,15 | 61,97 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L8-9 | | 12,46 | -2,83 | 0,98 | 0,22 | 92,97 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,70 km |
| C2_4_MT | 33,00 | 1,00 | 32,93 | 36,87 | | | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,35 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L8-9 | | -12,43 | 2,81 | -0,98 | 0,22 | 92,97 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L10-9 | | -4,16 | 0,93 | -0,98 | 0,07 | 35,70 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| Cub_4 | /Line | L9-SET | | 20,75 | -4,71 | 0,98 | 0,37 | 81,83 | cLOd: 0,50 Mvar L: 5,84 km |
| C2_4_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,57 | | | | | |
| Cub_3 | /Genstat | A09 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,35 | 1 |
| | | | | | | | Tap: | 4,00 | Min: Max: 5 |
| C2_5_MT | 33,00 | 1,00 | 32,96 | 36,90 | | | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA10 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,28 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L10-9 | | 4,16 | -0,97 | 0,97 | 0,07 | 35,70 | cLOd: 0,04 Mvar L: 0,77 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | / 4 |
|------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------|--------|--------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data | | |
| C2_5_BT | 0,66 /Genstat | 0,64 -107,55 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 /Tr2 | TA10 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,28 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA10 | | | | | | | | | |
| C3_1_MT | 33,00 /Tr2 | 33,07 37,06 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 89,95 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA11 | | -4,16 | -0,96 | 0,97 | 0,07 | 30,99 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | L11-13 | | | | | | | | | |
| C3_1_BT | 0,66 /Genstat | 0,64 -107,43 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | TA11 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 89,95 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA11 | | | | | | | | | |
| C3_3_BT | 0,66 /Genstat | 0,64 -107,45 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | TA13 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 90,00 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA13 | | | | | | | | | |
| C3_2_MT | 33,00 /Tr2 | 33,09 37,08 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 89,90 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA12 | | -4,16 | -0,96 | 0,97 | 0,07 | 30,97 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | L12-13 | | | | | | | | | |
| C3_2_BT | 0,66 /Genstat | 0,64 -107,41 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,81 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | TA12 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,81 | 89,90 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA12 | | | | | | | | | |
| C3_3_MT | 33,00 /Tr2 | 33,05 37,04 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 90,00 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA13 | | -4,16 | -0,96 | 0,98 | 0,07 | 30,99 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | L11-13 | | -4,16 | -0,98 | 0,97 | 0,07 | 30,97 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 /Tr2 | L12-13 | | -4,15 | 0,91 | -0,98 | 0,07 | 30,97 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_4 /Tr2 | L13-14 | | 12,47 | -2,80 | 0,98 | 0,22 | 92,82 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| C3_4_MT | 33,00 /Tr2 | 32,96 36,92 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,27 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | TA14 | | -4,16 | -0,97 | 0,98 | 0,22 | 92,82 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Tr2 | L13-14 | | -12,43 | 2,77 | -0,98 | 0,22 | 92,82 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 /Tr2 | L14-15 | | 16,59 | -3,74 | 0,98 | 0,30 | 74,60 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | / 5 | |
|------------|--------------------|------------------|--------------|---------------------|-----------------------|------------------|-----------|-------|---------------------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Angle [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | | | Current Loading [%] |
| C3_4_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 -107,53 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_2 | /Genstat | A14 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,27 | 1 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA14 | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Max: 5 |
| C3_5_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 -107,63 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_2 | /Genstat | A15 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,38 | 1 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA15 | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Max: 5 |
| C3_5_MT | 33,00 | 1,00 | 32,92 36,80 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,38 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA15 | | -16,56 | 3,70 | -0,98 | 0,30 | 74,60 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L14-15 | | 20,72 | -4,67 | 0,98 | 0,37 | 72,84 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Line | L15-SET | | | | | | | Mvar L: 0,96 km |
| | | | | | | | | | Mvar L: 5,30 km |
| C4_4_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 -107,74 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_2 | /Genstat | A19 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,18 | 1 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA19 | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Max: 5 |
| C4_4_MT | 33,00 | 1,00 | 32,99 36,72 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,18 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA19 | | 4,16 | -0,97 | 0,97 | 0,07 | 35,65 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L19-18 | | | | | | | Max: 5 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Mvar L: 3,44 km |
| C4_3_BT | 0,66 | 0,96 | 0,64 -107,84 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,84 | 88,92 | |
| Cub_2 | /Genstat | A18 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,84 | 90,48 | 1 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA18 | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Max: 5 |
| C4_2_MT | 33,00 | 1,00 | 32,93 36,65 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,35 | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA17 | | -4,16 | 0,93 | -0,98 | 0,07 | 31,10 | 1 |
| Cub_2 | /Line | L16-17 | | 8,31 | -1,90 | 0,97 | 0,15 | 62,17 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Line | L17-18 | | | | | | | Mvar L: 0,72 km |
| | | | | | | | | | Mvar L: 0,73 km |
| C4_2_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 -107,79 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | |
| Cub_2 | /Genstat | A17 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,35 | 1 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA17 | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | Tap: 4,00 | | Max: 5 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 6 | |
|----------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|------|--------|-----------------|------------------|------------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Tap: | Min: | Additional Data | | |
| C4_1_MT | 33,00 | 1,00 | 32,95 | 36,68 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,29 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | 4,16 | -0,97 | 0,97 | 0,07 | 31,10 | Pv: 3,32 kW | cLoad: 0,04 Mvar | L: 0,72 km |
| Cub_2 /Line | | L16-17 | | | | | | | | | | |
| C4_1_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,77 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A16 | | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,29 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | | | | | | | | |
| C5_1_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,85 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A20 | | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 90,07 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | | | | | | | | |
| C5_2_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,88 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A21 | | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,82 | 90,14 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | | | | | | | | |
| C5_1_MT | 33,00 | 1,00 | 33,03 | 36,62 | -4,16 | 0,96 | -0,97 | 0,07 | 90,07 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | 4,16 | -0,96 | 0,97 | 0,07 | 35,61 | Pv: 3,48 kW | cLoad: 0,04 Mvar | L: 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | | | | | | | | |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,00 | 33,01 | 36,59 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,14 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | 4,16 | 0,93 | -0,98 | 0,07 | 35,61 | Pv: 3,48 kW | cLoad: 0,04 Mvar | L: 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | | | | | | | | |
| Cub_3 /Line | | L21-22 | | | 8,31 | -1,89 | 0,98 | 0,15 | 71,18 | Pv: 19,20 kW | cLoad: 0,05 Mvar | L: 1,05 km |
| C5_3_MT | 33,00 | 1,00 | 32,94 | 36,51 | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 90,32 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | 4,16 | 0,97 | -0,97 | 0,07 | 71,18 | Pv: 19,20 kW | cLoad: 0,05 Mvar | L: 1,05 km |
| Cub_2 /Line | | L21-22 | | | -8,29 | 1,85 | -0,98 | 0,15 | 83,43 | Pv: 31,42 kW | cLoad: 0,07 Mvar | L: 1,18 km |
| Cub_3 /Line | | L22-23 | | | 12,45 | -2,82 | 0,98 | 0,22 | | | | |
| C5_3_BT | 0,66 | 0,97 | 0,64 | -107,94 | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 88,92 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A22 | | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 3,83 | 90,32 | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | | | | | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | |
|----------------|--------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------|---------------------|-----------------|-------------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [%] | Additional Data | |
| C5_4_MT | 33,00 | 1,00 | 32,87 | 36,39 | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA23 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 90,51 | Tap: | 4,00 |
| Cub_2 /Line | L22-23 | | -12,42 | 2,77 | -0,98 | 83,43 | Pv: | 31,42 kW |
| Cub_3 /Line | L23-24 | | 16,58 | -3,74 | 0,98 | 85,81 | Pv: | 33,69 kW |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,07 Mvar |
| | | | | | | | cLoad: | 0,08 Mvar |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | | 1,18 km |
| | | | | | | | | 1,16 km |
| C5_4_BT | 0,66 | 0,96 | 0,64 | -108,04 | | | | |
| Cub_2 /Genstat | A23 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 88,92 | Tap: | 4,00 |
| Cub_1 /Tr2 | TA23 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 90,51 | | |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C5_5_BT | 0,66 | 0,96 | 0,64 | -108,15 | | | | |
| Cub_2 /Genstat | A24 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 88,92 | Tap: | 4,00 |
| Cub_1 /Tr2 | TA24 | | 4,20 | -0,52 | 0,99 | 90,65 | | |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| C5_5_MT | 33,00 | 0,99 | 32,82 | 36,25 | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA24 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 90,65 | Tap: | 4,00 |
| Cub_2 /Line | L23-24 | | -16,55 | 3,69 | -0,98 | 85,81 | Pv: | 33,69 kW |
| Cub_3 /Line | L24-SET | | 20,71 | -4,66 | 0,98 | 73,01 | Pv: | 19,44 kW |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,08 Mvar |
| | | | | | | | cLoad: | 0,07 Mvar |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | | 1,16 km |
| | | | | | | | | 0,83 km |
| FRAY GUEN | 132,00 | 1,00 | 132,00 | 0,00 | | | Sk": | 1633,00 MVA |
| Cub_1 /Xnet | Red | | -98,57 | 33,13 | -0,95 | 0,45 | Tap: | 6,00 |
| Cub_3 /Tr2 | Transformador de p | | -98,57 | 33,13 | -0,95 | 98,83 | | |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | Max: | 21 |
| C4_3_MT | 33,00 | 1,00 | 32,89 | 36,59 | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA18 | | -4,16 | 0,97 | -0,97 | 90,48 | Tap: | 4,00 |
| Cub_2 /Line | L17-18 | | -8,30 | 1,87 | -0,98 | 62,17 | Pv: | 13,43 kW |
| Cub_3 /Line | L19-18 | | -4,14 | 0,80 | -0,98 | 35,65 | Pv: | 15,64 kW |
| Cub_4 /Line | L18-SET | | 16,60 | -3,64 | 0,98 | 65,47 | Pv: | 66,52 kW |
| | | | | | | | Min: | 1 |
| | | | | | | | cLoad: | 0,04 Mvar |
| | | | | | | | cLoad: | 0,17 Mvar |
| | | | | | | | Max: | 5 |
| | | | | | | | | 0,73 km |
| | | | | | | | | 3,44 km |
| | | | | | | | | 4,46 km |
| PAT | 0,40 | 0,99 | 0,40 | 66,15 | | | Tap: | 0,00 |
| Cub_1 /Tr2 | Trafo SSAA - PAT | | -0,00 | 0,00 | -1,00 | 0,89 | | |
| | | | | | | | Min: | 0 |
| | | | | | | | Max: | 0 |

| | | | |
|---|---|-----------------------------|--|
| | DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | |
| Load Flow Calculation | AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Yes Consider Reactive Power Limits Yes | | |
| Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | | No 1,00 kVA 0,10 % | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | Annex: / 8 |
|---------------|---|---|----------------|
| | rtd.V [kV] Bus - voltage [p.u.] [kV] [deg] | -10 -5 0 +5 +10 | |
| Single Busbar | | | |
| SET_MT | 33,00 0,994 | 32,81 36,15 | |
| C1_1_BT | 0,66 | 0,975 | 0,64-107,12 |
| C1_1_MT | 33,00 | 1,007 | 33,23 37,42 |
| C1_2_MT | 33,00 | 1,006 | 33,20 37,39 |
| C1_2_BT | 0,66 | 0,974 | 0,64-107,14 |
| C1_3_MT | 33,00 | 1,002 | 33,06 37,21 |
| C1_4_MT | 33,00 | 0,999 | 32,96 37,04 |
| C1_4_BT | 0,66 | 0,967 | 0,64-107,41 |
| C1_3_BT | 0,66 | 0,970 | 0,64-107,27 |
| C1_5_MT | 33,00 | 1,000 | 32,98 37,06 |
| C1_5_BT | 0,66 | 0,967 | 0,64-107,39 |
| C2_1_MT | 33,00 | 1,002 | 33,06 37,04 |
| C2_1_BT | 0,66 | 0,970 | 0,64-107,45 |
| C2_2_MT | 33,00 | 1,001 | 33,04 37,01 |
| C2_2_BT | 0,66 | 0,969 | 0,64-107,46 |
| C2_3_BT | 0,66 | 0,968 | 0,64-107,51 |

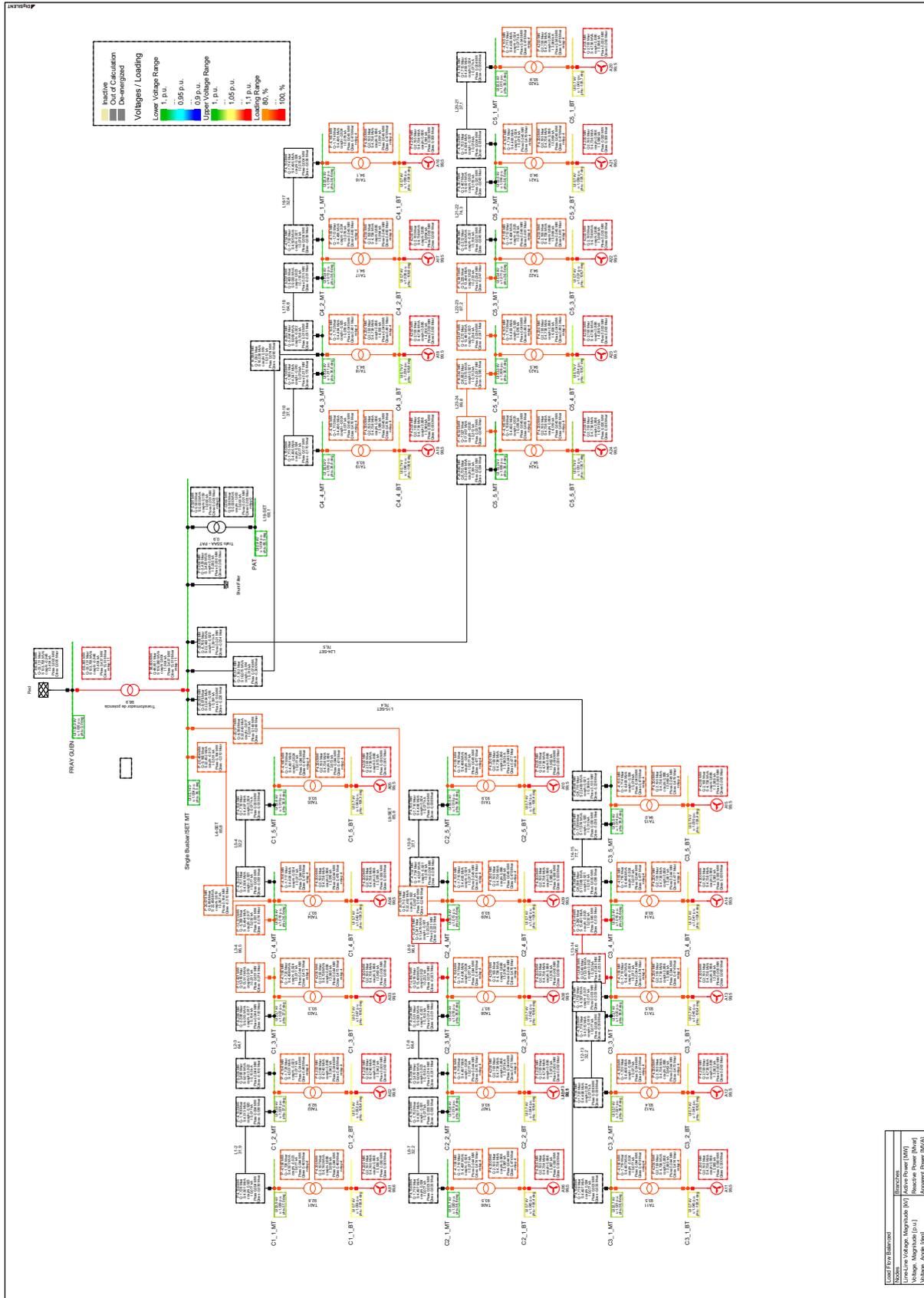
| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | Annex: | |
|------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------|-------------------------|--|
| | rtq.v [kV] | Bus - voltage [p.u.] | Bus - voltage [kV] | [deg] | Voltage - Deviation [%] | |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,000 | 33,00 | 36,96 | - | |
| C2_4_MT | 33,00 | 0,998 | 32,93 | 36,87 | - | |
| C2_4_BT | 0,66 | 0,966 | 0,64-107,57 | | - | |
| C2_5_MT | 33,00 | 0,999 | 32,96 | 36,90 | - | |
| C2_5_BT | 0,66 | 0,967 | 0,64-107,55 | | - | |
| C3_1_MT | 33,00 | 1,002 | 33,07 | 37,06 | - | |
| C3_1_BT | 0,66 | 0,970 | 0,64-107,43 | | - | |
| C3_3_BT | 0,66 | 0,970 | 0,64-107,45 | | - | |
| C3_2_MT | 33,00 | 1,003 | 33,09 | 37,08 | - | |
| C3_2_BT | 0,66 | 0,971 | 0,64-107,41 | | - | |
| C3_3_MT | 33,00 | 1,002 | 33,05 | 37,04 | - | |
| C3_4_MT | 33,00 | 0,999 | 32,96 | 36,92 | - | |
| C3_4_BT | 0,66 | 0,967 | 0,64-107,53 | | - | |
| C3_5_BT | 0,66 | 0,966 | 0,64-107,63 | | - | |
| C3_5_MT | 33,00 | 0,998 | 32,92 | 36,80 | - | |
| C4_4_BT | 0,66 | 0,968 | 0,64-107,74 | | - | |
| C4_4_MT | 33,00 | 1,000 | 32,99 | 36,72 | - | |
| C4_3_BT | 0,66 | 0,965 | 0,64-107,84 | | - | |
| C4_2_MT | 33,00 | 0,998 | 32,93 | 36,65 | - | |
| C4_2_BT | 0,66 | 0,966 | 0,64-107,79 | | - | |
| C4_1_MT | 33,00 | 0,999 | 32,95 | 36,68 | - | |
| C4_1_BT | 0,66 | 0,967 | 0,64-107,77 | | - | |
| C5_1_BT | | | | | - | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | Annex: |
|------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------------|-------------------------|
| | rtd.V [kV] | Bus - voltage [p.u.] | Bus - voltage [kV] | Angle [deg] | Voltage - Deviation [%] |
| C5_2_BT | 0,66 | 0,969 | 0,64-107,85 | | -1,25 |
| C5_1_MT | 0,66 | 0,968 | 0,64-107,88 | | -1,22 |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,001 | 33,03 | 36,62 | 0,03 |
| C5_3_MT | 33,00 | 1,000 | 33,01 | 36,59 | -0,01 |
| C5_3_BT | 33,00 | 0,998 | 32,94 | 36,51 | -0,66 |
| C5_4_MT | 0,66 | 0,966 | 0,64-107,94 | | -1,28 |
| C5_4_BT | 33,00 | 0,996 | 32,87 | 36,39 | -0,63 |
| C5_5_BT | 0,66 | 0,964 | 0,64-108,04 | | -1,36 |
| C5_5_MT | 0,66 | 0,963 | 0,64-108,15 | | -1,39 |
| FRAY GUEN | 33,00 | 0,995 | 32,82 | 36,25 | -0,65 |
| | 132,00 | 1,000 | 132,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_3_MT | 33,00 | 0,997 | 32,89 | 36,59 | -0,61 |
| PAT | 0,40 | 0,994 | 0,40 | 66,15 | -0,60 |

| | | DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 7/18/2019 | | | | | | |
|---|--------------------------|-------------------------------------|---|-----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---|---|--|
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | | | | | |
| Load Flow Calculation | | | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | | | | | | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | | | Yes Yes No 1,00 kVA 0,10 % | | | | | | | |
| Grid: Grid | | | System Stage: Grid | | | | | | | |
| Study Case: Nominal | | | Annex: / 11 | | | | | | | |
| Volt. Level [kV] | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Load [MW] / [Mvar] | Compensation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] | No-load Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 100,80 -12,57 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 33,00 kV | 100,80 -12,57 | 0,00 0,99 10,61 | 0,00 0,94 9,84 | 0,00 0,05 0,77 |
| 33,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,40 kV 0,66 kV 132,00 kV | 0,00 -99,81 23,18 -21,14 | 0,85 -2,04 0,00 0,99 10,61 11,99 | 0,85 1,12 0,00 0,00 0,94 9,84 11,31 | -0,00 -3,16 0,00 0,00 0,05 0,77 0,68 |
| 132,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | -98,57 33,13 | 33,00 kV | -98,57 33,13 | 0,00 0,00 11,99 | 0,00 0,00 11,31 | 0,00 0,00 0,05 0,68 |
| Total: | 100,80 -12,57 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | -98,57 33,13 | | 0,00 0,00 | 2,23 20,56 | 2,13 22,27 | 0,10 -1,71 |

| | | | | | | | | | |
|--|---------------------------------------|---|------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|--|
| | DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 | | | | | | | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | | | | |
| Load Flow Calculation AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | Yes Yes | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations No 1,00 kVA 0,10 % | | | | | | | |
| Total System Summary | | | | | | | | | |
| Study Case: Nominal | | | | | | | | | |
| Annex: / 12 | | | | | | | | | |
| | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Compen- sation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] | Inter Area Flow [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] | No-load Losses [MW] / [Mvar] | |
| \aherze\Fray Güen 100 MW\Network Model\Network Data\Grid | | | | | | | | | |
| 100,80 0,00 0,00 0,00 -98,57 0,00 2,23 2,13 0,10 | | | | | | | | | |
| -12,57 0,00 0,00 0,00 33,13 0,00 20,56 22,27 -1,71 | | | | | | | | | |
| Total: 100,80 0,00 0,00 0,00 -98,57 2,23 2,13 0,10 | | | | | | | | | |
| -12,57 0,00 0,00 0,00 33,13 20,56 22,27 22,27 -1,71 | | | | | | | | | |

C.2.3. Caso capacitivo



| DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 7/18/2019 | | | | |
|---|--|---|-----------------------|------------------|----------------------|--|
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | |
| Load Flow Calculation | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Yes | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes | 1,00 kVA | | | |
| Automatic Tap Adjust of Transformers | Yes | Model Equations | 0,10 % | | | |
| Consider Reactive Power Limits | | | | | | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Nominal | Annex: / 1 | | | |
| Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current Loading [kA] | Additional Data |
| Single Busbar | 0,99 | 32,75 | 36,50 | 0,00 | 0,06 | |
| SET_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Shnt | Shunt/Filter | 0,00 | -3,61 | 0,00 | 0,40 | Pv: 138,47 kW |
| Cub_1 /Line | L15-SET | -20,55 | -9,00 | -0,92 | 0,32 | cLoad: 0,46 Mvar L: 5,30 km |
| Cub_1 /Line | L18-SET | -16,51 | -7,38 | -0,91 | 0,40 | cLoad: 0,38 Mvar L: 4,46 km |
| Cub_1 /Line | L24-SET | -20,65 | -8,83 | -0,92 | 0,40 | cLoad: 0,07 Mvar L: 0,83 km |
| Cub_1 /Line | L4-SET | -20,48 | -9,16 | -0,91 | 0,40 | cLoad: 0,63 Mvar L: 7,22 km |
| Cub_1 /Line | L9-SET | -20,57 | -8,99 | -0,92 | 0,40 | cLoad: 0,51 Mvar L: 5,84 km |
| Cub_1 /Tr2 | Trato SSAA - PAT | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,00 | Min: 0 Max: 0 |
| Cub_1 /Tr2 | Transformador de p | 98,76 | 46,96 | 0,90 | 1,93 | Tap: 8,00 Min: 1 Max: 21 |
| C1_1_BT | 0,66 | 1,04 | 0,69 | -108,11 | | |
| Cub_2 /Genstat | A01 | 4,20 | 2,20 | 0,89 | 3,98 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | 4,20 | 2,20 | 0,89 | 3,98 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C1_1_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA01 | -4,16 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | 4,16 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | Pv: 3,81 kW cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| C1_2_MT | 33,00 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA02 | -4,16 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| Cub_2 /Line | L1-2 | -4,15 | -1,77 | -0,92 | 0,08 | Pv: 3,81 kW cLoad: 0,04 Mvar L: 0,77 km |
| Cub_3 /Line | L2-3 | 8,31 | 3,49 | 0,92 | 0,16 | Pv: 44,76 kW cLoad: 0,12 Mvar L: 2,25 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 2 |
|-------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------|------------------|------------|-----|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data | Min: | Max: | |
| C1_2_BT | 0,66 /Genstat | 0,69 -108,10 | 4,20 | 2,21 | 0,89 | 3,99 | 99,66 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_3 /Tr2 | A02 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA02 | | | | | | | | | | |
| C1_3_MT | 33,00 /Tr2 | 33,36 37,14 | -4,16 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,43 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA03 | | | | | | | | | | |
| Cub_2 /Line | L2-3 | | -8,26 | -3,59 | -0,92 | 0,16 | 64,84 | Pv: 44,76 kW | cLoad: 0,12 Mvar | L: 2,25 km | |
| Cub_3 /Line | L3-4 | | 12,42 | 5,32 | 0,92 | 0,23 | 87,44 | Pv: 51,66 kW | cLoad: 0,10 Mvar | L: 1,76 km | |
| C1_4_MT | 33,00 /Tr2 | 33,21 37,10 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,84 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA04 | | | | | | | | | | |
| Cub_2 /Line | L3-4 | | -12,37 | -5,39 | -0,92 | 0,23 | 87,44 | Pv: 51,66 kW | cLoad: 0,10 Mvar | L: 1,76 km | |
| Cub_3 /Line | L5-4 | | -4,15 | -1,76 | -0,92 | 0,08 | 32,60 | Pv: 3,33 kW | cLoad: 0,03 Mvar | L: 0,66 km | |
| Cub_4 /Line | L4-SET | | 20,67 | 8,87 | 0,92 | 0,39 | 86,78 | Pv: 188,06 kW | cLoad: 0,63 Mvar | L: 7,22 km | |
| C1_4_BT | 0,66 /Genstat | 0,68 -108,06 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 99,73 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_3 /Tr2 | A04 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA04 | | | | | | | | | | |
| C1_3_BT | 0,66 /Genstat | 0,68 -108,06 | 4,20 | 2,21 | 0,89 | 4,01 | 99,70 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_3 /Tr2 | A03 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA03 | | | | | | | | | | |
| C1_5_MT | 33,00 /Tr2 | 33,23 37,10 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,76 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA05 | | | | | | | | | | |
| Cub_2 /Line | L5-4 | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 32,60 | Pv: 3,33 kW | cLoad: 0,03 Mvar | L: 0,66 km | |
| C1_5_BT | 0,66 /Genstat | 0,68 -108,06 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 99,73 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_3 /Tr2 | A05 | | | | | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | TA05 | | | | | | | | | | |
| C2_1_MT | 33,00 /Tr2 | 33,29 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,61 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 | |
| Cub_1 /Tr2 | TA06 | | | | | | | | | | |
| Cub_2 /Line | L6-7 | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 32,54 | Pv: 3,32 kW | cLoad: 0,03 Mvar | L: 0,66 km | |

| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | | / 3 | |
|--------------------|----------|--------------------|--------------|-------------------|-----------------------|------------------|--------------|---------------------|-----------------|-----------------|------------|
| Rated Voltage [kV] | [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Current Loading [%] | Additional Data | | |
| C2_1_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 -108,18 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 99,71 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_2 | /Genstat | A06 | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,61 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA06 | | | | | | | | | |
| C2_2_MT | 33,00 | 1,01 | 33,26 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,69 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | -4,15 | -1,76 | -0,92 | 0,08 | 32,54 | Tap: 3,32 kW | cLOd: 0,03 Mvar | L: 0,66 km |
| Cub_2 | /Line | L6-7 | | 8,31 | 3,49 | 0,92 | 0,16 | 65,12 | Pv: 14,13 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L7-8 | | | | | | | | | |
| C2_2_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 -108,18 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 99,72 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A07 | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 94,69 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA07 | | | | | | | | | |
| C2_3_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 -108,16 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 99,73 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A08 | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,02 | 94,84 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | | | | | | | | |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,01 | 33,20 36,99 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,84 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA08 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 65,12 | Tap: 14,13 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_2 | /Line | L7-8 | | -8,29 | -3,52 | -0,92 | 0,16 | 97,75 | Pv: 31,85 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_3 | /Line | L8-9 | | 12,45 | 5,24 | 0,92 | 0,23 | | | | |
| C2_4_MT | 33,00 | 1,00 | 33,12 36,99 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,08 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 97,75 | Tap: 31,85 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,70 km |
| Cub_2 | /Line | L8-9 | | -12,41 | -5,26 | -0,92 | 0,24 | 37,52 | Pv: 3,90 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,77 km |
| Cub_3 | /Line | L10-9 | | -4,15 | -1,76 | -0,92 | 0,08 | 86,80 | Pv: 152,50 kW | cLOd: 0,51 Mvar | L: 5,84 km |
| Cub_4 | /Line | L9-SET | | 20,72 | 8,75 | 0,92 | 0,39 | | | | |
| C2_4_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 -108,14 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 99,75 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A09 | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 95,08 | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA09 | | | | | | | | | |
| C2_5_MT | 33,00 | 1,00 | 33,15 36,99 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,99 | Tap: 4,00 | Min: 1 | Max: 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA10 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 37,52 | Tap: 3,90 kW | cLOd: 0,04 Mvar | L: 0,77 km |
| Cub_2 | /Line | L10-9 | | | | | | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 4 | | |
|------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|-----------------|--------|------|-----|------|---------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data | Min: | Max: | | | |
| C2_5_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,15 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 99,74 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_3 | /Genstat | A10 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 99,74 | Tap: | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA10 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 94,99 | | | | |
| C3_1_MT | 33,00 | 1,01 | 33,31 | 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,56 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA11 | | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 32,52 | Tap: | | | |
| Cub_2 | /Line | L11-13 | | | | | | | | Pv: | | | |
| | | | | | | | | | | | | | 0,65 km |
| C3_1_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,18 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 99,71 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 | /Genstat | A11 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,56 | Tap: | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA11 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,56 | | | | |
| C3_3_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,18 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 99,72 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 | /Genstat | A13 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,63 | Tap: | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA13 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,63 | | | | |
| C3_2_MT | 33,00 | 1,01 | 33,33 | 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,50 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA12 | | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 32,58 | Tap: | | | |
| Cub_2 | /Line | L12-13 | | | | | | | | Pv: | | | |
| | | | | | | | | | | | | | 1,16 km |
| C3_2_BT | 0,66 | 1,04 | 0,68 | -108,19 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 99,71 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 | /Genstat | A12 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,50 | Tap: | | | |
| Cub_1 | /Tr2 | TA12 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,01 | 94,50 | | | | |
| C3_3_MT | 33,00 | 1,01 | 33,28 | 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,63 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA13 | | | 4,15 | 1,76 | 0,92 | 0,08 | 32,52 | Tap: | | | |
| Cub_2 | /Line | L11-13 | | | 4,15 | 1,78 | 0,92 | 0,08 | 32,58 | Pv: | | | |
| Cub_3 | /Line | L12-13 | | | 4,15 | 1,78 | 0,92 | 0,08 | 32,58 | | | | |
| Cub_4 | /Line | L13-14 | | | 12,46 | 5,27 | 0,92 | 0,23 | 97,70 | Pv: | | | |
| | | | | | | | | | | | | | 1,01 km |
| C3_4_MT | 33,00 | 1,00 | 33,16 | 37,00 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 94,97 | 4,00 | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 | /Tr2 | TA14 | | | 4,15 | 5,30 | 0,92 | 0,23 | 97,70 | Tap: | | | |
| Cub_2 | /Line | L13-14 | | | -12,41 | -5,30 | -0,92 | 0,23 | 97,70 | Pv: | | | |
| Cub_3 | /Line | L14-15 | | | 16,56 | 7,03 | 0,92 | 0,31 | 78,59 | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | 0,96 km |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | / 5 | |
|------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------|--------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|-------------------------|---|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Angle [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | | | Current Loading [%] |
| C3_4_BT | 0,66 /Genstat /Tr2 | 1,03 A14 TA14 | 0,68 -108,15 | 4,20 4,20 | 2,21 2,21 | 0,88 0,88 | 4,03 4,03 | 99,74 94,97 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C3_5_BT | 0,66 /Genstat /Tr2 | 1,03 A15 TA15 | 0,68 -108,18 | 4,20 4,20 | 2,22 2,22 | 0,88 0,88 | 4,04 4,04 | 99,76 95,17 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C3_5_MT | 33,00 /Tr2 /Lne | 1,00 TA15 L14-15 L15-SET | 33,09 36,95 | -4,15 -16,53 20,69 | -1,73 -7,06 8,79 | -0,92 -0,92 0,92 | 0,08 0,31 0,39 | 95,17 78,59 77,34 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 Mvar L: 0,96 km cLoad: 0,07 Mvar L: 5,30 km cLoad: 0,46 |
| C4_4_BT | 0,66 /Genstat /Tr2 | 1,03 A19 TA19 | 0,68 -108,33 | 4,20 4,20 | 2,21 2,21 | 0,88 0,88 | 4,03 4,03 | 99,75 95,08 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C4_4_MT | 33,00 /Tr2 /Lne | 1,00 TA19 L19-18 | 33,12 36,80 | -4,15 4,15 | -1,73 1,73 | -0,92 0,92 | 0,08 0,08 | 95,08 38,00 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 Mvar L: 3,44 km cLoad: 0,17 |
| C4_3_BT | 0,66 /Genstat /Tr2 | 1,03 A18 TA18 | 0,68 -108,29 | 4,20 4,20 | 2,22 2,22 | 0,88 0,88 | 4,05 4,05 | 99,78 95,47 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |
| C4_2_MT | 33,00 /Tr2 /Lne | 1,00 TA17 L16-17 L17-18 | 33,04 36,80 | -4,15 -4,15 8,30 | -1,73 -1,76 3,49 | -0,92 -0,92 0,92 | 0,08 0,08 0,16 | 95,30 32,76 65,55 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 Mvar L: 0,72 km cLoad: 0,04 Mvar L: 0,73 km cLoad: 0,04 |
| C4_2_BT | 0,66 /Genstat /Tr2 | 1,03 A17 TA17 | 0,68 -108,31 | 4,20 4,20 | 2,22 2,22 | 0,88 0,88 | 4,04 4,04 | 99,77 95,30 | Tap: 4,00 Min: 1 Max: 5 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Study Case: Nominal | | | | Annex: | | / 6 | | | | |
|----------------|--------------------|------------------|-------------------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------|------|--------|-----------------|----------|--------|-----------|------|---------|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Tap: | Min: | Additional Data | | | | | |
| C4_1_MT | 33,00 | 1,00 | 33,07 | 36,80 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,22 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 32,76 | Pv: | 3,68 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,72 km |
| Cub_2 /Line | | L16-17 | | | | | | | | | | | | | |
| C4_1_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,32 | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,04 | 99,76 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A16 | | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,04 | 95,22 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA16 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_1_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,46 | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 99,75 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A20 | | | 4,20 | 2,21 | 0,88 | 4,03 | 95,09 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_2_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,45 | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,04 | 99,76 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A21 | | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,04 | 95,18 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_1_MT | 33,00 | 1,00 | 33,11 | 36,67 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,09 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA20 | | | 4,15 | 1,73 | 0,92 | 0,08 | 37,56 | Pv: | 3,87 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,00 | 33,08 | 36,67 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,18 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA21 | | | 4,15 | -1,76 | -0,92 | 0,08 | 37,56 | Pv: | 3,87 kW | cLoad: | 0,04 Mvar | L: | 0,76 km |
| Cub_2 /Line | | L20-21 | | | 8,30 | 3,49 | 0,92 | 0,16 | 75,19 | | | | | | |
| Cub_3 /Line | | L21-22 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_3_MT | 33,00 | 1,00 | 33,00 | 36,67 | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,42 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | 4,20 | -3,53 | -0,92 | 0,16 | 75,19 | Pv: | 21,41 kW | cLoad: | 0,05 Mvar | L: | 1,05 km |
| Cub_2 /Line | | L21-22 | | | 12,44 | 5,26 | 0,92 | 0,24 | 86,26 | | | | | | |
| Cub_3 /Line | | L22-23 | | | | | | | | | | | | | |
| C5_3_BT | 0,66 | 1,03 | 0,68 | -108,43 | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,05 | 99,77 | Tap: | 4,00 | Min: | 1 | Max: | 5 |
| Cub_2 /Genstat | | A22 | | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,05 | 95,42 | | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA22 | | | | | | | | | | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | | | Annex: | / 7 | |
|----------------|--------------------|--------------------|--------|---------------------|-----------------------|------------------|--------|--------|---------------------|
| | Rated Voltage [kV] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | | | Current Loading [%] |
| C5_4_MT | 33,00 | 1,00 | 32,90 | 36,64 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA23 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,70 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L22-23 | | -12,40 | -5,30 | -0,92 | 0,24 | 88,26 | Pv: 35,14 kW |
| Cub_3 /Line | | L23-24 | | 16,56 | 7,03 | 0,92 | 0,32 | 90,91 | Pv: 37,79 kW |
| | | | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 5 |
| | | | | | | | | | cLoad: 0,07 Mvar |
| | | | | | | | | | cLOD: 0,08 Mvar |
| | | | | | | | | | L: 1,18 km |
| | | | | | | | | | L: 1,16 km |
| C5_4_BT | 0,66 | 1,02 | 0,68 | -108,44 | | | | | |
| Cub_2 /Genstat | | A23 | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,06 | 99,80 | Tap: 4,00 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA23 | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,06 | 95,70 | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 5 |
| C5_5_BT | 0,66 | 1,02 | 0,67 | -108,47 | | | | | |
| Cub_2 /Genstat | | A24 | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,07 | 99,81 | Tap: 4,00 |
| Cub_1 /Tr2 | | TA24 | | 4,20 | 2,22 | 0,88 | 4,07 | 95,96 | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 5 |
| C5_5_MT | 33,00 | 0,99 | 32,81 | 36,57 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA24 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,96 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L23-24 | | -16,52 | -7,07 | -0,92 | 0,32 | 90,91 | Pv: 37,79 kW |
| Cub_3 /Line | | L24-SET | | 20,67 | 8,80 | 0,92 | 0,40 | 77,42 | Pv: 21,85 kW |
| | | | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 5 |
| | | | | | | | | | cLoad: 0,08 Mvar |
| | | | | | | | | | cLOD: 0,07 Mvar |
| | | | | | | | | | L: 1,16 km |
| | | | | | | | | | L: 0,83 km |
| FRAY GUEN | 132,00 | 0,95 | 125,40 | 0,00 | | | | | |
| Cub_1 /Xnet | | Red | | -98,31 | -33,13 | -0,95 | 0,48 | 103,79 | Sk": 1633,00 MVA |
| Cub_3 /Tr2 | | Transformador de p | | -98,31 | -33,13 | -0,95 | 0,48 | 103,79 | Tap: 8,00 |
| | | | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 21 |
| C4_3_MT | 33,00 | 1,00 | 32,98 | 36,80 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | TA18 | | -4,15 | -1,73 | -0,92 | 0,08 | 95,47 | Tap: 4,00 |
| Cub_2 /Line | | L17-18 | | -8,29 | -3,52 | -0,92 | 0,16 | 65,55 | Pv: 14,93 kW |
| Cub_3 /Line | | L19-18 | | -4,14 | -1,89 | -0,91 | 0,08 | 38,00 | Pv: 17,65 kW |
| Cub_4 /Line | | L18-SET | | 16,58 | 7,14 | 0,92 | 0,32 | 69,93 | Pv: 75,61 kW |
| | | | | | | | | | Min: 1 |
| | | | | | | | | | Max: 5 |
| | | | | | | | | | cLoad: 0,04 Mvar |
| | | | | | | | | | cLOD: 0,17 Mvar |
| | | | | | | | | | L: 3,44 km |
| | | | | | | | | | L: 4,46 km |
| PAT | 0,40 | 0,99 | 0,40 | 66,51 | | | | | |
| Cub_1 /Tr2 | | Trafo SSAA - PAT | | -0,00 | -0,00 | -1,00 | 0,00 | 0,89 | Tap: 0,00 |
| | | | | | | | | | Min: 0 |
| | | | | | | | | | Max: 0 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | Annex: | |
|------------|--------------------|----------------------------|---------------------|----|--------|-----|
| | rtq.v [kV] | Bus - voltage [p.u.] [deg] | -10 | -5 | 0 | +10 |
| C2_3_MT | 33,00 | 1,006 33,20 36,99 | | | | |
| C2_4_MT | 33,00 | 1,004 33,12 36,99 | | | | |
| C2_4_BT | 0,66 | 1,030 0,68-108,14 | | | | |
| C2_5_MT | 33,00 | 1,005 33,15 36,99 | | | | |
| C2_5_BT | 0,66 | 1,030 0,68-108,15 | | | | |
| C3_1_MT | 33,00 | 1,009 33,31 37,00 | | | | |
| C3_1_BT | 0,66 | 1,035 0,68-108,18 | | | | |
| C3_3_BT | 0,66 | 1,034 0,68-108,18 | | | | |
| C3_2_MT | 33,00 | 1,010 33,33 37,00 | | | | |
| C3_2_BT | 0,66 | 1,036 0,68-108,19 | | | | |
| C3_3_MT | 33,00 | 1,009 33,28 37,00 | | | | |
| C3_4_MT | 33,00 | 1,005 33,16 37,00 | | | | |
| C3_4_BT | 0,66 | 1,031 0,68-108,15 | | | | |
| C3_5_BT | 0,66 | 1,029 0,68-108,18 | | | | |
| C3_5_MT | 33,00 | 1,003 33,09 36,95 | | | | |
| C4_4_BT | 0,66 | 1,030 0,68-108,33 | | | | |
| C4_4_MT | 33,00 | 1,004 33,12 36,80 | | | | |
| C4_3_BT | 0,66 | 1,026 0,68-108,29 | | | | |
| C4_2_MT | 33,00 | 1,001 33,04 36,80 | | | | |
| C4_2_BT | 0,66 | 1,027 0,68-108,31 | | | | |
| C4_1_MT | 33,00 | 1,002 33,07 36,80 | | | | |
| C4_1_BT | 0,66 | 1,028 0,68-108,32 | | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | Study Case: Nominal | | Annex: | |
|------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | rtd.V [kV] | Bus - voltage [p.u.] | Bus - voltage [kV] | Angle [deg] | Voltage - Deviation [%] | Angle [deg] |
| C5_2_BT | 0,66 | 1,030 | 0,68-108,46 | | 0 | 10 |
| C5_1_MT | 0,66 | 1,029 | 0,68-108,45 | | 0 | 10 |
| C5_2_MT | 33,00 | 1,003 | 33,11 | 36,67 | 0 | 10 |
| C5_3_MT | 33,00 | 1,003 | 33,08 | 36,67 | 0 | 10 |
| C5_3_BT | 33,00 | 1,000 | 33,00 | 36,67 | 0 | 10 |
| C5_4_MT | 0,66 | 1,026 | 0,68-108,43 | | 0 | 10 |
| C5_4_BT | 33,00 | 0,997 | 32,90 | 36,64 | 0 | 10 |
| C5_5_BT | 0,66 | 1,023 | 0,68-108,44 | | 0 | 10 |
| C5_5_MT | 0,66 | 1,021 | 0,67-108,47 | | 0 | 10 |
| FRAY GUEN | 33,00 | 0,994 | 32,81 | 36,57 | 0 | 10 |
| C4_3_MT | 132,00 | 0,950 | 125,40 | 0,00 | -5 | 10 |
| PAT | 33,00 | 0,999 | 32,98 | 36,80 | 0 | 10 |
| | 0,40 | 0,992 | 0,40 | 66,51 | 0 | 10 |

| | | DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 | | | | | | | |
|---|--------------------------|-------------------------------------|---|------------------------------|-------------------------------|----------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Load Flow Calculation | | | | | | | | | | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | | | | | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | | Yes Yes | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations | | | | | | | |
| | | Yes Yes | No 1,00 kVA 0,10 % | | | | | | | |
| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | Study Case: Nominal | Annex: | | | | | |
| Volt. Level [kV] | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Load [MW] / [Mvar] | Compen- sation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] | Interchange to | Interchange [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] | NoLoad Losses [MW] / [Mvar] |
| 0,40 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | | | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 |
| 0,66 | 100,80 53,12 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 33,00 kV | 100,80 53,12 | 0,00 11,68 | 0,00 10,86 | 0,00 0,82 |
| 33,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 -3,61 | 0,00 0,00 | 0,40 kV | 0,00 0,00 | -1,92 0,00 | 0,95 1,26 | 0,00 -3,18 |
| | | | | | | 0,66 kV | -99,71 -41,44 | 0,00 11,68 | 0,00 10,86 | 0,00 0,82 |
| | | | | | | 132,00 kV | 98,76 46,96 | 0,45 13,83 | 0,40 13,20 | 0,05 0,63 |
| 132,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | -98,31 -33,13 | 33,00 kV | -98,31 -33,13 | 0,00 13,83 | 0,00 13,20 | 0,00 0,63 |
| Total: | 100,80 53,12 | 0,00 0,00 | 0,00 0,00 | 0,00 -3,61 | -98,31 -33,13 | | 0,00 0,00 | 2,49 23,59 | 2,39 25,32 | 0,10 -1,73 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| | DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 | Project: Date: 7/18/2019 | | | | | | |
| Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | | | | | | | | |
| Load Flow Calculation | AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits | Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations No 1,00 kVA 0,10 % | | | | | | |
| Total System Summary | | | | | | | | |
| | | Annex: / 12 | | | | | | |
| Study Case: Nominal | | | | | | | | |
| | Generation [MW] / [Mvar] | Motor Load [MW] / [Mvar] | Compen- sation [MW] / [Mvar] | External Infeed [MW] / [Mvar] | Inter Area Flow [MW] / [Mvar] | Total Losses [MW] / [Mvar] | Load Losses [MW] / [Mvar] | No-load Losses [MW] / [Mvar] |
| \aherze\Fray Güen 100 MW\Network Model\Network Data\Grid | | | | | | | | |
| | 100,80 | 0,00 | 0,00 | -98,31 | 0,00 | 2,49 | 2,39 | 0,10 |
| | 53,12 | 0,00 | -3,61 | -33,13 | 0,00 | 23,59 | 25,32 | -1,73 |
| Total: | 100,80 | 0,00 | 0,00 | -98,31 | 0,00 | 2,49 | 2,39 | 0,10 |
| | 53,12 | 0,00 | -3,61 | -33,13 | 0,00 | 23,59 | 25,32 | -1,73 |

C.3. Cálculos de cortocircuito

| DIGILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: 6/12/2019 | | | | | | | | |
|---|--|--|----------------|---------|----------|-----------|----------|---------|---------|----------|
| Fault Locations Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 | | | | | | | | | | |
| Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents | | Project: 6/12/2019 Date: 6/12/2019 | | | | | | | | |
| Asynchronous Motors Always Considered | Grid Identification Automatic Conductor Temperature User Defined No | Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (tth) 0,50 s c-Voltage Factor User Defined No | | | | | | | | |
| Grid: Grid System Stage: Grid Annex: / 1 | | | | | | | | | | |
| Single Busbar | rtd. V [kV] | Phase [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C-Factor | SK" [MVA] | Ik" [kA] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] |
| SET MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,23 | 0,12 | 0,30 | 0,12 | 2,23 |
| | | B | 36,12 | -149,87 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,15 | 149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_1_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 16,83 | 44,18 | 103,36 | 44,18 | 16,83 |
| | | B | 0,41 | -115,71 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,39 | 116,23 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_1_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,15 | 0,11 | 0,19 | 0,11 | 2,15 |
| | | B | 36,03 | -149,56 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 35,94 | 149,82 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_2_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,15 | 0,11 | 0,20 | 0,11 | 2,15 |
| | | B | 36,04 | -149,60 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 35,96 | 149,81 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_2_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 16,89 | 44,32 | 104,56 | 44,32 | 16,89 |
| | | B | 0,40 | -115,83 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 116,27 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_3_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,17 | 0,11 | 0,22 | 0,11 | 2,17 |
| | | B | 36,05 | -149,71 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,03 | 149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_4_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | 0,25 | 0,11 | 2,18 |
| | | B | 36,06 | -149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,07 | 149,75 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: / 2 | | | |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|----------|-----------|---------|------------|----------|--|--|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | |
| C1_4_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,16 | 45,03 | -84,00 | 110,28 | 45,03 | 17,16 | | |
| | | B | 0,40 | 1,05 | -116,40 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,47 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C1_3_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,05 | 44,74 | -83,55 | 108,19 | 44,74 | 17,05 | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,18 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,37 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C1_5_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,12 | 0,23 | 0,11 | 2,18 | | |
| | | B | 36,05 | 1,89 | -149,74 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 36,05 | 1,89 | 149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C1_5_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,11 | 44,90 | -83,73 | 109,11 | 44,90 | 17,11 | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,29 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,43 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_1_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,21 | 0,21 | 0,11 | 2,18 | | |
| | | B | 36,06 | 1,89 | -149,68 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 36,02 | 1,89 | 149,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_1_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,08 | 44,82 | -83,26 | 107,45 | 44,82 | 17,08 | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,18 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,04 | 116,47 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_2_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,32 | 0,22 | 0,11 | 2,18 | | |
| | | B | 36,06 | 1,89 | -149,72 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 36,04 | 1,89 | 149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_2_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,13 | 44,94 | -83,53 | 108,58 | 44,94 | 17,13 | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,29 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,50 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_3_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,18 | 45,07 | -83,81 | 109,79 | 45,07 | 17,18 | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,40 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,53 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_3_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,11 | -76,43 | 0,24 | 0,11 | 2,19 | | |
| | | B | 36,07 | 1,89 | -149,75 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 36,06 | 1,89 | 149,78 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| C2_4_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,12 | -76,54 | 0,25 | 0,12 | 2,19 | | |
| | | B | 36,07 | 1,89 | -149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | C | 36,08 | 1,89 | 149,76 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | / 3 |
|------------|--------------------|-------|----------------|---------|-----------|----------|----------|-----------|---------|---------|----------|--|--|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | |
| C2_4_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,23 | 45,20 | -84,09 | 111,01 | 45,20 | 17,23 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,51 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,56 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C2_5_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,11 | -76,42 | 0,23 | 0,11 | 2,19 | | | |
| | | B | 36,07 | -149,75 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 36,06 | 149,78 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C2_5_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,17 | 45,06 | -83,78 | 109,63 | 45,06 | 17,17 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,38 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_1_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,20 | 0,21 | 0,11 | 2,18 | | | |
| | | B | 36,06 | -149,69 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 36,02 | 149,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_1_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,08 | 44,83 | -83,32 | 107,66 | 44,83 | 17,08 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,19 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,46 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_3_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,13 | 44,95 | -83,58 | 108,78 | 44,95 | 17,13 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,30 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,49 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_2_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,12 | 0,21 | 0,11 | 2,18 | | | |
| | | B | 36,06 | -149,66 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 36,01 | 149,81 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_2_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,04 | 44,73 | -83,11 | 106,80 | 44,73 | 17,04 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,11 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,44 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_3_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,30 | 0,22 | 0,11 | 2,18 | | | |
| | | B | 36,06 | -149,72 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 36,04 | 149,78 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_4_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,11 | -76,47 | 0,25 | 0,11 | 2,19 | | | |
| | | B | 36,07 | -149,78 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 36,07 | 149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| C3_4_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,20 | 45,13 | -83,99 | 110,50 | 45,13 | 17,20 | | | |
| | | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|----------|-----------|---------|---------|----------|------|------|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | / 4 | |
| C3_5_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,25 | 45,27 | -84,13 | 111,30 | 45,27 | 17,25 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,05 | -116,55 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,59 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C3_5_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,20 | 0,12 | -76,58 | 0,26 | 0,12 | 2,20 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 36,07 | 1,89 | -149,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,09 | 1,89 | 149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_4_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,04 | 44,73 | -82,79 | 105,76 | 44,73 | 17,04 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,95 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,04 | 116,51 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_4_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,18 | 0,11 | -76,14 | 0,20 | 0,11 | 2,18 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 36,07 | 1,89 | -149,83 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 35,99 | 1,89 | 149,84 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_3_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,29 | 45,38 | -84,19 | 111,73 | 45,38 | 17,29 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,05 | -116,62 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,84 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_2_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,20 | 0,12 | -76,58 | 0,24 | 0,12 | 2,20 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 36,08 | 1,89 | -149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,07 | 1,89 | 149,78 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_2_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,24 | 45,24 | -83,89 | 110,42 | 45,24 | 17,24 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,50 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,62 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_1_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,11 | -76,47 | 0,22 | 0,11 | 2,19 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 36,07 | 1,89 | -149,73 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 36,05 | 1,89 | 149,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C4_1_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,19 | 45,11 | -83,59 | 109,13 | 45,11 | 17,19 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,38 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,59 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C5_1_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,20 | 45,15 | -83,22 | 108,08 | 45,15 | 17,20 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,35 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,04 | 116,67 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C5_2_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,26 | 45,29 | -83,53 | 109,41 | 45,29 | 17,26 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,47 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,70 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | | | / 5 |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|-------|-----------|---------|---------|----------|--|--|--|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK" [MVA] | [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | | |
| C5_1_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,19 | 0,12 | -76,58 | 0,21 | 0,12 | 2,19 | | | | |
| | | B | 36,09 | 1,89 | -149,70 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,04 | 1,89 | 149,84 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_2_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,20 | 0,12 | -76,70 | 0,22 | 0,12 | 2,20 | | | | |
| | | B | 36,09 | 1,89 | -149,73 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,06 | 1,89 | 149,82 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_3_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,21 | 0,12 | -76,87 | 0,24 | 0,12 | 2,21 | | | | |
| | | B | 36,10 | 1,89 | -149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,09 | 1,89 | 149,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_3_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,33 | 45,49 | -83,96 | 111,27 | 45,49 | 17,33 | | | | |
| | | B | 0,40 | 1,06 | -116,64 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,74 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_4_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,21 | 0,12 | -77,04 | 0,27 | 0,12 | 2,21 | | | | |
| | | B | 36,10 | 1,89 | -149,83 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,12 | 1,90 | 149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_4_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,41 | 45,69 | -84,27 | 112,76 | 45,69 | 17,41 | | | | |
| | | B | 0,40 | 1,05 | -116,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 0,40 | 1,05 | 116,80 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_5_BT | 0,66 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 17,48 | 45,86 | -84,45 | 113,79 | 45,86 | 17,48 | | | | |
| | | B | 0,40 | 1,05 | -116,92 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 0,40 | 1,06 | 116,87 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C5_5_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,22 | 0,12 | -77,19 | 0,29 | 0,12 | 2,22 | | | | |
| | | B | 36,11 | 1,90 | -149,86 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,14 | 1,90 | 149,79 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| FRAY GUEN | 132,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 642,46 | 8,43 | -81,61 | 19,39 | 8,43 | 642,46 | | | | |
| | | B | 80,87 | 1,06 | -111,58 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 78,27 | 1,03 | 111,85 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| C4_3_MT | 33,00 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,1 | 2,20 | 0,12 | -76,69 | 0,26 | 0,12 | 2,20 | | | | |
| | | B | 36,08 | 1,89 | -149,81 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 36,10 | 1,89 | 149,77 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| PAT | 0,40 | A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | B | 0,42 | 1,82 | -150,00 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |
| | | C | 0,42 | 1,82 | 150,00 | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | |

| | | DIGILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: 6/12/2019 | | | | | | | |
|---|-------------|---------------------------------------|-------|----------------------------------|---------|-----------|-----------|----------|---------|---------|----------|
| Fault Locations Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 / Max. Short-Circuit Currents | | | | | | | | | | | |
| Asynchronous Motors Always Considered | | Grid Identification Automatic | | Short-Circuit Duration 0,10 s | | | | | | | |
| Conductor Temperature User Defined No | | Conductor Temperature User Defined No | | Fault Clearing Time (Ith) 0,50 s | | | | | | | |
| | | | | c-Voltage Factor User Defined No | | | | | | | |
| Grid: Grid System Stage: Grid Annex: / 1 | | | | | | | | | | | |
| Single Busbar SET_Mt | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK" [MVA] | Ik" [kA] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] |
| | 33,00 | A | 22,46 | 1,18 | 0,11 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 11,23 | 0,59 | -179,89 | | 203,02 | 10,66 | -175,53 | 26,98 | 203,02 |
| | | C | 11,23 | 0,59 | -179,89 | | 203,02 | 10,66 | 4,47 | 26,98 | 203,02 |
| CI_1_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,14 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,86 | | 13,72 | 35,99 | -171,57 | 84,21 | 13,72 |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,86 | | 13,72 | 35,99 | 8,43 | 84,21 | 13,72 |
| CI_1_MT | 33,00 | A | 21,92 | 1,15 | 0,53 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 10,96 | 0,58 | -179,47 | | 101,99 | 5,35 | -151,08 | 9,14 | 101,99 |
| | | C | 10,96 | 0,58 | -179,47 | | 101,99 | 5,35 | 28,92 | 9,14 | 101,99 |
| CI_2_MT | 33,00 | A | 21,97 | 1,15 | 0,48 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 10,99 | 0,58 | -179,52 | | 107,71 | 5,65 | -153,53 | 9,91 | 107,71 |
| | | C | 10,99 | 0,58 | -179,52 | | 107,71 | 5,65 | 26,47 | 9,91 | 107,71 |
| CI_2_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,12 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,88 | | 13,78 | 36,16 | -171,99 | 85,32 | 13,78 |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,88 | | 13,78 | 36,16 | 8,01 | 85,32 | 13,78 |
| CI_3_MT | 33,00 | A | 22,13 | 1,16 | 0,33 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 11,06 | 0,58 | -179,67 | | 126,64 | 6,65 | -162,35 | 13,10 | 126,64 |
| | | C | 11,06 | 0,58 | -179,67 | | 126,64 | 6,65 | 17,65 | 13,10 | 126,64 |
| CI_4_MT | 33,00 | A | 22,21 | 1,17 | 0,22 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 11,11 | 0,58 | -179,78 | | 140,64 | 7,38 | -167,73 | 15,92 | 140,64 |
| | | C | 11,11 | 0,58 | -179,78 | | 140,64 | 7,38 | 12,27 | 15,92 | 140,64 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | | / 2 |
|------------|--------------------|-------|----------------|-------|-----------|-----------|--------|-----------|---------|---------|----------|--------|-------|--------|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK" [MVA] | [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | | |
| C1_4_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,02 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,10 | 36,99 | -173,89 | 90,60 | 36,99 | 14,10 | 36,99 | 14,10 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,10 | 36,99 | 6,11 | 90,60 | 36,99 | 14,10 | 36,99 | 14,10 | |
| C1_3_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,06 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 13,97 | 36,65 | -173,25 | 88,64 | 36,65 | 13,97 | 36,65 | 13,97 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 13,97 | 36,65 | 6,75 | 88,64 | 36,65 | 13,97 | 36,65 | 13,97 | |
| C1_5_MT | 33,00 | A | 22,15 | 1,16 | 0,37 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,08 | 0,58 | -179,63 | | 134,03 | 7,03 | -164,20 | 14,24 | 7,03 | 134,03 | 7,03 | 134,03 | |
| | | C | 11,08 | 0,58 | -179,63 | | 134,03 | 7,03 | 15,80 | 14,24 | 7,03 | 134,03 | 7,03 | 134,03 | |
| C1_5_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,04 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,04 | 36,85 | -173,50 | 89,53 | 36,85 | 14,04 | 36,85 | 14,04 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,04 | 36,85 | 6,50 | 89,53 | 36,85 | 14,04 | 36,85 | 14,04 | |
| C2_1_MT | 33,00 | A | 22,07 | 1,16 | 0,55 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,03 | 0,58 | -179,45 | | 127,61 | 6,70 | -158,24 | 12,40 | 6,70 | 127,61 | 6,70 | 127,61 | |
| | | C | 11,03 | 0,58 | -179,45 | | 127,61 | 6,70 | 21,76 | 12,40 | 6,70 | 127,61 | 6,70 | 127,61 | |
| C2_1_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,07 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,93 | | 14,00 | 36,75 | -172,84 | 88,09 | 36,75 | 14,00 | 36,75 | 14,00 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,93 | | 14,00 | 36,75 | 7,16 | 88,09 | 36,75 | 14,00 | 36,75 | 14,00 | |
| C2_2_MT | 33,00 | A | 22,13 | 1,16 | 0,44 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,07 | 0,58 | -179,56 | | 134,42 | 7,06 | -161,30 | 13,65 | 7,06 | 134,42 | 7,06 | 134,42 | |
| | | C | 11,07 | 0,58 | -179,56 | | 134,42 | 7,06 | 18,70 | 13,65 | 7,06 | 134,42 | 7,06 | 134,42 | |
| C2_2_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,06 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,06 | 36,89 | -173,22 | 89,13 | 36,89 | 14,06 | 36,89 | 14,06 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,06 | 36,89 | 6,78 | 89,13 | 36,89 | 14,06 | 36,89 | 14,06 | |
| C2_3_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,04 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,12 | 37,05 | -173,62 | 90,24 | 37,05 | 14,12 | 37,05 | 14,12 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,12 | 37,05 | 6,58 | 90,24 | 37,05 | 14,12 | 37,05 | 14,12 | |
| C2_3_MT | 33,00 | A | 22,19 | 1,16 | 0,34 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,10 | 0,58 | -179,66 | | 141,92 | 7,45 | -164,87 | 15,26 | 7,45 | 141,92 | 7,45 | 141,92 | |
| | | C | 11,10 | 0,58 | -179,66 | | 141,92 | 7,45 | 15,13 | 15,26 | 7,45 | 141,92 | 7,45 | 141,92 | |
| C2_4_MT | 33,00 | A | 22,24 | 1,17 | -0,23 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,12 | 0,58 | -179,77 | | 149,55 | 7,85 | -168,81 | 17,26 | 7,85 | 149,55 | 7,85 | 149,55 | |
| | | C | 11,12 | 0,58 | -179,77 | | 149,55 | 7,85 | 11,19 | 17,26 | 7,85 | 149,55 | 7,85 | 149,55 | |

| Grid: Grid | | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: / 3 | | |
|-------------|-------|--------------------|----------------|---------|-----------|-----------|----------|-----------|---------|---------|----------|------------|--|--|
| rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | |
| C2_4_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,01 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,99 | | 14,17 | 37,20 | -174,02 | 91,35 | 37,20 | 14,17 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,99 | | 14,17 | 37,20 | 5,98 | 91,35 | 37,20 | 14,17 | | | |
| C2_5_MT | A | 22,17 | 1,16 | 0,42 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 11,08 | 0,58 | -179,58 | | 141,07 | 7,40 | -164,43 | 15,03 | 7,40 | 141,07 | | | |
| | C | 11,08 | 0,58 | -179,58 | | 141,07 | 7,40 | 15,57 | 15,03 | 7,40 | 141,07 | | | |
| C2_5_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,03 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,97 | | 14,11 | 37,03 | -173,57 | 90,09 | 37,03 | 14,11 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,97 | | 14,11 | 37,03 | 6,43 | 90,09 | 37,03 | 14,11 | | | |
| C3_1_MT | A | 22,08 | 1,16 | 0,49 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 11,04 | 0,58 | -179,31 | | 128,29 | 6,73 | -159,01 | 12,61 | 6,73 | 128,29 | | | |
| | C | 11,04 | 0,58 | -179,31 | | 128,29 | 6,73 | 20,99 | 12,61 | 6,73 | 128,29 | | | |
| C3_1_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,07 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,93 | | 14,01 | 36,75 | -172,92 | 88,27 | 36,75 | 14,01 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,93 | | 14,01 | 36,75 | 7,08 | 88,27 | 36,75 | 14,01 | | | |
| C3_3_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,06 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,06 | 36,90 | -173,30 | 89,30 | 36,90 | 14,06 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,06 | 36,90 | 6,70 | 89,30 | 36,90 | 14,06 | | | |
| C3_2_MT | A | 22,04 | 1,16 | 0,56 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 11,02 | 0,58 | -179,44 | | 123,26 | 6,47 | -156,81 | 11,76 | 6,47 | 123,26 | | | |
| | C | 11,02 | 0,58 | -179,44 | | 123,26 | 6,47 | 23,19 | 11,76 | 6,47 | 123,26 | | | |
| C3_2_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,08 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,92 | | 13,96 | 36,64 | -172,63 | 87,48 | 36,64 | 13,96 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,92 | | 13,96 | 36,64 | 7,37 | 87,48 | 36,64 | 13,96 | | | |
| C3_3_MT | A | 22,15 | 1,16 | 0,38 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 11,07 | 0,58 | -179,62 | | 134,95 | 7,08 | -162,06 | 13,88 | 7,08 | 134,95 | | | |
| | C | 11,07 | 0,58 | -179,62 | | 134,95 | 7,08 | 17,94 | 13,88 | 7,08 | 134,95 | | | |
| C3_4_MT | A | 22,22 | 1,17 | 0,26 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 11,11 | 0,58 | -179,74 | | 145,58 | 7,64 | -167,33 | 16,35 | 7,64 | 145,58 | | | |
| | C | 11,11 | 0,58 | -179,74 | | 145,58 | 7,64 | 12,67 | 16,35 | 7,64 | 145,58 | | | |
| C3_4_BT | A | 0,42 | 1,10 | -0,02 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | B | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,14 | 37,12 | -173,87 | 90,87 | 37,12 | 14,14 | | | |
| | C | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,14 | 37,12 | 6,13 | 90,87 | 37,12 | 14,14 | | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | | / 4 |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|----------|----------|-----------|---------|---------|----------|--|--|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | |
| C3_5_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,01 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,99 | | 14,21 | 37,28 | -174,07 | 91,65 | 37,28 | 14,21 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,99 | | 14,21 | 37,28 | 5,93 | 91,65 | 37,28 | 14,21 | | | |
| C3_5_MT | 33,00 | A | 22,26 | 1,17 | 0,23 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 11,13 | 0,58 | -179,77 | | 153,31 | 8,05 | -169,27 | 17,85 | 8,05 | 153,31 | | | |
| | | C | 11,13 | 0,58 | -179,77 | | 153,31 | 8,05 | 10,73 | 17,85 | 8,05 | 153,31 | | | |
| C4_4_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,08 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,92 | | 13,96 | 36,64 | -172,17 | 86,63 | 36,64 | 13,96 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,92 | | 13,96 | 36,64 | 7,83 | 86,63 | 36,64 | 13,96 | | | |
| C4_4_MT | 33,00 | A | 21,91 | 1,15 | 0,81 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 10,95 | 0,57 | -179,19 | | 120,51 | 6,32 | -152,84 | 10,93 | 6,32 | 120,51 | | | |
| | | C | 10,95 | 0,57 | -179,19 | | 120,51 | 6,32 | 27,16 | 10,93 | 6,32 | 120,51 | | | |
| C4_3_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,00 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 180,00 | | 14,25 | 37,41 | -174,16 | 92,10 | 37,41 | 14,25 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 180,00 | | 14,25 | 37,41 | 5,84 | 92,10 | 37,41 | 14,25 | | | |
| C4_2_MT | 33,00 | A | 22,18 | 1,16 | 0,42 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 11,09 | 0,58 | -179,58 | | 150,51 | 7,90 | -165,54 | 16,33 | 7,90 | 150,51 | | | |
| | | C | 11,09 | 0,58 | -179,58 | | 150,51 | 7,90 | 14,46 | 16,33 | 7,90 | 150,51 | | | |
| C4_2_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,02 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,19 | 37,24 | -173,73 | 90,90 | 37,24 | 14,19 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,98 | | 14,19 | 37,24 | 6,27 | 90,90 | 37,24 | 14,19 | | | |
| C4_1_MT | 33,00 | A | 22,11 | 1,16 | 0,57 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 11,05 | 0,58 | -179,43 | | 141,90 | 7,45 | -161,58 | 14,43 | 7,45 | 141,90 | | | |
| | | C | 11,05 | 0,58 | -179,43 | | 141,90 | 7,45 | 18,42 | 14,43 | 7,45 | 141,90 | | | |
| C4_1_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,04 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,13 | 37,08 | -173,31 | 89,72 | 37,08 | 14,13 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,13 | 37,08 | 6,69 | 89,72 | 37,08 | 14,13 | | | |
| C5_1_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,06 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,15 | 37,13 | -172,78 | 88,89 | 37,13 | 14,15 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,94 | | 14,15 | 37,13 | 7,22 | 88,89 | 37,13 | 14,15 | | | |
| C5_2_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,04 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,21 | 37,30 | -173,22 | 90,11 | 37,30 | 14,21 | | | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,96 | | 14,21 | 37,30 | 6,78 | 90,11 | 37,30 | 14,21 | | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | | |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|----------|-----------|---------|---------|----------|-------|--------|--|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | / 5 | | |
| C5_1_MT | 33,00 | A | 22,05 | 1,16 | 0,73 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,03 | 0,58 | -179,27 | | 140,28 | 7,36 | -156,15 | 13,23 | 7,36 | 140,28 | 7,36 | 140,28 | |
| | | C | 11,03 | 0,58 | -179,27 | | 140,28 | 7,36 | 23,85 | 13,23 | 7,36 | 140,28 | 7,36 | 140,28 | |
| C5_2_MT | 33,00 | A | 22,14 | 1,16 | 0,62 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,07 | 0,58 | -179,38 | | 150,23 | 7,89 | -159,94 | 14,92 | 7,89 | 150,23 | 7,89 | 150,23 | |
| | | C | 11,07 | 0,58 | -179,38 | | 150,23 | 7,89 | 20,06 | 14,92 | 7,89 | 150,23 | 7,89 | 150,23 | |
| C5_3_MT | 33,00 | A | 22,25 | 1,17 | 0,43 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,13 | 0,58 | -179,57 | | 164,88 | 8,65 | -166,04 | 18,04 | 8,65 | 164,88 | 8,65 | 164,88 | |
| | | C | 11,13 | 0,58 | -179,57 | | 164,88 | 8,65 | 13,96 | 18,04 | 8,65 | 164,88 | 8,65 | 164,88 | |
| C5_3_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,02 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | 179,86 | | 14,30 | 37,54 | -173,84 | 91,82 | 37,54 | 14,30 | 37,54 | 14,30 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | 179,86 | | 14,30 | 37,54 | 6,16 | 91,82 | 37,54 | 14,30 | 37,54 | 14,30 | |
| C5_4_MT | 33,00 | A | 22,35 | 1,17 | 0,26 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,17 | 0,59 | -179,74 | | 179,57 | 9,43 | -171,01 | 21,60 | 9,43 | 179,57 | 9,43 | 179,57 | |
| | | C | 11,17 | 0,59 | -179,74 | | 179,57 | 9,43 | 8,99 | 21,60 | 9,43 | 179,57 | 9,43 | 179,57 | |
| C5_4_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | -0,01 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | -179,99 | | 14,39 | 37,77 | -174,27 | 93,22 | 37,77 | 14,39 | 37,77 | 14,39 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | -179,99 | | 14,39 | 37,77 | 5,73 | 93,22 | 37,77 | 14,39 | 37,77 | 14,39 | |
| C5_5_BT | 0,66 | A | 0,42 | 1,10 | 0,02 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,21 | 0,55 | -179,98 | | 14,47 | 37,98 | -174,53 | 94,23 | 37,98 | 14,47 | 37,98 | 14,47 | |
| | | C | 0,21 | 0,55 | -179,98 | | 14,47 | 37,98 | 5,47 | 94,23 | 37,98 | 14,47 | 37,98 | 14,47 | |
| C5_5_MT | 33,00 | A | 22,42 | 1,18 | 0,15 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,21 | 0,59 | -179,85 | | 193,37 | 10,15 | -174,29 | 24,97 | 10,15 | 193,37 | 10,15 | 193,37 | |
| | | C | 11,21 | 0,59 | -179,85 | | 193,37 | 10,15 | 5,71 | 24,97 | 10,15 | 193,37 | 10,15 | 193,37 | |
| FRAY GUEN | 132,00 | A | 85,94 | 1,13 | -0,09 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 42,97 | 0,56 | 179,91 | | 483,27 | 6,34 | -170,81 | 14,59 | 6,34 | 483,27 | 6,34 | 483,27 | |
| | | C | 42,97 | 0,56 | 179,91 | | 483,27 | 6,34 | 9,19 | 14,59 | 6,34 | 483,27 | 6,34 | 483,27 | |
| C4_3_MT | 33,00 | A | 22,25 | 1,17 | 0,26 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 11,12 | 0,58 | -179,74 | | 159,38 | 8,37 | -170,02 | 18,80 | 8,37 | 159,38 | 8,37 | 159,38 | |
| | | C | 11,12 | 0,58 | -179,74 | | 159,38 | 8,37 | 9,98 | 18,80 | 8,37 | 159,38 | 8,37 | 159,38 | |
| PAT | 0,40 | A | 0,24 | 1,05 | 0,01 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| | | B | 0,12 | 0,53 | -179,99 | | 1,82 | 7,87 | -164,92 | 16,21 | 7,87 | 1,82 | 7,87 | 1,82 | |
| | | C | 0,12 | 0,53 | -179,99 | | 1,82 | 7,87 | 15,08 | 16,21 | 7,87 | 1,82 | 7,87 | 1,82 | |

| DIGILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: 6/12/2019 Date: 6/12/2019 | | | | | | | | |
|---|-------------|---|----------------|-------|----------|-----------|----------|---------|---------|----------|
| 2-Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents | | | | | | | | | | |
| Fault Locations Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 | | 2-Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents | | | | | | | | |
| Asynchronous Motors Always Considered | | Short-Circuit Duration | | | | | | | | |
| Grid Identification Automatic | | Break Time 0,10 s | | | | | | | | |
| Conductor Temperature User Defined No | | Fault Clearing Time (tth) 0,50 s | | | | | | | | |
| | | c-Voltage Factor User Defined No | | | | | | | | |
| Grid: Grid System Stage: Grid Annex: / 1 | | | | | | | | | | |
| Single Busbar | rtd. V [kV] | Phase [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C-Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] |
| SET MT | 33,00 | A | 33,64 | 1,77 | 0,09 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 203,13 | 10,66 | -175,70 | 26,99 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 202,95 | 10,65 | 4,64 | 26,97 |
| C1_1_BT | 0,66 | A | 0,39 | 1,03 | 0,87 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 16,65 | 43,70 | 153,77 | 102,25 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,13 | 44,94 | 41,83 | 105,15 |
| C1_1_MT | 33,00 | A | 32,78 | 1,72 | 0,57 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 101,87 | 5,35 | -151,39 | 9,13 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 102,15 | 5,36 | 29,23 | 9,15 |
| C1_2_MT | 33,00 | A | 32,86 | 1,72 | 0,52 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 107,61 | 5,65 | -153,82 | 9,91 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 107,84 | 5,66 | 26,77 | 9,93 |
| C1_2_BT | 0,66 | A | 0,39 | 1,03 | 0,72 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 16,75 | 43,96 | 153,52 | 103,71 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,15 | 45,01 | 41,42 | 106,19 |
| C1_3_MT | 33,00 | A | 33,11 | 1,74 | 0,34 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 126,63 | 6,65 | -162,61 | 13,10 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 126,70 | 6,65 | 17,91 | 13,10 |
| C1_4_MT | 33,00 | A | 33,25 | 1,74 | 0,22 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 140,68 | 7,38 | -167,96 | 15,92 |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 140,64 | 7,38 | 12,51 | 15,92 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: / 2 | | | |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|-------|-----------|---------|------------|----------|--|--|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | |
| C1_4_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,11 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,22 | 45,18 | 152,46 | 110,65 | 45,18 | 17,22 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,28 | 45,36 | 39,59 | 111,09 | 45,36 | 17,28 | | |
| C1_3_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,31 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,04 | 44,71 | 152,79 | 108,13 | 44,71 | 17,04 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,22 | 45,19 | 40,23 | 109,28 | 45,19 | 17,22 | | |
| C1_5_MT | 33,00 | A | 33,15 | 1,74 | 0,38 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 134,04 | 7,04 | -164,45 | 14,24 | 7,04 | 134,04 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 134,07 | 7,04 | 16,05 | 14,25 | 7,04 | 134,07 | | |
| C1_5_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,24 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,13 | 44,95 | 152,69 | 109,23 | 44,95 | 17,13 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,27 | 45,31 | 39,59 | 110,09 | 45,31 | 17,27 | | |
| C2_1_MT | 33,00 | A | 33,02 | 1,73 | 0,57 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 127,55 | 6,69 | -158,50 | 12,39 | 6,69 | 127,55 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 127,70 | 6,70 | 22,02 | 12,41 | 6,70 | 127,70 | | |
| C2_1_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,46 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,03 | 44,70 | 153,16 | 107,16 | 44,70 | 17,03 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,29 | 45,37 | 40,51 | 108,76 | 45,37 | 17,29 | | |
| C2_2_MT | 33,00 | A | 33,12 | 1,74 | 0,46 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 134,39 | 7,05 | -161,54 | 13,65 | 7,05 | 134,39 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 134,49 | 7,06 | 18,95 | 13,66 | 7,06 | 134,49 | | |
| C2_2_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,33 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,12 | 44,93 | 152,93 | 108,54 | 44,93 | 17,12 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,31 | 45,42 | 40,15 | 109,73 | 45,42 | 17,31 | | |
| C2_3_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,20 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,21 | 45,17 | 152,69 | 110,01 | 45,17 | 17,21 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,33 | 45,47 | 39,77 | 110,76 | 45,47 | 17,33 | | |
| C2_3_MT | 33,00 | A | 33,21 | 1,74 | 0,34 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 141,93 | 7,45 | -165,10 | 15,26 | 7,45 | 141,93 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 141,95 | 7,45 | 15,37 | 15,26 | 7,45 | 141,95 | | |
| C2_4_MT | 33,00 | A | 33,29 | 1,75 | 0,22 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 149,60 | 7,85 | -169,03 | 17,27 | 7,85 | 149,60 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 149,55 | 7,85 | 11,41 | 17,26 | 7,85 | 149,55 | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | / 3 |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|----------|-------|-----------|---------|---------|----------|--|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK [MVA] | [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | |
| C2_4_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,07 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 17,30 | 45,41 | 152,45 | 111,50 | 45,41 | 17,30 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,35 | 45,52 | 39,39 | 111,79 | 45,52 | 17,35 | | |
| C2_5_MT | 33,00 | A | 33,18 | 1,74 | 0,42 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 141,08 | 7,40 | -164,67 | 15,03 | 7,40 | 141,08 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 141,11 | 7,41 | 15,80 | 15,03 | 7,41 | 141,11 | | |
| C2_5_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,22 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 17,20 | 45,14 | 152,73 | 109,82 | 45,14 | 17,20 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,32 | 45,46 | 39,81 | 110,61 | 45,46 | 17,32 | | |
| C3_1_MT | 33,00 | A | 33,05 | 1,73 | 0,51 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 128,25 | 6,73 | -159,26 | 12,60 | 6,73 | 128,25 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 128,38 | 6,74 | 21,25 | 12,62 | 6,74 | 128,38 | | |
| C3_1_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,43 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 17,04 | 44,73 | 153,09 | 107,42 | 44,73 | 17,04 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,28 | 45,36 | 40,44 | 108,93 | 45,36 | 17,28 | | |
| C3_3_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,30 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 17,13 | 44,95 | 152,87 | 108,78 | 44,95 | 17,13 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,30 | 45,41 | 40,08 | 109,89 | 45,41 | 17,30 | | |
| C3_2_MT | 33,00 | A | 32,97 | 1,73 | 0,58 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 123,19 | 6,47 | -157,07 | 11,75 | 6,47 | 123,19 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 123,37 | 6,48 | 23,46 | 11,77 | 6,48 | 123,37 | | |
| C3_2_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,53 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 16,98 | 44,55 | 153,27 | 106,37 | 44,55 | 16,98 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,27 | 45,31 | 40,72 | 108,19 | 45,31 | 17,27 | | |
| C3_3_MT | 33,00 | A | 33,14 | 1,74 | 0,39 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 134,93 | 7,08 | -162,31 | 13,88 | 7,08 | 134,93 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 135,01 | 7,09 | 18,19 | 13,89 | 7,09 | 135,01 | | |
| C3_4_MT | 33,00 | A | 33,25 | 1,75 | 0,26 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 145,62 | 7,64 | -167,56 | 16,35 | 7,64 | 145,62 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 145,59 | 7,64 | 12,90 | 16,35 | 7,64 | 145,59 | | |
| C3_4_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,12 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | 0,00 | 17,26 | 45,29 | 152,53 | 110,88 | 45,29 | 17,26 | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | 0,00 | 17,33 | 45,48 | 39,54 | 111,34 | 45,48 | 17,33 | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: / 4 | | | |
|------------|--------------------|-------|-------|----------------|---------|-----------|-----------|----------|-----------|---------|------------|----------|--|--|
| | rtd. V [kV] | Phase | [kV] | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | Sk" [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | |
| C3_5_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,06 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,34 | 45,49 | 152,45 | 111,84 | 45,49 | 17,34 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,37 | 45,58 | 39,31 | 112,06 | 45,58 | 17,37 | | |
| C3_5_MT | 33,00 | A | 33,31 | 1,75 | 0,22 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 153,36 | 8,05 | -169,49 | 17,85 | 8,05 | 153,36 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 153,30 | 8,05 | 10,95 | 17,85 | 8,05 | 153,30 | | |
| C4_4_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,70 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 16,93 | 44,44 | 153,64 | 105,07 | 44,44 | 16,93 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,30 | 45,40 | 41,08 | 107,36 | 45,40 | 17,30 | | |
| C4_4_MT | 33,00 | A | 32,78 | 1,72 | 0,84 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 120,40 | 6,32 | -153,11 | 10,92 | 6,32 | 120,40 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 120,65 | 6,33 | 27,43 | 10,94 | 6,33 | 120,65 | | |
| C4_3_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,04 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,39 | 45,63 | 152,45 | 112,34 | 45,63 | 17,39 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,40 | 45,68 | 39,19 | 112,46 | 45,68 | 17,40 | | |
| C4_2_MT | 33,00 | A | 33,20 | 1,74 | 0,42 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 150,53 | 7,90 | -165,77 | 16,33 | 7,90 | 150,53 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 150,54 | 7,90 | 14,68 | 16,33 | 7,90 | 150,54 | | |
| C4_2_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,17 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,29 | 45,37 | 152,71 | 110,74 | 45,37 | 17,29 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,39 | 45,62 | 39,59 | 111,35 | 45,62 | 17,39 | | |
| C4_1_MT | 33,00 | A | 33,08 | 1,74 | 0,58 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 141,87 | 7,45 | -161,82 | 14,42 | 7,45 | 141,87 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 141,96 | 7,45 | 18,65 | 14,43 | 7,45 | 141,96 | | |
| C4_1_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,31 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,19 | 45,12 | 152,96 | 109,17 | 45,12 | 17,19 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,36 | 45,57 | 40,00 | 110,25 | 45,57 | 17,36 | | |
| C5_1_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,48 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,16 | 45,04 | 153,39 | 107,82 | 45,04 | 17,16 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,43 | 45,73 | 40,38 | 109,49 | 45,73 | 17,43 | | |
| C5_2_BT | 0,66 | A | 0,40 | 1,04 | 0,34 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| | | B | 0,00 | 0,00 | -120,00 | | 17,26 | 45,30 | 153,13 | 109,44 | 45,30 | 17,26 | | |
| | | C | 0,00 | 0,00 | 120,00 | | 17,45 | 45,79 | 39,96 | 110,62 | 45,79 | 17,45 | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | | | | | Annex: | | | | | / 5 |
|------------|--------------------|-------|----------------|---------|-----------|----------|----------|-----------|---------|---------|----------|--|--|--|--|-----|
| | rtd. V [kV] | Phase | Voltage [p.u.] | [deg] | C- Factor | SK [MVA] | Ik" [kA] | Ik" [deg] | ip [kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | | | | |
| C5_1_MT | 33,00 | A | 1,73 | 0,76 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 140,20 | 7,36 | -156,38 | 13,22 | 7,36 | 140,20 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 140,40 | 7,37 | 24,08 | 13,24 | 7,37 | 140,40 | | | | | |
| C5_2_MT | 33,00 | A | 33,14 | 0,63 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 150,19 | 7,88 | -160,16 | 14,91 | 7,88 | 150,19 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 150,31 | 7,89 | 20,28 | 14,92 | 7,89 | 150,31 | | | | | |
| C5_3_MT | 33,00 | A | 33,31 | 0,43 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 164,90 | 8,65 | -166,25 | 18,04 | 8,65 | 164,90 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 164,91 | 8,66 | 14,16 | 18,04 | 8,66 | 164,91 | | | | | |
| C5_3_BT | 0,66 | A | 0,40 | 0,14 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 17,40 | 45,67 | 152,76 | 111,71 | 45,67 | 17,40 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 17,48 | 45,87 | 39,38 | 112,21 | 45,87 | 17,48 | | | | | |
| C5_4_MT | 33,00 | A | 33,46 | 0,25 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 179,64 | 9,43 | -171,20 | 21,61 | 9,43 | 179,64 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 179,55 | 9,42 | 9,18 | 21,60 | 9,42 | 179,55 | | | | | |
| C5_4_BT | 0,66 | A | 0,40 | 0,00 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 17,53 | 46,00 | 152,53 | 113,53 | 46,00 | 17,53 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 17,52 | 45,99 | 38,93 | 113,50 | 45,99 | 17,52 | | | | | |
| C5_5_BT | 0,66 | A | 0,40 | -0,08 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 17,62 | 46,25 | 152,43 | 114,76 | 46,25 | 17,62 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 17,57 | 46,12 | 38,64 | 114,43 | 46,12 | 17,57 | | | | | |
| C5_5_MT | 33,00 | A | 33,57 | 0,14 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 193,47 | 10,15 | -174,46 | 24,98 | 10,15 | 193,47 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 193,32 | 10,15 | 5,89 | 24,96 | 10,15 | 193,32 | | | | | |
| FRAY GUEN | 132,00 | A | 70,72 | 1,48 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 613,84 | 8,05 | 149,95 | 18,53 | 8,05 | 613,84 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 634,30 | 8,32 | 46,82 | 19,14 | 8,32 | 634,30 | | | | | |
| C4_3_MT | 33,00 | A | 33,30 | 0,25 | 1,1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 159,44 | 8,37 | -170,22 | 18,81 | 8,37 | 159,44 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 159,37 | 8,36 | 10,20 | 18,80 | 8,36 | 159,37 | | | | | |
| PAT | 0,40 | A | 0,36 | 0,01 | 1,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | |
| | 0,00 | B | 0,00 | -120,00 | | 1,82 | 7,87 | -164,92 | 16,21 | 7,87 | 1,82 | | | | | |
| | 0,00 | C | 0,00 | 120,00 | | 1,82 | 7,87 | 15,08 | 16,21 | 7,87 | 1,82 | | | | | |

| | | DigSILENT PowerFactory 15.1.7 | | Project: Date: 6/12/2019 | | | | | |
|--|----------------|---------------------------------------|--------------|---|----------------|---------------|------------|-------------|------------|
| Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 / Max. Short-Circuit Currents | | | | | | | | | |
| Asynchronous Motors Always Considered | | Grid Identification Automatic | | Short-Circuit Duration Break Time Fault Clearing Time (Ith) c-Voltage Factor User Defined | | | | | |
| | | Conductor Temperature User Defined | | No | | | | | |
| Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents | | | | | | | | | |
| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | Annex: / 1 | | | | | |
| Single Busbar SET MT | rtd.V. [kV] | Voltage [deg] | c- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] |
| A | 33,00 | 0,00 | 1,10 | 2,23 MVA | 0,12 kA | -77,28 | 0,30 kA | 0,12 | 2,23 |
| B | 36,12 | -149,87 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| C | 36,15 | 149,79 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 1,72 |
| L15-SET | C3_5_MT | | | 0,22 MVA | 0,01 kA | -91,44 | 0,03 kA | 0,03 kA | |
| | | | A | 0,25 MVA | 0,01 kA | -85,58 | 0,03 kA | | |
| | | | C | 0,26 MVA | 0,01 kA | -93,40 | 0,03 kA | | |
| L18-SET | C4_3_MT | | | 0,22 MVA | 0,01 kA | -91,21 | 0,03 kA | 0,03 kA | |
| | | | A | 0,24 MVA | 0,01 kA | -86,25 | 0,03 kA | | |
| | | | C | 0,24 MVA | 0,01 kA | -92,93 | 0,03 kA | | |
| L24-SET | C5_5_MT | | | 0,09 MVA | 0,00 kA | -93,18 | 0,01 kA | 0,01 kA | |
| | | | A | 0,12 MVA | 0,01 kA | -80,56 | 0,02 kA | | |
| | | | C | 0,13 MVA | 0,01 kA | -96,72 | 0,02 kA | | |
| L4-SET | C1_4_MT | | | 0,31 MVA | 0,02 kA | -91,15 | 0,04 kA | 0,04 kA | |
| | | | A | 0,34 MVA | 0,02 kA | -86,86 | 0,05 kA | | |
| | | | C | 0,35 MVA | 0,02 kA | -92,61 | 0,05 kA | | |
| L9-SET | C2_4_MT | | | 0,22 MVA | 0,01 kA | -91,47 | 0,03 kA | 0,03 kA | |
| | | | A | 0,24 MVA | 0,01 kA | -85,44 | 0,03 kA | | |
| | | | C | 0,25 MVA | 0,01 kA | -93,49 | 0,03 kA | | |
| Trafo SSAA - PA | PAT | | | 1,89 MVA | 0,10 kA | 94,87 | 0,25 kA | 0,25 kA | |
| | | | A | 1,89 MVA | 0,10 kA | 94,87 | 0,25 kA | | |
| | | | B | 1,89 MVA | 0,10 kA | 94,87 | 0,25 kA | | |
| | | | C | 1,89 MVA | 0,10 kA | 94,87 | 0,25 kA | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 2 | | |
|-----------------|--------------------|--------------|-----------|---------------|-------------|-----------|------------|-----------|-------|----------|---------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | IK' [deg] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | | Sb [MVA] | EFF [-] |
| Trafo de potenc | FRAY GUEN | | | | | | | | | | |
| CI_1_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,07 kA | 102,61 | 0,18 kA | 44,18 | 16,83 | 0,00 |
| | B | | 0,41 | -115,71 | | 0,04 kA | -84,44 | 0,09 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | | 0,39 | 116,23 | | 0,04 kA | -70,29 | 0,09 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| TA01 | A | | | | | 44,18 kA | -82,35 | 103,36 kA | 44,18 | 16,83 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | | | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| A01 | A | | | | | 16,34 MVA | 97,72 | 100,32 kA | | | |
| | B | | | | | 1,30 kA | 155,08 | 3,04 kA | | | |
| | C | | | | | 1,30 kA | 35,08 | 3,04 kA | | | |
| CI_1_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -75,49 | 0,19 kA | 0,11 | 2,15 | 0,00 |
| | B | | 36,03 | -149,56 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | | 35,94 | 149,82 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA01 | A | | | | | 0,01 MVA | 80,70 | 0,00 kA | | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -39,30 | 0,00 kA | | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -159,30 | 0,00 kA | | | |
| L1-2 | A | | | | | 2,14 MVA | 104,60 | 0,19 kA | | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | 140,70 | 0,00 kA | | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | 20,70 | 0,00 kA | | | |
| CI_2_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -75,60 | 0,20 kA | 0,11 | 2,15 | 0,00 |
| | B | | 36,04 | -149,60 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | | 35,96 | 149,81 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA02 | A | | | | | 0,01 MVA | 83,08 | 0,00 kA | | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -36,92 | 0,00 kA | | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -156,92 | 0,00 kA | | | |
| L1-2 | A | | | | | 0,01 MVA | -81,29 | 0,00 kA | | | |
| | B | | | | | 0,02 MVA | -71,50 | 0,00 kA | | | |
| | C | | | | | 0,02 MVA | -112,63 | 0,00 kA | | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: / 3 | | | | |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] |
| L2-3 | C1_3_MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 kA | 104,45 | 0,20 kA | 0,00 kA | 0,00 |
| | A | 0,66 | 0,40 | -115,83 | 0,00 kA | 118,10 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 |
| | B | | 0,40 | 116,27 | 0,00 kA | 54,65 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 |
| | C | | | | 0,00 kA | | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 |
| C1_2_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 44,32 kA | -82,66 | 104,56 kA | 44,32 | 16,89 |
| | B | | 0,40 | -115,83 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | 0,40 | 116,27 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| TA02 | C1_2_MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 43,02 kA | 97,41 | 101,51 kA | 44,32 | 16,89 |
| | A | | | | 1,30 kA | 155,18 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | 1,30 kA | 35,18 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | 1,30 kA | 35,18 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| A02 | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,30 kA | -84,82 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | 0,40 | -115,83 | 1,30 kA | 155,18 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | 0,40 | 116,27 | 1,30 kA | 35,18 | 3,06 kA | 0,00 | 0,00 |
| C1_3_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 kA | -75,96 | 0,22 kA | 0,11 | 2,17 |
| | B | | 36,05 | -149,71 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | 36,03 | 149,77 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| TA03 | C1_3_BT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 91,71 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | A | | | | 0,00 kA | -28,29 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | 0,00 kA | -148,29 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | 0,00 kA | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| L2-3 | C1_2_MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | -90,59 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | A | | | | 0,00 kA | -79,21 | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | 0,00 kA | -100,20 | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | 0,00 kA | | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| L3-4 | C1_4_MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,12 kA | 103,80 | 0,23 kA | 0,11 | 2,18 |
| | A | | 36,06 | -149,77 | 0,00 kA | 105,20 | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | 36,07 | 149,75 | 0,00 kA | 75,63 | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | 0,00 kA | | 0,01 kA | 0,00 | 0,00 |
| C1_4_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 kA | -76,22 | 0,25 kA | 0,11 | 2,18 |
| | B | | 36,06 | -149,77 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | 36,07 | 149,75 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| TA04 | C1_4_BT | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 96,95 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | A | | | | 0,00 kA | -23,05 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | 0,00 kA | -143,05 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | 0,00 kA | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 4 | |
|------------|--------------------|------------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|----------|------------|
| | rtcd.V. [kV] | Voltage [deg] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | EFF [-] |
| L3-4 | C1_3_MT | | | | | | | | | |
| | A | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,07 MVA | 0,00 kA | -91,78 | 0,01 kA | | |
| | B | 0,40 | -116,40 | | 0,10 MVA | 0,01 kA | -80,62 | 0,01 kA | | |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,10 MVA | 0,01 kA | -97,86 | 0,01 kA | | |
| L5-4 | C1_5_MT | | | | | | | | | |
| | A | 0,01 MVA | 0,00 kA | -96,74 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| | B | 0,02 MVA | 0,00 kA | -69,16 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| | C | 0,02 MVA | 0,00 kA | -106,92 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| L4-SET | single Bus | | | | | | | | | |
| | A | 2,25 MVA | 0,12 kA | 103,23 | 0,12 kA | 103,23 | 0,26 kA | 0,26 kA | | |
| | B | 0,12 MVA | 0,01 kA | 103,28 | 0,01 kA | 103,28 | 0,01 kA | 0,01 kA | | |
| | C | 0,13 MVA | 0,01 kA | 79,00 | 0,01 kA | 79,00 | 0,01 kA | 0,01 kA | | |
| C1_4_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,16 MVA | 45,03 kA | -84,00 | 110,28 kA | 45,03 | 17,16 |
| | B | 0,40 | -116,40 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| TA04 | C1_4_MT | | | | | | | | | |
| | A | 16,67 MVA | 43,74 kA | 96,01 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,63 | 3,16 kA | 1,29 kA | 107,12 |
| | B | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 3,16 kA | 0,49 MVA | 3,16 kA |
| | C | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 3,16 kA | 0,49 MVA | 3,16 kA |
| A04 | | | | | | | | | | |
| | A | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,37 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,63 | 3,16 kA | 0,49 MVA | 3,16 kA |
| | B | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,63 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,63 | 3,16 kA | 0,49 MVA | 3,16 kA |
| | C | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,63 | 3,16 kA | 0,49 MVA | 3,16 kA |
| C1_3_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,05 MVA | 44,74 kA | -83,55 | 108,19 kA | 44,74 | 17,05 |
| | B | 0,40 | -116,18 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,37 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| TA03 | C1_3_MT | | | | | | | | | |
| | A | 16,56 MVA | 43,45 kA | 96,48 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,48 | 3,13 kA | 1,29 kA | 105,06 |
| | B | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 3,13 kA | 0,49 MVA | 3,13 kA |
| | C | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 3,13 kA | 0,49 MVA | 3,13 kA |
| A03 | | | | | | | | | | |
| | A | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,52 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,48 | 3,13 kA | 0,49 MVA | 3,13 kA |
| | B | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,48 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,48 | 3,13 kA | 0,49 MVA | 3,13 kA |
| | C | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,48 | 3,13 kA | 0,49 MVA | 3,13 kA |
| C1_5_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 2,18 MVA | 0,11 kA | -76,12 | 0,23 kA | 0,11 | 2,18 |
| | B | 36,05 | -149,74 | 1,10 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |
| | C | 36,05 | 149,77 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | | Annex: | | | | | / 5 | |
|------------|--------------------|--------------|-----------|----------------|--------------|------------|---------|-----------|---------|-------|------|------|
| | rtd.v. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk'' [MVA/MVA] | Ik'' [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] | | | |
| TA05 | C1_5_BT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,01 MVA | 0,00 kA | 93,36 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,29 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -26,64 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,45 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -146,64 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| L5-4 | C1_4_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 2,17 MVA | 0,11 kA | 103,91 | 0,23 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,29 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 153,36 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,45 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 33,36 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C1_5_BT | A | 0,66 | 0,00 | 1,05 | 17,11 MVA | 44,90 kA | -83,73 | 109,11 kA | 44,90 | 17,11 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,29 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| | C | 0,40 | 116,45 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| TA05 | C1_5_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 16,62 MVA | 43,61 kA | 96,29 | 105,97 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,29 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,53 | 3,14 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,45 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,53 | 3,14 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| A05 | A | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,47 | 3,14 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -149,68 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,53 | 3,14 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 149,80 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,53 | 3,14 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C2_1_MT | A | 33,00 | 0,00 | 1,10 | 2,18 MVA | 0,11 kA | -76,21 | 0,21 kA | 0,11 | 2,18 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 36,06 | -149,68 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,02 | 149,80 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA06 | C2_1_BT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,01 MVA | 0,00 kA | 87,11 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,18 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -32,89 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -152,89 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| L6-7 | C2_2_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 2,17 MVA | 0,11 kA | 103,84 | 0,21 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,18 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 147,11 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 27,11 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C2_1_BT | A | 0,66 | 0,00 | 1,05 | 17,08 MVA | 44,82 kA | -83,26 | 107,45 kA | 44,82 | 17,08 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,18 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| TA06 | C2_1_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 16,59 MVA | 43,53 kA | 96,78 | 104,35 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,18 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,37 | 3,10 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,47 | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,37 | 3,10 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 6 | | |
|------------|--------------------|--------------|-----------|---------------|-------------|-----------|------------|-----------|-------|----------|---------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | IK' [deg] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | | Sb [MVA] | EFF [-] |
| A06 | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,49 MVA | 1,29 KA | -84,63 | 3,10 KA | | | |
| | B | 36,06 | -149,72 | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 155,37 | 3,10 KA | | | |
| | C | 36,04 | 149,79 | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 35,37 | 3,10 KA | | | |
| C2_2_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 1,10 | 2,18 MVA | 0,11 KA | -76,32 | 0,22 KA | 0,11 | 2,18 | 0,00 |
| | B | | | | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | | | | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA07 | | | | | | | | | | | |
| | A | C2_2_BT | | | 0,01 MVA | 0,00 KA | 90,17 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| | B | | | | 0,01 MVA | 0,00 KA | -29,83 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| | C | | | | 0,01 MVA | 0,00 KA | -149,83 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| L6-7 | | | | | | | | | | | |
| | A | C2_1_MT | | | 0,01 MVA | 0,00 KA | -90,13 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| | B | | | | 0,02 MVA | 0,00 KA | -70,25 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| | C | | | | 0,02 MVA | 0,00 KA | -109,56 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | |
| L7-8 | | | | | | | | | | | |
| | A | C2_3_MT | | | 2,18 MVA | 0,11 KA | 103,69 | 0,22 KA | 0,22 | 17,13 | 0,00 |
| | B | | | | 0,02 MVA | 0,00 KA | 120,75 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | | | | 0,02 MVA | 0,00 KA | 59,49 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| C2_2_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,13 MVA | 44,94 KA | -83,53 | 108,58 KA | 44,94 | 17,13 | 0,00 |
| | B | | 0,40 | -116,29 | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | | 0,40 | 116,50 | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| TA07 | | | | | | | | | | | |
| | A | C2_2_MT | | | 16,63 MVA | 43,65 KA | 96,50 | 105,46 KA | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 155,46 | 3,12 KA | | | |
| | C | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 35,46 | 3,12 KA | | | |
| A07 | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | -84,54 | 3,12 KA | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 155,46 | 3,12 KA | | | |
| | C | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 35,46 | 3,12 KA | | | |
| C2_3_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,18 MVA | 45,07 KA | -83,81 | 109,79 KA | 45,07 | 17,18 | 0,00 |
| | B | | 0,40 | -116,40 | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| | C | | 0,40 | 116,53 | 0,00 MVA | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| TA08 | | | | | | | | | | | |
| | A | C2_3_MT | | | 16,68 MVA | 43,79 KA | 96,21 | 106,65 KA | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 155,56 | 3,14 KA | | | |
| | C | | | | 0,49 MVA | 1,29 KA | 35,56 | 3,14 KA | | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: / 7 | | | | | |
|------------|--------------------|--------------|-----------|---------------|-------------|----------|------------|---------|----------|---------|
| | rtd.v. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [KA/KA] | [deg] | ip [KA/KA] | Ib [KA] | Sb [MVA] | EFF [-] |
| A08 | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | | | | | |
| | B | | 36,07 | -149,75 | | | | | | |
| | C | | 36,06 | 149,78 | | | | | | |
| C2_3_MT | | | | | | | | | | |
| | A | | | | | 0,11 KA | -76,43 | 0,24 KA | 0,11 | 2,19 |
| | B | | | | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| TA08 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_3_BT | | | | 0,01 MVA | 93,75 | 0,00 KA | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -26,23 | 0,00 KA | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -146,23 | 0,00 KA | | |
| L7-8 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_2_MT | | | | 0,01 MVA | -93,46 | 0,00 KA | | |
| | B | | | | | 0,03 MVA | -70,52 | 0,00 KA | | |
| | C | | | | | 0,03 MVA | -107,36 | 0,00 KA | | |
| L8-9 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_4_MT | | | | 2,20 MVA | 103,50 | 0,24 KA | | |
| | B | | | | | 0,04 MVA | 116,01 | 0,00 KA | | |
| | C | | | | | 0,04 MVA | 66,98 | 0,00 KA | | |
| C2_4_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,12 KA | -76,54 | 0,25 KA | 0,12 | 2,19 |
| | B | | 36,07 | -149,79 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | 36,08 | 149,76 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| TA09 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_4_BT | | | | 0,01 MVA | 97,70 | 0,00 KA | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -22,30 | 0,00 KA | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -142,30 | 0,00 KA | | |
| L8-9 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_3_MT | | | | 0,02 MVA | -96,32 | 0,00 KA | | |
| | B | | | | | 0,05 MVA | -70,49 | 0,01 KA | | |
| | C | | | | | 0,05 MVA | -105,50 | 0,01 KA | | |
| L10-9 | | | | | | | | | | |
| | A | C2_5_MT | | | | 0,01 MVA | -95,15 | 0,00 KA | | |
| | B | | | | | 0,02 MVA | -72,17 | 0,00 KA | | |
| | C | | | | | 0,02 MVA | -104,29 | 0,00 KA | | |
| L9-SBT | | | | | | | | | | |
| | A | Single Bus | | | | 2,22 MVA | 103,22 | 0,26 KA | | |
| | B | | | | | 0,07 MVA | 112,64 | 0,01 KA | | |
| | C | | | | | 0,07 MVA | 72,14 | 0,01 KA | | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | | Annex: | | | | | | / 8 |
|------------|--------------------|------------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------------|-------|------|--|-----|
| | rtcd.V. [kV] | Voltage [deg] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] | | | | |
| C2_4_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 45,20 kA | -84,09 | 111,01 kA | 45,20 | 17,23 | 0,00 | | |
| | B | 0,40 | -116,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 | | |
| | C | 0,40 | 116,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 | | |
| TA09 | C2_4_MT | | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | | 43,92 kA | 95,91 | 107,85 kA | | | | | |
| | B | | | | | 1,29 kA | 155,65 | 3,16 kA | | | | | |
| | C | | | | | 1,29 kA | 35,66 | 3,16 kA | | | | | |
| A09 | A | | | | | 1,29 kA | -84,34 | 3,16 kA | | | | | |
| | B | | | | | 1,29 kA | 155,65 | 3,16 kA | | | | | |
| | C | | | | | 1,29 kA | 35,66 | 3,16 kA | | | | | |
| C2_5_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -76,42 | 0,23 kA | 0,11 | 2,19 | 0,00 | | |
| | B | 36,07 | -149,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 | | |
| | C | 36,06 | 149,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 | | |
| TAL0 | C2_5_BT | | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | | 0,01 MVA | 93,23 | 0,00 kA | | | | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -26,77 | 0,00 kA | | | | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -146,77 | 0,00 kA | | | | | |
| L10-9 | C2_4_MT | | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | | 0,11 kA | 103,61 | 0,23 kA | | | | | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | 153,23 | 0,00 kA | | | | | |
| | C | | | | | 0,01 MVA | 33,23 | 0,00 kA | | | | | |
| C2_5_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 45,06 kA | -83,78 | 109,63 kA | 45,06 | 17,17 | 0,00 | | |
| | B | 0,40 | -116,38 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 | | |
| | C | 0,40 | 116,53 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 | | |
| TAL0 | C2_5_MT | | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | | 16,68 MVA | 96,24 | 106,49 kA | | | | | |
| | B | | | | | 0,49 MVA | 155,54 | 3,14 kA | | | | | |
| | C | | | | | 0,49 MVA | 35,54 | 3,14 kA | | | | | |
| A10 | A | | | | | 1,29 kA | -84,46 | 3,14 kA | | | | | |
| | B | | | | | 1,29 kA | 155,54 | 3,14 kA | | | | | |
| | C | | | | | 1,29 kA | 35,54 | 3,14 kA | | | | | |
| C3_1_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -76,20 | 0,21 kA | 0,11 | 2,18 | 0,00 | | |
| | B | 36,06 | -149,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 | | |
| | C | 36,02 | 149,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 | | |

| Grid: Grid | | System stage: Grid | | | | Annex: / 9 | | | |
|------------|----------------|--------------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] |
| TAL1 | C3_1_BT | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,00 KA | 87,95 | 0,00 KA | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,19 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | -32,05 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,46 | 0,01 MVA | | 0,00 KA | -152,05 | 0,00 KA | 0,00 |
| L11-13 | C3_3_MT | | | | | | | | |
| | A | | | 2,17 MVA | | 0,11 KA | 103,85 | 0,21 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | 147,95 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | 27,95 | 0,00 KA | 0,00 |
| C3_1_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,83 KA | -83,32 | 107,66 KA | 17,08 |
| | B | 0,40 | -116,19 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,46 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| TAL1 | C3_1_MT | | | | | | | | |
| | A | | | 16,59 MVA | | 43,53 KA | 96,72 | 104,56 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 155,39 | 3,10 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 35,39 | 3,10 KA | 0,00 |
| Al1 | | | | | | | | | |
| | A | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | -84,61 | 3,10 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 155,39 | 3,10 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 35,39 | 3,10 KA | 0,00 |
| C3_3_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,95 KA | -83,58 | 108,78 KA | 17,13 |
| | B | 0,40 | -116,30 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | 0,40 | 116,49 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| TAL3 | C3_3_MT | | | | | | | | |
| | A | | | 16,64 MVA | | 43,66 KA | 96,45 | 105,65 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 155,48 | 3,12 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 35,49 | 3,12 KA | 0,00 |
| Al3 | | | | | | | | | |
| | A | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | -84,51 | 3,12 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 155,48 | 3,12 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,49 MVA | | 1,29 KA | 35,49 | 3,12 KA | 0,00 |
| C3_2_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 KA | -76,12 | 0,21 KA | 2,18 |
| | B | 36,06 | -149,66 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | 36,01 | 149,81 | 0,00 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| TAL2 | C3_2_BT | | | | | | | | |
| | A | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | 85,76 | 0,00 KA | 0,00 |
| | B | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | -34,25 | 0,00 KA | 0,00 |
| | C | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | -154,25 | 0,00 KA | 0,00 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 10 | | |
|------------|--------------------|--------------|-----------|---------------|-------------|----------|------------|-----------|-------|----------|---------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | [deg] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | | Sb [MVA] | EFF [-] |
| L12-13 | C3_3_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,73 kA | -83,11 | 106,80 kA | 44,73 | 17,04 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,11 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,44 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| C3_2_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,73 kA | -83,11 | 106,80 kA | 44,73 | 17,04 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,11 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,44 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| TAL2 | C3_2_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,73 kA | -83,11 | 106,80 kA | 44,73 | 17,04 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,11 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,44 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| A12 | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,73 kA | -83,11 | 106,80 kA | 44,73 | 17,04 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,11 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,44 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| C3_3_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -76,30 | 0,22 kA | 0,11 | 2,18 | 0,00 |
| | B | 36,06 | -149,72 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,04 | 149,78 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TAL3 | C3_3_BT | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 kA | -76,30 | 0,22 kA | 0,11 | 2,18 | 0,00 |
| | B | 36,06 | -149,72 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,04 | 149,78 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| L11-13 | C3_1_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | 91,02 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -28,98 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -148,98 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| L12-13 | C3_2_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -91,09 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -69,82 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -109,50 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| L13-14 | C3_4_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -90,39 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -77,28 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 kA | -102,29 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C3_4_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,12 kA | 103,60 | 0,23 kA | 0,11 | 2,19 | 0,00 |
| | B | 36,07 | -149,78 | | | 0,00 kA | 111,27 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,07 | 149,77 | | | 0,00 kA | 69,46 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: | | | | / ll | |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------------|--|
| | rtd.v. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] | |
| TAL4 | C3_4_BT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,00 kA | 96,26 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 kA | -23,74 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 kA | -143,74 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| L13-14 | C3_3_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,00 kA | -93,27 | 0,00 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 kA | -74,80 | 0,01 kA | 0,01 kA | 0,01 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 kA | -102,72 | 0,01 kA | 0,01 kA | 0,01 | |
| L14-15 | C3_5_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,12 kA | 103,29 | 0,25 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 kA | 109,21 | 0,01 kA | 0,01 kA | 0,01 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 kA | 74,07 | 0,01 kA | 0,01 kA | 0,01 | |
| C3_4_BT | A | 0,66 | 0,00 | 1,05 | 45,13 kA | -83,99 | 110,50 kA | 45,13 | 17,20 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |
| TAL4 | C3_4_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 16,71 MVA | 96,03 | 107,34 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,49 MVA | 155,62 | 3,16 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,49 MVA | 35,62 | 3,16 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| A14 | A | 0,49 | 0,00 | 1,05 | 1,29 kA | -84,38 | 3,16 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,49 | -116,46 | | 1,29 kA | 155,62 | 3,16 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | C | 0,49 | 116,53 | | 1,29 kA | 35,62 | 3,16 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| C3_5_BT | A | 0,66 | 0,00 | 1,05 | 45,27 kA | -84,13 | 111,30 kA | 45,27 | 17,25 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |
| TAL5 | C3_5_MT | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 16,76 MVA | 95,88 | 108,13 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,46 | | 0,49 MVA | 155,67 | 3,17 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | C | 0,40 | 116,53 | | 0,49 MVA | 35,67 | 3,17 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| A15 | A | 0,49 | 0,00 | 1,05 | 1,29 kA | -84,33 | 3,17 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | B | 0,49 | -116,46 | | 1,29 kA | 155,67 | 3,17 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| | C | 0,49 | 116,53 | | 1,29 kA | 35,67 | 3,17 kA | 0,00 kA | 0,00 | |
| C3_5_MT | A | 33,00 | 0,00 | 1,10 | 2,20 MVA | -76,58 | 0,26 kA | 0,12 | 2,20 | |
| | B | 36,07 | -149,80 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |
| | C | 36,09 | 149,77 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 12 | |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|-------|------------|
| | rtcd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | EFF [-] |
| TAL5 | C3_5_BT | | | | | | | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 98,12 | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -21,89 | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -141,88 | 0,00 kA | 0,00 kA | | |
| L14-15 | C3_4_MT | | | | | | | | | |
| | | | | 0,05 MVA | 0,00 kA | -93,42 | 0,01 kA | | | |
| | | | | 0,09 MVA | 0,00 kA | -76,34 | 0,01 kA | | | |
| | | | | 0,09 MVA | 0,00 kA | -100,94 | 0,01 kA | | | |
| L15-SET | single Bus | | | | | | | | | |
| | | | | 2,24 MVA | 0,12 kA | 103,03 | 0,26 kA | | | |
| | | | | 0,09 MVA | 0,00 kA | 106,52 | 0,01 kA | | | |
| | | | | 0,10 MVA | 0,01 kA | 76,88 | 0,01 kA | | | |
| C4_4_BT | A | 0,66 | 0,00 | 17,04 MVA | 44,73 kA | -82,79 | 105,76 kA | 44,73 | 17,04 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,05 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,51 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,97 |
| TAL9 | C4_4_MT | | | | | | | | | |
| | | | | 16,55 MVA | 43,44 kA | 97,28 | 102,71 kA | | | |
| | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,18 | 3,06 kA | | | |
| | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,18 | 3,06 kA | | | |
| A19 | | | | | | | | | | |
| | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,82 | 3,06 kA | | | |
| | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,18 | 3,06 kA | | | |
| | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,18 | 3,06 kA | | | |
| C4_4_MT | A | 33,00 | 0,00 | 2,18 MVA | 0,11 kA | -76,14 | 0,20 kA | 0,11 | 2,18 | 0,00 |
| | B | 36,07 | -149,63 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 35,99 | 149,84 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TAL9 | C4_4_BT | | | | | | | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 81,51 | 0,00 kA | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -38,49 | 0,00 kA | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -158,49 | 0,00 kA | | | |
| L19-18 | C4_3_MT | | | | | | | | | |
| | | | | 2,17 MVA | 0,11 kA | 103,94 | 0,20 kA | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 141,51 | 0,00 kA | | | |
| | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 21,51 | 0,00 kA | | | |
| C4_3_BT | A | 0,66 | 0,00 | 17,29 MVA | 45,38 kA | -84,19 | 111,73 kA | 45,38 | 17,29 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,62 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| | C | 0,40 | 116,64 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 13 |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|-------|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | |
| TAL8 | C4_3_MT | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 44,09 KA | 95,82 | 108,56 KA | |
| | B | | 36,08 | -149,77 | | 1,29 KA | 155,68 | 3,17 KA | |
| A18 | C | | 36,07 | 149,78 | | 1,29 KA | 35,68 | 3,17 KA | |
| | A | | | | | 1,29 KA | -84,32 | 3,17 KA | |
| | B | | | | | 1,29 KA | 155,68 | 3,17 KA | |
| C4_2_MT | C | | | | | 1,29 KA | 35,68 | 3,17 KA | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,12 KA | -76,58 | 0,24 KA | 2,20 |
| | B | | 36,08 | -149,77 | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| TAL7 | C | | 36,07 | 149,78 | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | A | C4_2_BT | | | | 0,01 MVA | 94,18 | 0,00 KA | |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -29,82 | 0,00 KA | |
| L16-17 | C | | | | | 0,01 MVA | -145,82 | 0,00 KA | |
| | A | C4_1_MT | | | | 0,00 KA | -93,10 | 0,00 KA | |
| | B | | | | | 0,00 KA | -72,07 | 0,00 KA | |
| L17-18 | C | | | | | 0,00 KA | -105,85 | 0,00 KA | |
| | A | C4_3_MT | | | | 0,12 KA | 103,39 | 0,24 KA | |
| | B | | | | | 0,00 KA | 119,22 | 0,00 KA | |
| C4_2_BT | C | | | | | 0,00 KA | 64,54 | 0,00 KA | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 45,24 KA | -83,89 | 110,42 KA | 17,24 |
| | B | | 0,40 | -116,50 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| TAL7 | C | | 0,40 | 116,62 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | A | C4_2_MT | | | | 43,96 KA | 96,13 | 107,27 KA | |
| | B | | | | | 1,29 KA | 155,57 | 3,14 KA | |
| A17 | C | | | | | 1,29 KA | 35,57 | 3,14 KA | |
| | A | | | | | 1,29 KA | -84,42 | 3,14 KA | |
| | B | | | | | 1,29 KA | 155,57 | 3,14 KA | |
| C4_1_MT | C | | | | | 1,29 KA | 35,57 | 3,14 KA | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,11 KA | -76,47 | 0,22 KA | 2,19 |
| | B | | 36,07 | -149,73 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| C | C | | 36,05 | 149,80 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | A | | | | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |
| | B | | | | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | | | | | Annex: | | | | | / 14 | |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------------|-------|------|--|
| | rtd.V. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] | | | |
| TAL6 | C4_1_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,19 MVA | 45,11 kA | -83,59 | 109,13 kA | 45,11 | 17,19 | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,38 | 1,05 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 | |
| L16-17 | C4_2_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 2,18 MVA | 0,11 kA | 103,57 | 0,22 kA | | | | |
| | B | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 150,17 | 0,00 kA | | | | |
| C4_1_BT | C4_1_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,19 MVA | 45,11 kA | -83,59 | 109,13 kA | 45,11 | 17,19 | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,38 | 1,05 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 | |
| TAL6 | C4_1_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 16,70 MVA | 43,82 kA | 96,44 | 106,01 kA | | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,47 | 3,12 kA | | | | |
| A16 | C4_1_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,53 | 3,12 kA | | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,47 | 3,12 kA | | | | |
| C5_1_BT | C5_1_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,20 MVA | 45,15 kA | -83,22 | 108,08 kA | 45,15 | 17,20 | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,35 | 1,05 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 | |
| TA20 | C5_1_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 16,71 MVA | 43,86 kA | 96,82 | 105,00 kA | | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,34 | 3,09 kA | | | | |
| A20 | C5_1_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,66 | 3,09 kA | | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,34 | 3,08 kA | | | | |
| C5_2_BT | C5_2_BT | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 17,26 MVA | 45,29 kA | -83,53 | 109,41 kA | 45,29 | 17,26 | 0,00 | |
| | B | 0,40 | -116,47 | 1,05 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 | |
| TA21 | C5_2_MT | | | | | | | | | | | |
| | A | | | | 16,77 MVA | 44,00 kA | 96,50 | 106,30 kA | | | | |
| | B | | | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,45 | 3,11 kA | | | | |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 15 | |
|------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------|----------------|---------------|------------|-------------|------|------------|
| | rtd.v. [kV] | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | | EFF [-] |
| A21 | | | | | | | | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 1,29 KA | -84,55 | 3,11 KA | 0,12 | 2,19 |
| | B | 36,09 | -149,70 | | | 1,29 KA | 155,45 | 3,11 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | 36,04 | 149,84 | | | 1,29 KA | 35,45 | 3,11 KA | 0,00 | 1,72 |
| C5_1_MT | | | | | | 0,12 KA | -76,58 | 0,21 KA | 0,12 | 0,00 |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | 36,09 | -149,70 | | | 0,00 KA | 84,44 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | 36,04 | 149,84 | | | 0,00 KA | -35,56 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| TA20 | | | | | | 0,00 KA | -155,56 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | A | C5_1_BT | | | | 0,01 MVA | 84,44 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -35,56 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,01 MVA | -155,56 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| L20-21 | | | | | | 0,11 KA | 103,47 | 0,21 KA | 0,12 | 0,00 |
| | A | C5_2_MT | | | | 0,00 KA | 144,44 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,00 KA | 24,44 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,00 KA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| C5_2_MT | | | | | | 0,12 KA | -76,70 | 0,22 KA | 0,12 | 2,20 |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | 36,09 | -149,73 | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,06 | 149,82 | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| TA21 | | | | | | 0,00 KA | 88,23 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | A | C5_2_BT | | | | 0,01 MVA | -31,77 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -151,77 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| L20-21 | | | | | | 0,00 KA | -88,73 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | A | C5_1_MT | | | | 0,00 KA | -74,08 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,02 MVA | -106,64 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,02 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| L21-22 | | | | | | 0,12 KA | 103,29 | 0,22 KA | 0,12 | 0,00 |
| | A | C5_3_MT | | | | 0,00 KA | 115,84 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,00 KA | 62,72 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,00 KA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| C5_3_MT | | | | | | 0,12 KA | -76,87 | 0,24 KA | 0,12 | 2,21 |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | 36,10 | -149,79 | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,09 | 149,80 | | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 KA | 0,00 | 1,72 |
| TA22 | | | | | | 0,00 KA | 94,38 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | A | C5_3_BT | | | | 0,01 MVA | -25,62 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | | 0,01 MVA | -145,62 | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |
| | C | | | | | 0,01 MVA | | 0,00 KA | 0,00 | 0,00 |

| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | | | | Annex: | | | | | / 16 | | |
|--------------|--------------|--------------------|-----------|---------------|-------------|------------|-----------|----------|-----------|--------|--------|--------|--------|------|
| rtcd.V. [kV] | rtcd.V. [kV] | Voltage [deg] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] | | | | | |
| L21-22 | C5_2_MT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,00 | 1,05 | 17,33 MVA | 45,49 kA | -83,96 | 111,27 kA | 45,49 | 17,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,64 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,74 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| L22-23 | C5_4_MT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 2,22 MVA | | 2,22 MVA | 0,12 kA | 102,99 | 0,24 kA | | | 0,24 | 0,24 | 0,24 | 0,24 | 0,00 |
| | B | 0,04 MVA | | 0,04 MVA | 0,00 kA | 109,25 | 0,00 kA | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,04 MVA | | 0,04 MVA | 0,00 kA | 73,13 | 0,00 kA | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C5_3_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 17,33 MVA | 45,49 kA | -83,96 | 111,27 kA | 45,49 | 17,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,64 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | C | 0,40 | 116,74 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| TA22 | C5_3_MT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 16,84 MVA | | 16,84 MVA | 44,21 kA | 96,05 | 108,13 kA | | | 108,13 | 108,13 | 108,13 | 108,13 | 0,00 |
| | B | 0,49 MVA | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,60 | 3,15 kA | | | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 0,00 |
| | C | 0,49 MVA | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,60 | 3,15 kA | | | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 0,00 |
| A22 | | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,49 MVA | | 0,49 MVA | 1,29 kA | -84,40 | 3,15 kA | | | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 0,00 |
| | B | 0,49 MVA | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 155,60 | 3,15 kA | | | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 0,00 |
| | C | 0,49 MVA | | 0,49 MVA | 1,29 kA | 35,60 | 3,15 kA | | | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 3,15 | 0,00 |
| C5_4_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 2,21 MVA | 0,12 kA | -77,04 | 0,27 kA | 0,12 | 2,21 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 36,10 | -149,83 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | 36,12 | 149,79 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA23 | C5_4_BT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,00 MVA | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 99,36 | 0,00 kA | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,00 MVA | | 0,00 MVA | 0,00 kA | -20,64 | 0,00 kA | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | C | 0,00 MVA | | 0,00 MVA | 0,00 kA | -140,64 | 0,00 kA | | | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| L22-23 | C5_3_MT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 0,04 MVA | | 0,04 MVA | 0,00 kA | -93,09 | 0,01 kA | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 |
| | B | 0,06 MVA | | 0,06 MVA | 0,00 kA | -78,17 | 0,01 kA | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 |
| | C | 0,07 MVA | | 0,07 MVA | 0,00 kA | -99,25 | 0,01 kA | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 |
| L23-24 | C5_5_MT | | | | | | | | | | | | | |
| | A | 2,25 MVA | | 2,25 MVA | 0,12 kA | 102,66 | 0,27 kA | | | 0,27 | 2,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,07 MVA | | 0,07 MVA | 0,00 kA | 105,24 | 0,01 kA | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 |
| | C | 0,07 MVA | | 0,07 MVA | 0,00 kA | 78,25 | 0,01 kA | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 |
| C5_4_BT | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 17,41 MVA | 45,69 kA | -84,27 | 112,76 kA | 45,69 | 17,41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,80 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| | C | 0,40 | 116,80 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,98 |

| Grid: Grid | System stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 17 | | |
|------------|--------------------|--------------|----------|---------------|-------------|----------|------------|-----------|-------|----------|---------|
| | rtd.v. [kV] | Voltage [kV] | C-Factor | Sk" [MVA/MVA] | Ik" [kA/kA] | [deg] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | | Sb [MVA] | EFF [-] |
| TA23 | C5_4_MT | | | | | | | | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 44,40 kA | 95,73 | 109,60 kA | | | |
| | B | 0,40 | -116,92 | | | 1,28 kA | 155,71 | 3,17 kA | | | |
| A23 | C | 0,40 | 116,87 | | | 1,28 kA | 35,71 | 3,17 kA | | | |
| | A | | | | | 1,28 kA | -84,29 | 3,17 kA | | | |
| | B | | | | | 1,28 kA | 155,71 | 3,17 kA | | | |
| C5_5_BT | C | | | | | 1,28 kA | 35,71 | 3,17 kA | | | |
| | A | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 45,86 kA | -84,45 | 113,79 kA | 45,86 | 17,48 | 0,00 |
| | B | 0,40 | -116,92 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,98 |
| TA24 | C | 0,40 | 116,87 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,99 |
| | A | | | | | 44,58 kA | 95,54 | 110,61 kA | | | |
| | B | | | | | 1,28 kA | 155,77 | 3,18 kA | | | |
| A24 | C | | | | | 1,28 kA | 35,77 | 3,18 kA | | | |
| | A | | | | | 1,28 kA | -84,23 | 3,18 kA | | | |
| | B | | | | | 1,28 kA | 155,77 | 3,18 kA | | | |
| C5_5_MT | C | | | | | 1,28 kA | 35,77 | 3,18 kA | | | |
| | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 0,12 kA | -77,19 | 0,29 kA | 0,12 | 2,22 | 0,00 |
| | B | 36,11 | -149,86 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA24 | C | 36,14 | 149,79 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | A | | | | | 0,00 kA | 102,62 | 0,00 kA | | | |
| | B | | | | | 0,00 kA | -17,38 | 0,00 kA | | | |
| L23-24 | C | | | | | 0,00 kA | -137,38 | 0,00 kA | | | |
| | A | | | | | 0,00 kA | -93,25 | 0,01 kA | | | |
| | B | | | | | 0,00 kA | -79,82 | 0,01 kA | | | |
| L24-SET | C | | | | | 0,01 kA | -97,41 | 0,01 kA | | | |
| | A | | | | | 0,12 kA | 102,32 | 0,30 kA | | | |
| | B | | | | | 0,01 kA | 102,50 | 0,01 kA | | | |
| FRAY GUEN | C | | | | | 0,01 kA | 81,03 | 0,01 kA | | | |
| | A | 132,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 8,43 kA | -81,61 | 19,39 kA | 8,43 | 642,46 | 0,00 |
| | B | 80,87 | -111,28 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,95 |
| C | C | 78,27 | 111,85 | | | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,92 |

| Grid: Grid | | System Stage: Grid | | | | Annex: | | | | / 18 | |
|-----------------|--------------|--------------------|--------------|-----------|---------------|-------------|-----------|------------|---------|----------|---------|
| trafo de potenc | rtcd.V. [kV] | Single Bus | Voltage [kV] | C- Factor | Sk" [MVA/MVA] | IK" [kA/kA] | IK" [deg] | ip [kA/kA] | Ib [kA] | Sb [MVA] | EFF [-] |
| Trafo de potenc | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 1,10 | 1,27 kA | 98,03 | 2,92 kA | 0,12 | 2,20 | 0,00 |
| | B | | 36,08 | -149,81 | | 1,06 kA | 92,18 | 2,45 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | | 36,10 | 149,77 | | 1,08 kA | 104,98 | 2,48 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| Red | A | | | | 545,55 MVA | 7,16 kA | -81,55 | 16,47 kA | | | |
| | B | | | | 81,07 MVA | 1,06 kA | 92,18 | 2,45 kA | | | |
| | C | | | | 82,23 MVA | 1,08 kA | 104,98 | 2,48 kA | | | |
| C4_3_MT | A | 33,00 | 0,00 | 0,00 | 2,20 MVA | 0,12 kA | -76,69 | 0,26 kA | 0,12 | 2,20 | 0,00 |
| | B | | 36,08 | -149,81 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| | C | | 36,10 | 149,77 | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,72 |
| TA18 | A | C4_3_BT | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | 98,72 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| | B | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -21,28 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| | C | | | | 0,01 MVA | 0,00 kA | -141,28 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| L17-I8 | A | C4_2_MT | | | 0,02 MVA | 0,00 kA | -95,80 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| | B | | | | 0,03 MVA | 0,00 kA | -72,03 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| | C | | | | 0,03 MVA | 0,00 kA | -103,97 | 0,00 kA | 0,00 | | |
| L19-I8 | A | C4_4_MT | | | 0,06 MVA | 0,00 kA | -90,85 | 0,01 kA | 0,01 | | |
| | B | | | | 0,07 MVA | 0,00 kA | -85,67 | 0,01 kA | 0,01 | | |
| | C | | | | 0,07 MVA | 0,00 kA | -93,60 | 0,01 kA | 0,01 | | |
| L18-SET | A | Single Bus | | | 2,27 MVA | 0,12 kA | 102,82 | 0,27 kA | 0,27 | | |
| | B | | | | 0,10 MVA | 0,01 kA | 101,47 | 0,01 kA | 0,01 | | |
| | C | | | | 0,10 MVA | 0,01 kA | 80,84 | 0,01 kA | 0,01 | | |
| PAT | A | 0,40 | 0,00 | 0,00 | 1,05 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | | 0,42 | -150,00 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,73 |
| | C | | 0,42 | 150,00 | | 0,00 MVA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,73 |
| Trafo SSAA - PA | A | Single Bus | | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| | B | | | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,73 |
| | C | | | | 0,00 MVA | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 kA | 0,00 | 0,00 | 1,73 |

C.4. Estudio de resistividad

| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE "a" | LECTURA DEL INSTRUMENTO | RESISTIVIDAD DEL SUELO "ρ" | OBSERVACIONES |
|---------|---------------------|----------|--------------|-------------------------|----------------------------|---------------|
| | | | m | ohm | ohm x m | |
| T02 | S 38° 11' 30,93" | | 1,00 | 6,86 | 43,28 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 1,25 | 23,55 | |
| | | | 5,00 | 0,65 | 20,41 | |
| | | | 10,00 | 0,47 | 29,52 | |
| | | | 15,00 | 0,36 | 33,91 | |
| | W 58° 9' 30,45" | | 20,00 | 0,25 | 31,40 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T06 | S 38° 13' 20,80" | | 1,00 | 6,58 | 41,32 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 1,15 | 21,87 | |
| | | | 5,00 | 0,78 | 24,49 | |
| | | | 10,00 | 0,41 | 25,75 | |
| | | | 15,00 | 0,33 | 31,09 | |
| | W 58° 9' 43,83" | | 20,00 | 0,23 | 28,89 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T16 | S 38° 13' 25,48" | | 1,00 | 8,98 | 56,39 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 1,85 | 34,85 | |
| | | | 5,00 | 0,85 | 20,41 | |
| | | | 10,00 | 0,39 | 24,49 | |
| | | | 15,00 | 0,29 | 27,32 | |
| | W 58° 8' 16,22" | | 20,00 | 0,18 | 22,81 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T20 | S 38° 12' 57,81" | | 1,00 | 7,51 | 47,16 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 1,47 | 27,89 | |
| | | | 5,00 | 0,86 | 20,72 | |
| | | | 10,00 | 0,32 | 20,10 | |
| | | | 15,00 | 0,24 | 22,81 | |
| | W 58° 7' 7,50" | | 20,00 | 0,15 | 18,84 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T23 | S 38° 14' 24,45" | | 1,00 | 9,03 | 56,71 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 1,58 | 29,77 | |
| | | | 5,00 | 1,01 | 31,71 | |
| | | | 10,00 | 0,6 | 37,68 | |
| | | | 15,00 | 0,37 | 34,85 | |
| | W 58° 7' 39,23" | | 20,00 | 0,16 | 20,10 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T01 | | | 1,00 | 12,32 | 77,37 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,25 | 42,39 | |
| | | | 5,00 | 1,39 | 43,65 | |
| | | | 10,00 | 0,95 | 59,88 | |
| | | | 15,00 | 0,45 | 42,39 | |
| | | | 20,00 | 0,38 | 45,22 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE | LECTURA DEL | RESISTIVIDAD DEL | OBSERVACIONES |
|---------|---------------------|----------|----------|-------------|------------------|------------------------------|
| | | | "a" | INSTRUMENTO | SUELO | |
| | | | m | ohm | ohm x m | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO |
| T03 | S 38° 14' 24,45" | | 1,00 | 15,96 | 100,35 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,02 | 56,00 | |
| | | | 5,00 | 1,32 | 41,45 | |
| | 10,00 | | 0,75 | 47,10 | | |
| | 15,00 | | 0,41 | 38,62 | | |
| | 20,00 | | 0,29 | 36,42 | | |
| T04 | | | 1,00 | 11,01 | 95,14 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,58 | 48,61 | |
| | | | 5,00 | 1,47 | 46,19 | |
| | 10,00 | | 0,58 | 36,42 | | |
| | 15,00 | | 0,41 | 38,62 | | |
| | 20,00 | | 0,32 | 40,19 | | |
| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE | LECTURA DEL | RESISTIVIDAD DEL | OBSERVACIONES |
| | | | "a" | INSTRUMENTO | SUELO | |
| | | | m | ohm | ohm x m | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO |
| T05 | S 38° 13' 33,61" | | 1,00 | 10,01 | 62,86 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,59 | 49,80 | |
| | | | 5,00 | 1,2 | 37,68 | |
| | 10,00 | | 0,69 | 43,33 | | |
| | 15,00 | | 0,41 | 38,62 | | |
| | 20,00 | | 0,23 | 28,89 | | |
| T07 | S 38° 13' 06,18" | | 1,00 | 15,69 | 98,53 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,03 | 57,06 | |
| | | | 5,00 | 1,36 | 42,70 | |
| | 10,00 | | 0,7 | 43,96 | | |
| | 15,00 | | 0,44 | 41,45 | | |
| | 20,00 | | 0,27 | 33,91 | | |
| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE | LECTURA DEL | RESISTIVIDAD DEL | OBSERVACIONES |
| | | | "a" | INSTRUMENTO | SUELO | |
| | | | m | ohm | ohm x m | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO |
| T08 | S 38° 12' 55,47" | | 1,00 | 12,36 | 77,62 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,78 | 52,38 | |
| | | | 5,00 | 1,38 | 42,70 | |
| | 10,00 | | 0,78 | 48,98 | | |
| | 15,00 | | 0,45 | 42,36 | | |
| | 20,00 | | 0,29 | 36,42 | | |
| T09 | S 38° 12' 42,76" | | 1,00 | 15,25 | 95,77 | HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,36 | 63,30 | |
| | | | 5,00 | 1,88 | 59,03 | |
| | 10,00 | | 0,74 | 46,47 | | |
| | 15,00 | | 0,41 | 38,62 | | |
| | 20,00 | | 0,31 | 38,04 | | |

| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE "a" | LECTURA DEL INSTRUMENTO | RESISTIVIDAD DEL SUELO "ρ" | OBSERVACIONES |
|---------|---------------------|----------|--------------|-------------------------|----------------------------|--|
| | | | m | ohm | ohm x m | |
| T10 | S 38° 12' 30,04" | | 1,00 | 15,01 | 94,20 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,06 | 57,66 | |
| | | | 5,00 | 1,55 | 48,67 | |
| | | | 10,00 | 0,85 | 53,38 | |
| | | | 15,00 | 0,39 | 36,74 | |
| | | | 20,00 | 0,22 | 27,83 | |
| T11 | S 38° 12' 39,85" | | 1,00 | 14,52 | 91,10 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,08 | 56,14 | |
| | | | 5,00 | 1,52 | 47,73 | |
| | | | 10,00 | 0,88 | 42,70 | |
| | | | 15,00 | 0,39 | 36,74 | |
| | | | 20,00 | 0,25 | 31,40 | |
| T12 | S 38° 14' 20,91" | | 1,00 | 13,07 | 82,08 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,05 | 57,49 | |
| | | | 5,00 | 1,45 | 45,53 | |
| | | | 10,00 | 0,79 | 49,81 | |
| | | | 15,00 | 0,33 | 31,00 | |
| | | | 20,00 | 0,29 | 36,42 | |
| T13 | S 38° 12' 39,85" | | 1,00 | 11,11 | 69,77 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,92 | 55,01 | |
| | | | 5,00 | 1,4 | 43,96 | |
| | | | 10,00 | 0,7 | 43,96 | |
| | | | 15,00 | 0,38 | 35,80 | |
| | | | 20,00 | 0,31 | 38,94 | |
| T14 | S 38° 13' 53,19" | | 1,00 | 10,01 | 62,89 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,45 | 46,16 | |
| | | | 5,00 | 1,33 | 41,76 | |
| | | | 10,00 | 0,71 | 44,59 | |
| | | | 15,00 | 0,28 | 23,55 | |
| | | | 20,00 | 0,22 | 27,83 | |
| T15 | S 38° 13' 39,33" | | 1,00 | 14,58 | 91,58 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,09 | 39,38 | |
| | | | 5,00 | 1,98 | 53,07 | |
| | | | 10,00 | 0,88 | 41,45 | |
| | | | 15,00 | 0,34 | 32,03 | |
| | | | 20,00 | 0,29 | 32,66 | |
| T15 | W 58° 08' 33,20" | | | | | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

| PIQUETE | COORDENADA | POSICION | VALOR DE "a" | LECTURA DEL INSTRUMENTO | RESISTIVIDAD DEL SUELO "ρ _s " | OBSERVACIONES |
|---------|---------------------|----------|--------------|-------------------------|--|--|
| | | | m | ohm | ohm x m | |
| T17 | S 38° 13' 11,62" | | 1,00 | 15,53 | 97,53 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,49 | 65,75 | |
| | | | 5,00 | 1,88 | 59,03 | |
| | | | 10,00 | 0,99 | 62,17 | |
| | | | 15,00 | 0,38 | 36,80 | |
| | W 58° 07' 59,25" | | 20,00 | 0,31 | 38,94 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T18 | S 38° 12' 50,88" | | 1,00 | 16,47 | 103,43 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 4,04 | 76,11 | |
| | | | 5,00 | 2,35 | 73,79 | |
| | | | 10,00 | 1,15 | 72,22 | |
| | | | 15,00 | 0,88 | 62,17 | |
| | W 58° 07' 41,01" | | 20,00 | 0,39 | 48,98 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T19 | S 38° 13' 28,99" | | 1,00 | 12,97 | 81,45 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,36 | 63,30 | |
| | | | 5,00 | 2,02 | 63,43 | |
| | | | 10,00 | 1,2 | 75,39 | |
| | | | 15,00 | 0,4 | 37,68 | |
| | W 58° 07' 21,53" | | 20,00 | 0,19 | 23,88 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T21 | S 38° 12' 54,22" | | 1,00 | 13,99 | 87,86 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 3,62 | 68,20 | |
| | | | 5,00 | 2,25 | 70,65 | |
| | | | 10,00 | 1,05 | 65,94 | |
| | | | 15,00 | 0,61 | 57,46 | |
| | W 58° 06' 45,35" | | 20,00 | 0,26 | 32,88 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T22 | S 38° 14' 01,89" | | 1,00 | 10,1 | 63,43 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,56 | 48,61 | |
| | | | 5,00 | 1,59 | 53,07 | |
| | | | 10,00 | 1,09 | 68,45 | |
| | | | 15,00 | 0,28 | 24,49 | |
| | W 58° 08' 08,03" | | 20,00 | 0,18 | 22,61 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| T24 | S 38° 14' 45,62" | | 1,00 | 11,49 | 72,16 | ESTADO DE TERRENO ENCONTRADO HUMEDO |
| | | | 3,00 | 2,8 | 52,75 | |
| | | | 5,00 | 1,88 | 62,17 | |
| | | | 10,00 | 1,01 | 63,43 | |
| | | | 15,00 | 0,55 | 51,81 | |
| | W 58° 07' 08,76" | | 20,00 | 0,23 | 28,89 | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

C.5. Modelado bicapa del terreno

```
Dim UF, datos As Long
```

```
' Se pretende modelizar la resistividad eléctrica del suelo partiendo de los datos de la  
' resistividad aparente medida con el método Wenner de cuatro puntos a diferentes separaciones  
' de electrodos.  
' El modelo final obtenido es de dos capas, compuesto por una capa superior de resistividad  
' ro1 y por otra capa inferior de resistividad ro2.  
' El resultado h representa el espesor de la capa superior en metros, y se calcula el error cometido.  
' La metodología a utilizar es un proceso iterativo (método numérico de resolución de ecuaciones  
' diferenciales), concretamente el método descrito en la norma IEEE 81 de las gradientes descendientes.  
  
' Comienza la subrutina CALCULAR cuando el usuario presione el botón CALCULAR de la hoja "2 Capas".  
Private Sub CALCULAR_Click()  
' En primer lugar se obtiene el número de mediciones  
UF = Range("B" & Rows.Count).End(xlUp).Row 'Cuál es la última fila de datos?  
datos = UF - 9 ' Los datos empiezan en la fila 10, así que se le resta 9 al número de filas.  
  
' Es preciso que el usuario rellene previamente las celdas C2:C6 para inicializar los valores del  
' proceso iterativo.  
' Claro que el tiempo de resolución y el número de iteraciones dependerán de su elección.  
ro1 = Cells(2, 3).Value ' Resistividad de la capa superior ro1_0  
ro2 = Cells(3, 3).Value ' Resistividad de la capa inferior ro2_0  
h = Cells(4, 3).Value ' Espesor de la capa superior h_0  
a = 1 ' Error cometido  
If ro1 = 0 And ro2 = 0 Then ' Para evitar errores de indeterminación  
    ro1 = 100  
    ro2 = 150  
End If  
If ro1 = ro2 Then ' Para evitar errores de indeterminación  
    ro2 = ro1 / 2  
End If  
If h = 0 Then ' Para evitar errores de indeterminación  
    h = 2  
End If  
iteraciones = 0 ' Se inicializa el contador de iteraciones  
t = Cells(6, 3).Value ' Se lee el número máximo de iteraciones
```

```

des = Cells(5, 3).Value ' Y se lee el error máximo

Do While a > des And iteraciones < t ' Mientras el error no sea inferior a des o mientras no se hayan
' hecho más de t iteraciones...
  k = (ro2 - ro1) / (ro2 + ro1) ' Actualización del coeficiente de reflexión

  ' Derivada parcial respecto a rol
  acumulador = 0
  For i = 1 To datos
    a = Cells(i + 9, 2).Value
    ro_0 = Cells(i + 9, 3).Value
    acul = 0
    For j = 1 To 20
      acul = acul + (k ^ j / ((1 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5) - k ^ j / ((4 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5))
    Next
    res = rol * (1 + 4 * acul)
    acu2 = 0
    For q = 1 To 20
      S1 = (1 - q * (1 - k ^ 2) / (2 * k))
      S2 = (k ^ q / ((1 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 0.5) - k ^ q / ((4 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 0.5))
      acu2 = acu2 + S1 * S2
    Next
    der1 = 4 * acu2 + 1
    acumulador = acumulador + ((ro_0 - res) * der1) / (ro_0) ^ 2
  Next
  der_fi_rol = -2 * acumulador

  ' Derivada parcial respecto a ro2
  acumulador = 0
  i = 1
  For i = 1 To datos
    a = Cells(i + 9, 2).Value
    ro_0 = Cells(i + 9, 3).Value
    acul = 0
    j = 1

    For j = 1 To 20
      S1 = (k ^ j / ((1 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5) - k ^ j / ((4 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5))
      acul = acul + S1
    Next
    res = rol * (1 + 4 * acul)
    acu2 = 0
    q = 1
    For q = 1 To 20
      S1 = 2 * q / k * (1 - k ^ 2)
      S2 = (k ^ q / ((1 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 0.5) - k ^ q / ((4 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 0.5))
      acu2 = acu2 + S1 * S2
    Next
    der2 = 4 * acu2 + 1
    acumulador = acumulador + ((ro_0 - res) * der2) / (ro_0) ^ 2
  Next
  der_fi_ro2 = -2 * acumulador

  ' Derivada parcial respecto a h
  acumulador = 0
  i = 1
  For i = 1 To datos
    a = Cells(i + 9, 2).Value
    ro_0 = Cells(i + 9, 3).Value
    acul = 0
    j = 1
    For j = 1 To 20
      S1 = (k ^ j / ((1 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5) - k ^ j / ((4 + (2 * j * h / a) ^ 2) ^ 0.5))
      acul = acul + S1
    Next
    res = rol * (1 + 4 * acul)
    acu2 = 0
    q = 1
    For q = 1 To 20
      S1 = (k ^ q / ((4 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 1.5) - k ^ q / ((1 + (2 * q * h / a) ^ 2) ^ 1.5))
      acu2 = acu2 + S1
    Next
    derh = acu2 * 16 * rol * h / a ^ 2
  
```

```

    acumulador = acumulador + ((ro_0 - res) * derh) / (ro_0) ^ 2
  Next
  der_fi_h = -2 * acumulador
  delta_ro1 = -0.005 * Abs(ro1) * Sgn(der_fi_ro1) ' Cambio del valor de ro1
  delta_ro2 = -0.005 * Abs(ro2) * Sgn(der_fi_ro2) ' Cambio del valor de ro2
  delta_h = -0.005 * Abs(h) * Sgn(der_fi_h) ' Cambio del valor de h

  ' Nuevos valores de ro1, ro2 y h
  ro1 = ro1 + delta_ro1
  ro2 = ro2 + delta_ro2
  h = h + delta_h

  ' Cálculo del error
  delta_fi = der_fi_ro1 * delta_ro1 + der_fi_ro2 * delta_ro2 + der_fi_h * delta_h
  a = Abs(delta_fi)
  iteraciones = iteraciones + 1 ' Se incrementa el contador de iteraciones
Loop
' Una vez terminado el proceso iterativo, se publican los resultados
For l = 1 To datos
  acul = 0
  j = 1
  atemp = Cells(9 + l, 2).Value
  For j = 1 To 20
    S1 = (k ^ j / (1 + (2 * j * h / atemp) ^ 2) ^ 0.5 - k ^ j / (4 + (2 * j * h / atemp) ^ 2) ^ 0.5)
    acul = acul + S1
  Next
  res = ro1 * (1 + 4 * acul)
  Cells(9 + l, 1).Value = res ' En la columna A se muestran las resistividades finales
  ' calculadas por profundidad (gráfico)
Next
Cells(2, 4).Value = ro1 ' Valor de resistividad de la capa superior
Cells(3, 4).Value = ro2 ' Valor de resistividad de la capa inferior
Cells(4, 4).Value = h ' Valor de espesor de la capa superior
Cells(5, 4).Value = Abs(delta_fi) ' Error cometido
Cells(6, 4).Value = iteraciones ' Número de iteraciones

End Sub

```

C.6. Informe de estudio de PAT

| | | | |
|-----------|------------------|-----------|-------------|
| Project: | ETAP | Page: | 1 |
| Location: | 12.6.0H | Date: | 05-24-2019 |
| Contract: | | SN: | |
| Engineer: | Study Case: GRD1 | Filename: | PATFRAYGUEN |
| | | Revision: | Base |

Electrical Transient Analyzer Program

Ground Grid Systems

Finite Element Method

| | |
|------------------------------------|--|
| Number of Ground Conductors: | 27 |
| Number of Ground Rods: | 0 |
| Total Length of Ground Conductors: | 142.00 m |
| Total Length of Ground Rods: | 0.00 m |
| Total Computational Time: | 2 minutes |
| Frequency: | 50.0 |
| Unit System: | Metric |
| Project Filename: | PATFRAYGUEN |
| Output Filename: | C:\ETAP 1260\PATFRAYGUEN\PAT_Informe.GR1 |

Project: **ETAP** Page: 2

 Location: 12.6.0H Date: 05-24-2019

 Contract: SN:

 Engineer: Study Case: GRD1 Filename: PAIFRAYGUEN

 Revision: Base

Ground Grid Input Data

System Data:

| Freq. Hz | Weight kg | Ambient Temp. °C | Short-Circuit Current | | | Fault Duration (Seconds) | | | Plot Step m | Extended Boundary Length m | | |
|----------|-----------|------------------|------------------------|-------|----------------------|--------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-------------|----------------------------|-------------------------------|------|
| | | | Total Fault Current kA | X/R | Sf Division Factor % | Cp Projection Factor % | Tf for Total Fault Duration | Tc for Sizing Ground Conductors | | | Ts for Available Body Current | |
| 50.0 | 50 | 40.00 | 0.298 | 10.00 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 0.50 | 0.50 | 0.50 | 0.1 | 0.00 |

Soil Data:

| Surface Material | | | Upper Layer Soil | | | Lower Layer Soil | |
|------------------|-------------------|---------|------------------|-------------------|---------|------------------|-------------------|
| Material Type | Resistivity Ohm.m | Depth m | Material Type | Resistivity Ohm.m | Depth m | Material Type | Resistivity Ohm.m |
| Clean limestone | 2500.0 | 0.000 | Moist soil | 98.0 | 2.48 | Moist soil | 55.2 |

Material Constants:

| Conductor/Rod | Type | Conductivity % | α_r Factor @ 20 °C 1/°C | K0 @ 0 °C | Fusing Temperatur °C | Resistivity of Ground Conducto @ 20°C micro ohm.cm | Thermal Capacity Per Unit Volume J/(cm³.°C) |
|---------------|-----------------------------|----------------|--------------------------------|-----------|----------------------|--|---|
| Conductor | Copper, annealed soft-drawn | 100.0 | 0.00393 | 234.0 | 1083.0 | 1.72 | 3.42 |

Conductor Data:

| Label | Type | Size mm² | From | | | To | | | Length m | Insulated Yes/No | Cost \$/m |
|-------|-----------------------------|----------|-------|-------|------|-------|-------|------|----------|------------------|-----------|
| | | | X | Y | Z | X | Y | Z | | | |
| C0 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 0.00 | 13.70 | 2.70 | 1.80 | 6.80 | 2.70 | 7.13 | NO | 10.00 |
| C1 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 1.80 | 6.80 | 2.70 | 6.80 | 1.80 | 2.70 | 7.07 | NO | 10.00 |
| C10 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 6.80 | 25.60 | 2.70 | 1.80 | 20.50 | 2.70 | 7.14 | NO | 10.00 |
| C11 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 1.80 | 20.50 | 2.70 | 0.00 | 13.70 | 2.70 | 7.03 | NO | 10.00 |
| C2 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 6.80 | 1.80 | 2.70 | 13.70 | 0.00 | 2.70 | 7.13 | NO | 10.00 |
| C3 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 13.70 | 0.00 | 2.70 | 20.50 | 1.80 | 2.70 | 7.03 | NO | 10.00 |
| C4 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 20.50 | 1.80 | 2.70 | 25.60 | 6.80 | 2.70 | 7.14 | NO | 10.00 |
| C5 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 25.60 | 6.80 | 2.70 | 27.40 | 13.70 | 2.70 | 7.13 | NO | 10.00 |
| C6 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 27.40 | 13.70 | 2.70 | 25.60 | 20.50 | 2.70 | 7.03 | NO | 10.00 |
| C7 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 25.60 | 20.50 | 2.70 | 20.50 | 25.60 | 2.70 | 7.21 | NO | 10.00 |
| C8 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 20.50 | 25.60 | 2.70 | 13.70 | 27.40 | 2.70 | 7.03 | NO | 10.00 |
| C9 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 13.70 | 27.40 | 2.70 | 6.80 | 25.60 | 2.70 | 7.13 | NO | 10.00 |
| E1 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 9.20 | 13.70 | 0.50 | 9.80 | 11.40 | 0.50 | 2.38 | NO | 10.00 |
| E10 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 13.70 | 18.20 | 0.50 | 11.40 | 17.60 | 0.50 | 2.38 | NO | 10.00 |
| E11 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 11.40 | 17.60 | 0.50 | 9.80 | 15.90 | 0.50 | 2.33 | NO | 10.00 |
| E12 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 9.80 | 15.90 | 0.50 | 9.20 | 13.70 | 0.50 | 2.28 | NO | 10.00 |
| E2 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 9.80 | 11.40 | 0.50 | 11.40 | 9.80 | 0.50 | 2.26 | NO | 10.00 |

| | | | |
|-----------|------------------|-----------|-------------|
| Project: | ETAP | Page: | 3 |
| Location: | 12.6.0H | Date: | 05-24-2019 |
| Contract: | | SN: | |
| Engineer: | Study Case: GRD1 | Filename: | PAIFRAYGUEN |
| | | Revision: | Base |

Conductor Data:

| Label | Type | Size mm ² | From | | | To | | | Length m | Insulated Yes/No | Cost \$/m |
|-------|-----------------------------|-------------------------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------------|---------------------|--------------|
| | | | X | Y | Z | X | Y | Z | | | |
| E3 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 11.40 | 9.80 | 0.50 | 13.70 | 9.20 | 0.50 | 2.38 | NO | 10.00 |
| E4 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 13.70 | 9.20 | 0.50 | 15.90 | 9.80 | 0.50 | 2.28 | NO | 10.00 |
| E5 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 15.90 | 9.80 | 0.50 | 17.60 | 11.40 | 0.50 | 2.33 | NO | 10.00 |
| E6 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 17.60 | 11.40 | 0.50 | 18.20 | 13.70 | 0.50 | 2.38 | NO | 10.00 |
| E7 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 18.20 | 13.70 | 0.50 | 17.60 | 15.90 | 0.50 | 2.28 | NO | 10.00 |
| E8 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 17.60 | 15.90 | 0.50 | 15.90 | 17.60 | 0.50 | 2.40 | NO | 10.00 |
| E9 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 15.90 | 17.60 | 0.50 | 13.70 | 18.20 | 0.50 | 2.28 | NO | 10.00 |
| R1 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 0.00 | 13.70 | 2.70 | 9.20 | 13.70 | 0.50 | 9.46 | NO | 10.00 |
| R2 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 20.50 | 1.80 | 2.70 | 15.90 | 9.80 | 0.50 | 9.49 | NO | 10.00 |
| R3 | Copper, annealed soft-drawn | 50 | 20.50 | 25.60 | 2.70 | 15.90 | 17.60 | 0.50 | 9.49 | NO | 10.00 |

Cost:

| Conductor | | | Rod | | | Total Cost \$ |
|--------------|-------------------|------------|--------------|-------------------|------------|------------------|
| Total No. | Total Length m | Cost \$ | Total No. | Total Length m | Cost \$ | |
| 27 | 141.63 | 1416.27 | 0 | 0.00 | 0.00 | 1416.27 |

| | | |
|-----------|------------------|-----------------------|
| Project: | ETAP | Page: 4 |
| Location: | 12.6.0H | Date: 05-24-2019 |
| Contract: | | SN: |
| Engineer: | Study Case: GRD1 | Filename: PAIFRAYGUEN |
| | | Revision: Base |

Ground Grid Summary Report

| Rg Ground Resistance ohm | GPR Ground Potential Rise Volts | Maximum Touch Potential | | | | | Maximum Step Potential | | | | |
|-----------------------------------|--|-------------------------|---------------------|-------------------------------------|-----------------|--------|------------------------|---------------------|-----------------|-----------------|-------|
| | | Tolerable Volts | Calculated Volts | Calculated % | Coordinates (m) | | Tolerable Volts | Calculated Volts | Calculated % | Coordinates (m) | |
| | | | | | X | Y | | | | X | Y |
| 1.289 | 396.3 | 188.2 | 156.7 | 83.3 | 6.8 | 25.6 | 260.5 | 37.3 | 14.3 | 18.30 | 13.70 |
| Total Fault Current | | 0.298 kA | | Reflection Factor (K): | | -0.925 | | | | | |
| Maximum Grid Current: | | 0.307 kA | | Surface Layer Derating Factor (Cs): | | 1.000 | | | | | |
| | | | | Decrement Factor (Df): | | 1.031 | | | | | |

Bibliografía

- [1] International Energy Agency; International Renewable Energy Agency; United Nations Statistics Division; World Bank; World Health Organization. 2019. *Tracking SDG 7 : The Energy Progress Report 2019 (English)*. Washington, D.C. : World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/517781558037625254/Tracking-SDG-7-The-Energy-Progress-Report-2019>.
- [2] International Renewable Energy Agency. (2016-2019). *New Solar & Wind Maps Downloadable on IRENA Global Atlas*. Enlace <http://www.irena.org>. [Accedido en junio de 2019].
- [3] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.; Argentina. <https://licitaciones.cammesa.com/> [Accedido en agosto de 2019].
- [4] J. Martín. *Mikrosare Elektriko Baten Analisia eta Discinua La Muelan*, Trabajo Fin de Grado, UPV/EHU (Bilboko Ingenieritza Eskola), Bilbao 2017.
- [5] E. Planas, J. Andreu, J.I. Gárate, I. Martínez de Alegría, and Edorta Ibarra. *AC and DC technology in microgrids: A review*. *Renewable Sustainable energy Reviews*, pages 726–749, 2015.
- [6] C. Hamon, K. Elkington, M. Ghandhari. *Doubly-fed Induction Generator Modeling and Control in DigSilent PowerFactory*. Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, pp. 1-7, November 2010.
- [7] M. Bradt, B. Badrzadeh, E. Camm, D. Mueller, J. Schoene, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, R. Walling. *Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants*. IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA.
- [8] Resolución SE 0106/2002. Boletín Oficial número 29.899, jueves 16 de mayo de 2002, pp. 8-10. ANEXO 4: CONTROL DE TENSION Y DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA.
- [9] Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631.

-
- [10] *Reglamentación sobre líneas aéreas exteriores*. Asociación Argentina de Electrotécnicos (Buenos Aires). Comisión de Instalaciones Eléctricas. Buenos Aires: AAE, 1973. 37 p.
- [11] H. Saadat, *Power System Analysis*, Ed. McGraw Hill, Singapore 1999.
- [12] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, J. Rodriguez, *Overview of multi-MW wind turbines and wind parks*, IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 4, pp. 1081-1095, Apr. 2011.
- [13] V. Katinas, M. Marčiukaitis, G. Gecevičius, A. Markevičius. *Statistical analysis of wind characteristics based on Weibull methods for estimation of power generation in Lithuania*, Renew. Energy, 113 (2017), pp. 190-201.
- [14] Wei Zhang, Hong-Jie Li, Chongxin Liu, Yuqi Yang, Zhiwei Huang, Rong Xue, "Parameter estimation technique for the semi-conducting layers in single-core XLPE cable", Dielectrics and Electrical Insulation IEEE Transactions on, vol. 21, no. 4, pp. 1916-1925, 2014.
- [15] Senvion.com. (2019). *Senvion - We make wind perform*. [online] Disponible en: <https://www.senvion.com> [Accedido en abril de 2019].
- [16] I. Martínez de Alegría, J. Andreu, J.L. Martín, P. Ibáñez, J.L. Villate, H. Cambong. *Connection requirements for wind farms: A survey on technical requirements and regulation*. Renewable Sustainable energy Reviews, October 2007, Pages 1858-1872.
- [17] Technical Guidelines for Power Generating Units and Systems. Part 4 (TG4). Demands on modelling and validating simulation models of the electrical characteristics of power generating units and systems, storage as well for their components. Revision 09. FGW.
- [18] www.mesa.es. (2019) *Mesa - Celdas de distribución primaria 221 (CBGS0)*. [online] Disponible en: <https://www.mesa.es/productos/pdf/221%20CBGS0.pdf> [Accedido en junio de 2019].
- [19] Walter Esaú Pérez Loarca, Christian Javier Serrano Barrios, Oscar Orlando Surio Guevara. *Manual de aplicación de la norma IEEE Std 81 para líneas y subestaciones eléctricas de transmisión*, Universidad de El Salvador, (2015).
- [20] Rakov V.A., Uman M.A. *Lightning Physics and Effects*, Cambridge University Press, ISBN 0 521 58327 (2003).

