

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA
NUEVA CENTRAL EÓLICA DE 18 MVA DUNA HUAMBOS PARA
LA CONEXIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

AUTOR

JOSE ROLANDO SAAVEDRA VASQUEZ

ASESOR

HUGO WALTER MUNDACA GUERRA

<https://orcid.org/0000-0002-8210-9581>

Chiclayo, 2021

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE
LA NUEVA CENTRAL EÓLICA DE 18 MVA DUNA
HUAMBOS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

PRESENTADA POR:
JOSE ROLANDO SAAVEDRA VASQUEZ

A la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo
para optar el título de

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

APROBADA POR

Luis Alberto Gonzales Bazan
PRESIDENTE

Wilson Alejandro Jimenez Zuloeta
SECRETARIO

Hugo Walter Mundaca Guerra
VOCAL

Índice

RESUMEN	10
ABSTRACT	11
INTRODUCCIÓN	12
1.1. Objetivos	13
1.1.1. Objetivo general	13
1.1.2. Objetivos específicos	13
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	14
2.1. Sistemas de generación eólica	14
2.1.1. Descripción de los parques eólicos	14
2.1.2. Sistemas de conversión de la energía eólica	14
2.1.3. Requisitos para la interconexión de un parque eólico	18
2.2. Sistemas de protección	21
2.2.1. Zonas de Protección	22
2.2.2. Componentes de los Sistemas de Protección	22
2.2.3. Protección Sistemática de la Protección	23
2.2.4 Comportamiento de los Sistemas de Protección	23
2.2.5. Perturbaciones en el Sistema Eléctrico	24
2.3. Requerimientos generales de las protecciones	26
2.3.1. Relés de Protección	26
2.3.2. Interruptores	27
2.3.3. Transformadores de Tensión	28
2.3.4. Transformadores de Corriente	28
2.4. Criterios de ajustes y coordinación de la protección	29
2.4.1. Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección	29
2.4.2. Proceso de ajuste y coordinación de la protección	30
MATERIALES Y MÉTODOS	31
3.1. Marco Metodológico	31
3.1.1. Enfoque y diseño	31
3.1.2. Sujetos de la investigación	31
3.1.3. Métodos y procedimientos	32
RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	33
4.1. Estudio del caso	33

4.2. Análisis de los parámetros del sistema actual	35
4.2.1. Flujo de potencia del sistema actual	35
4.2.2. Estudio de cortocircuito del año actual.....	39
4.2.3. Estudio de protecciones del sistema actual.....	42
4.3. Análisis de los parámetros del sistema actual con el proyecto	54
4.3.1. Flujo de potencia del sistema con el proyecto.....	55
4.3.2. Estudio de cortocircuito con el proyecto	58
4.4. Evaluación de los equipos de protección en la central eólica	60
4.4.1. Protección de la línea 1135-A 138 kV	60
4.4.2. Protección de la línea 1135-B 138 kV.....	61
4.4.3. Protección del transformador de potencia	62
4.5. Coordinación de protecciones en la central eólica	63
4.5.1. Thevenin equivalente.....	63
4.5.2. Ubicación de los relés para las líneas L-1135 A y L-1135 B	63
4.5.3. Curvas de disparo de los relés	64
4.5.4. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 50/51	65
4.5.5. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 50N/51N.....	66
4.5.6. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 50/51	67
4.5.7. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 50N/51N.....	68
4.5.8. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 21	69
4.5.9. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 21.....	70
4.5.10. Coordinación de protecciones para la función 50/51	72
4.5.11. Coordinación de protecciones para la función 50N/51N.....	76
4.5.12. Coordinación de protecciones para la función 21	81
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
Conclusiones.....	86
Recomendaciones	86
BIBLIOGRAFÍA	87
ANEXOS	88

Lista de figuras

Figura. 1. Configuración de modelos de parques eólicos	14
Figura. 2. Componentes de un sistema de generación eólica.....	15
Figura. 3. Configuración de una turbina eólica Type A.....	16
Figura. 4. Configuración de una turbina eólica Type B.....	16
Figura. 5. Configuración de una turbina eólica Type C.....	17
Figura. 6. Configuración de una turbina eólica Type D.....	17
Figura. 7. Conexión tipo B de parque eólicos	19
Figura. 8. Conexión tipo C de parques eólicos	20
Figura. 9. Conexión tipo D de parques eólicos	20
Figura. 10. Conexión tipo E de parques eólicos	20
Figura. 11. Diagrama de bloques de un sistema de protección.....	21
Figura. 12. Zonas de Protección.....	22
Figura. 13. Diagrama de bloques general de un relé de protección	26
Figura. 14. Proceso de Ajuste y Coordinación de a Protección.....	30
Figura. 15. Ubicación de proyecto	31
Figura. 16. Unifilar del área de estudio	35
Figura. 17. Flujo de potencia en el área de estudio año 2018.....	36
Figura. 18. Flujo de potencia en el área de estudio año 2023	37
Figura. 19. Estudio de cortocircuito en el área de estudio año 2018.....	39
Figura. 20. Estudio de cortocircuito en el área de estudio año 2023	40
Figura. 21. Protección de sobrecorriente direccional tierra SE Cutervo	43
Figura. 22. Protección de distancia de fases SE Cutervo.....	44
Figura. 23. Protección de distancia de tierra SE Cutervo	45
Figura. 24. Protección de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Carhuaquero.	46
Figura. 25. Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero	47
Figura. 26. Protección de distancia de fases S.E. Carhuaquero	48
Figura. 27. Protección de distancia de tierra S.E. Carhuaquero.....	48
Figura. 28. Protección de sobrecorriente de fases temporizado S.E. Carhuaquero	49
Figura. 29. Protección de sobrecorriente de tierra temporizado S.E. Carhuaquero	50
Figura. 30. Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero	51
Figura. 31. Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Espina Colorado.....	52
Figura. 32. Protección de distancia de fases S.E. Espina Colorado.....	53
Figura. 33. Protección de distancia de fase a tierra S.E. Espina Colorado	53
Figura. 34. Sistema considerando el proyecto de la central eólica Duna-Huambos.....	54

Figura. 35.	Flujo de potencia en el área de estudio con el proyecto año 2018	55
Figura. 36.	Flujo de potencia en el área de estudio con el proyecto año 2023	56
Figura. 37.	Estudio de cortocircuito con el proyecto en el área de estudio.....	58
Figura. 38.	Potencia máxima de cortocircuito.....	63
Figura. 39.	Ubicación del relé L-1135 A	64
Figura. 40.	Ubicación del relé L-1135 A	64
Figura. 41.	Curva de disparo del relé (50/51) de la línea L-1135 A	66
Figura. 42.	Curva de disparo del relé (50N/51N) de la línea L-1135 A.....	67
Figura. 43.	Curva de disparo del relé (50/51) de la línea L-1135 B	68
Figura. 44.	Curva de disparo del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B.....	69
Figura. 45.	Curva de disparo del relé (21) de la línea L-1135 A	70
Figura. 46.	Curva de disparo del relé (21) de la línea L-1135 B	71
Figura. 47.	Ubicación de la falla trifásica (S.E. Cutervo)	72
Figura. 48.	Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 B	73
Figura. 49.	Ubicación de la falla trifásica al 50% de la línea L-1135 B	73
Figura. 50.	Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 B	74
Figura. 51.	Ubicación de la falla de cortocircuito (S.E. Dunas Huambos)	74
Figura. 52.	Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 A	75
Figura. 53.	Curva de deño del transformador Dunas Huambos	76
Figura. 54.	Ubicación de la falla trifásica (S.E. Cutervo)	77
Figura. 55.	Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B	78
Figura. 56.	Ubicación de la falla fase a tierra al 50% de la línea L-1135 B.....	78
Figura. 57.	Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B	79
Figura. 58.	Ubicación de la falla de cortocircuito (S.E. Dunas Huambos)	80
Figura. 59.	Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B	80
Figura. 60.	Ubicación de la falla trifásica (S.E. Cutervo)	81
Figura. 61.	Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 B	82
Figura. 62.	Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A	82
Figura. 63.	Ubicación de falla al 50% de la línea L-1135 B	83
Figura. 64.	Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 B	83
Figura. 65.	Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A	84
Figura. 66.	Ubicación de la falla al 50% de la línea L-1135 A.....	84
Figura. 67.	Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A	85

Lista de Tablas

Tabla 1. Configuraciones de turbinas eólicas	15
Tabla 2. Estadísticas de fallas en el SEIN (2001-2005).....	22
Tabla 3. Tipos de interruptores según su aplicación.....	27
Tabla 4. Tiempos de interrupción de cortocircuitos.....	28
Tabla 5. Corriente nominal de los transformadores de corriente	29
Tabla 6. Coordenadas UTM del proyecto	32
Tabla 7. Características de sistemas de 220 kV	34
Tabla 8. Características de sistemas de 1380 kV	34
Tabla 9. Características de sistemas de 22,9 kV	34
Tabla 10. Características de sistemas de 10 kV	34
Tabla 11. Niveles de Tensión.....	38
Tabla 12. Niveles de carga – Líneas de transmisión	38
Tabla 13. Niveles de carga – Transformadores de potencia.....	38
Tabla 14. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2018.....	41
Tabla 15. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2023.....	41
Tabla 16. Ajuates de sobrecorriente direccional fase SE. Cutervo	42
Tabla 17. Ajuates de sobrecorriente direccional tierra SE. Cutervo.....	42
Tabla 18. Ajustes de fases de la protección de distancia SE. Cutervo	43
Tabla 19. Ajustes de tierra de la protección de distancia SE. Cutervo.....	44
Tabla 20. Ajustes de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Carhuaquero	45
Tabla 21. Ajustes de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero	46
Tabla 22. Ajustes de protecciones de distancia S.E. Carhuaquero	47
Tabla 23. Ajustes del relé de sobrecorriente de fases temporizado S.E. Carhuaquero	49
Tabla 24. Ajustes del relé de sobrecorriente de tierra temporizado S.E. Carhuaquero	50
Tabla 25. Ajustes de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Espina Colorado	51
Tabla 26. Ajustes de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Espina Colorado.....	52
Tabla 27. Ajustes de protecciones de distancia S.E. Espina Colorado.....	52
Tabla 28. Parámetros de las líneas L-1135A y L-1135B.....	54
Tabla 29. Niveles de Tensión.....	57
Tabla 30. Niveles de carga – Líneas de transmisión	57
Tabla 31. Niveles de carga – Transformadores de potencia.....	57
Tabla 32. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2018.....	59
Tabla 33. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2023.....	59
Tabla 34. Ajustes del relé (50/51) de la L-1135 A.....	65
Tabla 35. Ajustes del relé (50N/51N) de la L-1135 A.....	66
Tabla 36. Ajustes del relé (50/51) de la L-1135 B.....	67

Tabla 37. Ajustes del relé (50N/51N) de la L-1135 B.....	68
Tabla 38. Ajustes del relé (21) de la L-1135 A.....	69
Tabla 39. Ajustes del relé (21) de la L-1135 B.....	71

RESUMEN

El sistema interconectado nacional del Perú, es operado a través del COES SINAC y consta de redes eléctricas en alta tensión en niveles de tensión 500 kV, 220 kV, 138 kV y 60 kV, con la finalidad de transportar la energía eléctrica desde las diferentes centrales de generación, y satisfacer la demanda de distintos usuarios a nivel nacional y que va en crecimiento cada año, llevando así al límite de cargabilidad de los distintos equipos (transformadores, líneas, barras), por lo tanto es necesario la implementación de nuevas centrales de generación, hay que destacar, las centrales de generación cumplen un rol importante en el sistema eléctrico, ya que, gracias a ello se mantiene perfectamente equilibrado el sistema eléctrico entre la demanda y la oferta.

Adicionalmente dentro de la matriz energética del Perú, se ha establecido un mayor porcentaje de generación eléctrica a través de energía limpia, es así que en los últimos años se han realizado diversas licitaciones a nivel nacional para la generación de energía renovable.

Debido a la vulnerabilidad del sistema eléctrico, las centrales de generación se encuentran expuestas constantemente a fallas ya sean por eventos naturales, accidentes físicos o por el mal uso de los equipos, lo que puede conllevar a fallas consecutivas, y finalmente queden fuera de servicio, perjudicando así al sistema de potencia. Actualmente, una solución para actuar ante las diferentes fallas que presenta el sistema eléctrico y que no afecten a las instalaciones, es mediante una correcta selección de equipos de protección, de las cuales se requiere realizar un estudio de coordinación con el objetivo de otorgar al sistema una mayor confiabilidad, protegiendo así los equipos de alto costo, previniendo daño al personal y limitar la interrupción del servicio. Por ello, en esta presenta tesis se propone realizar un estudio de coordinación de protecciones en la nueva central eólica para la conexión al sistema interconectado. En primer lugar, se realiza un análisis de los parámetros eléctricos del sistema de potencia sin la central eólica, posteriormente se realiza un análisis de los parámetros eléctricos del sistema de potencia con la central eólica, luego se evalúa la implementación de los equipos de protección, considerando los valores obtenidos con anterioridad y finalmente, se realiza la simulación de una correcta coordinación de protecciones mediante el software DIgSILENT.

Palabra claves: Análisis de sistema eléctrico de potencia, estudio de coordinación de protecciones, sistemas eólicos, flujo de potencia.

ABSTRACT

The national interconnected system of Peru, constant of high-voltage power networks in 500 kV, 220 kV and 138 kV as a transmission network and 60 kV as a secondary sub-transmission, with the need to transport electricity and meet the demand of different users that increases every year, as well as the load limit of the different equipment (transformers, lines, bars), therefore it is necessary to implement new generation plants, it should be noted that, the generation plants have an important role in the electrical system, because, thanks to this, the system between demand and supply is perfectly balanced. Due to the limitation of the electrical system, the generation plants are constantly exposed to failures, whether due to natural events, physical accidents or the improper use of the equipment, which may lead to consecutive failures, and eventually become out of service, thus damaging the power system. At the moment, a solution to act before the different failures that the electrical system presents and that does not affect the installations, is by means of a correct selection of protective equipment, of which a coordination study is required with the objective of granting the system increased reliability, thus protecting high-cost equipment, preventing damage to personnel and limiting service interruption. Therefore, in this thesis presentation it is proposed to carry out a protection coordination study in the new wind power plant for the connection to the interconnected system. First, an analysis of the electrical parameters of the power system without the wind power plant is performed, then an analysis of the electrical parameters of the power system with the wind power plant is performed, then the implementation of the protection equipment is correctly evaluated and finally, the simulation of a correct coordination of protections is performed using the DIGSILENT software.

Keywords: Analysis of electric power system, coordination study of protections, wind systems, power flow.

INTRODUCCIÓN

Unos de los desafíos de la humanidad en el siglo XXI, es de mitigar los efectos del cambio climático, mediante la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI), en otras palabras, el mundo tiene la misión de “descarbonizar” sus economías, y unas de las propuestas, es la introducción de fuentes renovables de energía, debido que el sector de generación eléctrica, es uno de los más comprometidos. Además, la comunidad ha pactado cumplir con la misión, por medio de los Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2019) y finalmente el Acuerdo de París (2015). [1]

Existen diversas fuentes de energía renovable, siendo una de la más utilizadas la energía eólica, un recurso abundante, renovable y limpio, la generación se obtiene a partir de la energía cinética del viento, las cuales se encargan del movimiento de los aerogeneradores que están conectado a un eje del generador quien produce la energía eléctrica. [1]

La energía eólica ha crecido considerablemente en los últimos años. Actualmente, la potencia instalada en el mundo se aproxima a los 500,000 MW. Así, a nivel de la matriz energética, la participación de la producción de energías renovables en el planeta es del 20%. Está presente en más de 90 países y compite con éxito con la generación eléctrica convencional creando cientos de miles de puesto de trabajo liberando el camino hacia un futuro de energía limpia. [2]

Tanto como en el mundo, en América Latina, a nivel de la matriz eléctrica, la participación de la producción de energías renovables es del 69%, lo cual se proyecta un crecimiento al 71% al año 2035. En el Perú, se estima que tiene una potencia de 77000 MW de energía eólica lo cual representa el 2.2% en la producción total eléctrica del SEIN, siendo cuatro centrales eólicas de mayor importancia: Marcona de 32 MW Talara de 30.86 MW, Cupisnique de 83.15 MW y Tres Hermanas 97.15 MW. [1]

Además, en los últimos años se ha observado un importante desarrollo del sector eléctrico en el Perú, teniendo un crecimiento de alrededor de 8% anual, se espera que dicho dinamismo siga, impulsando por la mayor demanda derivada del desarrollo de proyectos mineros e industriales y de la demanda eléctrica del sector residencial. Por lo tanto, debido a la demanda proyectada tiene que haber una oferta de energía eléctrica, lo que nos conlleva a la generación de energía eléctrica por medio de sus diferentes fuentes: eólica, solar, hídrica, para atender la demanda de energía, la cual debe ser permanentemente equilibrada por la generación. [3]

Como ya se mencionó, la generación eléctrica es mediante centrales eólicas y conectarlas a la red, además una de las exigencias es que sea segura y de óptima calidad; debido que existen diversas fallas en la red se busca proteger a los equipos, por lo tanto, para que sea posible una correcta conexión de la central eólica previniendo fallas que afecten las instalaciones, se debe de realizar una correcta selección del sistema de protecciones. Es por ello, que hoy en día, sea considerado de importancia fundamental un estudio de

coordinación de protección, ya que nos permite la elección adecuada de los componentes de protección.

Los sistemas de protección, cumplen un rol de vital importancia en un sistema eléctrico de potencia, ya que se encarga de la supervisión de las magnitudes eléctricas, permitiendo detectar fallas en los equipos o instalaciones del sistema, con la finalidad de actuar ante situaciones adversas que se presenten, tomando acciones correctivas rápidamente, aislando eléctricamente cualquier equipo del sistema que este expuesto, limitando así el daño, manteniendo la estabilidad del sistemas y mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico, además de la seguridad para las instalaciones propias de la paramenta eléctrica así como de las personas que operan dichos sistemas, igualmente el de terceras personas por fallas a tierra debido a colapso de infraestructura, complementado la operación estable entre la oferta y la demanda, al operar la función de frecuencia dentro del sistema interconectado nacional SEIN.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Realizar un estudio de coordinación de protecciones de la central eólica de 18MVA, en 138 kV, Duna-Huambos para la conexión del sistema interconectado nacional.

1.1.2. Objetivos específicos

- Determinar los parámetros eléctricos actuales, sin el proyecto de la nueva planta eléctrica eólica Dunas–Huambos, con flujos de potencia en el programa DIgSILENT.
- Determinar los parámetros eléctricos actuales, con el ingreso del proyecto de la nueva planta eléctrica eólica Dunas–Huambos, con flujos de potencia en el programa DIgSILENT.
- Proponer la implementación de equipos del sistema de protección de la central eólica Dunas-Huambos.
- Realizar la coordinación de protecciones a través del software DIgSILENT.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Sistemas de generación eólica

Conforme la tecnología avance, existen diferentes alternativas de generar energía eléctrica y una de ellas es mediante la energía eólica. Ya que debido a la energía contenida en el viento es que esta puede ser transformada, satisfaciendo las distintas necesidades existentes, siendo la más importante la electricidad, dicho lo anterior, es importante que los sistemas eólicos o parques eólicos se interconecten al sistema eléctrico de potencia. Para que esto sea posible, se definen distintas condiciones que deben cumplir, como, considerar los factores que influyen en la selección de las protecciones. Además de la selección de protecciones, es muy importante definir los criterios de ajustes de estas protecciones. [4]

2.1.1. Descripción de los parques eólicos

Para la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica y esta conectarse a la red, es indispensable un parque eólico. Los parques eólicos cumplen la función de esta conversión, por medio de un gran número de aerogeneradores. Estos generadores que normalmente cuenta con una potencia de 2 MW, están constituidos por altas torres de características de altos esfuerzos, soportando la carga de la góndola, a su vez, la carga de la turbina, generador y el tren de engranaje. El último tiene la función de elevar el número de rpm con la finalidad de acoplarse al generador, permitiendo así la conversión de energía; finalmente conectándose a un transformador de potencia (elevador) permitiendo la interconexión a la red eléctrica. En la siguiente figura, se ilustra para su mejor entendimiento. [4]

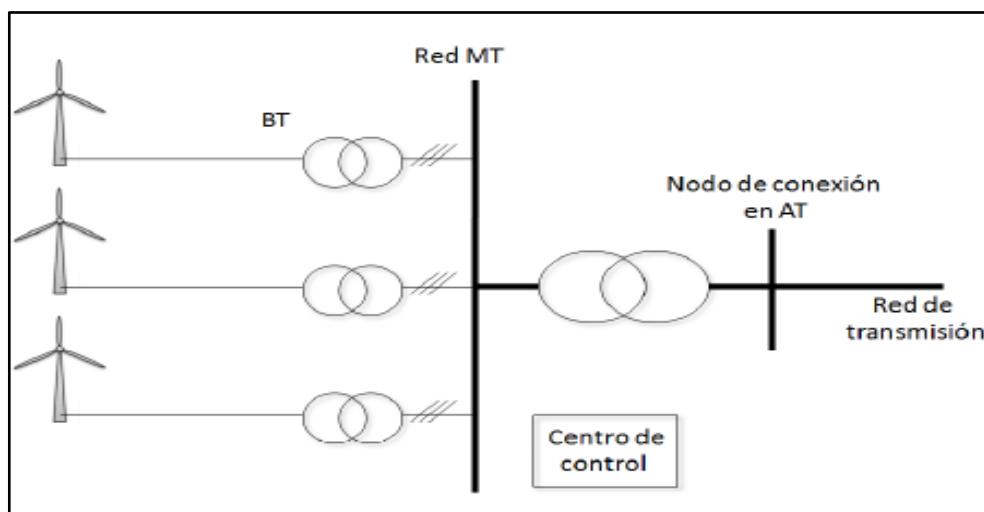


Figura. 1. Configuración de modelos de parques eólicos

Fuente. C. Bada, L. Riva, P. Alvez (2016), Efectos de la generación eólica frente al manejo de contingencias en el sistema interconectado uruguayo

2.1.2. Sistemas de conversión de la energía eólica

Actualmente, existen varias técnicas para la conversión de la energía eólica en energía eléctrica, esto involucran diferentes máquinas eléctricas las cuales tienen

impacto en los requerimientos necesario para la interconexión de un parque eólico con el sistema eléctrico de potencia, tales como los elementos de protecciones eléctricas requeridos para cada tipo de generador y sus respectivos ajustes.

La conversión de la energía eólica a energía eléctrica, pasa por distintos procesos y la turbina eólica cumple un rol importante, es la responsable de convertir la energía del viento en energía mecánica, luego se convierte en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico que puede ser de tipo asíncrono o síncrono, y finalmente es transmitida y conectada a la red a través de un transformador de potencia, figura 1. Cabe resaltar, se utilizar otros elementos adicionales, dependiendo de la turbina eólica, el tipo de generador, el convertidor. [4]

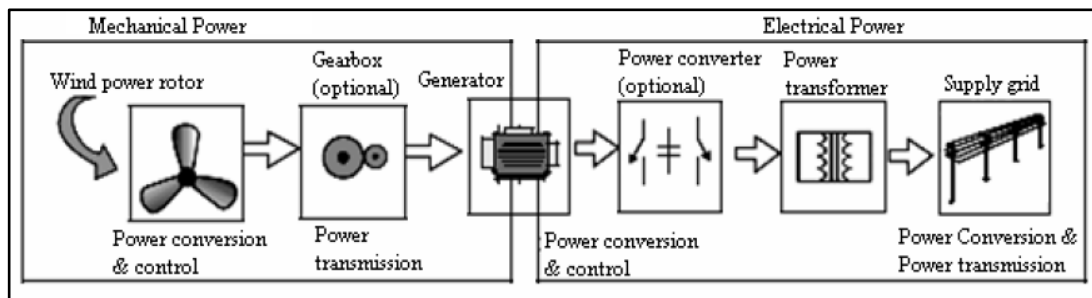


Figura. 2. Componentes de un sistema de generación eólica.

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

2.1.1.1. Turbinas eólicas y generadores eléctricos

Existe una clasificación teniendo en cuenta la capacidad de controlar la velocidad y la potencia mecánica de salida. Obteniendo así cuatro grupos, Type A y Type D, clasificándolas por el tipo de control aerodinámico de la potencia mecánica (Stall, pitch, Stall activo), además de considerar si la velocidad es constante o variable. Se muestra en la tabla 1. [4]

Tabla 1. Configuraciones de turbinas eólicas

Control de Velocidad		Control de Potencia		
		Stall	Pitch	Stall Activo
Velocidad Constante	Type A	Type A0	Type A1	Type A2
	Type B	Type B0	Type B1	Type B2
Velocidad Variable	Type C	Type C0	Type C1	Type C2
	Type D	Type D0	Type D1	Type D2

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

- **Type A: Velocidad Constante**

Para el tipo A, la generación de energía eléctrica se realiza mediante un generador asíncrono de inducción tipo jaula de ardilla, conectados directamente a la red; cabe resaltar que este tipo tiene un accionamiento suave en el rotor de la turbina con una velocidad reducida (30 rpm).

Además, este tipo tiene una característica debido a las rachas fuertes de viento por lo que las oscilaciones en la potencia son transmitidas a la red, siendo estas muy críticas ya que puede ocasionar una corriente de arranque entre 7 - 8 veces la corriente nominal, cuando esta se conecta inicialmente a la red, lo que nos conlleva a la presencia de un arrancador suave. [4]

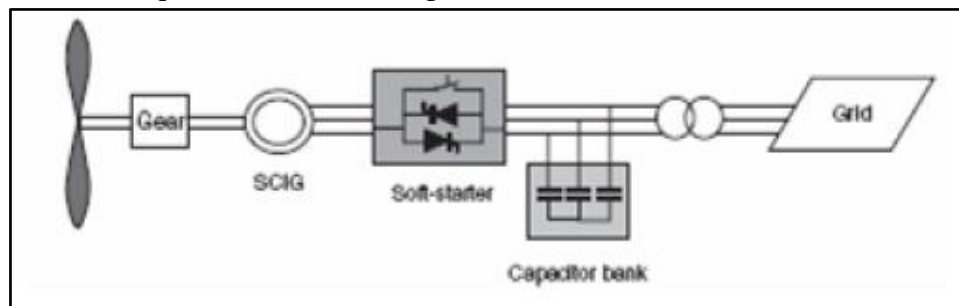


Figura. 3. Configuración de una turbina eólica Type A

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

- **Type B: Velocidad variables limitada**

En el tipo B, la calidad de energía entregada es superior a otros tipos. Esto es posible a que cuenta con diversos sistemas de control que le permite esta mejora, además que le facilita la aceleración o frenado de la turbina dependiendo de las condiciones climáticas.

Según estudios, este tipo de turbina cuenta con mayor eficiencia que las convencionales entre 10% - 30%, su ventaja es una excelente captación de energía lo que le permite mejoras en la calidad de energía y reducción de tensión mecánica. Finalmente, como ya se mencionó, este tipo cuenta con diversos sistemas de control, provocando pérdidas en dichos sistemas y aumentando el coste del equipo debido a los mismos. [5]

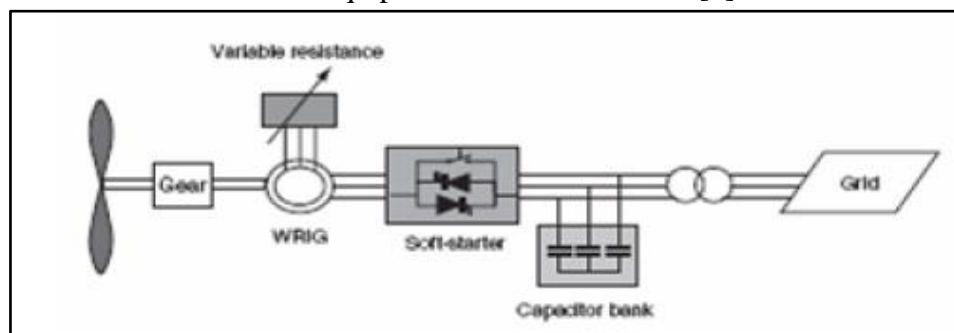


Figura. 4. Configuración de una turbina eólica Type B

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

- **Type C: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial**

El tipo C toma este nombre debido a que el generador se encuentra doblemente alimentado, consiste en un generador de inducción de rotor bobinado, dicho bobinado se conecta a la red por medio de unos convertidores de potencia tipo bidireccional, además que, con los devanados del estator conectados directamente a la red, con es configuración se consigue regular la velocidad en el rango de la velocidad nominal requerida; además de permitirle la alimentación tanto del estator como del rotor. [4]

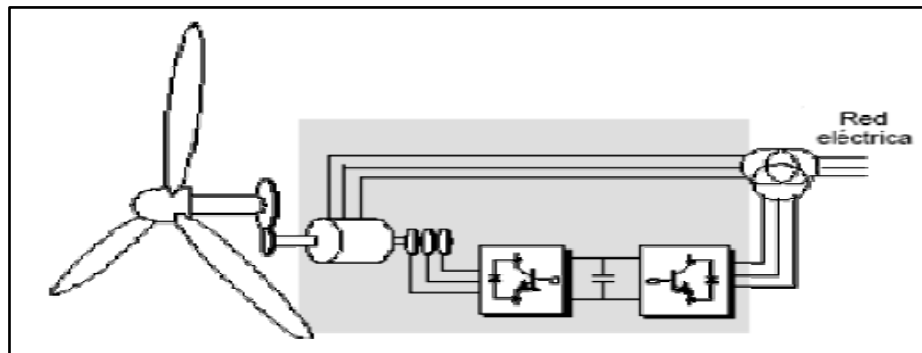


Figura. 5. Configuración de una turbina eólica Type C

Fuente. Grethel O. Acosta (2008), *La Energía Eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia*

- **Type D: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a plena escala parcial**

Este tipo nos permite conectarnos a la red a través de un transformador de potencia, elevando la tensión, y un convertidor de frecuencia a plena escala. Además, se puede emplear un multiplicador de velocidad (*gear*) acoplado directamente al rotor. [4]

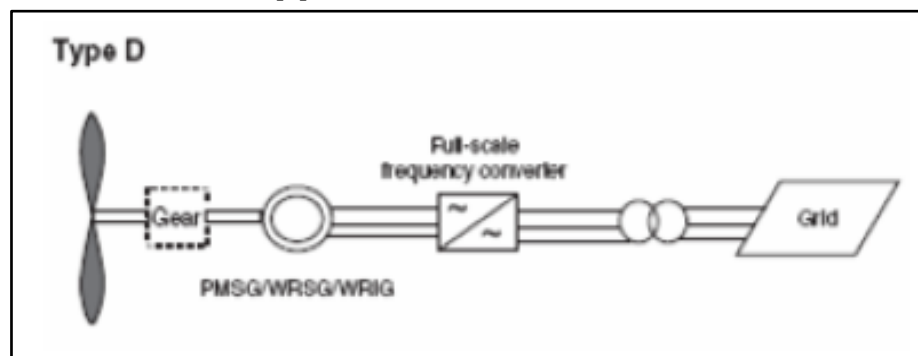


Figura. 6. Configuración de una turbina eólica Type D

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), *Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1*

2.1.1.2. Control de potencia capturada

Como ya se mencionó en la tabla 1, existen tres tipos de control de potencia capturada del viento, tales como, el control Stall, control Pitch y finalmente el control Stall activo. La potencia captura es aprovechada debido al diseño

de las palas permitiendo una eficiencia en los aerogenerados cuando las condiciones climáticas sean desfavorables, además de tener influencia en la potencia de salida. [4]

- **Control Pitch.**

Este control está referido a la variación del ángulo de la pala en la que ataca al viento, es un proceso mecánico, es decir, las palas pueden dar vuelta hacia o en contra del viento dependiendo de la potencia de salida.

Además, cuenta con otras características considerables, como, un suave control de la potencia, es decir, cuando las condiciones no sean favorables se trata de mantener la potencia de salida al valor nominal establecido; también cuenta con un arranque adecuado y pala de emergencia.

Cabe señalar que este tipo de control tiene desventajas, siendo la más considerable las altas oscilaciones de potencias en alta velocidades de viento y la complejidad del mecanismo del pitch. [4]

- **Control Stall**

Este método es considerado uno de los más simples, baratos y robustos, denominado también como reguladores por pérdida de aerodinámica. Además, en este método de control, las palas van atornilladas al cubo a un determinado ángulo de ataque, por lo que le permite una paridad entre la potencia por turbulencias y el aumento de la velocidad del viento, logrando regular la potencia generada.

Las desventajas que muestra este sistema es debido a su inflexibilidad ya que cuenta con menor eficiencia a velocidades bajas, el sistema de arranque no es funcional, además las variaciones de potencia se ven reflejas en la red eléctrica, debido a las variaciones de densidades del aire. [4]

- **Control Stall Activo**

Este método de control, a la pérdida de potencia la controla mediante el pitch, además a bajas velocidades las palas atacan al viento en un ángulo óptimo de manera similar al control pitch y logrando una máxima eficiencia. Dicho esto, con referencia al control pitch, la diferencia de este método es que las palas entran en un estado Stall, ya que son ligeramente inclinadas en sentido contrario, permitiendo así un control suave de la potencia, compensar las variaciones en la densidad del aire y finalmente menor las oscilaciones las cuales afectan a la red eléctrica.

Finalmente, es muy importante mencionar que con este método de control se logra una mejora en la estabilidad de frecuencia en sistema eléctrico de potencia, ya que es de suma importancia para la red que este sincronizada, esto es posible con los controladores apropiados. [4]

2.1.3. Requisitos para la interconexión de un parque eólico

En la última década, la generación de energía de manera limpia se ha incrementado notablemente, ya que, según estudios, la generación de energía por medio de métodos convencionales, generaban un porcentaje considerable de contaminación

en el mundo. Dicho lo anterior, y considerando que la generación de energía eólica es considerada limpia, permitió un incremento en la conexión de numerosos parques eólicos a los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial.

Posteriormente, debido al incremento por medio de energía eólica, se propusieron requisitos que deben cumplir los parques eólicos para que su conexión sea de manera exitosa. Por lo que mínimamente se tiene que tener en consideración el valor mínimo de tensión, la potencia inyectada al sistema eléctrico de potencia, además de tener en consideración el control de frecuencia y voltaje, permitiendo la conexión de forma estable al sistema de potencia, cumpliendo la función de sincronismo. Mencionado lo anterior es importante tenerlos en cuenta ya que, de ocurrir una falla, puede ocasionar variaciones notables en las tensiones de voltaje, causando una inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia. [4]

2.1.3.1. Tipos de conexión de los parques eólicos

Como en todo proyecto existen diferentes factores los cuales influyen para la conexión y puesta en servicio de un proyecto de energía, los cuales son los siguientes:

1. Ubicación geográfica.
2. Ubicación eléctrica.
3. Capacidad del parque eólico.

Después de haber mencionado los factores, estos son considerados a nivel internacional, permitiendo diferenciar las conexiones de los parques eólicos a los sistemas eléctricos de potencia mediante normas y prácticas comunes, clasificándolos mediante tipos de conexiones, que son las siguientes:

a) Tipo A

Son aquellos parques eólicos que son conectados a la red de electrificación de manera directa, con tensiones de $\geq 100\text{kV}$. [4]

b) Tipo B

Su conexión se realiza mediante un transformador ya que su nivel de tensión es de distribución, como se muestra en la siguiente figura. [4]

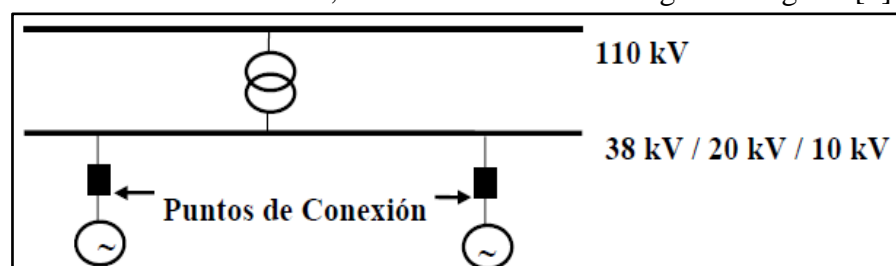


Figura. 7. Conexión tipo B de parque eólicos

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

c) **Tipo C**

Su conexión es mediante un alimentador al sistema de distribución, luego a una subestación de transmisión de 110 kV. [4]

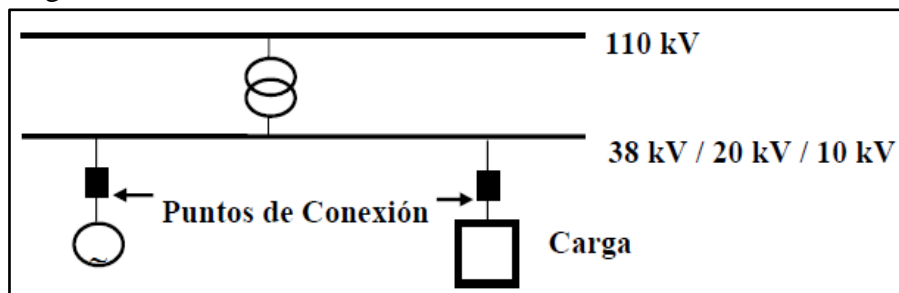


Figura. 8. Conexión tipo C de parques eólicos

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

d) **Tipo D**

Este tipo es muy parecido al tipo D, con la diferencia que va conectado a un transformador de distribución, figura 9. [4]

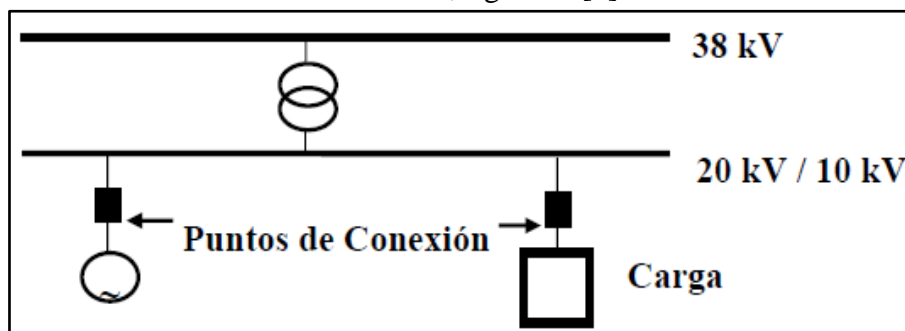


Figura. 9. Conexión tipo D de parques eólicos

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

e) **Tipo E**

Los parques eólicos de este tipo, se conectan a una línea de distribución existente con carga, como se muestra en la siguiente figura. [4]

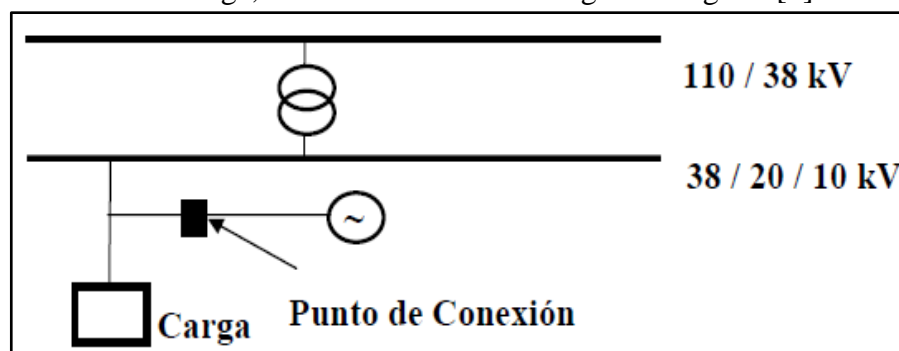


Figura. 10. Conexión tipo E de parques eólicos

Fuente. Dhanraj Bachai (2009), Estudio de la Interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

2.2. Sistemas de protección

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como misión de suplir de energía eléctrica a los consumidores de forma confiable y segura, siendo el objetivo de mantener un alto nivel de continuidad en el sistema, ya que se encuentra expuesto a las pérdidas de potencia, caída de tensión y sobrevoltajes, siendo estas imprescindibles porque es imposible e impráctico evitar los eventos naturales, físicos, errores de operación o fallas de los equipos.

Expuesto lo anterior, es determinante que los sistemas eléctricos de potencia deben de contar con dispositivos capaces de detectar situaciones anormales que se puedan presentar y actuar de inmediato. El conjunto de elementos que tienen por finalidad velar por alguna anomalía en el sistema eléctrico se denominan sistema de protección y la disciplina que los estudia y aplica es la protección de sistemas eléctricos de potencia, el cual aplica y ajusta a los dispositivos de protección previendo máxima sensibilidad de falla y condiciones anormales. [7]

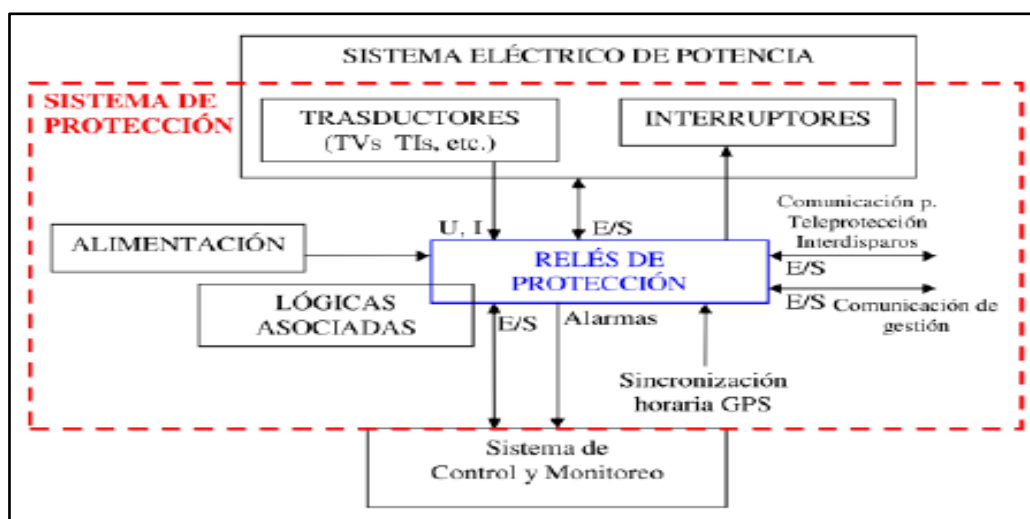


Figura 11. Diagrama de bloques de un sistema de protección.
Fuente: Luis F. Martínez (2011), *Protección de Subestaciones de Transmisión*

El sistema de protección es indispensable para eliminar lo más rápido posible cualquier tipo de falla existente, teniendo por objetivos los siguientes:

- Aislar lo más rápido posible con la finalidad de minimizar las pérdidas económicas que se puedan producir.
- Alertar de las condiciones inadecuadas de operación del sistema, tomando acciones preventivas, evitando perdidas.
- Alertar sobre el estado inadecuado de los equipos, para evitar fallas y perdidas económicas.

Debido a que el sistema de potencia siempre está expuesto a diversos tipos de fallas, la probabilidad de ocurrencias de las fallas se estima, estadísticamente. La estadística mostrada por el SEIN, nos indica que existe una cantidad considerable de fallas en el área de generación y transmisión. [6]

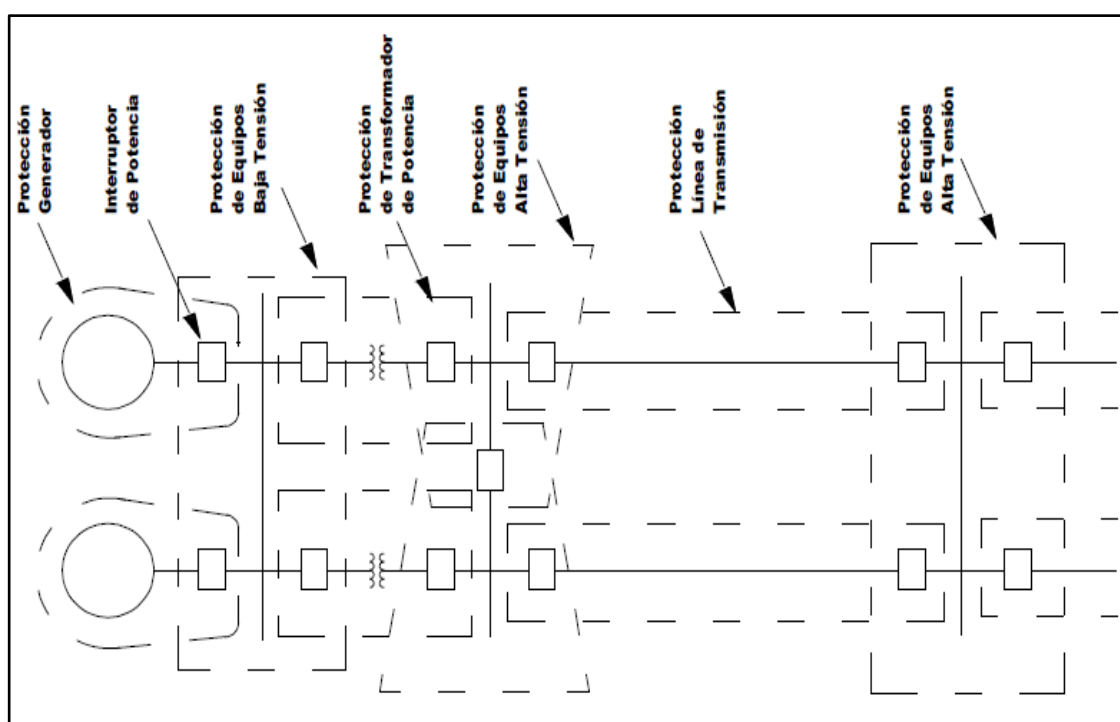
Tabla 2. Estadísticas de fallas en el SEIN (2001-2005)

Área Eléctrica	Generación	Transmisión	Total
Número de Fallas	299	318	617
Porcentaje	48.46%	51.54%	100.00%

Fuente. COES-SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN

2.2.1. Zonas de Protección

Para identificar la protección de los sistemas eléctricos se divide en zonas. En los límites de estas zonas de protección se instalan interruptores, actuar de inmediato ante una anomalía y transformadores de tensión y corriente para detectar las variaciones tanto de corriente como tensión, además sirven para alimentar a los relés de protección. De esta manera, si ocurre una falla los relés darán la orden de apertura a los interruptores, aislando la zona de falla. [6]

**Figura. 12.** Zonas de Protección

Fuente. COES-SINAC, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN

2.2.2. Componentes de los Sistemas de Protección

Como se mostró en la figura anterior, el sistema de protección consta de diversos componentes, en la cual cada elemento cumple una función distinta, los elementos son los siguientes:

1. Relés de Protección
2. Interruptores de Potencia
3. Transformadores de Tensión
4. Transformadores de Corriente
5. Enlaces de Comunicación entre los Relés de distintas estaciones

6. Fuentes de Alimentación de los circuitos de protección
7. Cableado de control

Debido a la importancia del sistema de protección, al diseñar se debe de especificar cada componente de manera de obtener la mejor operación posible. Los componentes trabajan en conjunto, ya que, si uno llegara a fallar, esto traería como consecuencia una mala operación del sistema de potencia. [6]

2.2.3. Protección Sistemática de la Protección

El sistema de protección debe de tener la capacidad de reacción ante una falla, por tal motivo, se estable las siguientes instancias: [6]

1. Protecciones Preventivas
2. Protecciones Incorporadas en los Equipos
3. Protecciones Principales
4. Protecciones de Respaldo

Protecciones Preventivas

Una protección preventiva, son aquellas capaces de prever una falla en el sistema por medio de señales de alarma, es decir, actúan con anticipación de que la falle suceda. [6]

Protecciones Incorporadas en los Equipos

Las protecciones de propias, son dispositivos que están incorporados en el equipo, por lo tanto, estos dispositivos son instalados desde su fabricación. Estas protecciones son definidas por los fabricantes, considerando su diseño y experiencia, con la finalidad de dar garantía de su producto. [6]

Protecciones Principales

Las protecciones principales, es la primera línea de defensa en el sistema de protección, la cual deben de tener una capacidad de reacción sumamente rápida (instantánea). [6]

Protecciones de Respaldo

Las protecciones de respaldo, es la segunda línea de defensa de protección, deberán de tener un tiempo de retraso, de tal forma que actúa después de la protección principal. Este comportamiento de las protecciones se logra mediante una coordinación de las protecciones, obteniendo un desempeño óptimo. [6]

2.2.4 Comportamiento de los Sistemas de Protección

El sistema de protección para que cumpla con sus funciones de manera óptima, debe de tener las siguientes características:

a) Sensibilidad

Es la capacidad que tiene un equipo de protección en detectar una falla por más pequeña que sea, además de discernir una situación de falla con una situación de no falla. [6]

b) Selectividad

Es la capacidad de detectar la falla dentro de la zona de protección. Evitando así retrasos e identificando el lugar de falla. [6]

c) Velocidad

Es la capacidad que tiene los equipos de actuar en el menor tiempo posible ante una falla, minimizando daños en el sistema eléctrico. [6]

d) Fiabilidad

Es la capacidad que cuenta el equipo de actuar correctamente cuando sea necesario, aun cuando el escenario no sea nada favorable para su detención. [6]

e) Seguridad

Es la capacidad que brinda el equipo de protección al momento de actuar ante una falla existente, aislando la zona de protección. [6]

2.2.5. Perturbaciones en el Sistema Eléctrico

Las perturbaciones son aquellos cambios que se muestran en el sistema eléctrico de sus condiciones normales, las cuales tienen muchos motivos, a continuación, se describen los diferentes tipos de perturbaciones en la red. [7]

2.2.5.1. Sobrecargas

Se produce cuando el valor de corriente supera al valor estimado de la intensidad nominal, los equipos o elementos del sistema eléctrico se diseñan con este valor máximo de intensidad. Estos equipos o elementos tienen un margen de seguridad, es decir son capaces de soportar estos valores altos de intensidad, sin producirse daños importantes, dependiendo del valor en amperios de la sobrecarga y el tiempo de duración de la sobrecarga.

El fenómeno de sobrecarga tiene efectos de sobrecalentamientos en los conductores, ya que, el calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente, además de ser prolongada la falla puede conllevar a la destrucción y/o envejecimiento prematuro de las instalaciones. [7]

2.2.5.2. Cortocircuitos

Se considera cortocircuito a cualquier tipo de contacto de falla entre fase y fase o entre fase y tierra; ocasionando grandes intensidades de corriente eléctrica, y como consecuencia se pueden destruir los equipos, caídas de tensión en el sistema, inestabilizándolo y, además de altos esfuerzos electromecánicos. [7]

Existen cuatro tipos de cortocircuito y lo mencionaremos en seguida:

- **Monofásica a tierra:** Conductor que entra en contacto con tierra. Siendo los más frecuentes.
- **Bifásico:** Dos fases vivas entran en contacto. Esta falla si se ocasiona cerca de un generador, las corrientes son mucho más elevadas.
- **Bifásico a tierra:** Dos fases entran en contacto con tierra.
- **Trifásico:** Las tres líneas entran en contacto, ocasionando altas corrientes de cortocircuito.

El cálculo de las corrientes de cortocircuitos es de uso muy importante en el estudio del sistema eléctrico de potencia, ya que nos permite diseñar correctamente el tipo de conductor, barras y todos los dispositivos de protección. [7]

2.2.5.3. Sobretensiones

Se ocasionan cuando se detenta elevadas tensiones, es decir, por encima de las condiciones normales en un sistema eléctrico, estas se pueden producir por los mismos equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia o por alguna descarga atmosférica (rayos), y como consecuencia de esta falla tenemos el deterioro del aislamiento y arcos eléctricos. [7]

Las tensiones elevadas (sobretensiones) se clasifican en cuatro grupos y se mencionan a continuación:

- **Tensión de servicio:** Debido a que el sistema eléctrico de potencia, sufre variaciones de tensión, en cuestión del diseño del aislamiento, se considera la máxima tensión constante del servicio.
- **Sobretensiones internas temporales:** Son de suma importancia, para la definición de las características de los pararrayos, considerando que estas tensiones no superen el 1,5 veces la tensión de servicio.
- **Sobretensiones internas de maniobra:** Son ocasionada frecuentemente por las maniobras de interruptores y son de corta duración, se producen en maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío.
- **Sobretensiones externas o atmosféricas:** Como su propio nombre lo dice, son debido a las condiciones atmosféricas, estas son de breve duración, mucho menor que la sobretensión de maniobra.

2.2.5.4. Subtensiones

Consideran un valor nominal en el sistema eléctrico, se consideran subtensiones, aquellas tensiones que se encuentren por debajo de este valor nominal, el problema se origina que, al no variar la carga, esta se compensa con un aumento de corriente, provocando una sobreintensidad. [7]

2.2.5.5. Desequilibrio

Se considera que el sistema está en desequilibrio cuando la corriente eléctrica se encuentra desfasada en magnitud y/o ángulo, son provocadas debido al reparto desigual de las cargas o por incidencias de la propia red. [7]

2.2.5.6. Retornos de energía

El retorno de energía se considera debido a que la energía debe de tener un solo sentido y no un sentido contrario, esto se determina de acuerdo a los siguientes criterios que son los siguientes: [7]

- Los generadores deben de aportar energía a las barras.
- Las líneas de AT deben de transportar energía hacia las distintas subestaciones.
- Las subestaciones deben alimentar a la red de distribución.

2.3. Requerimientos generales de las protecciones

2.3.1. Relés de Protección

Los relés de protección son que equipos que ordenan el accionar de los interruptores, ya que, miden una o más señales de entrada de tensión y/o corriente, evaluando con las señales medidas de la salida. Teniendo un tiempo de menos de 33ms para el envío de las señales de actuación de los interruptores [7]

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección, realizan un proceso analógico/digital, además de realizar un cálculo número y se esquematiza en siguiente diagrama de bloques:

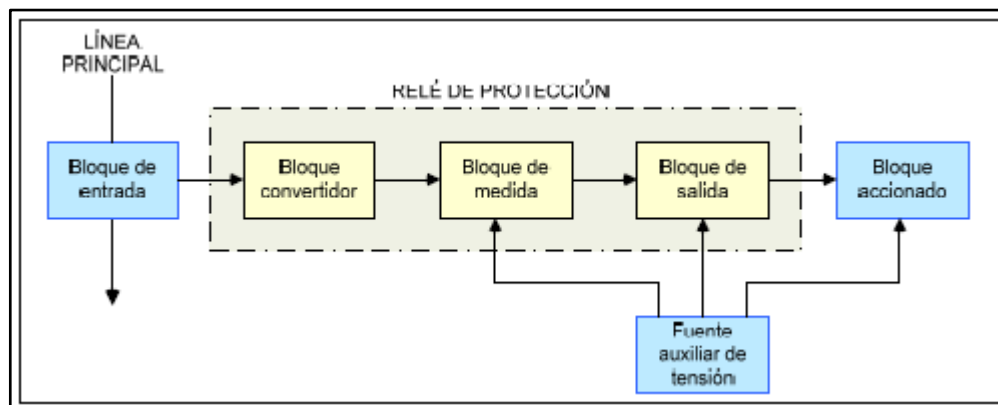


Figura. 13. Diagrama de bloques general de un relé de protección

Fuente. Lucía S. Barrantes (2011), *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*

Características funcionales

Para cumplir con su propósito en el sistema eléctrico de potencia, los relés de protección deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- Efectuar un autodiagnóstico de su estado, en caso de defecto, se deberá de bloquear automáticamente.
- Tener la capacidad de admitir distintos tipos de ajustes, como mínimo dos juegos de ajustes.
- Tener el suficiente almacenamiento para las señales de entrada y salida, en situaciones de pre-falla, falla y post-falla.
- Poseer facilidades de comunicación por medio de un Sistema de Supervisión y Control (SCADA).

2.3.2. Interruptores

Los interruptores una su función es energizar o desenergizar los circuitos, además de interrumpir las corrientes de falta de una forma segura. Su correcto funcionamiento determina el nivel de fiabilidad del sistema eléctrico de potencia. [6]

Características funcionales

Para cumplir con su propósito en el sistema eléctrico de potencia, los interruptores de protección deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- Ante una falla trifásica actuar cerrando e interrumpiendo las corrientes producidas.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas de vacío sin reencendido de arco.
- Apertura ante corrientes inductivas sin provocar sobretensiones en el sistema eléctrico.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal a cualquier factor de potencia.

Características Requeridas para los Sistemas de Potencia

En general, debido a que los interruptores son aplicados en distintas partes del sistema eléctrico de potencia, hay distintos tipos de interruptores según su aplicación y son los siguientes:

Tabla 3. Tipos de interruptores según su aplicación

Aplicación	72.5 kV	145 kV	245 kV	Muy alta tensión
Línea de Transmisión	Tripolar	Uni/tripolar	Uni/tripolar	Uni/tripolar
Transformadores Reactores Capacitores	Tripolar	Tripolar	Uni/tripolar	Uni/tripolar

Fuente. COES-SINAC (2018), Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN

Los tiempos mínimos de operación para la interrupción de las corrientes de cortocircuitos será según la siguiente tabla:

Tabla 4. *Tiempos de interrupción de cortocircuitos*

Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempos de Interrupción
Muy Alta Tensión	550 kV – 362 kV	2 ciclos = 33 ms
Alta Tensión	245 kV – 145 kV	3 ciclos = 50 ms
Media y Alta Tensión	72.5 kV – 52 kV – 36 kV	4 ciclos = 67 ms

Fuente. COES-SINAC (2018), Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN

2.3.3. Transformadores de Tensión

La función de los transformadores de tensión es transformar las altas tensiones de forma proporcional a niveles bajos de tensión para fines de medición y protección, proporcionando así una onda de corriente a los relés de protección. [6]

Características Funcionales

Para cumplir con su propósito en el sistema eléctrico de potencia, los transformadores de tensión deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- Entregar una onda de tensión reducida con una precisión que no supere el 3%.
- La onda de tensión no debe ser afectada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Debido a las oscilaciones de baja frecuencia, evitar los fenómenos de ferorrresonancia.

2.3.4. Transformadores de Corriente

La función de los transformadores de corriente es transformar las altas corrientes de forma proporcional a niveles bajos de corriente para fines de medición y protección, proporcionando así una onda de corriente a los relés de protección. [6]

Características Funcionales

Para cumplir con su propósito en el sistema eléctrico de potencia, los transformadores de tensión deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- No deben de saturarse producto de altas corrientes de cortocircuito, soportando así térmica y dinámicamente.
- Su precisión no se verá afectada a causa de cualquier flujo magnético que se presente en su operación.
- Entregar una onda de corriente sin distorsiones y con una precisión no menor del 5%.

Características Requeridas para los Sistemas de Protección

Los transformadores de corriente deberán de tener una precisión mínima del 5% para 20 veces la corriente nominal; y estos serán diseños según los niveles de cortocircuito, expresados en la siguiente tabla:

Tabla 5. Corriente nominal de los transformadores de corriente

Corriente de Cortocircuito del Sistema de Potencia [kA]	Corriente de Nominal mínima del Transformador de Corriente [A]
40	1600 – 2000
31.5	1250 – 1600
25	1000 – 1250
16	600 – 800

Fuente. COES-SINAC (2018), *Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN*

2.4. Criterios de ajustes y coordinación de la protección

Para que el sistema de protección realice su función óptimamente es necesario un ajuste, que este acorde a las condiciones presentadas en el sistema eléctrico, además de una correcta coordinación para reducir fallas que afecten a los equipos.

El ajuste de la protección determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos, teniendo la finalidad mediante los límites o umbrales de sus características, detectar cualquier anomalía que presente el sistema.

La coordinación de la protección está estrictamente ligada al tiempo de actuación de los equipos de protección, ya que, nos permite graduar y mejorar los tiempos de operación con respecto a las protecciones principales y de respaldo. [8]

Debido a su gran importancia los criterios de ajuste y coordinación de la protección se deben considerar los siguientes:

1. Cuando se tenga protecciones unitarias de las protecciones principal y de respaldo se realiza un ajuste con respecto a las características de operación de los equipos.
2. Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos se ajustarán acorde a lo estipulado por el fabricante del equipo.

2.4.1. Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección.

El ajuste y coordinación de protecciones debe de considerar los siguientes objetivos para cumplir con su finalidad: [8]

1. La función de la protección principal es velar por los equipos en primera instancia, actuando en un tiempo máximo de 100 ms.
2. La protección de respaldo cuenta con relés diferentes a los de la protección principal, la función de la protección de respaldo es de proteger totalmente al sistema y eliminando la falla, en un tiempo máximo de 500 ms.

2.4.2. Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección requiere de un proceso que comprende de varios subprocesos para realizarse de manera óptima, en la siguiente figura se muestra una esquematización del proceso [8]

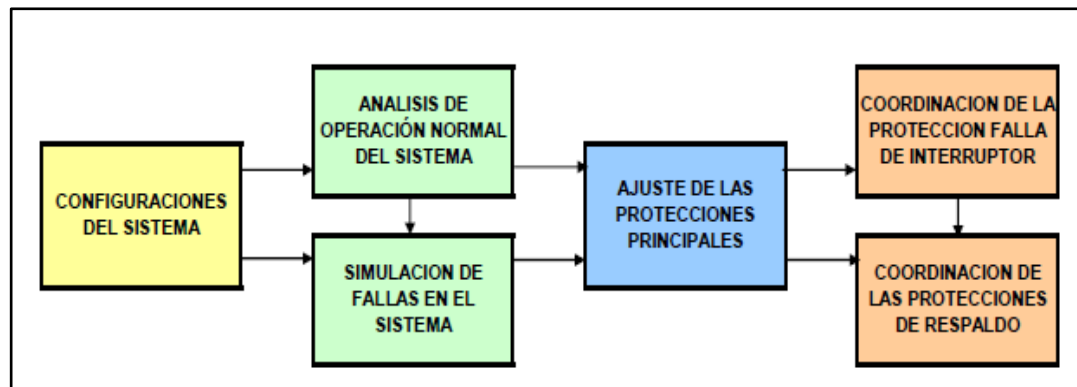


Figura. 14. Proceso de Ajuste y Coordinación de a Protección

Fuente. COES-SINAC (2018), Criterios de Ajustes y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Marco Metodológico

3.1.1. Enfoque y diseño

- Tipo de investigación: Aplicada
- De acuerdo al fin que se persigue (básica o aplicada): Aplicada
- De acuerdo al diseño de la investigación (descriptiva o explicativa): Descriptiva

3.1.2. Sujetos de la investigación

El proyecto “Central Eólica Huambos de 18 MVA” se ubica en el departamento de Cajamarca, provincia de Chota, distrito de Huambos.

Distrito	Provincia	Departamento
Huambos	Chota	Cajamarca

El proyecto se encuentra ubicado en el distrito Huambos, se indica en la siguiente figura:

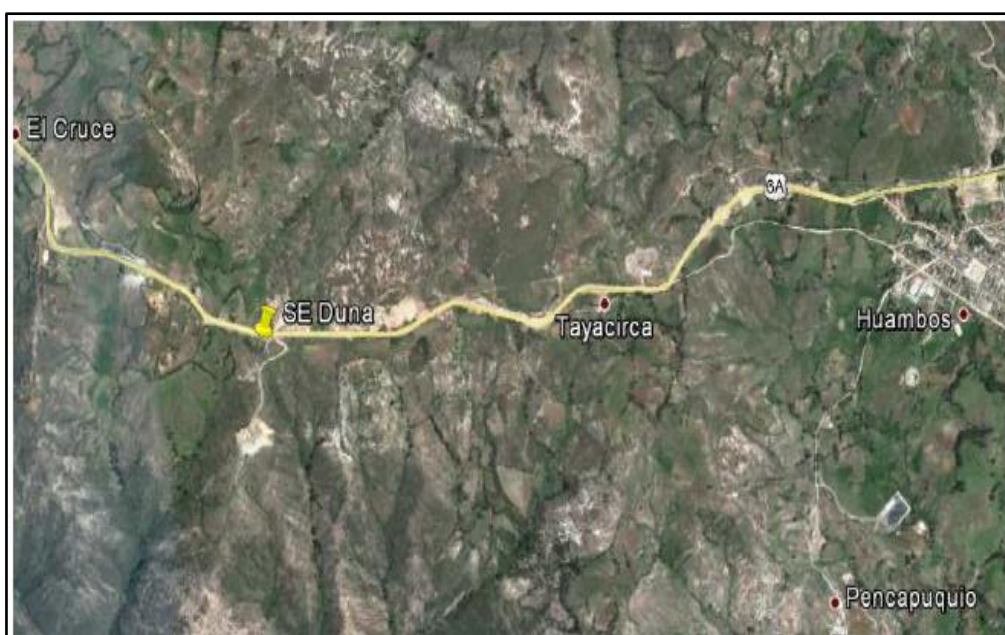


Figura. 15. Ubicación de proyecto
Fuente. Google Maps

Las coordenadas UTM (WGS84) que abarca el proyecto se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 6. *Coordenadas UTM del proyecto*

Vértice	Zona	Coordenada Este	Coordenada Norte
A	18L	722814.3 m	9286157.3 m
B	18L	722819.2 m	9286187.9 m
C	18L	722888.6 m	9286176.8 m
D	18L	722883.7 m	9286146.2 m

Fuente. Google Maps

3.1.3. Métodos y procedimientos

En la presente tesis, se realizará el método analítico, ya que se realiza un estudio del sistema, de sus partes y las diferentes anomalías que se presentan.

Se analizará los parámetros eléctricos de cómo se encuentra el sistema actual, antes de la integración de la central eólica, evaluando e identificando el sistema de protección con las que cuenta. Posteriormente, se analizará al sistema de potencia, luego de la integración del proyecto, y como afecta en el sistema de protección, y finalmente mediante estudios de flujo de potencia y fallas de cortocircuitos se obtendrán los datos para una correcta selección de equipos de protección y coordinación.

3.1.4. Técnicas e instrumentos

Técnicas:

Recolección de información: Se solicitó la información de la nueva central eólica a la empresa Grenergy renovables, además de recopilación bibliográficos para los conocimientos previos de la investigación.

Estudio de Software: Se realizará el estudio de la investigación, mediante el software DIgSILENT, para la obtención de los parámetros eléctricos, el cual nos permite conocer las condiciones del sistema y evaluar y coordinar los equipos de protección a proponer.

Instrumentos:

Información documental.

Software DIgSILENT

Laptop

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Estudio del caso

Para realizar el estudio de la presenta tesis, se considera las redes de alta tensión de Chiclayo Oeste, Carhuaquero, Cajamarca Norte de 220 Kv; Pizarras, Espina Colorado, Cutervo y Duna 138 kV. La conexión del proyecto será a través de la línea de transmisión LT 138 kV Espina Colorada – Cutervo, la cual cuenta con 38.1 km, de conductor de 240 mm², con capacidad de 127 MVA. La CE Huambos cuenta con 8 aerogenerados de 2.2 MW además de una subestación de capacidad de 40/40/5 MVA, relación de transformación de 138/34.5/22.9 kV.

Se realizó un análisis del comportamiento de la mismas mediante el estudio de flujo de potencia y cortocircuito para determinar sus parámetros eléctricos antes de la integración del proyecto. Posteriormente, determinar los parámetros eléctricos con la integración de la central eólica al sistema interconectado, finalmente proponer la implementación de los equipos de protección y realizar una correcta coordinación de los mismos.

4.1.1. Características climatológicas y ambientales.

El clima de la zona del proyecto es templado debido a que las Subestaciones se ubican en zona costera en la ciudad de Chimbote, donde normalmente no se presentan precipitaciones pluviales con excepción de años con presencia del fenómeno del Niño; los datos referenciales de temperaturas ambientales, humedad relativa y otros de la ciudad de Chimbote son los siguientes:

- Temperatura máxima : 22,7 °C
- Temperatura media : 14,7 °C
- Temperatura mínima : 11,7 °C
- Velocidad media del viento : 19,5 km/h
- Grado de contaminación : Media
- Altitud sobre el nivel del mar : 2373 msnm
- Nivel isoceraunico : 40

4.1.2. Condiciones del sistema

Se conocerán las características del sistema que abarcará el estudio, las cuales son barras de 220 kV, 138 kV, 22,9 kV, 10 kV; se conocerán en las siguientes tablas:

Tabla 7. Características de sistemas de 220 kV

SISTEMAS DE 220 kV			
Características	Chiclayo Oeste	Carhuaquero	Cajamarca Norte
Tensión Nominal (kV)	220	220	220
Numero de fases	3	3	3
Tensión Máxima de servicio	231	231	231
Frecuencia	60	60	60

Fuente. Propia

Tabla 8. Características de sistemas de 1380 kV

SISTEMAS DE 138 kV				
Características	Espina Colorado	Carhuaquero	Pizarras	Cutervo
Tensión Nominal (kV)	138	138	138	138
Numero de fases	3	3	3	3
Tensión Máxima de servicio	145	145	145	145
Frecuencia	60	60	60	60

Fuente. Propia

Tabla 9. Características de sistemas de 22,9 kV

SISTEMAS DE 22,9 kV			
Características	Caña Brava	Pizarras	Carhuaquero
Tensión Nominal (kV)	22,9	22,9	22,9
Numero de fases	3	3	3
Tensión Máxima de servicio	24	24	11
Frecuencia	60	60	60

Fuente. Propia

Tabla 10. Características de sistemas de 10 kV

SISTEMAS DE 10 kV			
Características	Caña Brava	Pizarras	Carhuaquero
Tensión Nominal (kV)	10	10	10
Numero de fases	3	3	3
Tensión Máxima de servicio	11	11	11
Frecuencia	60	60	60

Fuente. Propia

Se logra concluir después del estudio de flujo de potencia para los años 2018 y 2023, en el sistema de alta tensión, que las subestaciones se encuentran dentro del rango de operación, al igual que las líneas de transmisión, además se observa una sobrecarga de 119,1% y 164,8% respectivamente, en el transformador de tres devanados de Carhuauero.

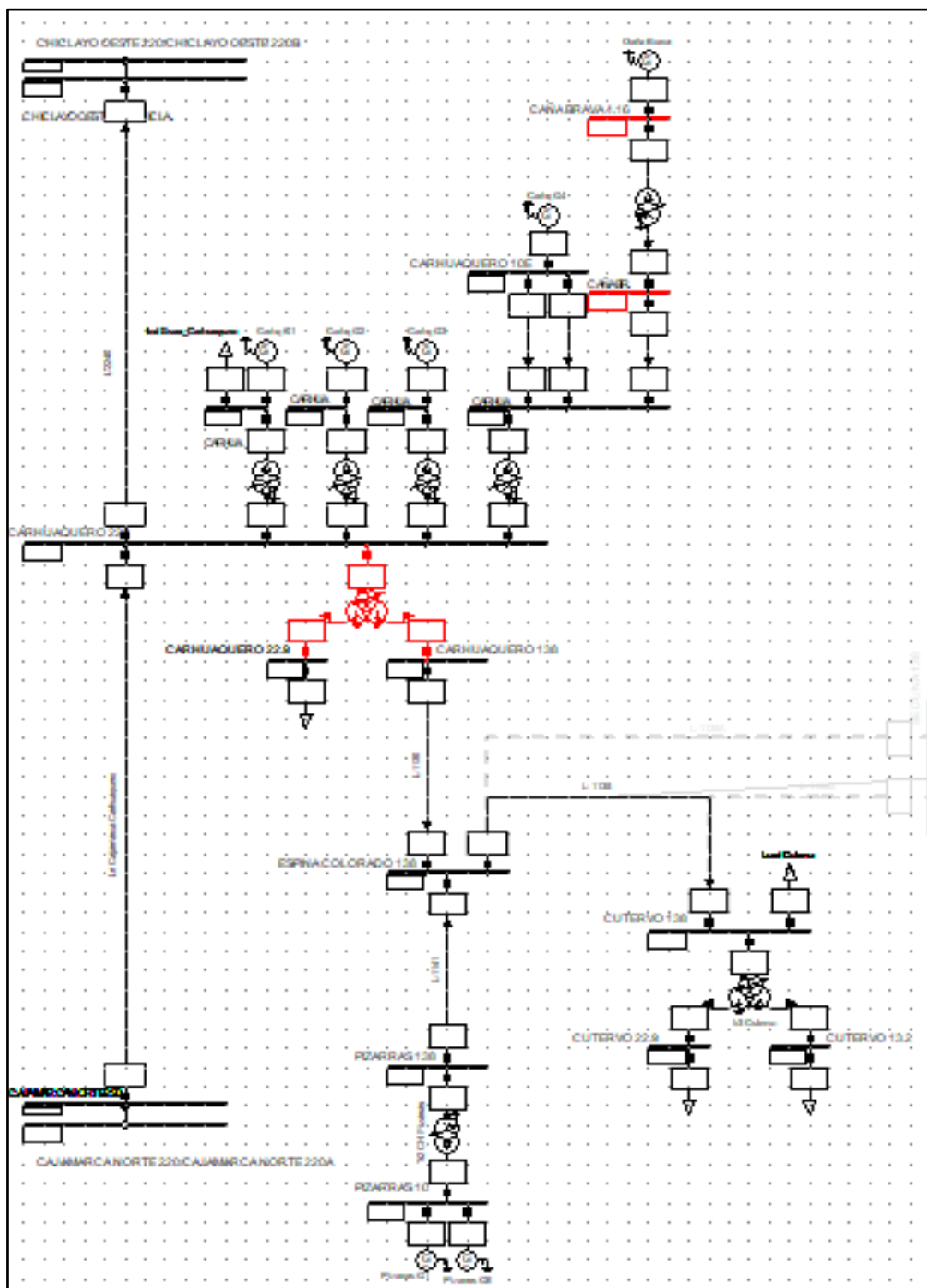


Figura. 17. Flujo de potencia en el área de estudio año 2018
Fuente. Propia

Después de haber realizado el estudio de flujo de potencia, se obtiene los siguientes parámetros eléctricos:

Tabla 11. Niveles de Tensión

Subestación	Tensión de operación (kV)	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
		Nivel de tensión (kV)	Nivel de tensión (p.u)	Nivel de tensión (kV)	Nivel de tensión (p.u)
Cajamarca Norte	220	220,0	1,00	224,4	1,02
Carhuaquero	138	135,1	0,98	135,8	0,98
Carhuaquero	220	225,0	0,99	225,6	1,03
Chiclayo Oeste	224	222,7	0,99	221,0	1,00
Cutervo	138	134,2	0,97	134,7	0,98
Espina Colorado	138	135,1	0,98	135,6	0,98
Pizarras	138	135,5	0,98	136,0	0,99

Fuente. Propia

Tabla 12. Niveles de carga – Líneas de transmisión

Líneas de transmisión	Tensión de operación (kV)	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
		Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)
LT 220 kV Cajamarca Norte - Carhuaquero	220	39,1	17,8	18,7	8,3
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Carhuaquero	220	109,4	43,6	58,2	23,2
LT 138 kV Espina Colorado - Pizarras	138	17,2	58,4	17,1	57,7
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorado	138	8,3	6,7	24,7	19,8
LT 138 kV Espina Colorado - Cutervo	138	24,7	20,0	40,3	32,7

Fuente. Propia

Tabla 13. Niveles de carga – Transformadores de potencia

Transformadores de potencia	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)
Carhuaquero 35/32/3 MVA 220/138/22.9 kV	11,41	110,9	29,06	164,8
Cutervo 10/10/3 MVA 138/22,9/13.2	4,0	90	5,4	55,4

Fuente. Propia

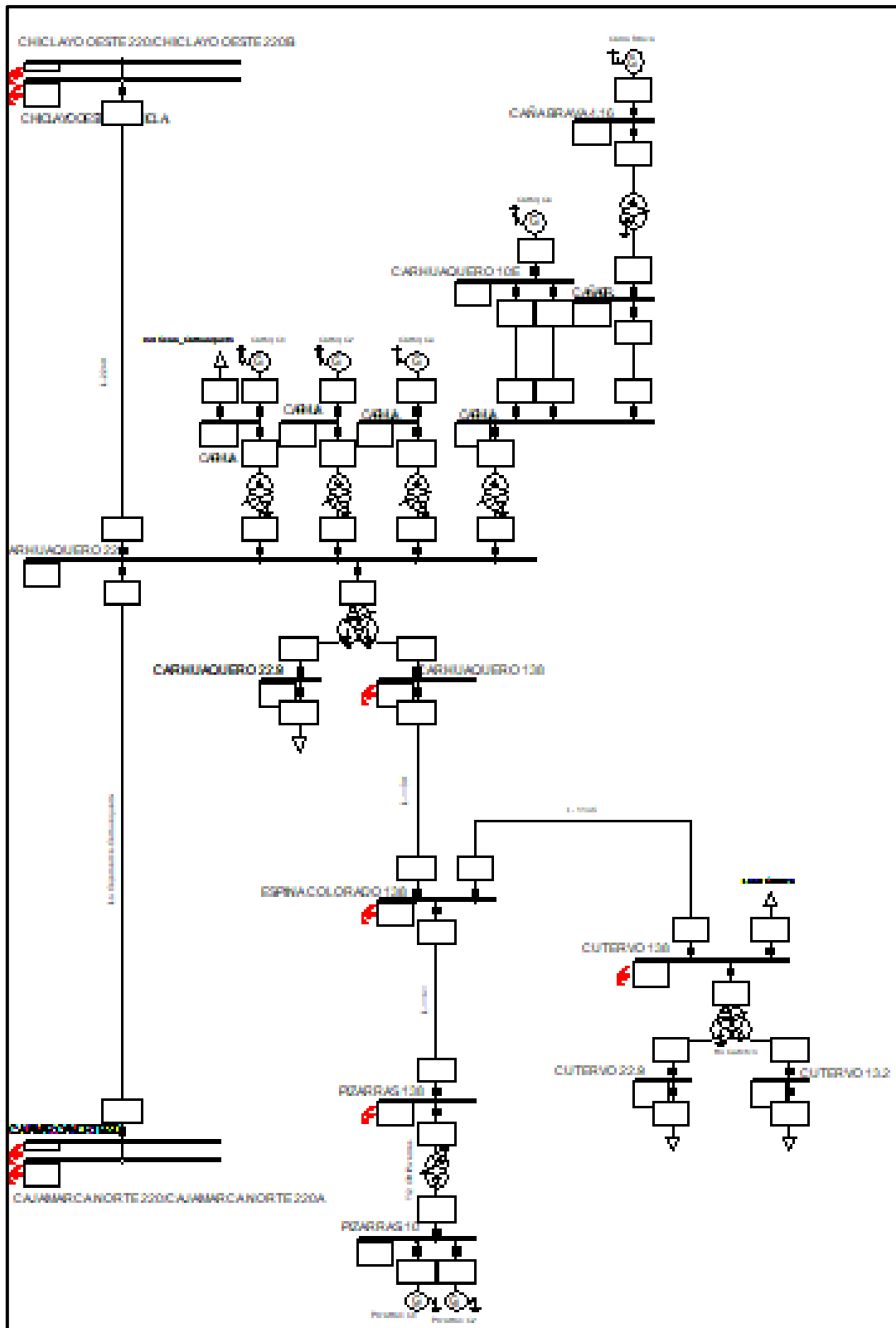


Figura. 20. Estudio de cortocircuito en el área de estudio año 2023
Fuente. Propia

En la figura anterior, realizamos el cálculo de cortocircuito en las barras ya mencionadas, a continuación, se mostrará los valores obtenidos en los años 2018 y 2023, respectivamente:

Tabla 14. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2018

Subestación	Tensión de operación (kV)	Trifásico		Monofásica	
		Potencia (MVA)	Corriente (kA)	Potencia (MVA)	Corriente (kA)
Cajamarca Norte	220	1774,7	4,7	686,7	5,4
Carhuaquero	138	311,02	1,3	111,3	1,4
Carhuaquero	227,8	1732,9	4,4	644,9	4,9
Chiclayo Oeste	224	1799,4	4,6	763,16	5,9
Cutervo	138	234,5	0,98	78,2	0,9
Espina Colorada	138	268,9	1,1	97,4	1,2

Fuente. Propia

Tabla 15. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2023

Subestación	Tensión de operación	Trifásico		Monofásica	
		Potencia (MVA)	Corriente (kA)	Potencia (MVA)	Corriente (kA)
Cajamarca Norte	220	1960,3	5,1	741,1	5,8
Carhuaquero	138	314,1	1,3	112,7	1,4
Carhuaquero	227,8	1751,9	4,6	642,4	5,0
Chiclayo Oeste	224	2056,5	5,4	850,5	6,7
Cutervo	138	236,1	0,9	81,4	1,0
Espina Colorada	138	270,9	1,1	99,63	1,3

Fuente. Propia

4.2.3. Estudio de protecciones del sistema actual

Puesto que, la nueva central eólica Huambos se interconectará a la red mediante la subestación Huambos por medio de la línea de transmisión LT 138 kV Espina Colorada – Cutervo, la cual cuenta con 38.1 km, de conductor de 240 mm², con capacidad de 127 MVA. Se considera relevante obtener la información del estudio de protecciones de las subestaciones adyacentes, tales como la subestación Carhuaquero, subestación Cutervo, para una óptima coordinación entre las mismas.

4.2.3.1. Protecciones de la Subestación Cutervo

Cuenta con protecciones de sobrecorriente direccional y distancia para la línea L-1135; para las protecciones de sobrecorriente cuenta con un relé de marca GE D60 y para las protecciones de distancia cuenta con un relé de marca GE D90, se mencionará las protecciones existentes con sus determinados ajustes y posteriormente su grafica respectiva.

1. Protección de sobrecorriente direccional entre fases (67):

Cabe señalar, que el valor considerado está ajustado al 45% de la corriente nominal del transformador de corriente de la línea, de tiempo inverso con una curva IEC-A y un dial 0.13.

Ajustes actuales:

Tabla 16. Ajuates de sobrecorriente direccional fase SE. Cutervo

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Tierra	Fwd.	IEC-A	90	0.05	DT	450	0.20	-	-	-

Fuente. COES-SINAC

2. Protección de sobrecorriente direccional tierra (67N):

Cabe señalar, que el valor considerado está ajustado al 20% de la corriente nominal del transformador de corriente de la línea Cutervo-Espina Colorada.

Ajustes actuales:

Tabla 17. Ajuates de sobrecorriente direccional tierra SE. Cutervo

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Tierra	Fwd	IEC-A	40	0.13	-	-	-	-	-	-

Fuente. COES-SINAC

La curva considerada es de tipo IEC-A, con un dial de 0.13. Con el ajuste considerado las fallas se despejan en 536 segundos, tal como se aprecia en el siguiente gráfico.

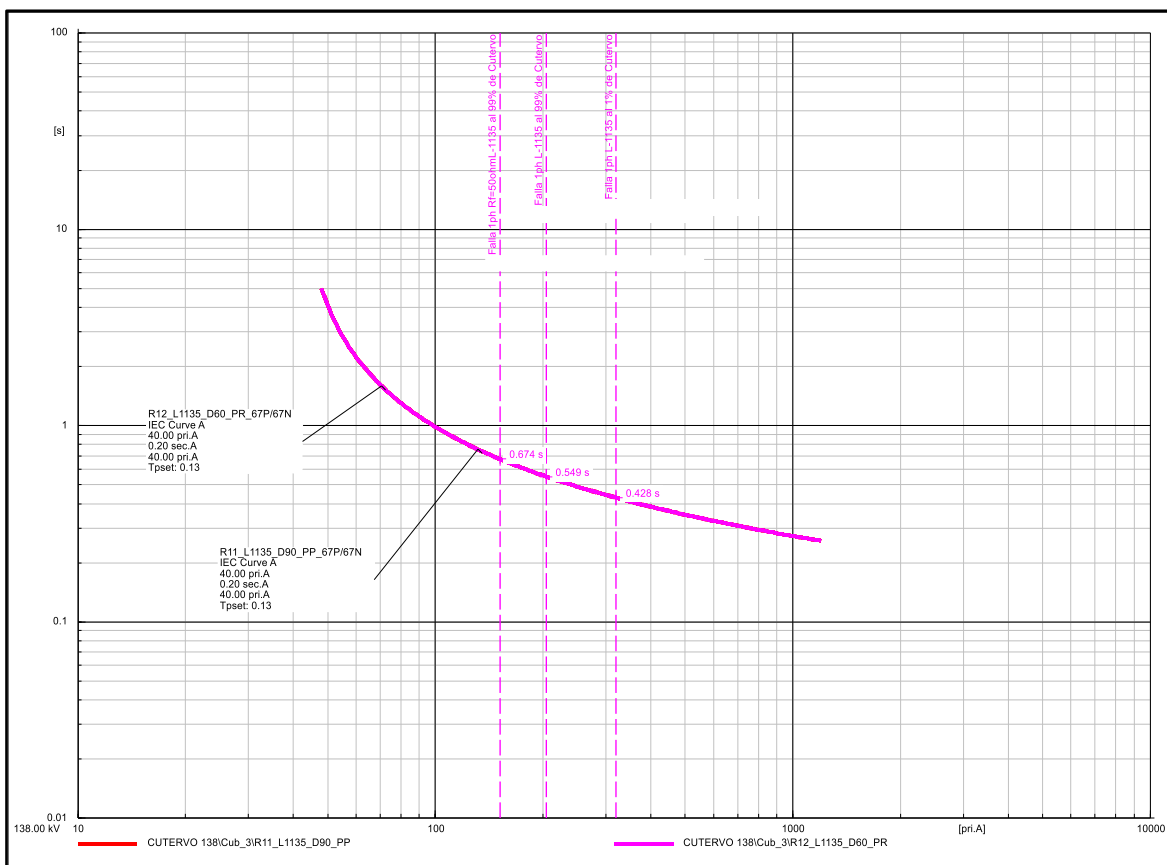


Figura. 21. Protección de sobrecorriente direccional tierra SE Cutervo
Fuente. COES-SINAC

3. Protección de distancia S.E Cutervo (21):

Se considera la base de datos de la línea Cutervo-Espina Colorado (L-1135) de 138 kV. Los ajustes considerados en esta protección son los siguientes y su respectiva gráfica:

Ajustes actuales:

Tabla 18. Ajustes de fases de la protección de distancia SE. Cutervo

Ajustes Fases	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD
ZP (Ω)	1,39	2,29	4,75	2,29
QRB (Ω)	2,9	5,8	5,8	5,8
QLB (Ω)	2,9	5,8	5,8	5,8
T (s)	0,00	0,30	0,70	1,50

Fuente. COES-SINAC

Tabla 19. Ajustes de tierra de la protección de distancia SE. Cutervo

Ajustes Tierra	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward
Shape	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD
ZP (Ω)	1,39	2,29	4,75	2,29
QRB (Ω)	2,9	5,8	5,8	5,8
QLB (Ω)	2,9	5,8	5,8	5,8
Non Homog Angle ($^\circ$)	-5	0	0	0
T (s)	0,00	0,30	0,70	1,50

Fuente. COES-SINAC

En las siguientes figuras se presentarán las gráficas de protecciones de distancia de fases y tierra, respectivamente:

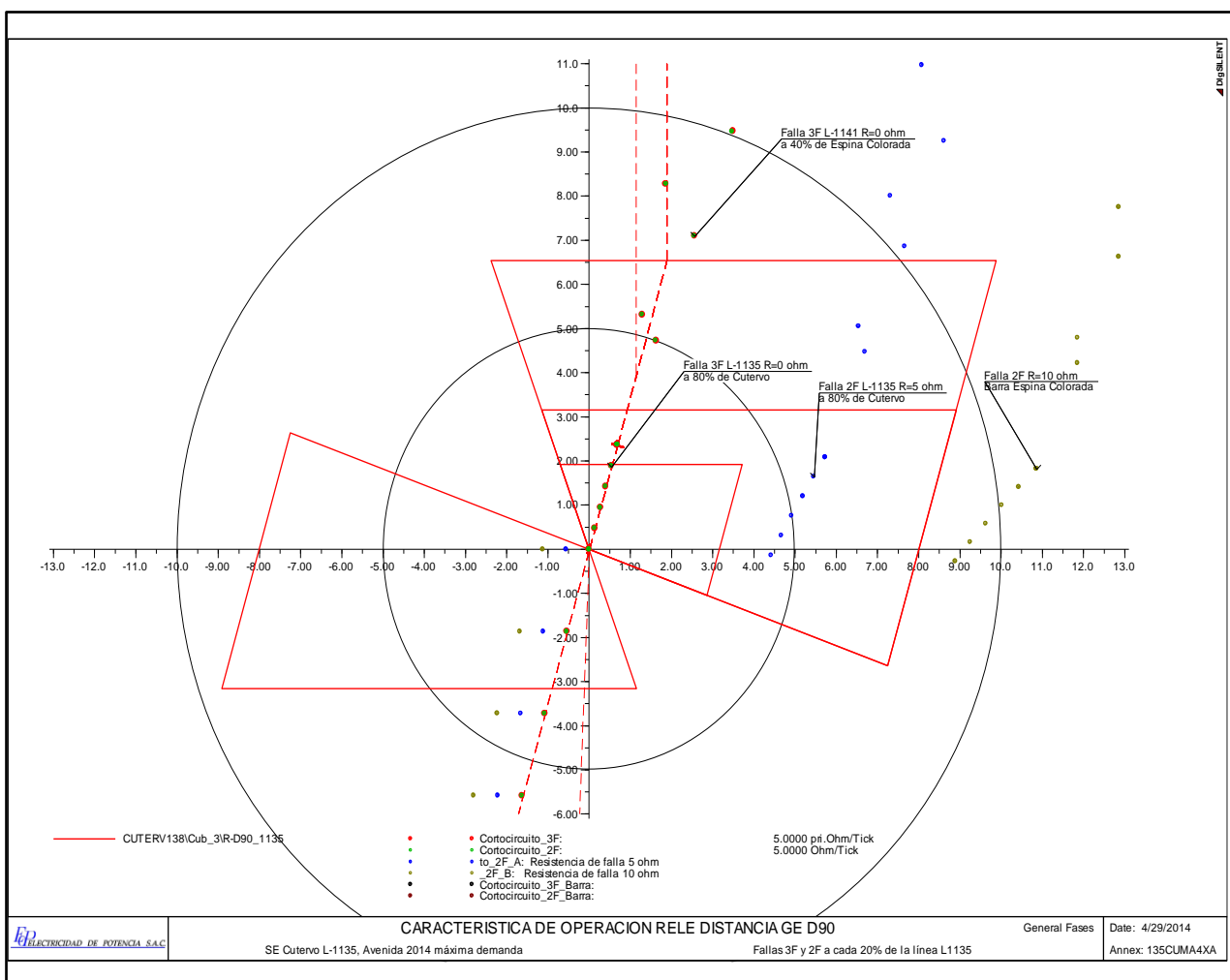


Figura. 22. Protección de distancia de fases SE Cutervo
Fuente. COES-SINAC

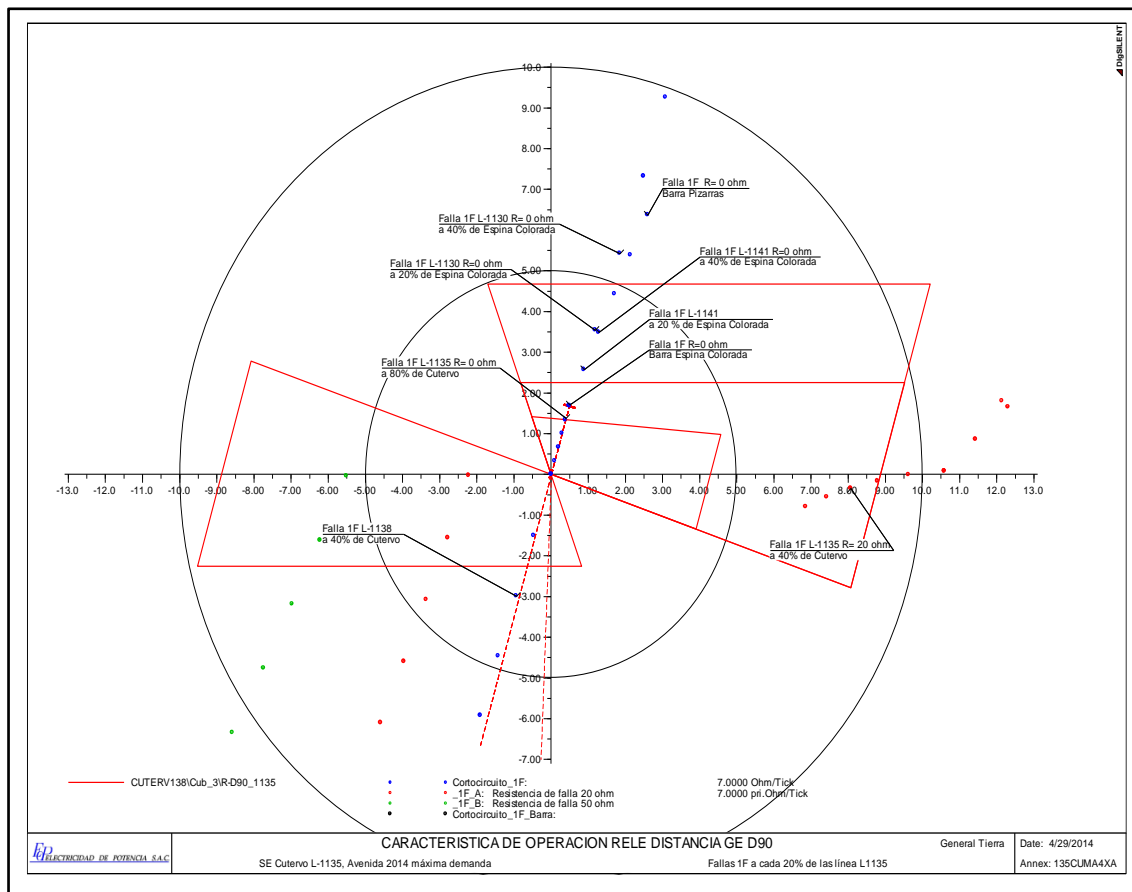


Figura. 23. Protección de distancia de tierra SE Cutervo
Fuente. COES-SINAC

4.2.3.2. Protecciones de la Subestación Carhuaquero

Cuenta con protecciones de sobrecorriente direccional y distancia para la línea L-1130 para las protecciones de sobrecorriente cuenta con un relé de marca ABB REX521 y para las protecciones de distancia cuenta con un relé de marca ABB REL670, se mencionará las protecciones existentes con sus determinados ajustes y posteriormente su grafica respectiva.

1. Protección de sobrecorriente direccional fases (67):

Actualmente se considera una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, además se encuentra al 120% de la máxima potencia que circulará por la línea, la cual está determinado por la potencia del transformador de la S.E. Carhuaquero (32MVA).

Ajustes actuales:

Tabla 20. Ajustes de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Carhuaquero

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Fases	Fwd	IEC-NI	160	0.23	-	-	-	-	-	-

Fuente. COES-SINAC

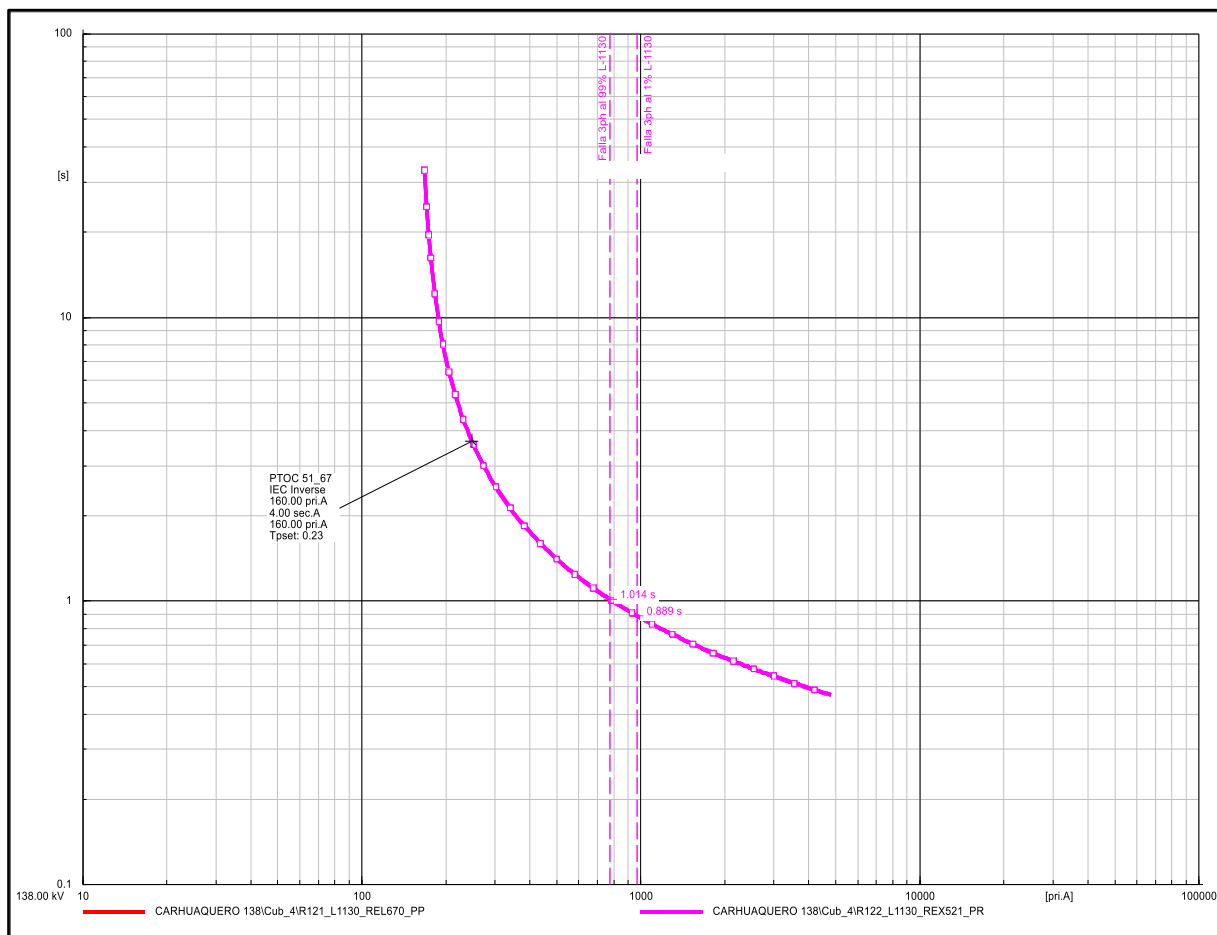


Figura. 24. Protección de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Carhuaquero.
Fuente. COES-SINAC

2. Protección de sobrecorriente fase a tierra (67N):

Actualmente las protecciones están ajustadas al 30% de la corriente nominal del transformador de corriente de la línea Carhuaquero-Cutervo, además de contar con una curva de tipo IEC Normal Inverse, considerando que las otras subestaciones aledañas se encuentran con el mismo tipo de curva, para una óptima coordinación, se consideró un dial de 0,21 de acuerdo al tiempo previstos por criterio.

Ajustes actuales:

Tabla 21. Ajustes de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2			Umbral 3		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	Curva	I3(A)	t3
Tierra	Fwd	IEC-NI	56	0.37	DT	1100	0.30	-	-	-

Fuente. COES-SINAC

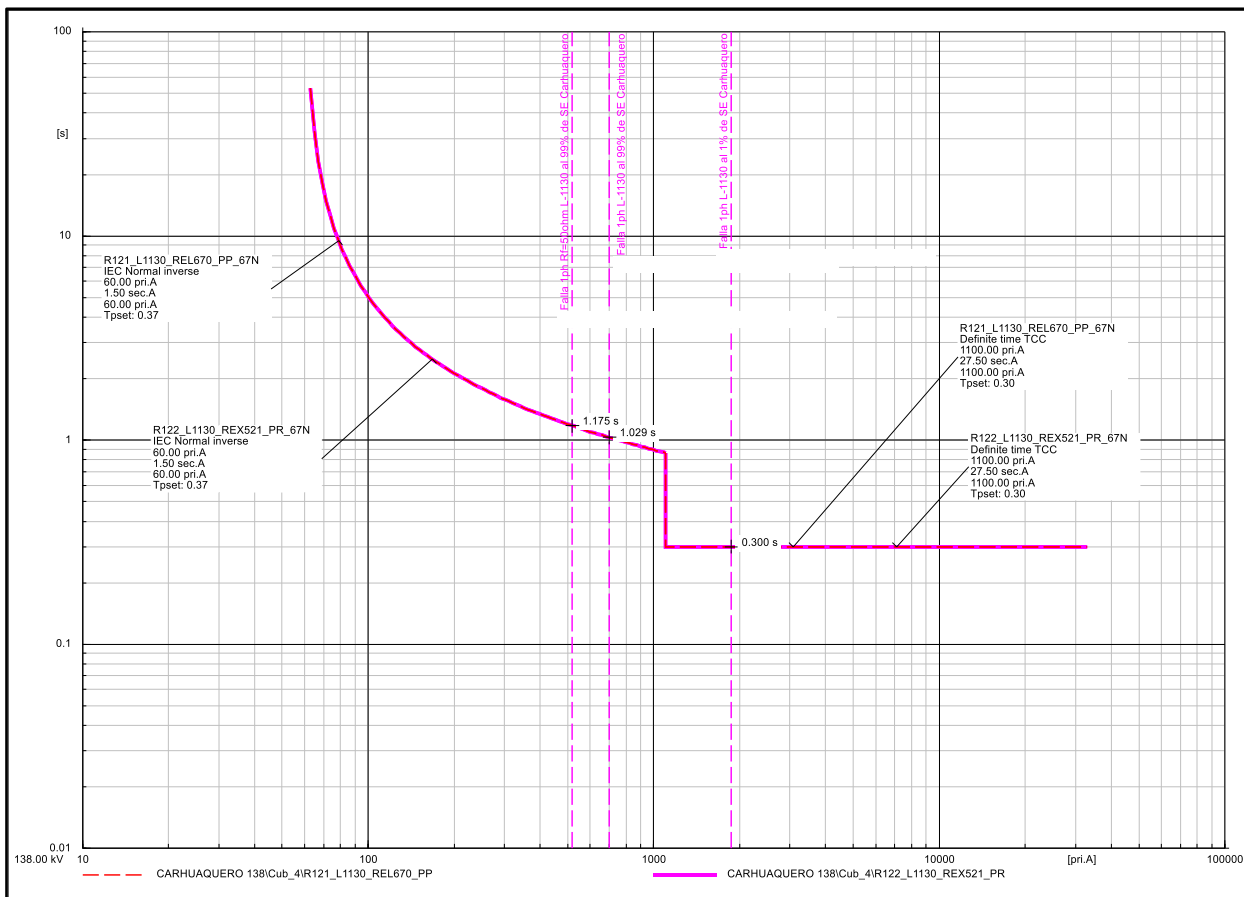


Figura. 25. Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero
Fuente. COES-SINAC

3. Protección de distancia (21) S.E. Carhuaquero

Para la línea que comprende Carhuaquero-Espina Colorada (L-1130) se tienen los siguientes ajustes actuales, que comprende protección de distancia de fases y tierra:

Tabla 22. Ajustes de protecciones de distancia S.E. Carhuaquero

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Forward	OFF	Forward
X1 (Ω)	17,70	25,00	32,70	--	17,73
R1 (Ω)	5,15	7,27	9,48	--	5,18
X0 (Ω)	53,25	75,18	98,07	--	53,27
R0 (Ω)	15,84	22,37	29,18	--	15,87
RFPP (Ω)	50,00	75,00	75,00	--	50,00
RFPE (Ω)	75,00	100,00	100,00	--	80,00
T (s)	0,00	0,30	0,70	--	1,50

Fuente. COES-SINAC

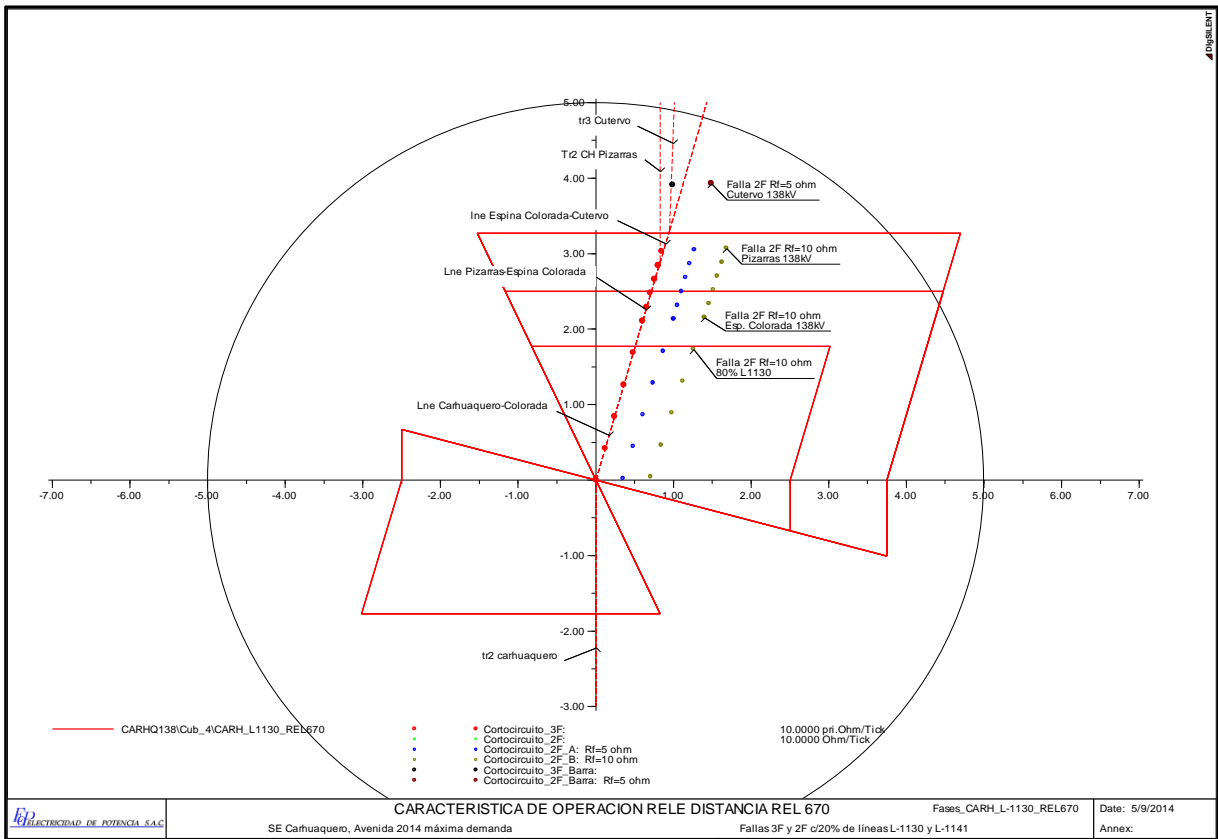


Figura. 26. Protección de distancia de fases S.E. Carhuaquero
Fuente. COES-SINAC

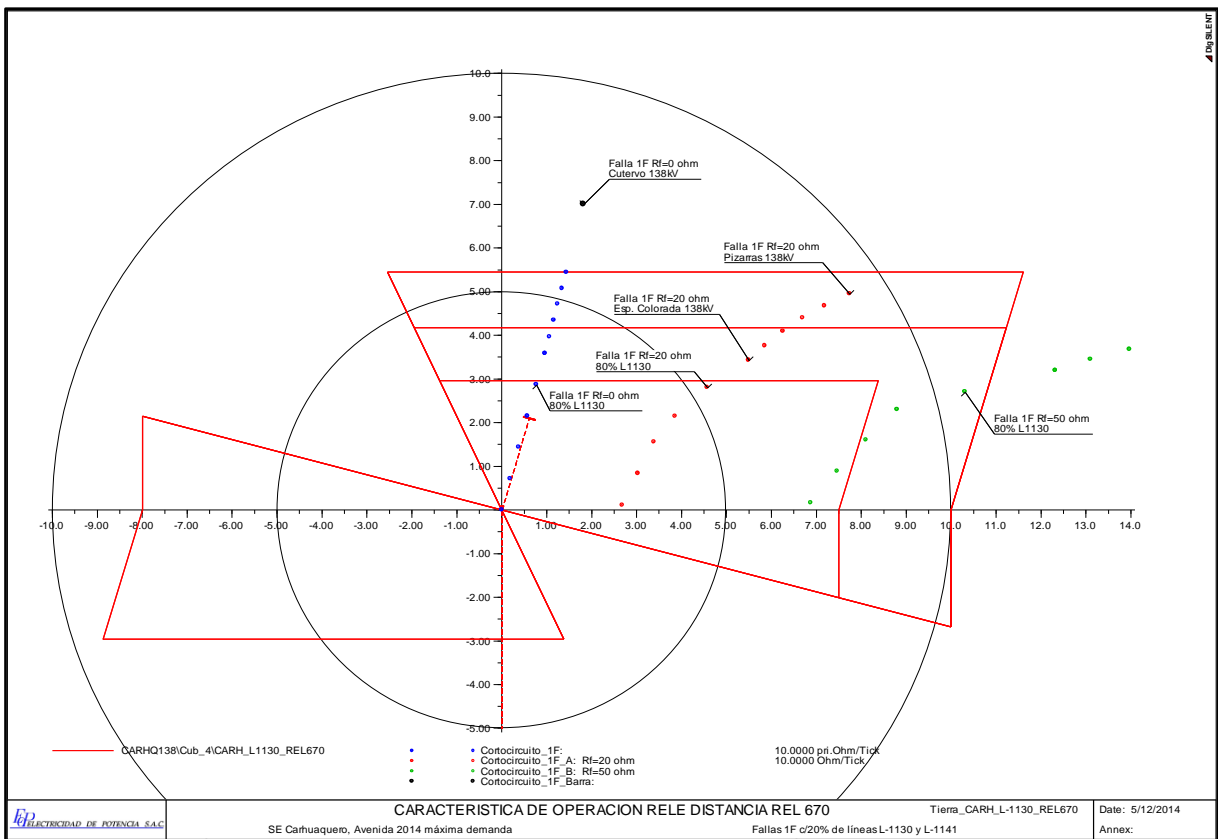


Figura. 27. Protección de distancia de tierra S.E. Carhuaquero
Fuente. COES-SINAC

4. Protección de sobrecorriente de fases temporizado 51/67

Se considera un relé de respaldo REX 521, pero por razones de criterio se recomienda habilitar esta función en el relé REL 670. Tendrá habilitada una etapa de tiempo inverso, el arranque se encuentra ajustada al 120% de la máxima potencia que circulará por la línea, el tipo de curva elegida nos ayudará a una correcta coordinación con los relés aledaños ubicados en las S.E. Espina Colorada.

Ajustes actuales:

Tabla 23. Ajustes del relé de sobrecorriente de fases temporizado S.E. Carhuaquero

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1		
		Curva	I1(A)	t1
Fases	Fwd	IEC-NI	160	0.23

Fuente. COES-SINAC

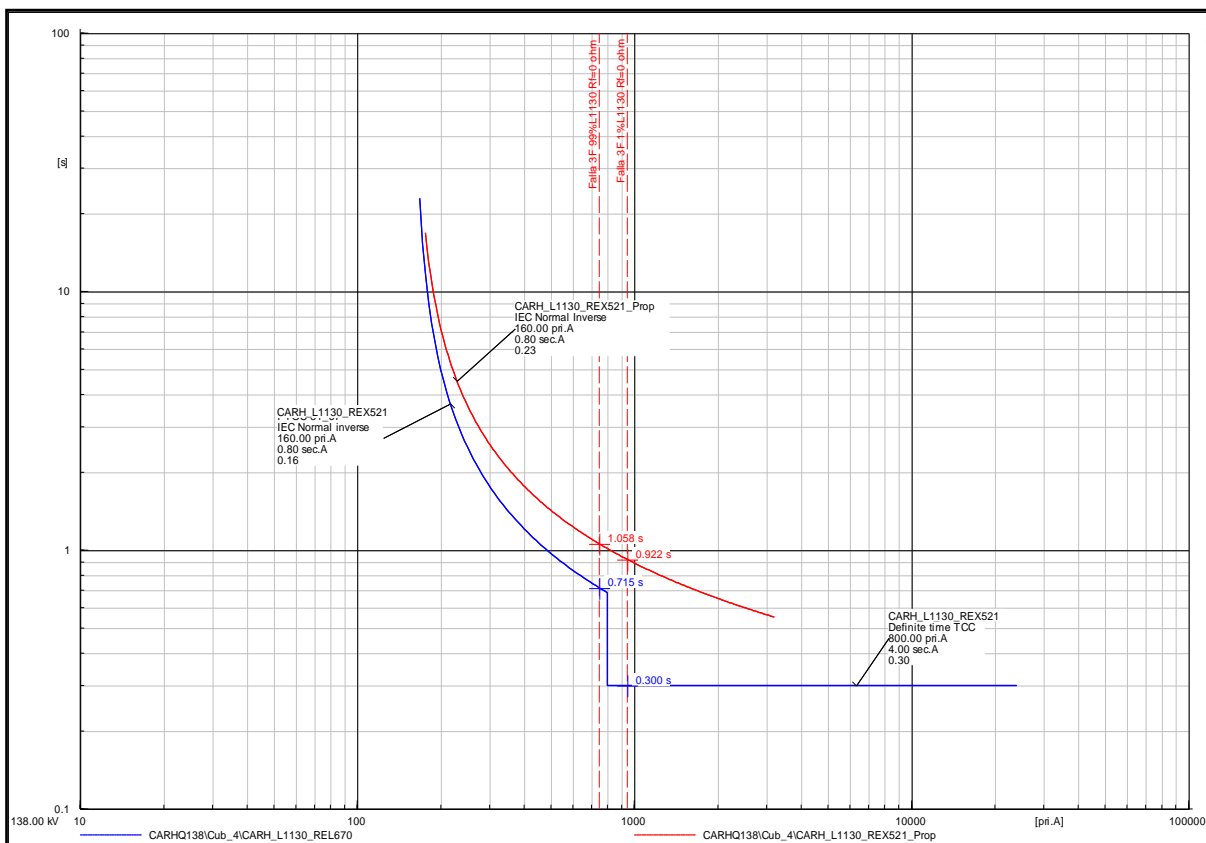


Figura. 28. Protección de sobrecorriente de fases temporizado S.E. Carhuaquero
Fuente. COES-SINAC

5. Protección de sobrecorriente de tierra temporizado 51N/67N

Se considera un relé de respaldo REX 521, pero por razones de criterio se recomienda habilitar esta función en el relé REL 670. Tendrá habilitada una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, el arranque se encuentra ajustada al 25% de la corriente nominal del TC (200/1A), el tipo de curva elegida nos

ayudará a una correcta coordinación con los relés aledaños ubicados en las S.E. Espina Colorado.

Tabla 24. Ajustes del relé de sobrecorriente de tierra temporizado S.E. Carhuaquero

TC:200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd	IEC-NI	50	0.41	DT	900	0.30

Fuente. COES-SINAC

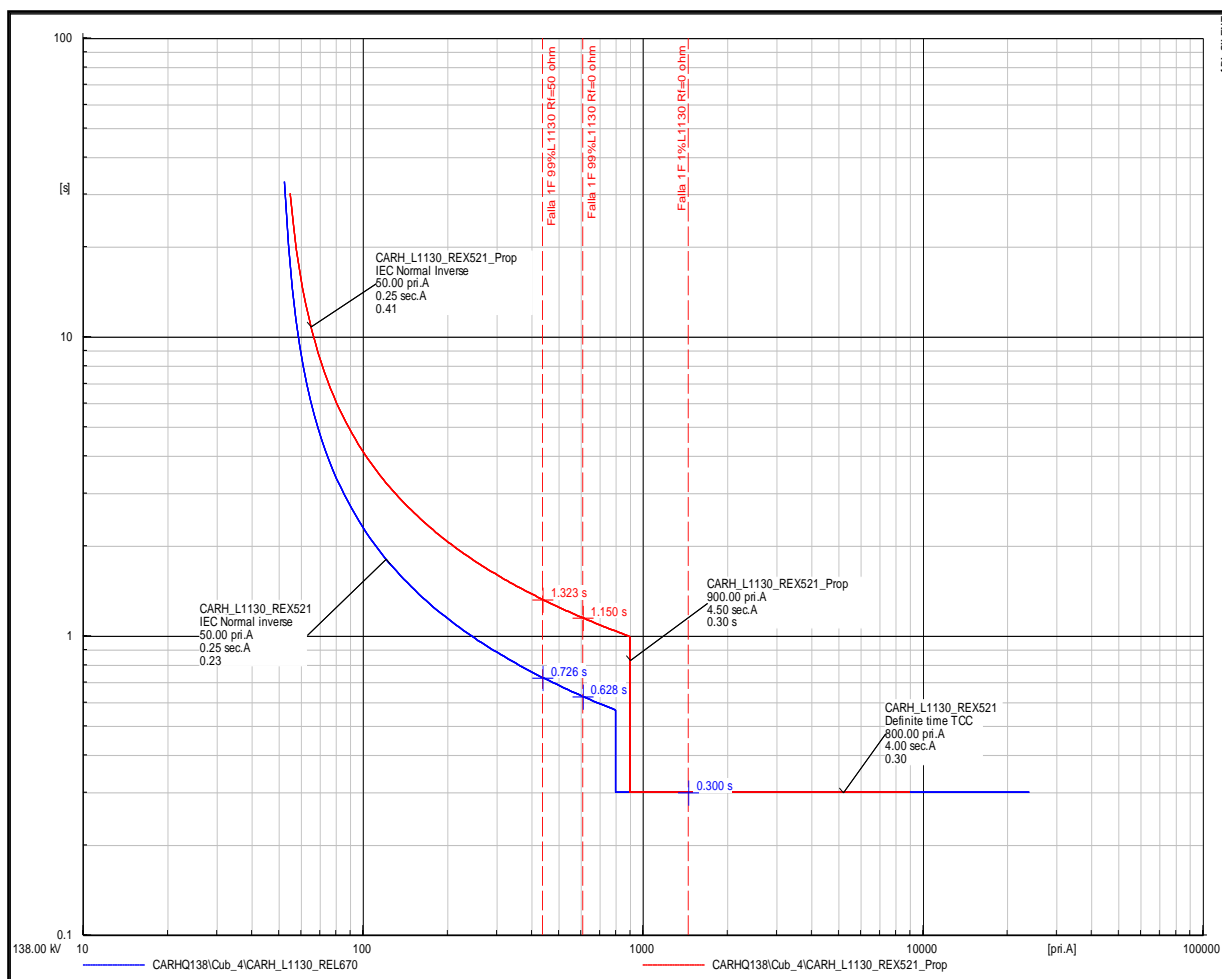


Figura. 29. Protección de sobrecorriente de tierra temporizado S.E. Carhuaquero

Fuente. COES-SINAC

4.2.3.3. Protecciones de la subestación Espina Colorado

Cuenta con protecciones de sobrecorriente direccional y distancia para la línea L-1135; para las protecciones de sobrecorriente cuenta con un relé de marca ZIV 7IRV-G3N y para las protecciones de distancia cuenta con un relé de marca AREVA MICOM P444, se mencionará las protecciones existentes con sus determinados ajustes y posteriormente su gráfica respectiva.

1. Protección de sobrecorriente direccional fases (67):

Actualmente se considera una etapa de tiempo inverso, además se encuentra al 110% de la corriente nominal primaria que circulará por la línea del TC (150/1A), además de poseer una curva IEC-Inversa y dial de 0.18.

Ajustes actuales:

Tabla 25. Ajustes de sobrecorriente direccional entre fases S.E. Espina Colorado

TC:150/1A	Umbral 1			Umbral 2			Dirección
	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	
Actual	IEC-NI	165	0.18	-	-	-	Forward

Fuente: COES-SINAC

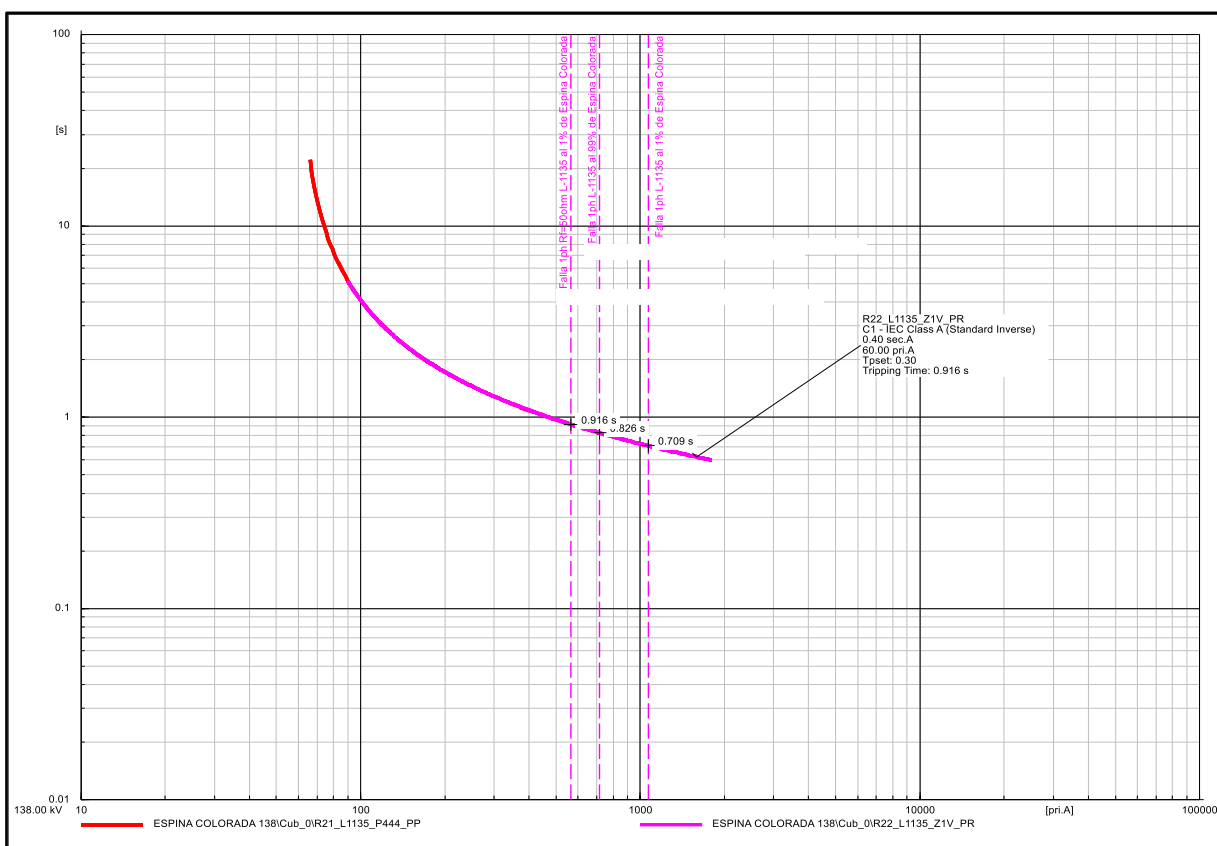


Figura. 30. Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Carhuaquero
Fuente: COES-SINAC

2. Protección de sobrecorriente direccional fase a tierras (67N):

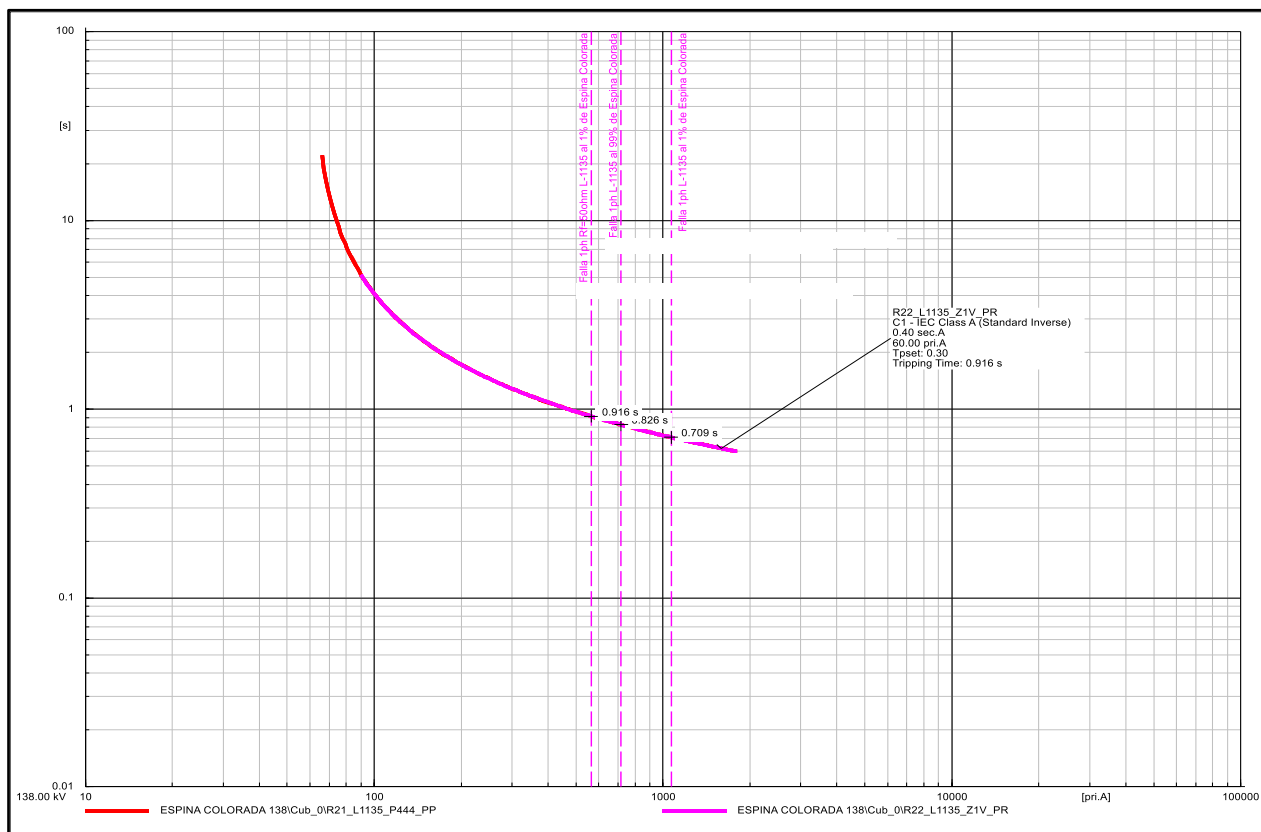
Cabe señalar, que el valor considerado está ajustado al 40% de la corriente nominal del transformador de corriente TC (150/1A), además posee una curva IEC-Inversa y dial de 0.30. Se considera este porcentaje debido que la subestación de Jaén “aguas abajo” no tiene mucha influencia en la corriente de cortocircuito a largo plazo.

Ajustes actuales:

Tabla 26. Ajustes de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Espina Colorado

TC:150/1A	Umbral 1			Umbral 2			Dirección
	Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2	
Actual	IEC-NI	60	0.30	-	-	-	Forward

Fuente: COES-SINAC

**Figura. 31.** Protección de sobrecorriente direccional de fase a tierra S.E. Espina Colorado

Fuente: COES-SINAC

3. Protección de distancia (21)

Para la línea de transmisión que comprende Espina Colorada-Cutervo (L-1135) se tiene los siguientes ajustes actuales, que comprende protección de distancia de fases y tierra:

Tabla 27. Ajustes de protecciones de distancia S.E. Espina Colorado

Ajustes Fases y tierra	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona Z4	Zona 5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	-
Shape	QUAD	QUAD	QUAD	QUAD	-
ZP (Ω)	10.08	35.14	63.48	6.35	-
R(tierra)(Ω)	62.56	80.04	80.04	80.04	-
R(fases)(Ω)	20.06	50.05	50.05	50.05	-
T (s)	0.00	0.30	0.7	1.5	-

Fuente: COES-SINAC

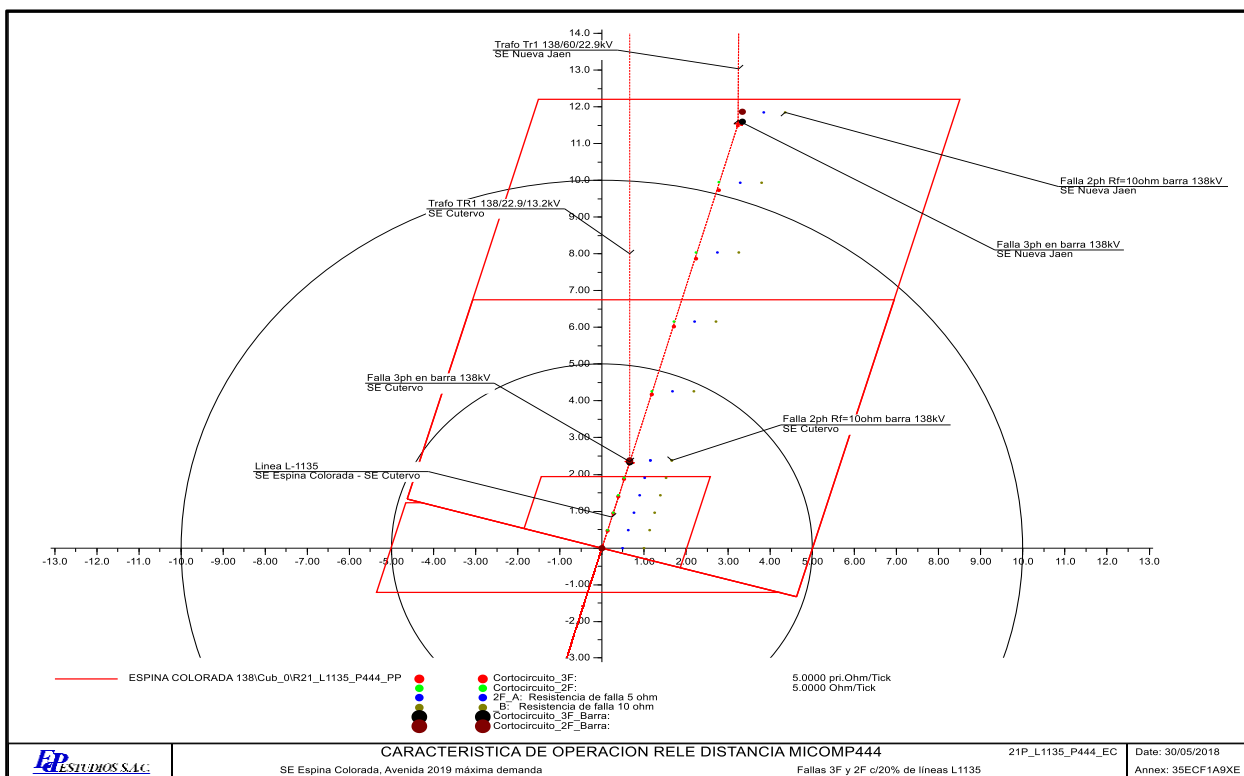


Figura. 32. Protección de distancia de fases S.E. Espina Colorado
Fuente: COES-SINAC

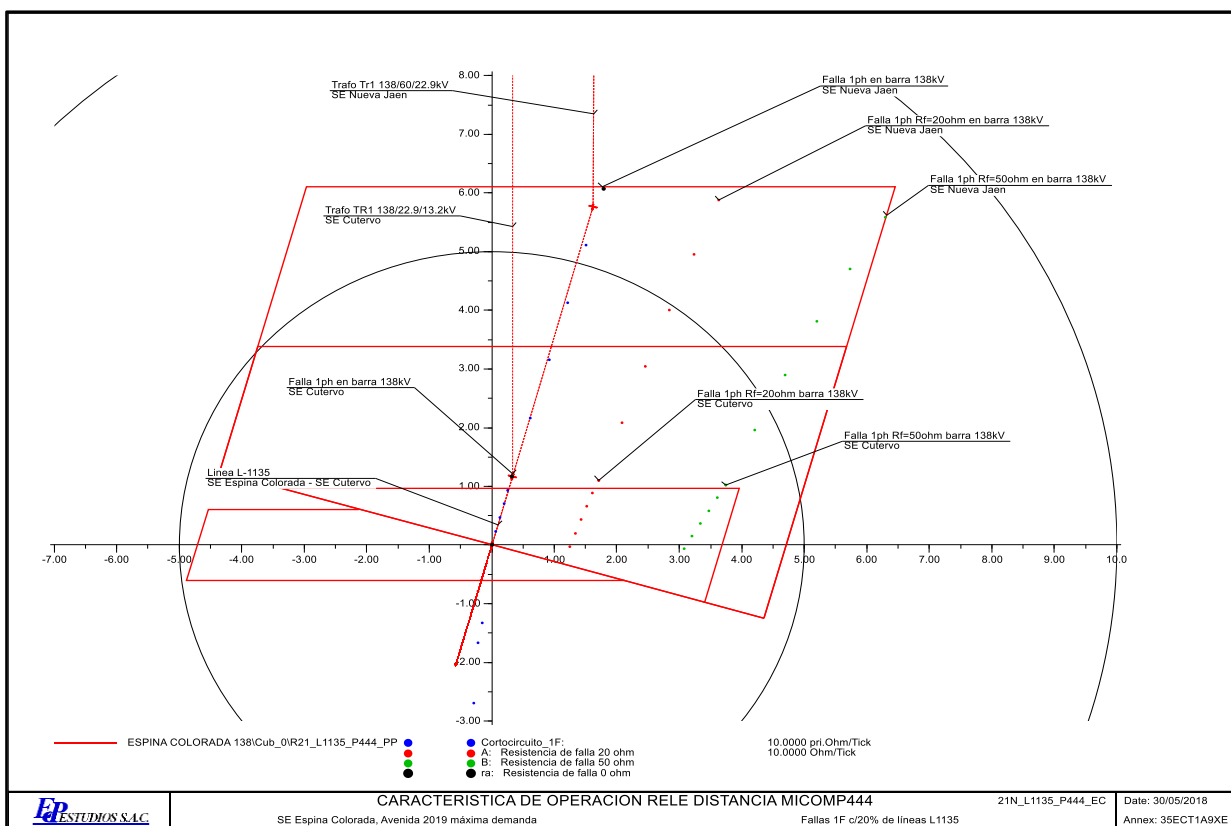


Figura. 33. Protección de distancia de fase a tierra S.E. Espina Colorado
Fuente: COES-SINAC

4.3. Análisis de los parámetros del sistema actual con el proyecto

Se evaluarán los parámetros eléctricos del sistema con la integración de la nueva central eólica Dunas-Huambos lo cual será a través de la línea de transmisión LT 138 kV Espina Colorada – Cutervo (L - 1135), que cuenta con 38.1 km, de conductor de 240 mm², con capacidad de 127 MVA. Posteriormente, la línea quedará delimitada en dos partes (L - 1135A) que parte de Espina Colorado – S.E. Duna y la siguiente línea (L - 1135B) que parte de S.E. Duna – Cutervo, por lo que ahora los parámetros de las líneas son los siguientes, respectivamente:

Tabla 28. Parámetros de las líneas L-1135A y L-1135B

Estación Transformadora		Código COES	Long. Km	Parámetros			
Origen	Destino			R	X	R	X
			Ohm	Ohm	Ohm/Km	Ohm/Km	
Espina Colorada	Duna	L- 1135A	14,5	2,0	7,1	0,14	0,5
Duna	Cutervo	L- 1135B	23,6	3,3	11,5	0,14	0,5

Fuente. Propia

Finalmente, el sistema se observa de la siguiente manera:

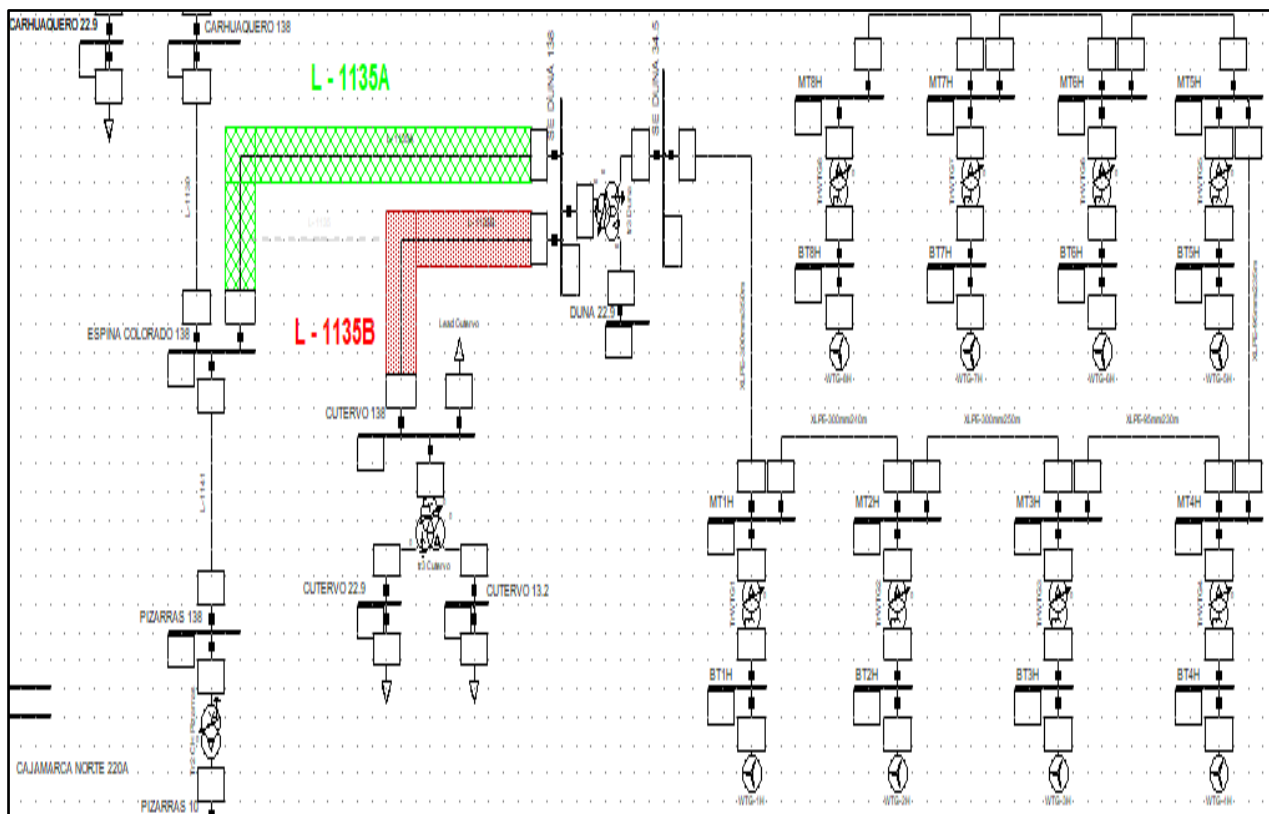


Figura. 34. Sistema considerando el proyecto de la central eólica Duna-Huambos
Fuente. COES-SINAC

4.3.1. Flujo de potencia del sistema con el proyecto

Conoceremos los parámetros eléctricos del sistema con la integración de la nueva central eólica Dunas-Huambos, teniendo en cuenta los 8 aerogeneradores de 2.2 MW además de una subestación de capacidad de 40/40/5 MVA, relación de transformación de 138/34.5/22.9 kV. Se consideró por norma las tensiones en $\pm 5\%$.

Se observa en el estudio de flujo de potencia, que las tensiones en las subestaciones mejoran considerablemente con un rango no mayor del 2%, al igual que las líneas de transmisión, finalmente se observa una sobrecarga de 125%, en el transformador de tres devanados de Carhuauero.

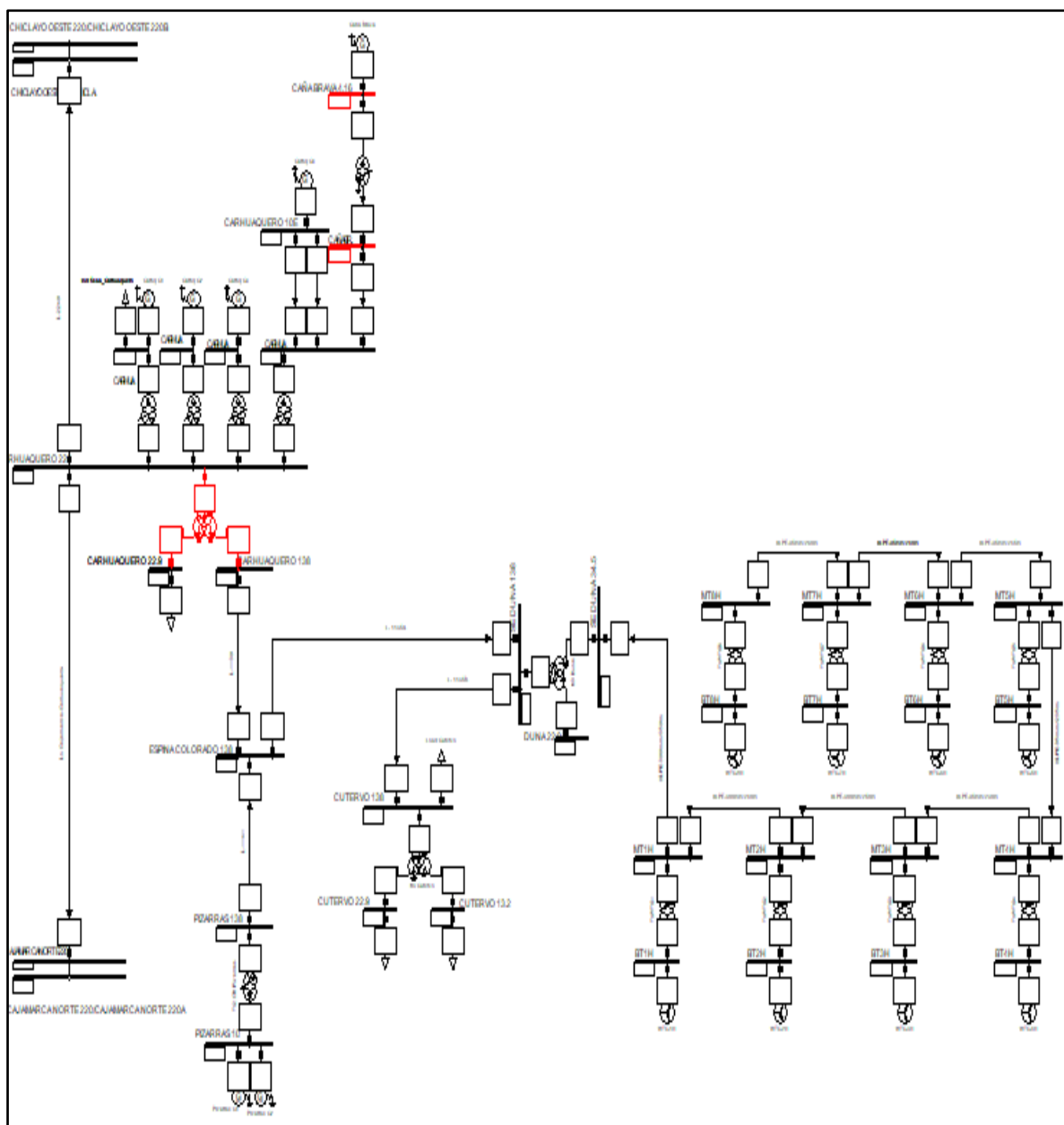


Figura. 35. Flujo de potencia en el área de estudio con el proyecto año 2018
Fuente. Propia

Finalmente, después de realizar los estudios de flujo de potencia, con la integración del proyecto, obtenemos los siguientes resultados, que son muy favorables para el sistema, dándole, mayor estabilidad en las subestaciones aledañas al proyecto.

Tabla 29. Niveles de Tensión

Subestación	Tensión de operación (kV)	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
		Nivel de tensión (kV)	Nivel de tensión (p.u)	Nivel de tensión (kV)	Nivel de tensión (p.u)
Cajamarca Norte	220	220,0	1,00	224,4	1,02
Carhuaquero	138	134,9	0,98	136,0	0,99
Carhuaquero	227,8	225,1	0,99	225,8	1,03
Chiclayo Oeste	224	222,8	0,99	221,0	1,00
Cutervo	138	134,2	0,97	134,9	0,98
Duna (nueva)	22,9	22,5	0,98	22,5	0,99
Espina Colorado	138	135,3	0,98	136,2	0,99
Pizarras	138	135,8	0,98	136,6	0,99
Duna (nueva)	138	135,1	0,98	135,9	0,98
Duna (nueva)	34,5	33,8	0,98	33,9	0,98

Fuente. Propia

Tabla 30. Niveles de carga – Líneas de transmisión

Líneas de transmisión	Tensión de operación (kV)	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
		Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)
LT 220 kV Cajamarca Norte - Carhuaquero	220	34,8	15,8	25,7	11,5
LT 220 kV Chiclayo Oeste - Carhuaquero	220	118,6	47,2	66,8	26,5
LT 138 kV Espina Colorado - Pizarras	138	17,1	58,0	17,0	57,1
LT 138 kV Carhuaquero - Espina Colorado	138	10,0	8,0	8,0	6,4
LT 138 kV Espina Colorado - Duna	138	7,6	6,3	23,4	18,7
LT 138 kV Duna - Cutervo	138	24,7	20,0	40,6	32,6

Fuente. Propia

Tabla 31. Niveles de carga – Transformadores de potencia

Transformadores de potencia	Máxima demanda 2018		Máxima demanda 2023	
	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)	Potencia aparente (MVA)	Nivel de carga (%)
Carhuaquero 35/32/3 MVA 220/138/22.9 kV	14,2	116,9	30,0	161,3
Cutervo 10/10/3 MVA 138/22,9/13.2 kV	4,0	91,2	5,4	55,3
Duna40/40/5 MVA 138/34.5/22.9 kV	17,3	44,2	17,3	44,0

Fuente. Propia

4.3.2. Estudio de cortocircuito con el proyecto

El estudio de cortocircuito es determinante debido que nos permite determinar el comportamiento del sistema eléctrico que comprende la central eólica Dunas-Huambos, ante ocurrencia de fallas, con el fin de determinar las corrientes máximas de las fallas trifásica y monofásica, bajo la norma IEC 60909 con la finalidad de utilizar los valores para una correcta selección de equipos de protección.

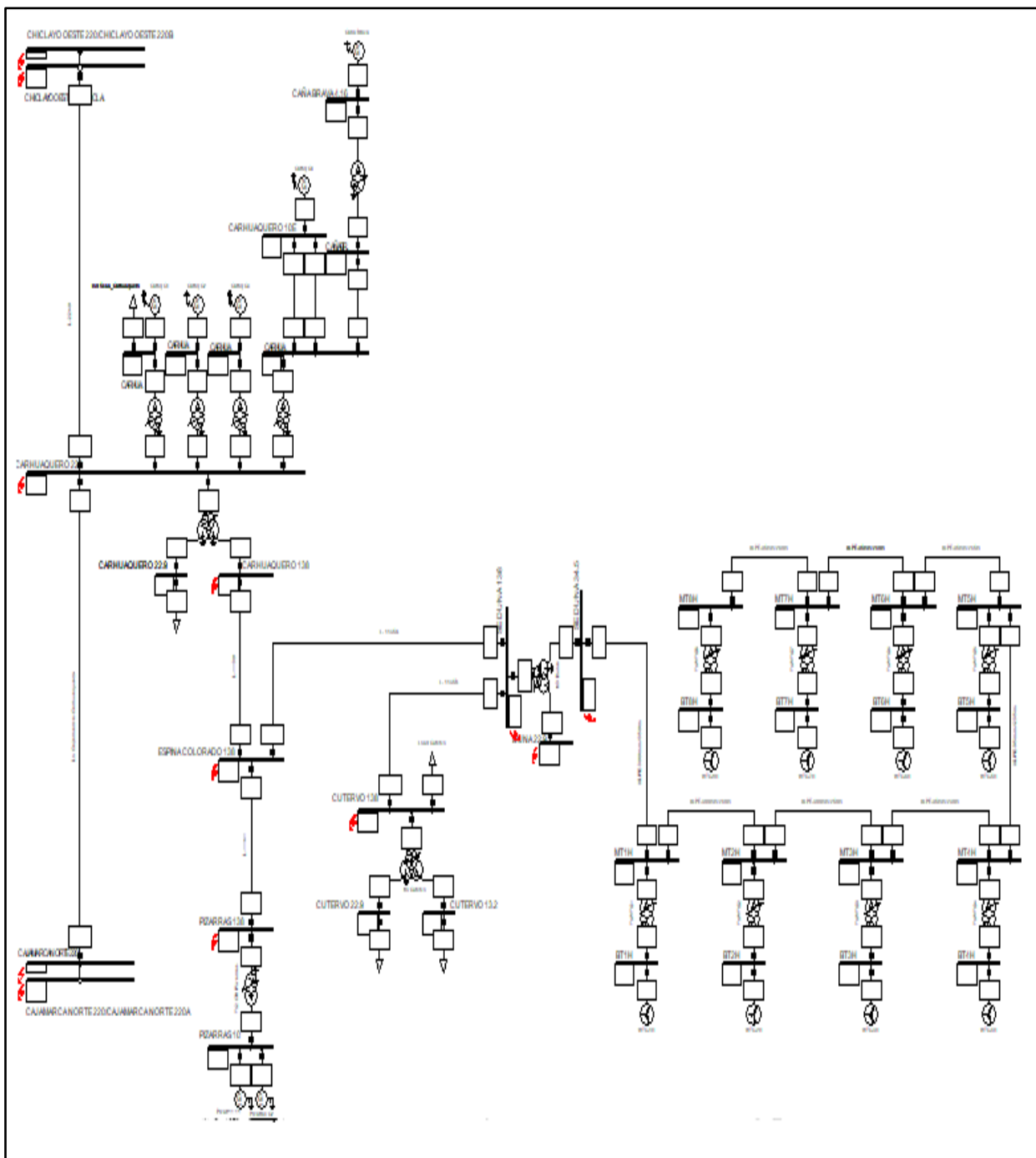


Figura. 37. Estudio de cortocircuito con el proyecto en el área de estudio
Fuente. Propia

En la figura anterior, realizamos el cálculo de cortocircuito en las barras ya mencionadas, a continuación, se mostrará los valores obtenidos en los años 2018 y 2023, respectivamente:

Tabla 32. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2018

Subestación	Tensión de operación (kV)	Trifásico		Monofásica	
		Potencia (MVA)	Corriente (kA)	Potencia (MVA)	Corriente (kA)
Cajamarca Norte	220	1 775,1	4,7	511,4	4,0
Carhuaquero	138	312,7	1,3	90,1	1,1
Carhuaquero	227,8	1 734,1	4,4	494,7	3,8
Chiclayo Oeste	224	1 799,8	4,6	516,6	4,0
Cutervo	138	226,2	0,9	65,2	0,8
Duna	22,9	60,2	1,5	17,4	1,3
Espina Colorada	138	284,6	1,2	82,0	1,0
Duna	138	259,2	1,1	74,7	0,9
Duna	34,5	140,4	2,3	40,5	2,0

Fuente. Propia

Tabla 33. Corrientes de cortocircuito Trifásica, Monofásica, año 2023

Subestación	Tensión de operación (kV)	Trifásico		Monofásica	
		Potencia (MVA)	Corriente (kA)	Potencia (MVA)	Corriente (kA)
Cajamarca Norte	220	1 960,6	5,1	564,8	4,5
Carhuaquero	138	315,8	1,3	91,1	1,2
Carhuaquero	227,8	1 752,9	4,6	500,3	3,9
Chiclayo Oeste	224	2 056,9	5,4	590,4	4,6
Cutervo	138	227,7	1,0	65,7	0,8
Duna	22,9	60,3	1,5	17,4	1,3
Espina Colorada	138	286,9	1,2	82,8	1,0
Duna	138	261,1	1,1	75,3	0,9
Duna	34,5	141,0	2,4	40,7	2,1

Fuente. Propia

4.4. Evaluación de los equipos de protección en la central eólica

Básicamente, los equipos de protección de los sistemas eléctricos de potencia son en mayor importancia conformados por relés. Siendo su función fundamental, además de proteger a los equipos, es identificar las fallas, localizarlas y mediante una alerta o su actuación inmediatista.

Dicho lo anterior, podemos decir, que los relés son elementos indispensables para la protección de los sistemas de potencia, con una filosofía de al detectar una falla, esta debe ser “despejada” en el tiempo más corto posible de modo selectivo, garantizando así la conservación de los equipos protegidos.

Finalmente, el relé de protección cuenta con diversas funciones para los diferentes tipos de fallas que se presentan en un sistema eléctrico de potencia, cada función tiene diferentes características para actuar ante fallas específicas en el sistema.

En el análisis realizado, consideraremos las funciones que se mencionaran en los siguientes ítems:

4.4.1. Protección de la línea 1135-A 138 kV

4.4.1.1. Relé de sobrecorriente de fase (50/51)

Siendo el tipo de relé uno de los más comunes e importantes a la vez, ya que una de las características particulares de este relé es actuar y/o aislar al sistema cuando detecte una corriente mayor a la corriente a condiciones de operación en el sistema eléctrico de potencia.

En el caso de estudio, consideramos dos funciones (50/51) a un tiempo definido y un tiempo inverso, respectivamente. Se tomará en cuenta las protecciones “aguas abajo” las cuales son la subestación Espina Colorado y Carhuaquero, considerando sus tiempos de actuación de sus respectivas protecciones, para su óptima coordinación.

Cabe señalar, que consideraremos a la corriente de cortocircuito al 85% de la línea como ajuste de la corriente instantánea, dándole así mayor selectividad a nuestro sistema de protección. Por lo tanto, cualquier falla que ocurra en el rango del 85% de la línea, el relé actuará de manera instantánea.

4.4.1.2. Relé de distancia de fase (21)

El uso de este tipo de relé es debido a la mayor confiabilidad que otorga al sistema de protección, además de una fácil coordinación y ajuste. Su filosofía es a base de la impedancia, reactancia o admitancia de las líneas de transmisión, esto se logra por medio de las medidas tomadas por un transformado de corriente y tensión. Cabe señalar que el relé de distancia, es como se tuviese 3 relés en uno, ya que nos permite la protección de tres zonas.

En el caso de estudio, se considera tres zonas de protección y se mencionan en seguida:

- **Zona 1:** Se considerará el 80% de la línea L-1135A.
- **Zona 2:** Se considerará el 120% de la línea L-1135A
- **Zona 3:** Se considerará el 120% de líneas (L-1135A+ L_{next})

4.4.1.3. Relé de sobrecorriente direccional (67)

Este relé, como su nombre lo indica tiene sensibilidad direccional en relación al sentido que circula la corriente de operación o la corriente de cortocircuito sien aún más selectivo el sistema de protección. La direccionalidad, está ligada al desfase, mediante la comparación fesoría de la corriente y la tensión.

El relé direccional se instalará en la cabecera de la línea L-1135A, monitoreando a los relés también instalados como lo es el relé de distancia y sobrecorriente.

4.4.2. Protección de la línea 1135-B 138 kV

4.4.2.1. Relé de sobrecorriente de fase (50/51)

En el caso de estudio, consideramos dos funciones (50/51) a un tiempo definido y un tiempo inverso, respectivamente. Se tomará en cuenta las protecciones “aguas abajo” las cuales son la subestación Cutervo, considerando sus tiempos de actuación de sus respectivas protecciones, además, dado que, las subestaciones aledañas al proyecto consideran para esta protección una curva de tipo IEC Inverse, para una óptima coordinación se considerará el mismo tipo de curva, lo mismo para la línea L-1135A.

Cabe señalar, que consideraremos a la corriente de cortocircuito al 85% de la línea como ajuste de la corriente instantánea, dándole así mayor selectividad a nuestro sistema de protección. Por lo tanto, cualquier falla que ocurra en el rango del 85% de la línea, el relé actuará de manera instantánea.

4.4.2.2. Relé de distancia de fase (21)

El uso de este tipo de relé es debido a la mayor confiabilidad que otorga al sistema de protección, además de una fácil coordinación y ajuste. Su filosofía es a base de la impedancia, reactancia o admitancia de las líneas de transmisión, esto se logra por medio de las mediad tomadas por un transformado de corriente y tensión. Cabe señalar que el relé de distancia, es como se tuviese 3 relés en uno, ya que nos permite la protección de tres zonas.

En el caso de estudio, se considera tres zonas de protección y se mencionan en seguida:

- **Zona 1:** Se considerará el 80% de la línea L-1135B.
- **Zona 2:** Se considerará el 120% de la línea L-1135B
- **Zona 3:** Se considerará el 120% de líneas (L-1135B+ X_{transformador})

4.4.2.3. Relé sobrecorriente direccional (67)

Este relé, como su nombre lo indica tiene sensibilidad direccional en relación al sentido que circula la corriente de operación o la corriente de cortocircuito sien aún más selectivo el sistema de protección. La direccionalidad, está ligada al desfasaje, mediante la comparación fesoría de la corriente y la tensión.

El relé direccional se instalará en la cabecera de la línea L-1135B, monitoreando a los relés también instalados como lo es el relé de distancia y sobrecorriente.

4.4.3. Protección del transformador de potencia

4.4.3.1. Relé diferencial (87T)

Básicamente el funcionamiento de este relé, es la comparación de corrientes tanto en la entrada del transformador como en la salida, las medidas son tomadas mediante transformadores de corriente (TC), esta comparación le permite analizar si existe una diferencia entre las corrientes, de haber diferencia este lo asumirá como una falla interna.

Por lo tanto, en el estudio realizado es importante esta función, ya que nos garantiza la protección del transformador de potencia ante fallas de cortocircuitos a tierra y entre fases en los devanados. Cabe indicar, la consideración de restricción o bloqueo de operación por segundo armónico, esto debido a la corriente I_{NRUSH} provocada por la energización del transformador.

4.4.3.2. Relé de subtensión y sobretensión (27/59)

Esta protección es indispensable para nuestro transformador de potencia, debido a que, esta función nos permitirá saber cuándo el sistema se encuentra por debajo o encima de su tensión de operación. Ciertamente si las tensiones están por debajo de la tensión de operación actuará la protección de subtensión (27), asimismo, si se encuentra por encima del valor de operación actuará la protección de sobretensión (59).

Finalmente, en el caso de estudio, se considerará tanto para subtensión como para sobretensión un rango del 5%, cumpliendo así con las recomendaciones por el COES.

4.4.3.3. Relé de máxima y mínima frecuencia (81U/81O)

La falla por frecuencias anormales, son provocadas, principalmente, por exceso de generación, ocasionado ya sea por la “salida” de una línea de transmisión o por carga, además por sobrecarga del generador. Por lo tanto, la protección de frecuencia (81 U/O) en el caso de estudio de considerará el 1% tanto para máxima y mínima, cumpliendo así con las recomendaciones por el COES.

4.5. Coordinación de protecciones en la central eólica

A continuación, se realizó el estudio de coordinación de protecciones de la nueva central eólica Dunas Huambos teniendo en cuenta las protecciones y ajustes existentes de las diferentes subestaciones colindantes; el estudio se realizó para fallas trifásicas y bifásicas, mediante el software DIGSILENT. Para cada protección se presentó su gráfica y sus ajustes respectivos y evaluando la coordinación y selectividad de cada relé.

4.5.1. Thevenin equivalente

Como es de conocimiento, el sistema interconectado nacional (SEIN), consta de diversas fuentes de generación, líneas de transmisión, cargas; para todo lo mencionado, se representó por medio de un thevenin equivalente, para el cual se halló la potencia máxima de cortocircuito en la subestación Carhuaquero 220 kV, obtenido un valor de 1571.11 MVA.

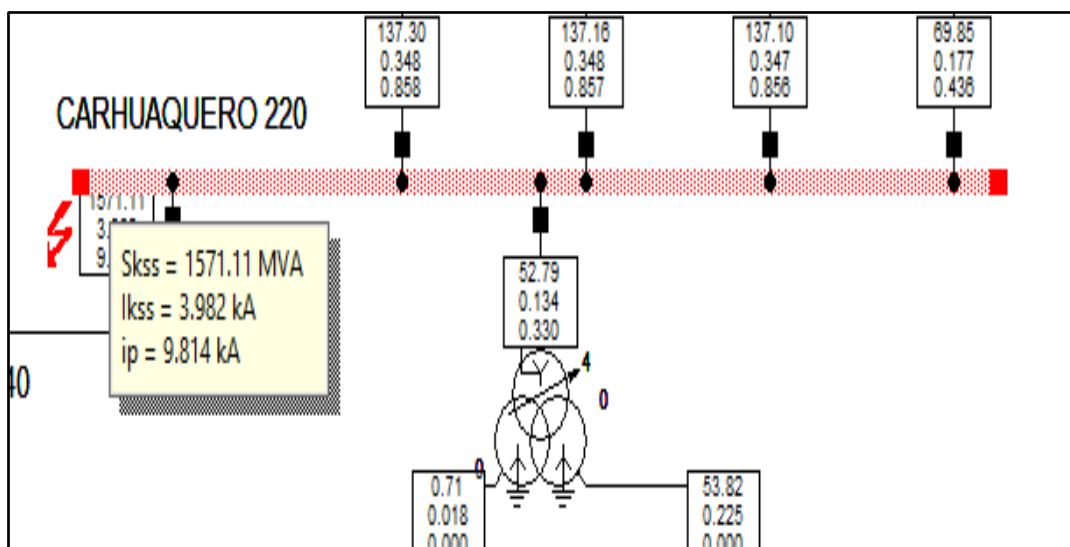


Figura. 38. Potencia máxima de cortocircuito
Fuente: Propia

4.5.2. Ubicación de los relés para las líneas L-1135 A y L-1135 B

Como ya se había mencionado el proyecto se conectará por medio de la línea L-1135, finalmente la línea queda fraccionada en dos tramos, L-1135A y L-1135B. Los relés se ubicarán en la cabecera de las líneas mencionadas.

El primer relé se ubica en la cabecera de la línea L-1135 A, este será el encargado de proteger el transformador de potencia que conforma la subestación de potencia de fallas trifásicas que ocurran a lo largo de la línea o subestaciones “aguas abajo”

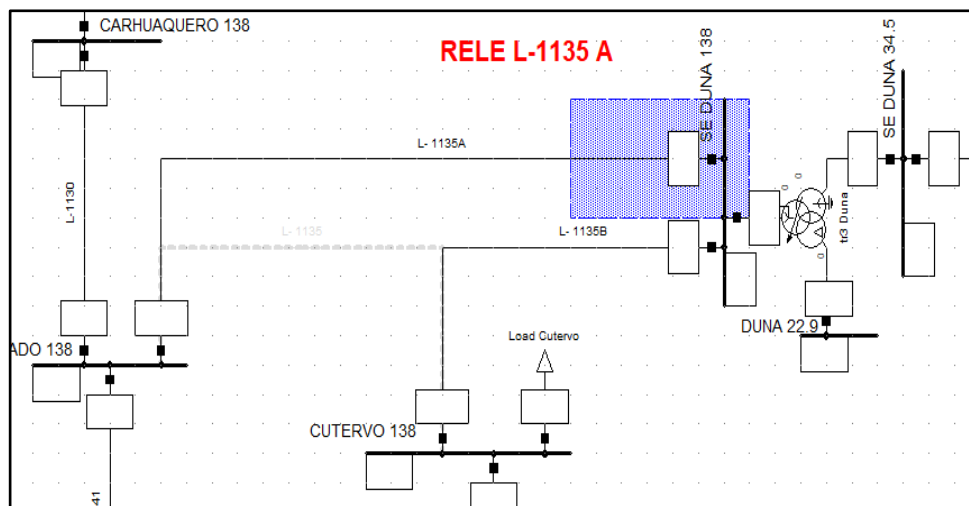


Figura. 39. Ubicación del relé L-1135 A
Fuente: Propia

El segundo relé se ubicará en la cabecera de la línea L-1136 B, teniendo la función de aislar el sistema si ocurre una falla en la subestación Cutervo 138 kV o “aguas abajo”.

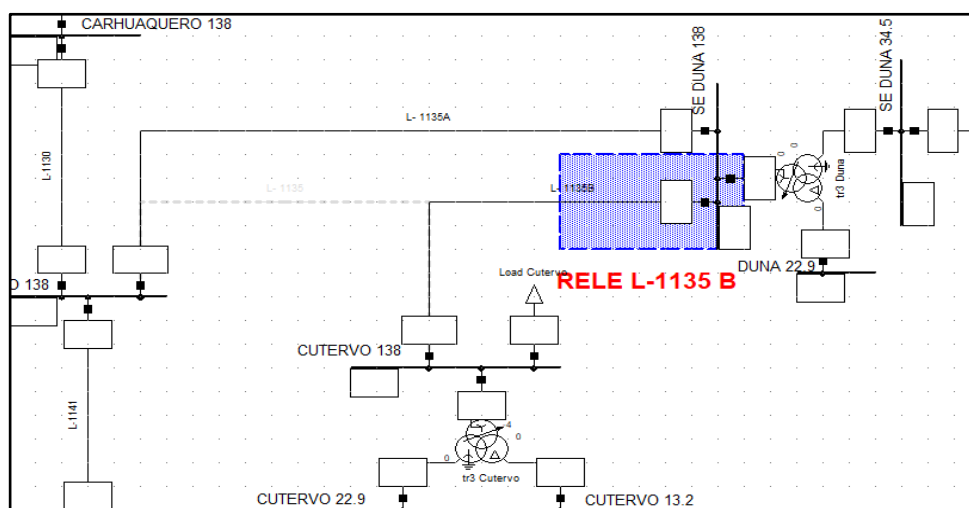


Figura. 40. Ubicación del relé L-1135 B
Fuente: Propia

4.5.3. Curvas de disparo de los relés

Después de haber observado las protecciones existentes y para una fácil coordinación se empleó la curva de disparo inversa normal, correspondiente a la norma IEC 255-3, las curvas se definen de la siguiente manera:

$$\text{Inversa normal (S/C. inv.) (IEC 255-3 Tipo A)} \quad t = \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0.02} - 1} T_p$$

$$\begin{aligned} \text{Muy inversa (S/C. inv. A) (IEC 255-3 Tipo B)} & \quad t = \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} T_p \\ \text{Extremadamente inversa (S/C. inv. E) (IEC 255-3 Tipo C)} & \quad t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} T_p \\ \text{Inverso Largo (S/C. inv. L) (IEC 255-3 Tipo B)} & \quad t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - 1} T_p \end{aligned}$$

Donde:

- t Tiempo de disparo
- T_p Valor de ajuste de multiplicador de tiempo
- I Corriente de falla
- I_p Valor de ajuste de corriente

4.5.4. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 50/51

La función de sobrecorriente de fases se habilitará dos etapas de tiempo inverso y de tiempo definido, el arranque se encuentra ajustado al 120% de la máxima corriente del transformador de corriente (TC: 200/1). Se recomienda mantener el tipo de curva y dial, el cual permite una correcta coordinación con el relé ubicado “aguas abajo”.

Tabla 34. Ajustes del relé (50/51) de la L-1135 A

TC: 200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd.	IEC-NI	174	0.10	DT	624	0.25

Fuente: propia

- **Función 50**

La corriente para el ajuste del relé para el primer umbral se consideró el 120% de la corriente del transformador de corriente el cual resultó 240 A para el ajuste, con un dial de 0.10, el T_p , multiplicador de tiempo, se fijó en 1 para todos los casos.

Según la curva inversa de la norma IEC 255-3 el tiempo en el que se accionará el interruptor para una corriente de falla local es 120 milisegundos.

- **Función 51**

El umbral 2 de tiempo definido es de 0,25 segundos, considerando una corriente de cortocircuito mínima de 624 A, a partir de este valor toda corriente censada por el relé se accionará instantáneamente.

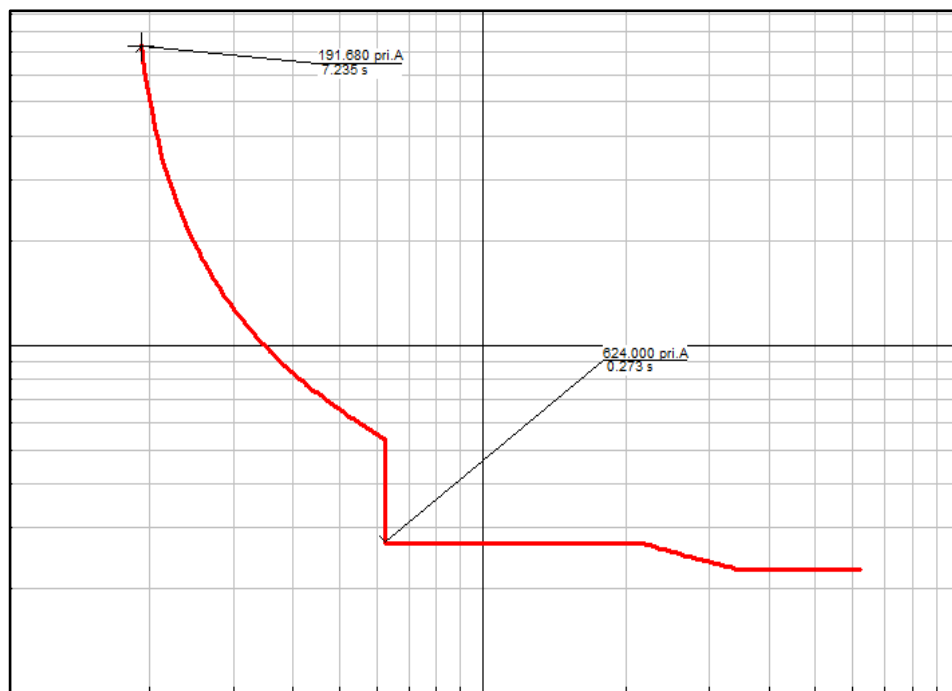


Figura. 41. Curva de disparo del relé (50/51) de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

4.5.5. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 50N/51N

Para la protección de fases a tierra se consideró dos etapas de tiempo inverso y de tiempo definido, el arranque se encuentra ajustado al 30% de la máxima corriente del transformador de corriente (TC: 200/1). Se recomienda mantener el tipo de curva y dial, el cual permite una correcta coordinación con el relé.

Tabla 35. Ajustes del relé (50N/51N) de la L-1135 A

TC: 200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd.	IEC-NI	62	0.15	DT	800	0.13

Fuente: Propia

- **Función 50N**

La corriente para el ajuste del relé para el primer umbral se consideró el 20% de la corriente del transformador de corriente el cual resultó 40 A para el ajuste, con un dial de 0.06, el T_p , multiplicador de tiempo, se fijó en 1.

- **Función 51N**

El umbral 2 de tiempo definido es de 0,1 segundos, considerando una corriente de cortocircuito mínima de 1000 A, a partir de este valor toda corriente censada por el relé se accionará instantáneamente.

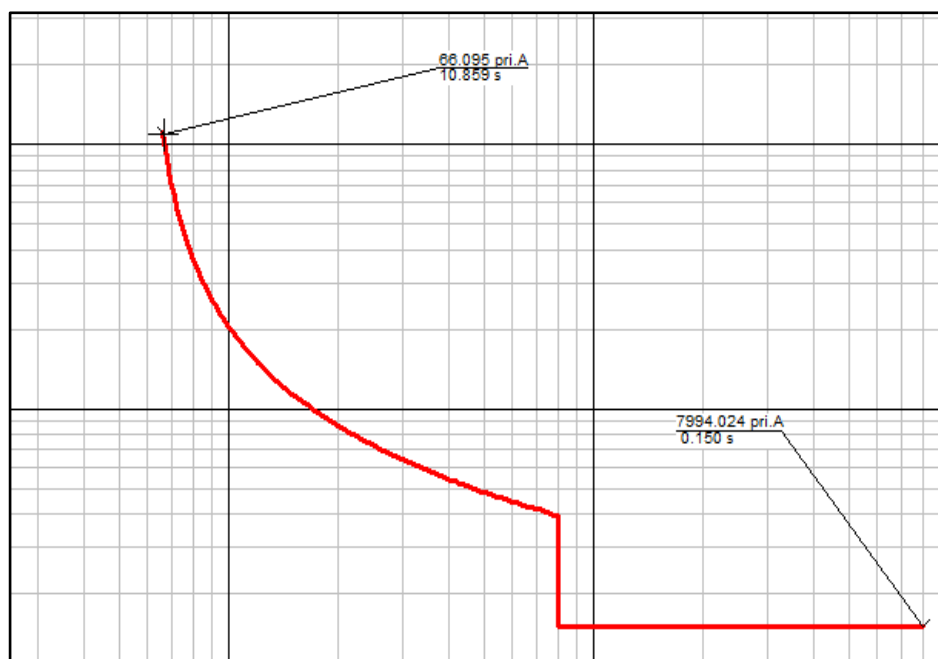


Figura. 42. Curva de disparo del relé (50N/51N) de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

4.5.6. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 50/51

La función de sobrecorriente de fases se habilitará dos etapas de tiempo inverso y de tiempo definido, el arranque se encuentra ajustado al 120% de la máxima corriente del transformador de corriente (TC: 200/1). Se recomienda mantener el tipo de curva y dial, el cual permite una correcta coordinación con el relé ubicado “aguas abajo”.

Tabla 36. Ajustes del relé (50/51) de la L-1135 B

TC: 200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Fases	Fwd.	IEC-NI	170	0.08	DT	600	0.23

Fuente: Propia

- **Función 50**

La corriente para el ajuste del relé para el primer umbral se consideró el 120% de la corriente del transformador de corriente el cual resultó 240 A para el ajuste, con un dial de 0.06, el T_p , multiplicador de tiempo, se fijó en 1 para todos las dos líneas protegidas.

Según la curva inversa de la norma IEC 255-3 el tiempo en el que se accionará el interruptor para una corriente de falla local es 120 milisegundos.

- **Función 51**

El umbral 2 de tiempo definido es de 0,1 segundos, considerando una corriente de cortocircuito mínima de 1013 A, a partir de este valor toda corriente censada por el relé se accionará instantáneamente.

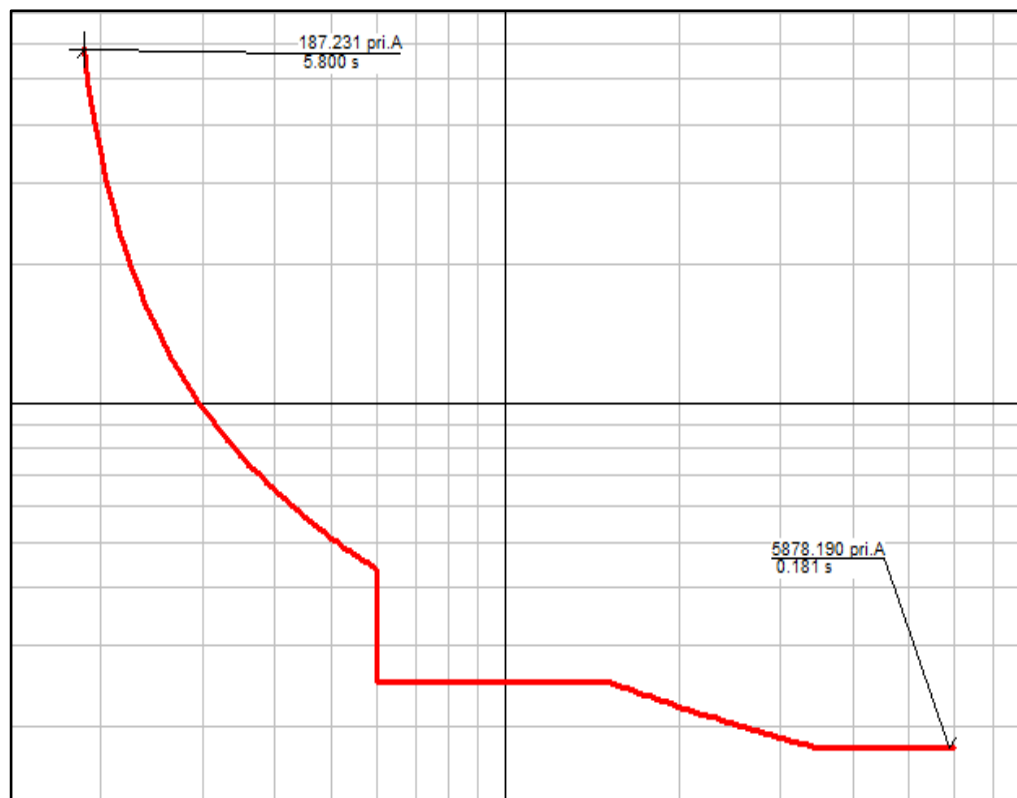


Figura. 43. Curva de disparo del relé (50/51) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

4.5.7. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 50N/51N

Para la protección de fases a tierra se consideró dos etapas de tiempo inverso y de tiempo definido, el arranque se encuentra ajustado al 30% de la máxima corriente del transformador de corriente (TC: 200/1). Se recomienda mantener el tipo de curva y dial, el cual permite una correcta coordinación con el relé.

Tabla 37. Ajustes del relé (50N/51N) de la L-1135 B

TC: 200/1A	Dir.	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	I1(A)	t1	Curva	I2(A)	t2
Tierra	Fwd.	IEC-NI	62	0.15	DT	900	0.12

Fuente: Propia

- **Función 50N**

La corriente para el ajuste del relé para el primer umbral se consideró el 20% de la corriente del transformador de corriente el cual resultó 40 A para el ajuste, con un dial de 0.06, el T_p , multiplicador de tiempo, se fijó en 1.

- **Función 51N**

El umbral 2 de tiempo definido es de 0,1 segundos, considerando una corriente de cortocircuito mínima de 1027 A, a partir de este valor toda corriente censada por el relé se accionará instantáneamente.

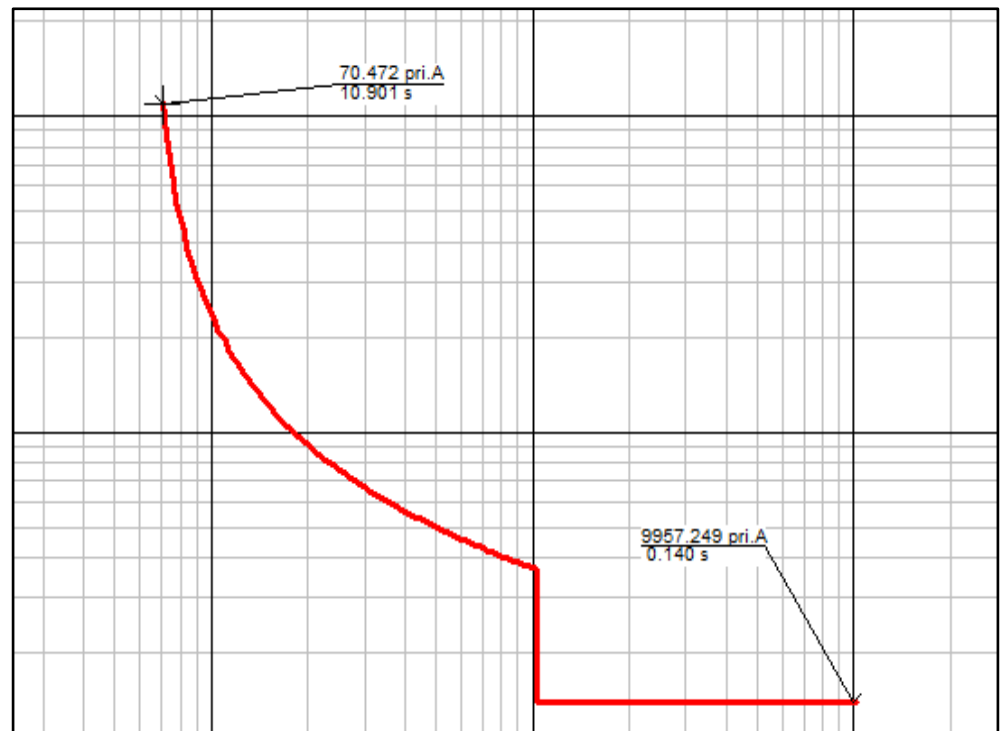


Figura. 44. Curva de disparo del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

4.5.8. Ajustes del relé de la L-1135 A para la función 21

Para la protección de distancia se consideró de tipo cuadrilateral, en la cual se activaron tres etapas para su correcta coordinación con las subestaciones que influyen en el proyecto, sobre todo con la línea adyacente L-1135 B. Mediante los parámetros generales de la línea L-1135 A se obtuvieron los siguientes ajustes.

Tabla 38. Ajustes del relé (21) de la L-1135 A

Ajustes Fases	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	-
Shape	QUAD	QUAD	QUAD	-
Zp (Ω)	5.89	14.81	19.32	-
R(fases)(Ω)	7.36	16.6	16.6	-
T(s)	0.00	0.40	0.80	-

Fuente: Propia

- **Zona 1:**
Para la zona 1, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia para un 80% de la línea L-1135 A, con un tiempo de operación instantáneo.
- **Zona 2:**
Para la zona 2, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia al 120% de la línea L-1135 A y el 50% línea subsiguiente L-1135 B, siendo esta de menos reactancia, con un tiempo de operación de 0.40 segundos.
- **Zona 3:**
Para la zona 3, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia al 100% de la línea L-1135 A y de la línea subsiguiente se optó por el 100% de la L-1135 B siendo esta de menos reactancia, con un tiempo de operación de 0.80 segundos.

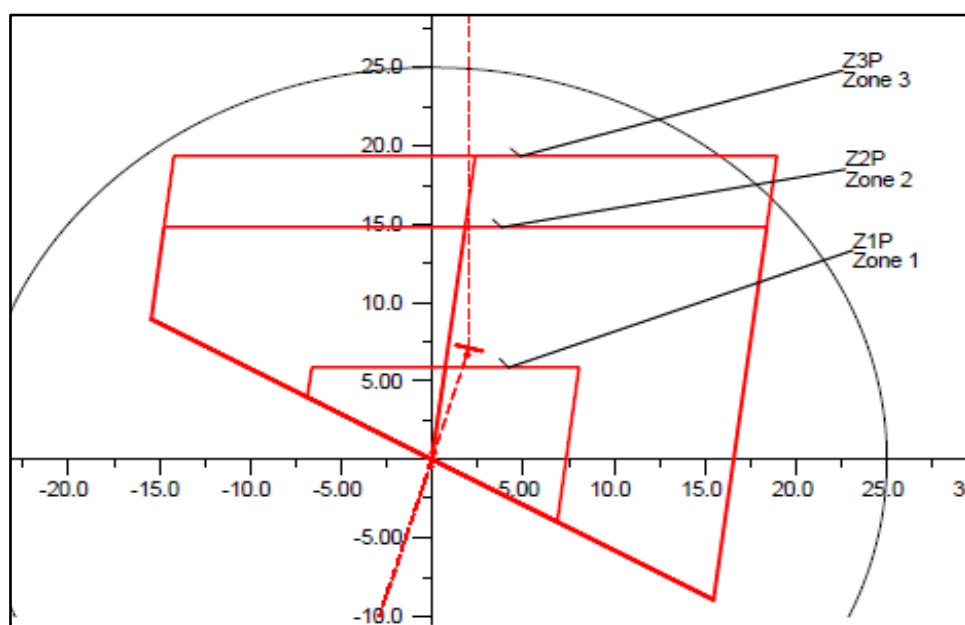


Figura. 45. Curva de disparo del relé (21) de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

4.5.9. Ajustes del relé de la L-1135 B para la función 21

Para la protección de distancia se consideró de tipo cuadrilateral, en la cual se activaron tres etapas para su correcta coordinación con las subestaciones que influyen en el proyecto. Mediante los parámetros generales de la línea L-1135B se obtuvieron los siguientes ajustes:

Tabla 39. Ajustes del relé (21) de la L-1135 B

Ajustes Fases	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	-
Shape	QUAD	QUAD	QUAD	-
Zp (Ω)	9.45	38.29	59.75	-
R(fases)(Ω)	5.52	12.42	12.42	-
T(s)	0.00	0.40	0.80	-

Fuente: Propia

- Zona 1:**
 Para la zona 1, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia para un 80% de la línea L-1135 B, con un tiempo de operación instantáneo.
- Zona 2:**
 Para la zona 2, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia al 120% de la línea L-1135 B y debido que tenemos un transformador y una línea subsiguiente se optó por la 50% de la línea L-1138 (Cutervo –Jaén) siendo esta de menos reactancia, con un tiempo de operación de 0.40 segundos.
- Zona 3:**
 Para la zona 3, como sugiere [8] se consideró la protección de distancia al 100% de la línea L-1135 B y de la línea subsiguiente se optó por el 100% de la L-1138 (Cutervo –Jaén) siendo esta de menos reactancia, con un tiempo de operación de 0.80 segundos.

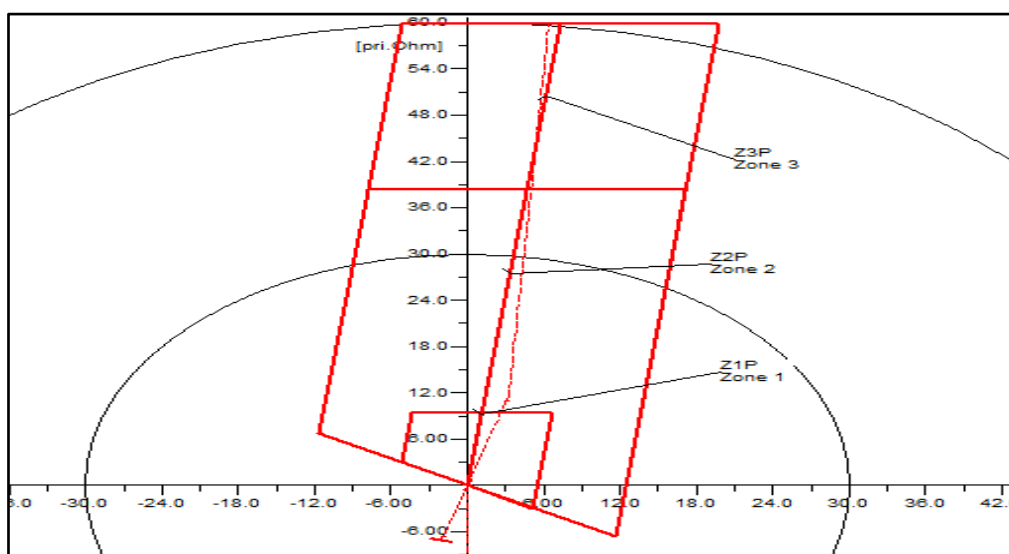


Figura. 46. Curva de disparo del relé (21) de la línea L-1135 B
Fuente: propia

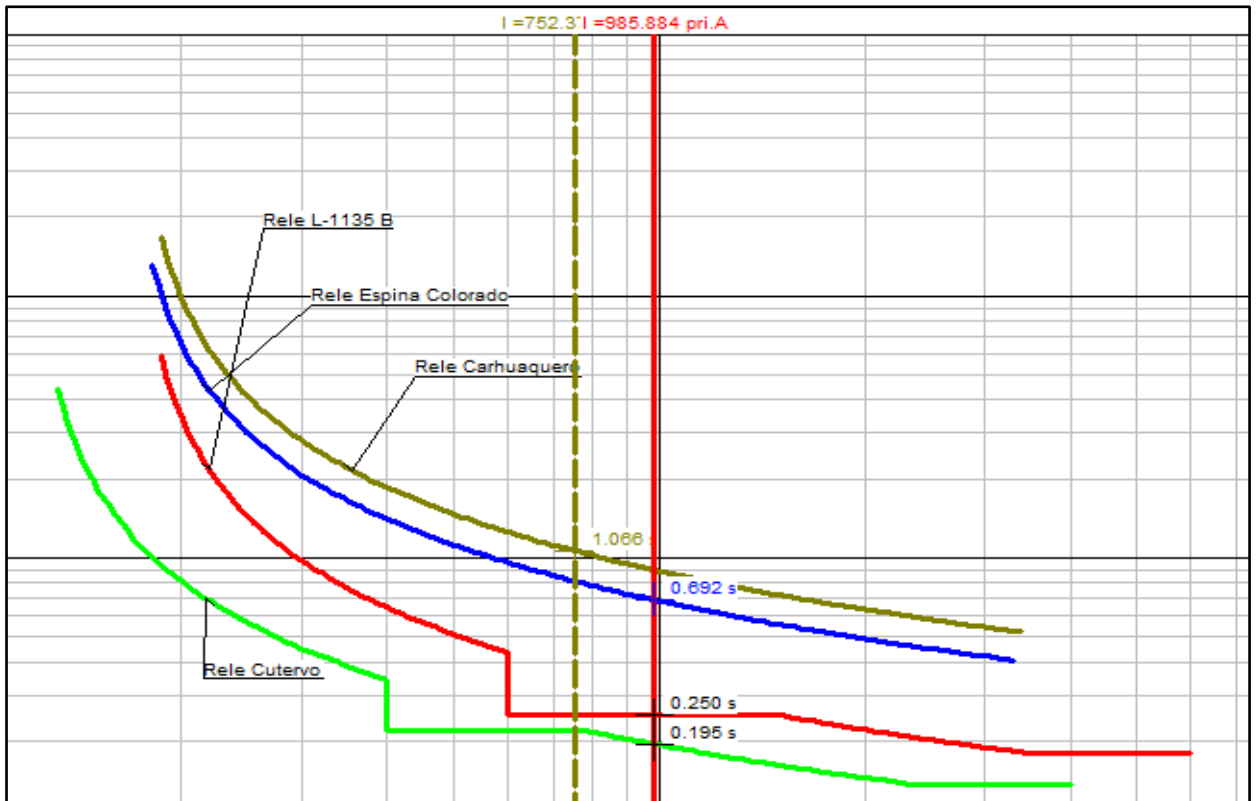


Figura. 48. Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

- **Falla trifásica al 50% de la línea L-1135 B**

En este caso, debido a que la falla se realiza a la mitad de la línea, el relé de Duna Huambos debe actuar de manera instantánea, siente la función 50 quien actué. Se puede observar en la figura N° 48 que la falla trifásica es de 1.056 kA.

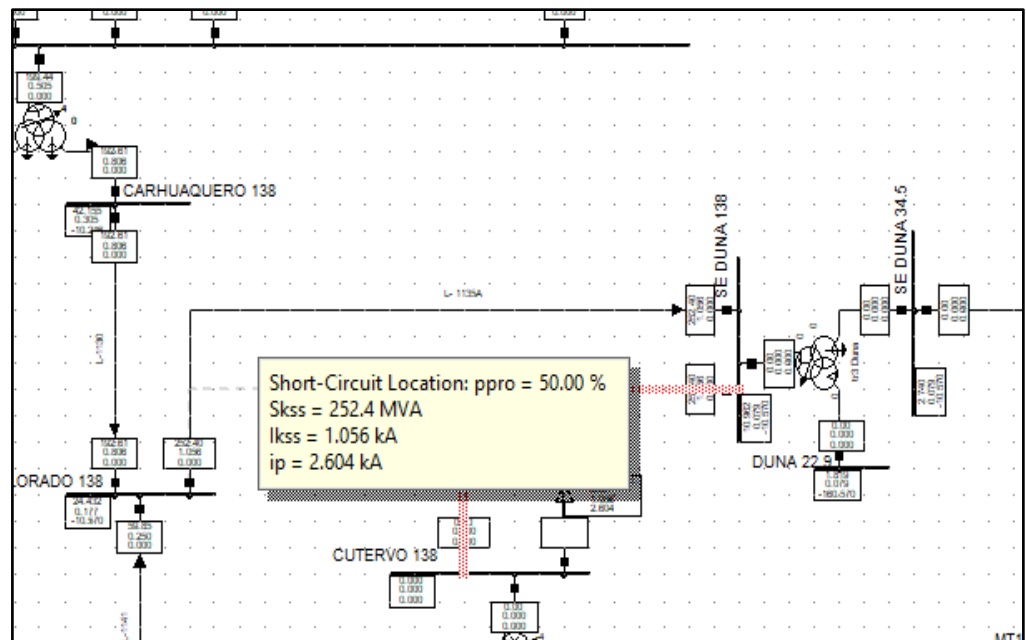


Figura. 49. Ubicación de la falla trifásica al 50% de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

Como se aprecia siguiente figura N° 49, el relé Cutervo no actúa, quien actúa instantáneamente es el relé de la línea L-1135 B actuando en un tiempo de 0.250 s, luego actúan los relés de Espina Colorado y Carhuauquero con un tiempo de 0.666 s y 1.019 s, respectivamente.

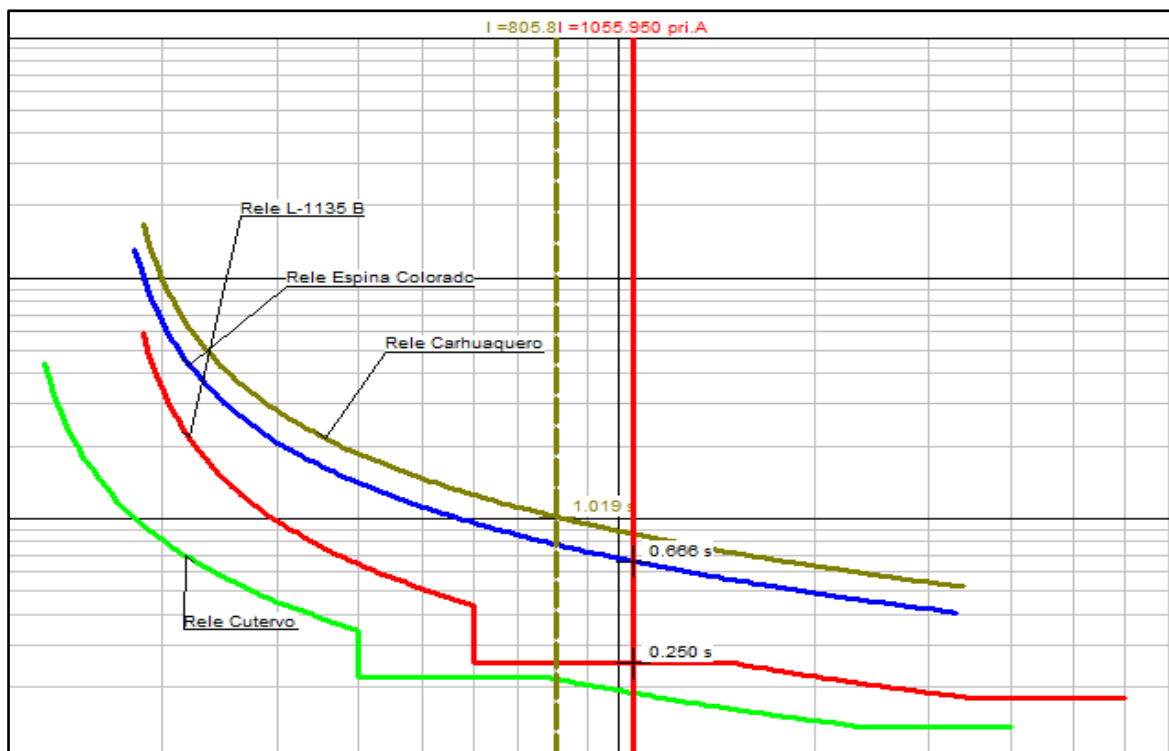


Figura. 50. Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

- **Falla trifásica en la barra de Dunas-Huambos 138 kV**

Para realizar la coordinación de protecciones de la línea L-1135 A y la línea L-1135 B es necesario simular una falla trifásica en la cabecera de la subestación como se observa en la siguiente figura N° 50.

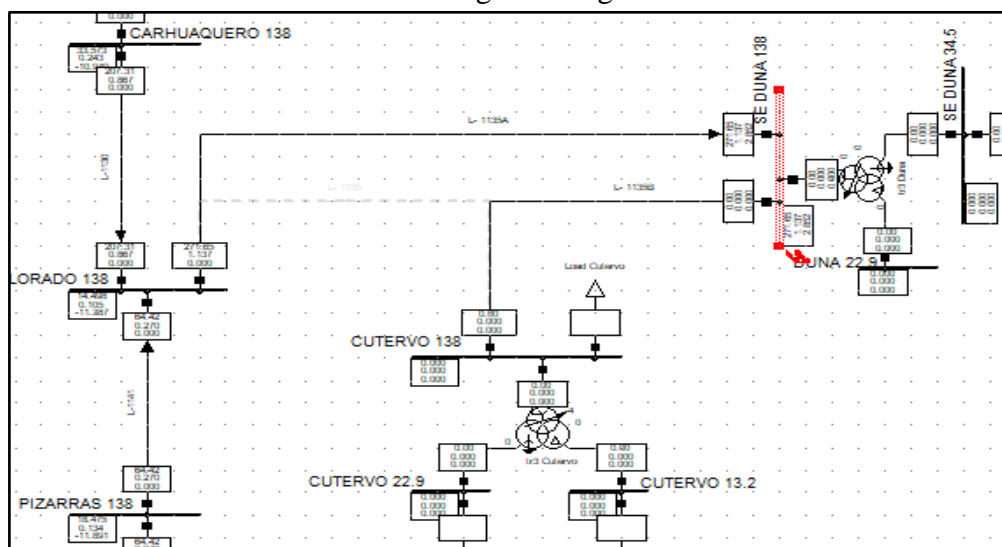


Figura. 51. Ubicación de la falla de cortocircuito (S.E. Dunas Huambos)
Fuente: Propia

La finalidad de realizar una falla trifásica en la barra de la subestación Dunas Huambos, es verificar que la coordinación de las líneas actúe correctamente e instantáneamente para el caso de la línea L-1135 A y la L-1135 B. Se puede observar, que efectivamente los ajustes realizados en el relé (50/51) son correctos, debido que ante una falla cercana actúan en un tiempo de 0.270 s para el relé de la línea L-1135 A, la protección de Cutervo y de la línea L-1135 B, no actúan y finalmente las subestaciones de Espina Colorada y Carhuaquero actúan en 0.640 s y 0.972 s, respectivamente.

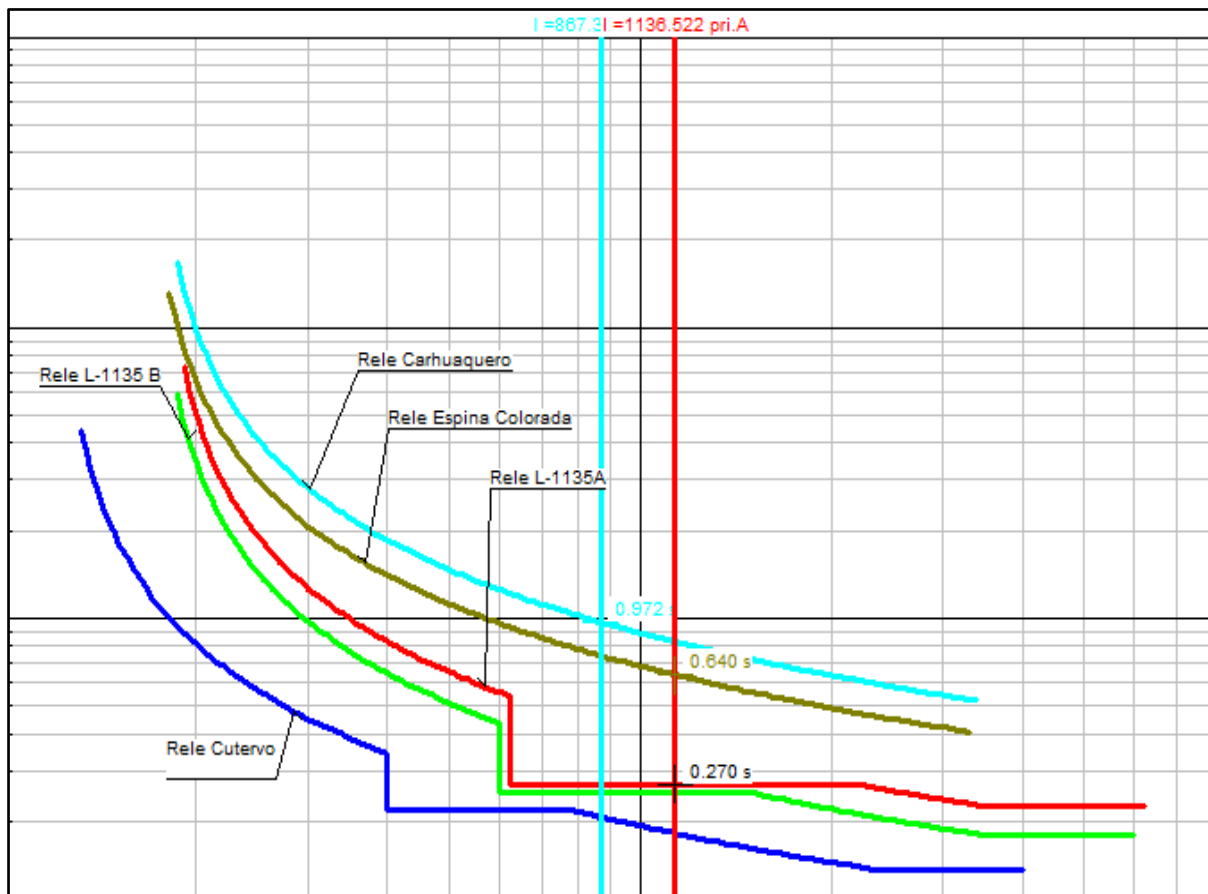


Figura. 52. Coordinación del relé (50/51) de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

Además de la correcta coordinación de los relés de las líneas involucradas, se puede observar que los ajustes son correctos con respecto a la corriente de energización del transformador de tres devanados en la subestación Dunas Huambos, corriente (Insush), en la siguiente figura N° 52 se puede observar que la curva de daño del transformador no genera que la función (50/51) del relé no actúan, cabe señalar, que, debido a esto, se le da un margen de actuación a la función (50).

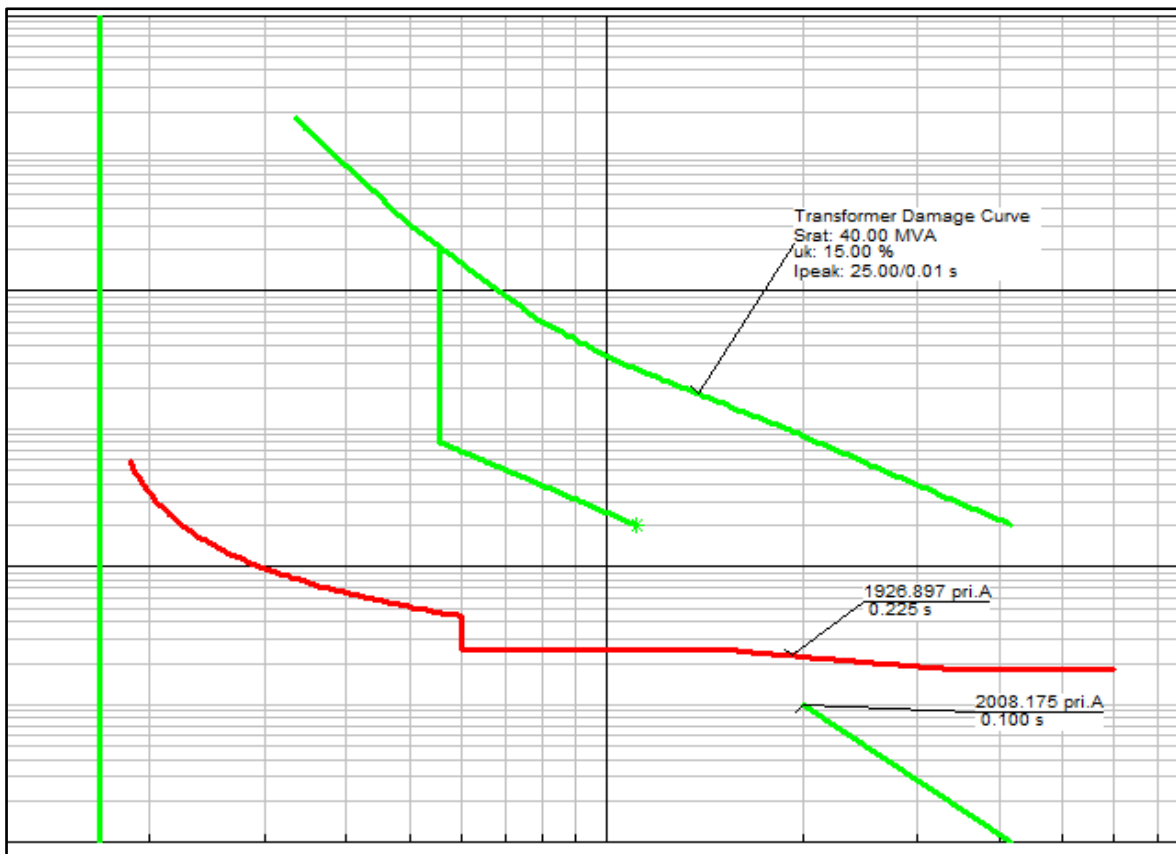


Figura. 53. Curva de daño del transformador Dunas Huambos
 Fuente: Propia

4.5.11. Coordinación de protecciones para la función 50N/51N

Se realizaron simulaciones de fallas en diferentes ubicaciones con la finalidad de coordinar las protecciones de fase a tierra mediante las funciones (50N/51N) de las subestaciones ya mencionadas. Cabe señalar, que el método utilizado es de la normal IEC 60909.

- **Falla fase a tierra en la barra de Cutervo 138 kV**

Se realizó una falla fase a tierra en la barra de Cutervo para observar la coordinación de la línea L-1135 B con respecto a la protección de la subestación Cutervo 138 kV y sus tiempos de operación.

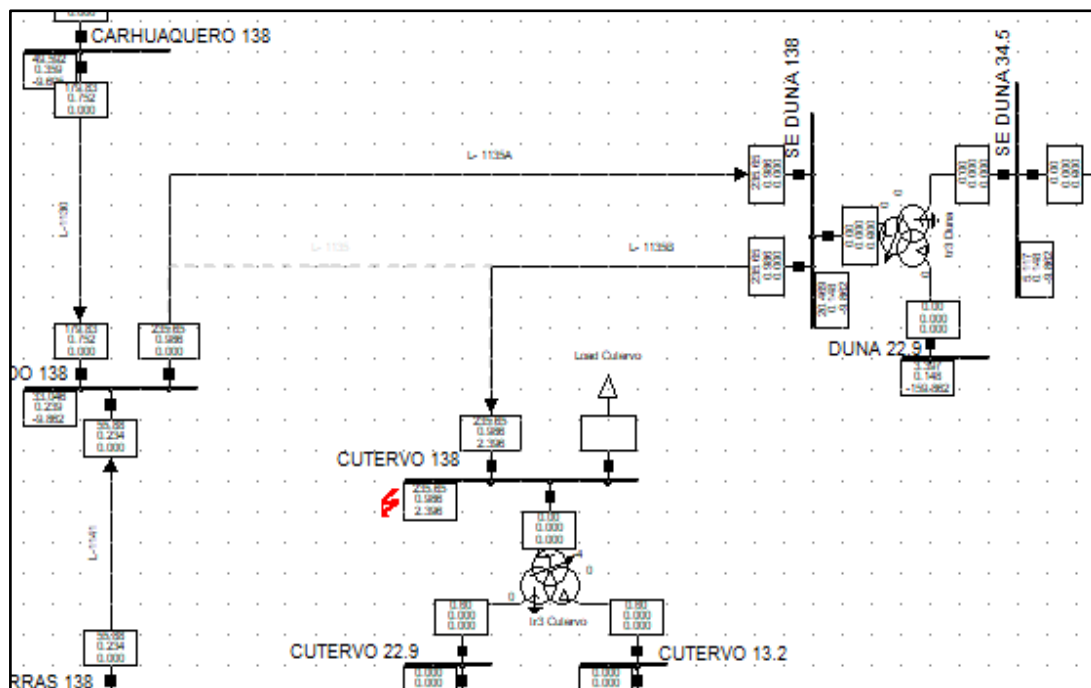


Figura. 54. Ubicación de la falla trifásica (S.E. Cutervo)
Fuente: Propia

De acuerdo a la falla realiza en la barra Cutervo 138 kV, tenemos una corriente de falla de 0.986 kA, con la cual podemos coordinar los tiempos de operación del relé de la línea de L-1135 B con respecto a la protección de la subestación Cutervo, dicho lo anterior, tenemos en la siguiente figura N° 54 los tiempos de operación de los relés de las subestaciones de Cutervo, Dunas Huambos, Espina Colorado y Carhuaquero, operando instantáneamente con un tiempo de 0.295 la protección (50N) de Cutervo, luego la protección de la línea L-1135 B con su función (50N/51N) actúa en 0.393 s. Finalmente actúan Espina Colorado y Carhuaquero, en tiempo de 0.853 s y 1.486 s, respectivamente.

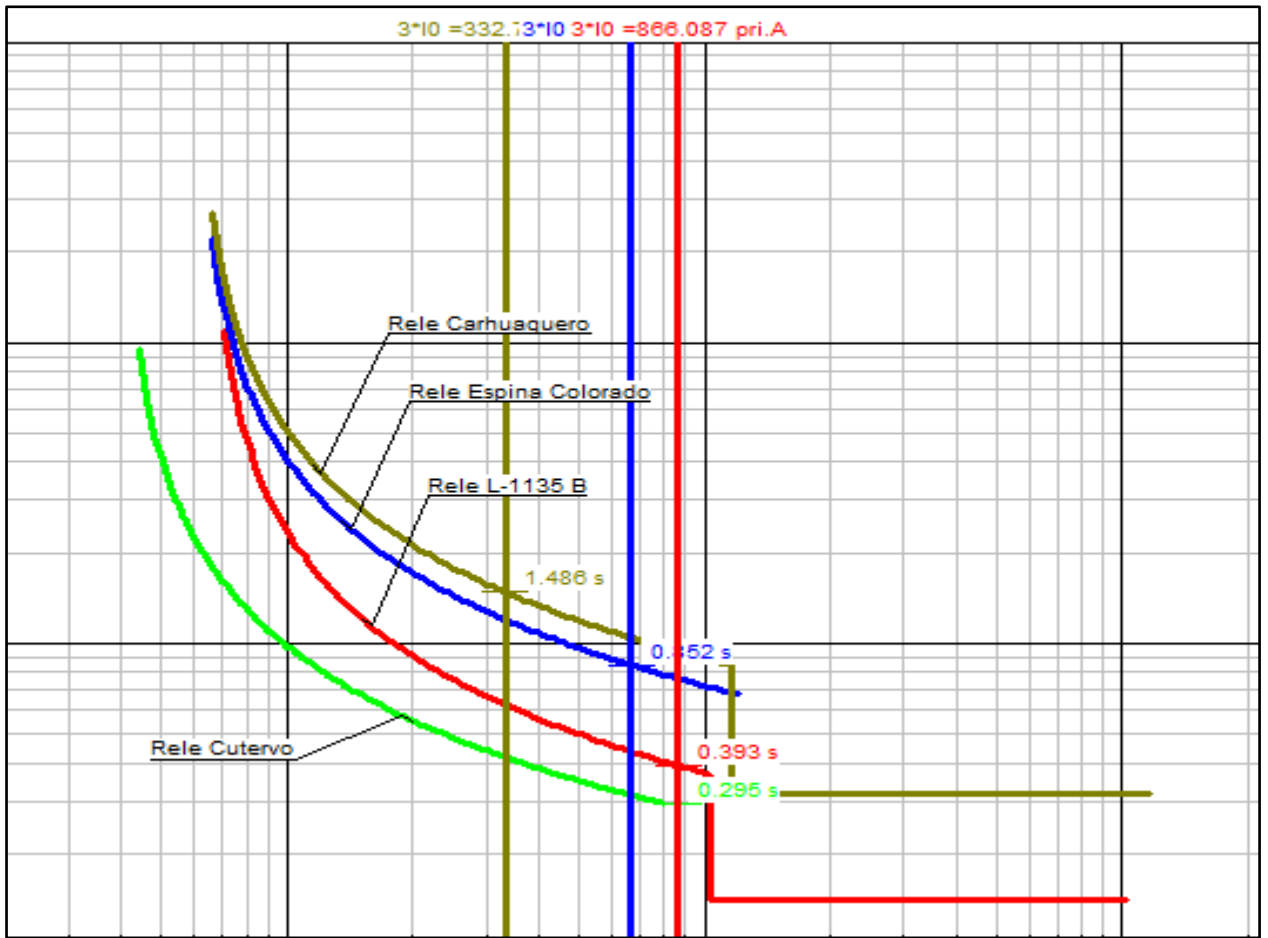


Figura. 55. Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

- **Falla fase a tierra al 50% de la línea L-1135 B**

Se realizó una falla de fase a tierra al 50% de la línea para observar el tiempo de operación de la protección de la línea L-1135 B para la función (50N/51N).

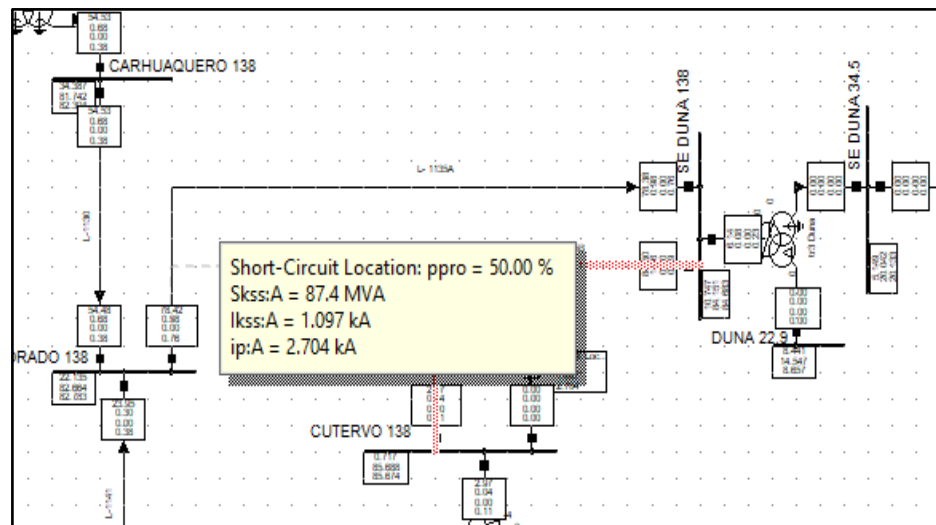


Figura. 56. Ubicación de la falla fase a tierra al 50% de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

Se puede observar en la figura N° 55 que tenemos una corriente de cortocircuito de fase a tierra de 1.097 kA con la cual podemos coordinar los tiempos de operación en la subestación Dunas Huambos, actuando instantáneamente en 0.140 s, siendo el primero en actuar, con respecto a las subestaciones Espina Colorado y Carhuaquero que actúan en 0.806 s y 1.378 s respectivamente.

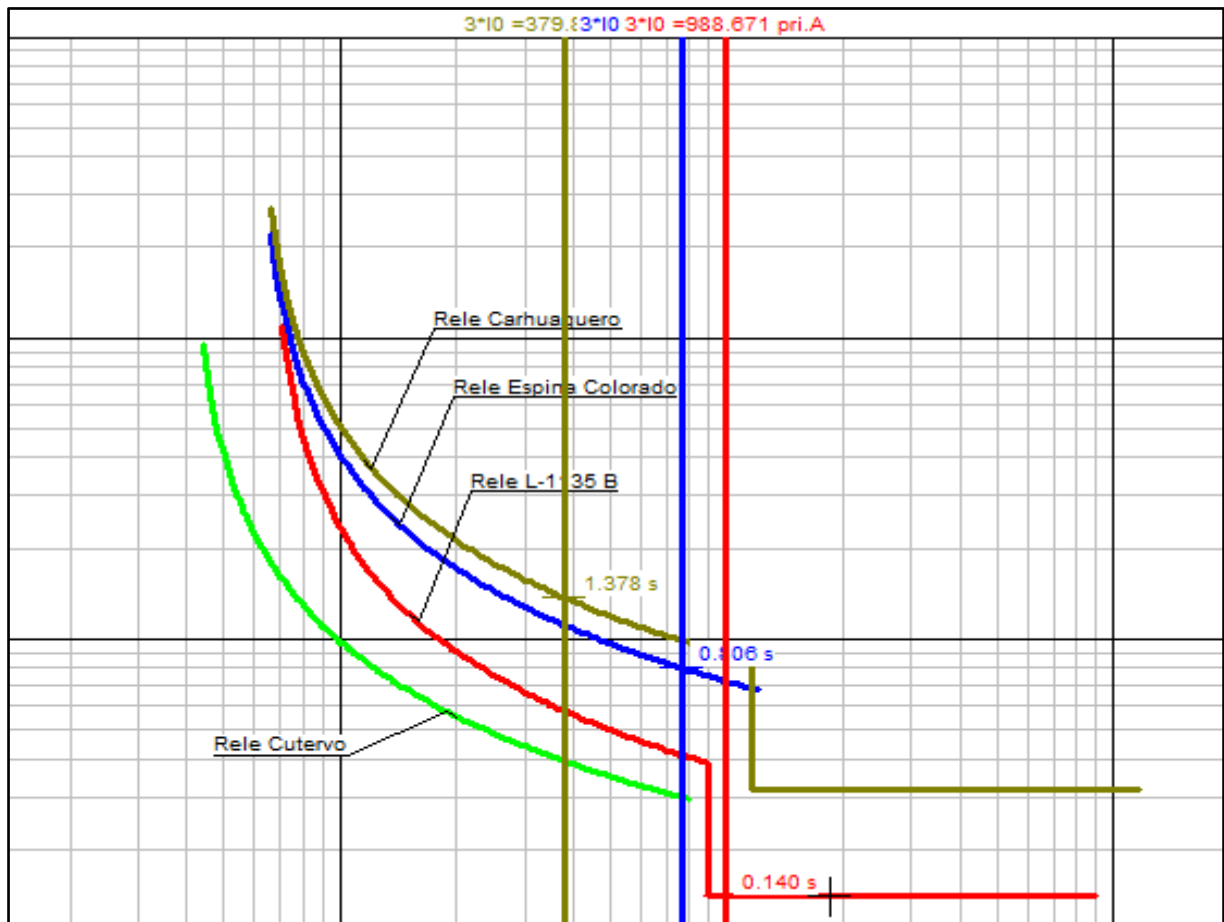


Figura. 57. Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

- Falla fase a tierra en la barra de Dunas-Huambos 138 kV**
 Se realizó la simulación de la falla fase a tierra en la barra de Dunas Huambos, con la finalidad de poder coordinar los tiempos de operación tanto de la línea L-1135 A y la línea L-1135 B, recordando, que las dos debe de operar instantáneamente.

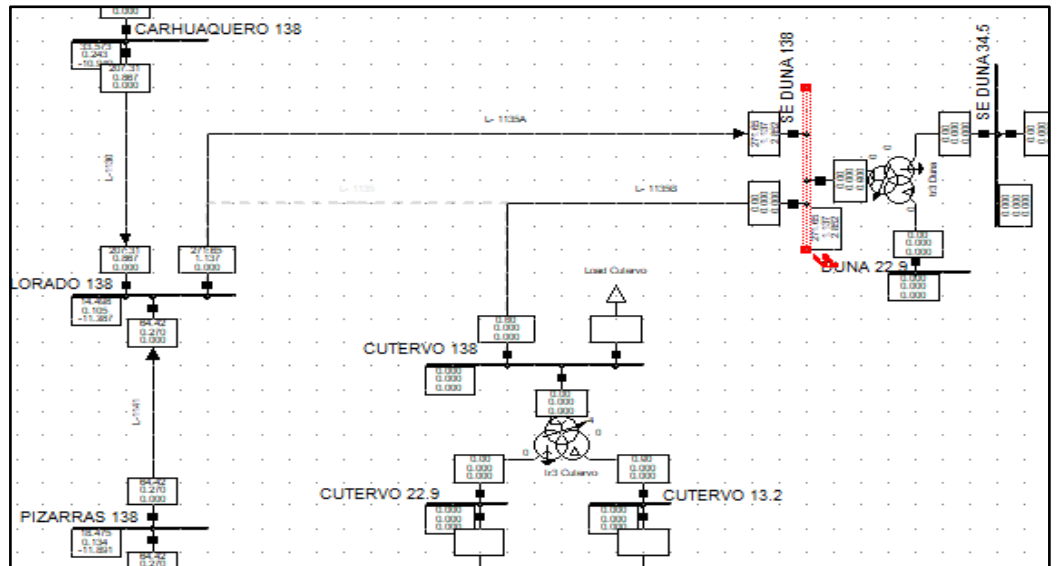


Figura. 58. Ubicación de la falla de cortocircuito (S.E. Dunas Huambos)
Fuente: Propia

Se puede observar en la siguiente figura N° 58, que efectivamente la protección de la línea L-1135 A, actúa instantáneamente en un tiempo de 0.150 s para una corriente de cortocircuito de 1.240 kA. Posteriormente, las protecciones de Espina Colorado y Carhuaquero actúan progresivamente en un tiempo de 0.761 y 1.273 s, respectivamente.

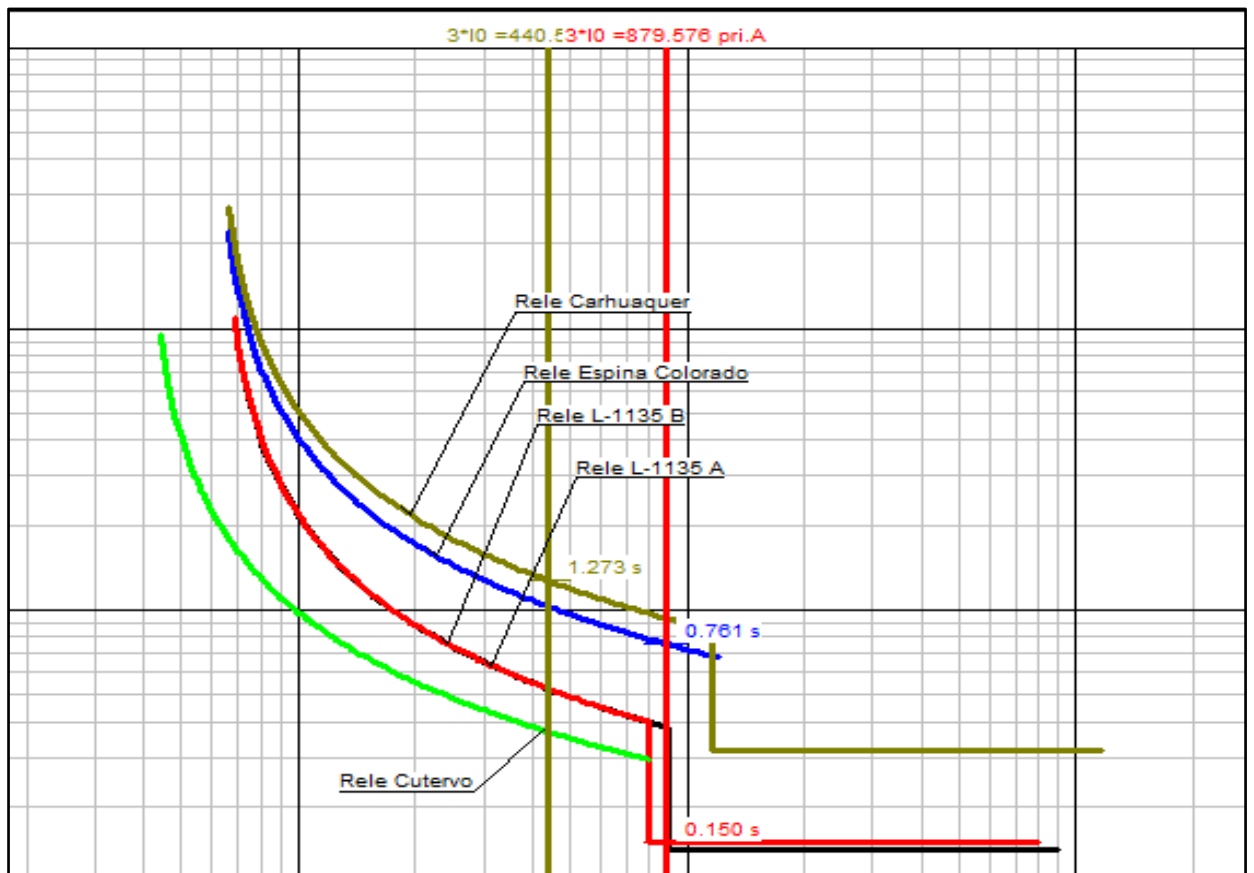


Figura. 59. Coordinación del relé (50N/51N) de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

4.5.12. Coordinación de protecciones para la función 21

Para una correcta coordinación de protecciones para la función 21 de los relés propuestos en las líneas L-1135 A y L-1135 B se realizaron fallas en la barra de Cutervo, a lo largo de la línea L-1135 B y la línea L-1135. La finalidad de las fallas ya mencionadas es observar el tiempo de operación de las protecciones, tanto en la línea L-1135 A y L-1135 B.

- **Falla trifásica en la barra de Cutervo 138 kV**

Con esta simulación de falla determinaremos la zona de actuación para los relés de las líneas de coordinación.

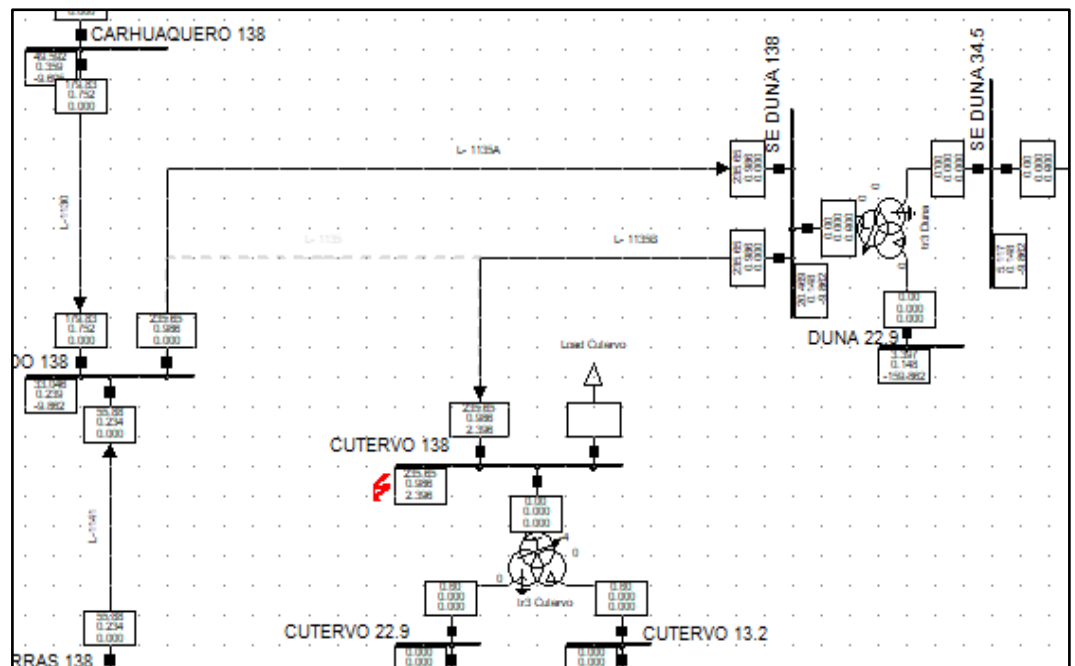


Figura. 60. Ubicación de la falla trifásica (S.E. Cutervo)

Fuente: Propia

Como se observa en la figura N° 61 la actuación del relé de distancia para la línea L-1135 B es en la zona 2 con un tiempo de 0,410 s, debido a que la actuación para la zona 1 fue hasta el 80% de la línea L-1135 B. Con diferencia del relé de distancia de la línea L-1135 A, la protección actuará en la zona 3 con un tiempo de 0.80 s, ya que se encuentra en la barra de Cutervo, en un extremo remoto. Así, finalmente, podemos observar, que las protecciones propuestas están coordinadas ante una falla trifásica.

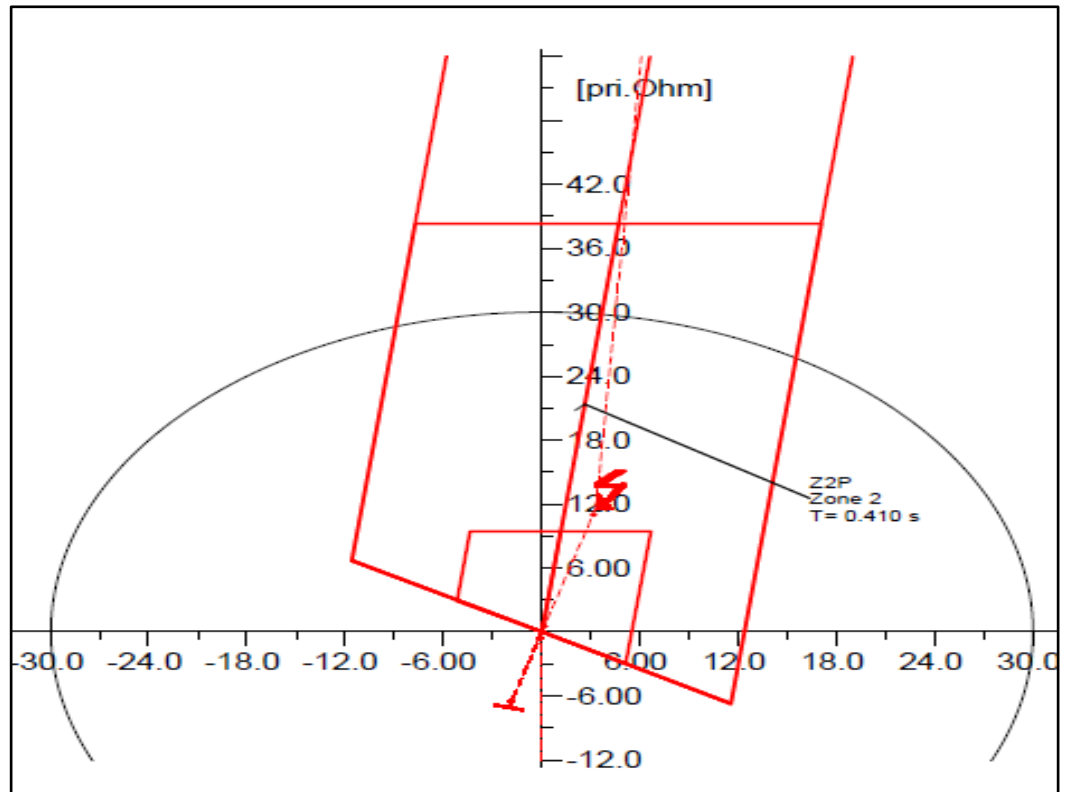


Figura. 61. Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 B
Fuente: Propia

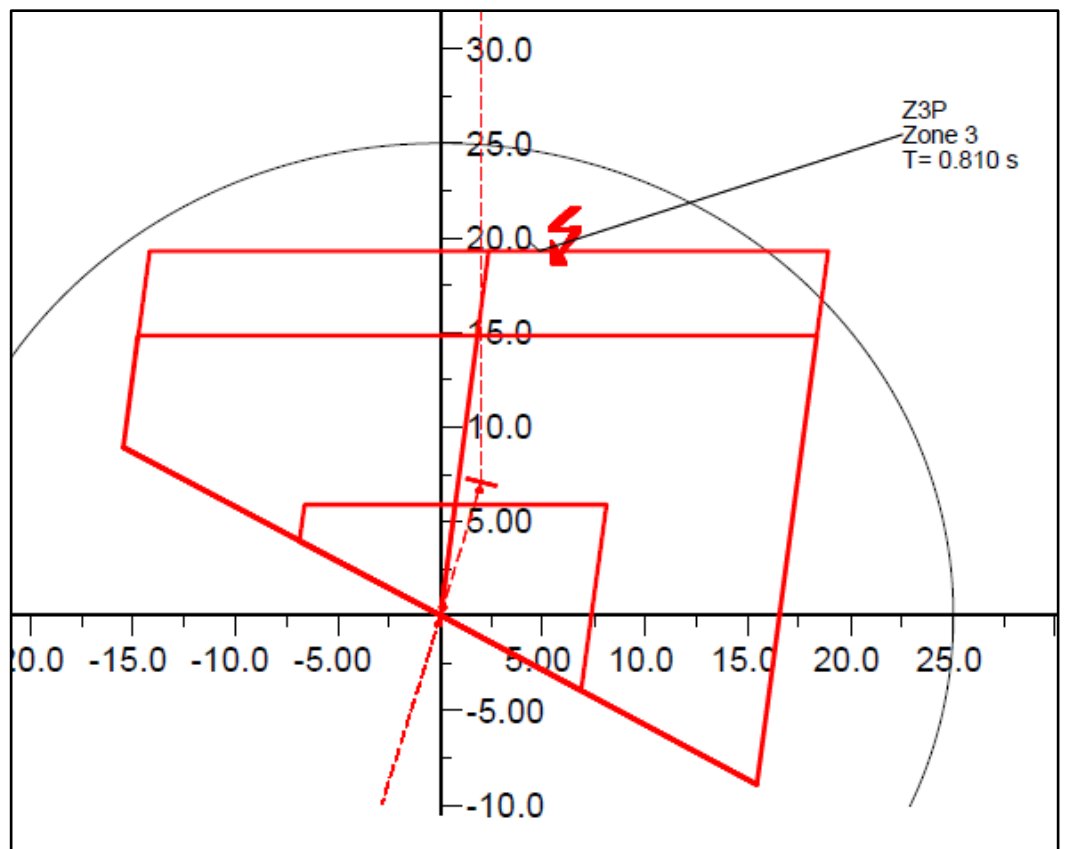


Figura. 62. Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

- **Falla trifásica al 50% de la línea L-1135 B**

La ubicación de la falla es al 50% de la línea, como se aprecia en la figura N° 63, la finalidad de esta falla es terminar el tiempo de actuación de la zona 1 para el relé de la línea L-1135 B, y a continuación de la línea L-1135 A.

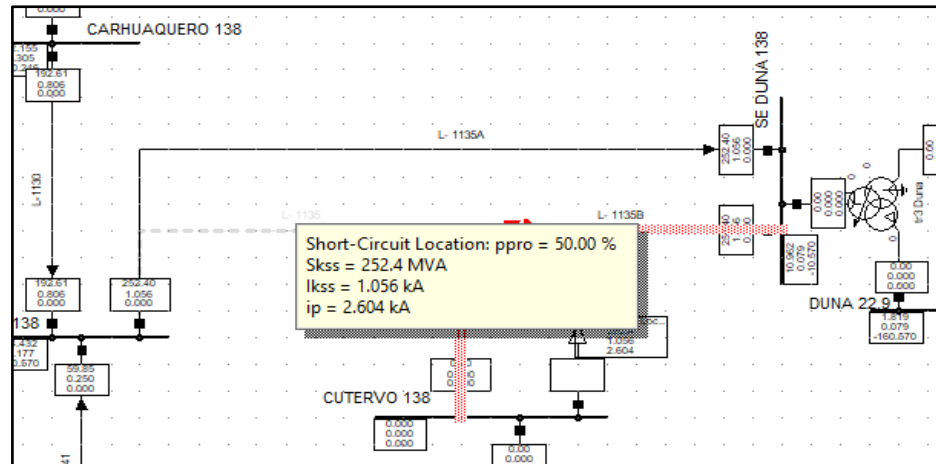


Figura. 63. Ubicación de falla al 50% de la línea L-1135 B

Fuente: Propia

Al realizar la falla, se coordinó la protección de distancia para la línea L-1135 B, la cual opera en un tiempo de 0.020 s en la zona 1, ver figura N° 64, siendo una falla local para la función 21 de la línea L-1135 B, posteriormente, observamos para el tiempo de operación de la línea L-1135 A, esta falla actuará en un tiempo de 0.410 s en la zona 2.

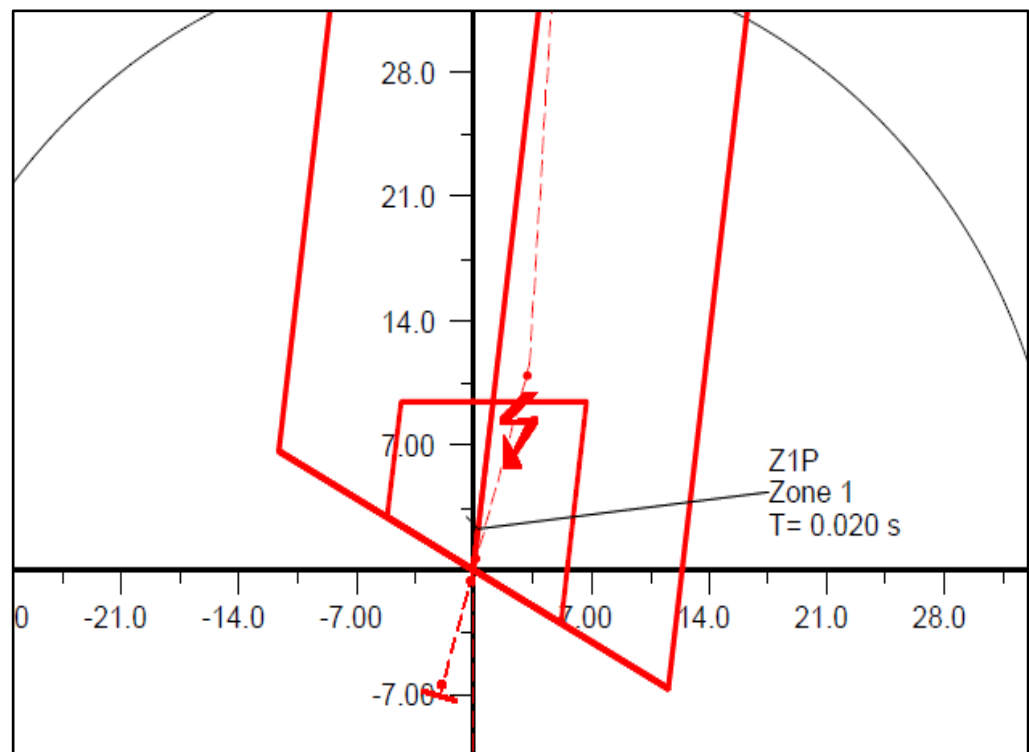


Figura. 64. Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 B

Fuente: Propia

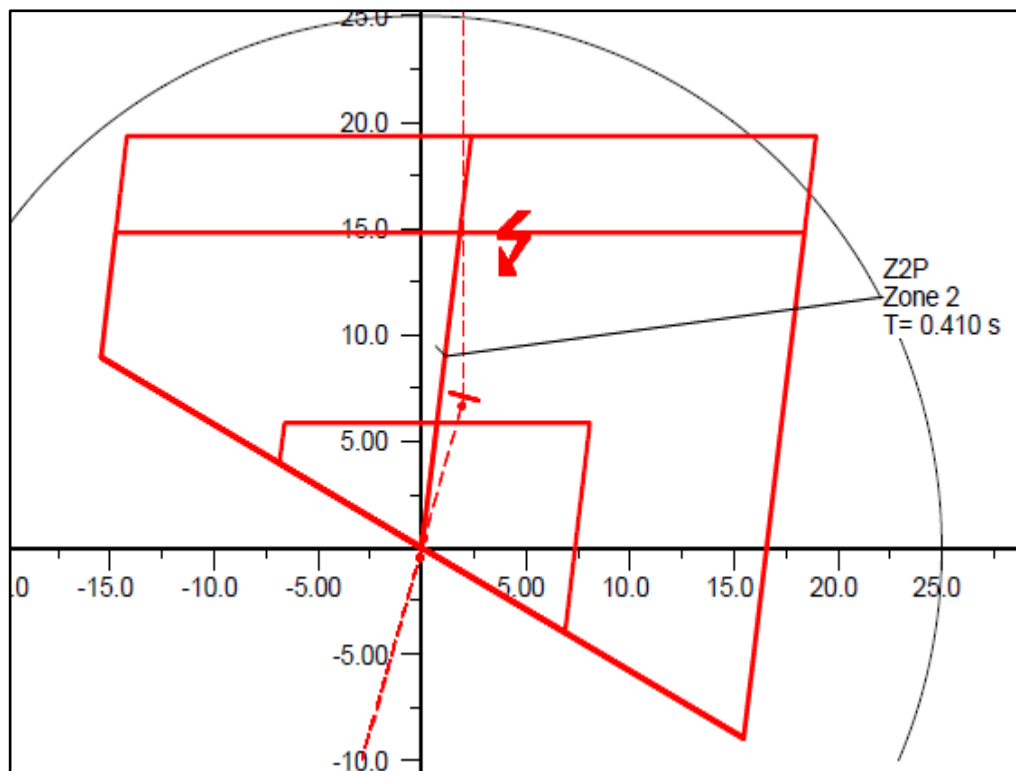


Figura. 65. Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

- **Falla trifásica al 50% de la línea L-1135 A**

La ubicación de la falla se ubica al 50% de la línea, como se aprecia en la figura N° 67, la finalidad de esta falla es terminar el tiempo de actuación de la zona 1 para el relé de la línea L-1135 A, y a continuación de la línea L-1135 B.

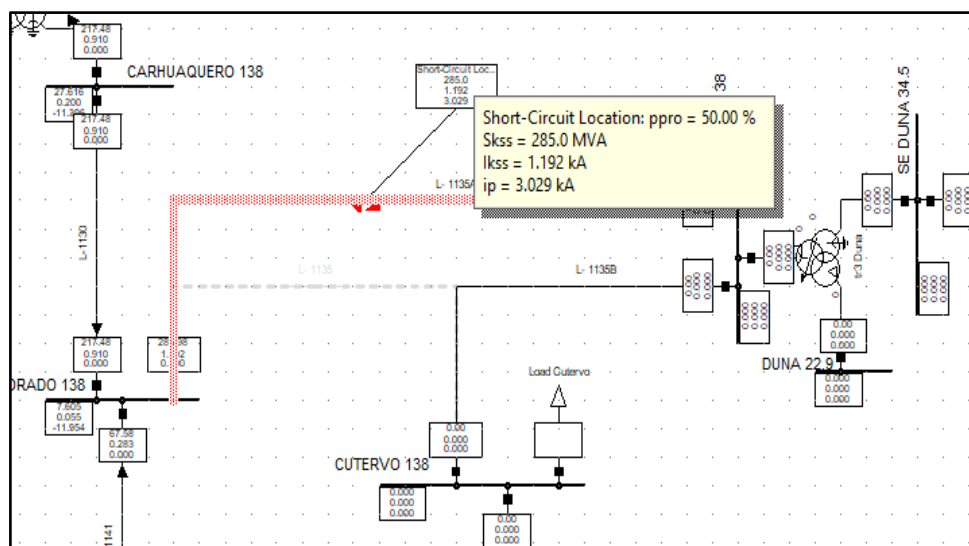


Figura. 66. Ubicación de la falla al 50% de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

Finalmente, después de haber realizado la falla al 50% de la línea L-1135 A, podemos observar la protección de distancia de la línea L-1135 A, para la cual es una falla local y actúa en un tiempo de 0.020 s, como se puede

apreciar en la figura N° 67, lo contrario ocurre para la protección de la línea L-1135 B, la cual no actúa debido a que la protección actúa “aguas abajo”.

Como se pudo observar las protecciones de distancia de las líneas en cuestión se encuentra en una correcta coordinación, y la simulación en los puntos estratégicos del sistema nos facilitan su entendimiento.

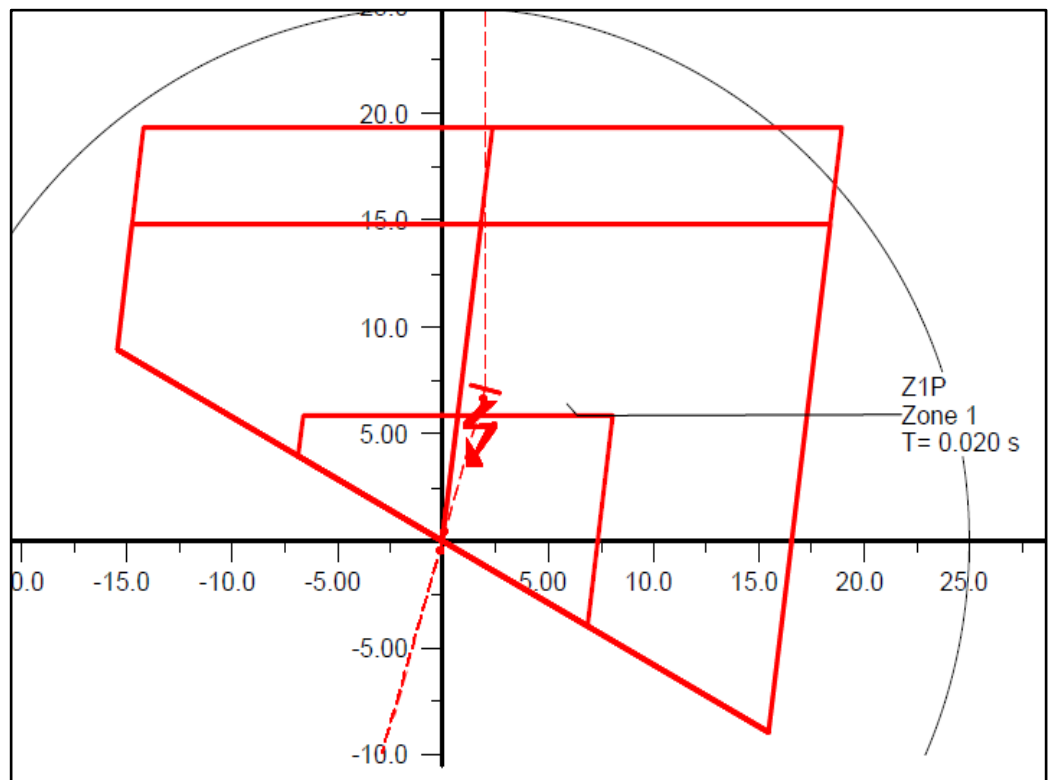


Figura. 67. Actuación de la protección de distancia de la línea L-1135 A
Fuente: Propia

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Los resultados del estudio de flujo de potencia en los escenarios antes del proyecto indican que los niveles de tensión en las barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos por las normas y, por otro lado, se observa una sobrecarga en el transformador de potencia de Carhuaquero.
- Los resultados del estudio de flujo de potencia al ingreso del proyecto, indican que los niveles de tensión en las barras del sistema mejoran encontrándose en los límites permitidos por las normas. Con respecto al estudio de cortocircuito, las variaciones de las corrientes no son muy significativas con respecto al estudio antes del ingreso del proyecto.
- Se implementaron 6 relés de protección para las líneas L-1135 A y L-1135 B para las funciones 50/51, 50N/51N y 21 con sus respectivos ajustes, cumpliendo lo establecido en norma.
- Se realizó mediante el software DIGSILENT, una correcta coordinación de protecciones, demostrando de manera satisfactoria el comportamiento del sistema de protección propuesto ante la presencia de fallas eléctricas.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar los estudios de manera periódica en los ajustes y las curvas de actuación de los relés de protección propuestos.
- Tener en consideración este estudio, para futuros estudios de coordinación de protecciones en la subestación Dunas Huambos
- Se debe programar un mantenimiento periódico continuo, en lo posible cada año del sistema de protección de la subestación Dunas Huambos, así como pruebas reales de fallas trifásicas por ser la falla más crítica, con la finalidad de comprobar la correcta operación del sistema de protección.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Osinergmin, La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático., Lima, 2017.
- [2] R. A. Bastianon, «Panorama actual y global de la energía eólica y sus relaciones ambientales y sociales,» *CIENCIA E INVESTIGACIÓN*, vol. 68, nº 1, p. 8, 2018.
- [3] Osinergmin., La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país, Lima, 2019.
- [4] D. Bachai, *Estudio de la interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibrara 1*, Santa Clara, 2009.
- [5] G. Orozco, *La Energía Eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santa Clara, 2008.
- [6] C. SINAC, *Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN*, Lima, 2018.
- [7] L. Barrantes, *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*, Legánes, 2011.
- [8] C. SINAC, *Criterios de Ajustes y Coordinación de los Sistemas de Protección*, Lima, 2018.
- [9] M. Vilca y Q. Jhon, *Estudio de coordinación de protecciones en la subestacion de Dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018*, Cusco, 2015.
- [10] A. Sacaico, *Estudio de la coordinación de protecciones de la subestación Quimpac nueva 60 kV*, Lima, 2015.
- [11] C. Bada, L. Riva y P. Alvez, *Efectos de la generación eólica frente al manejo de contingencias en el sistema interconectado de Uruguay*, Montevideo, 2016.

ANEXOS

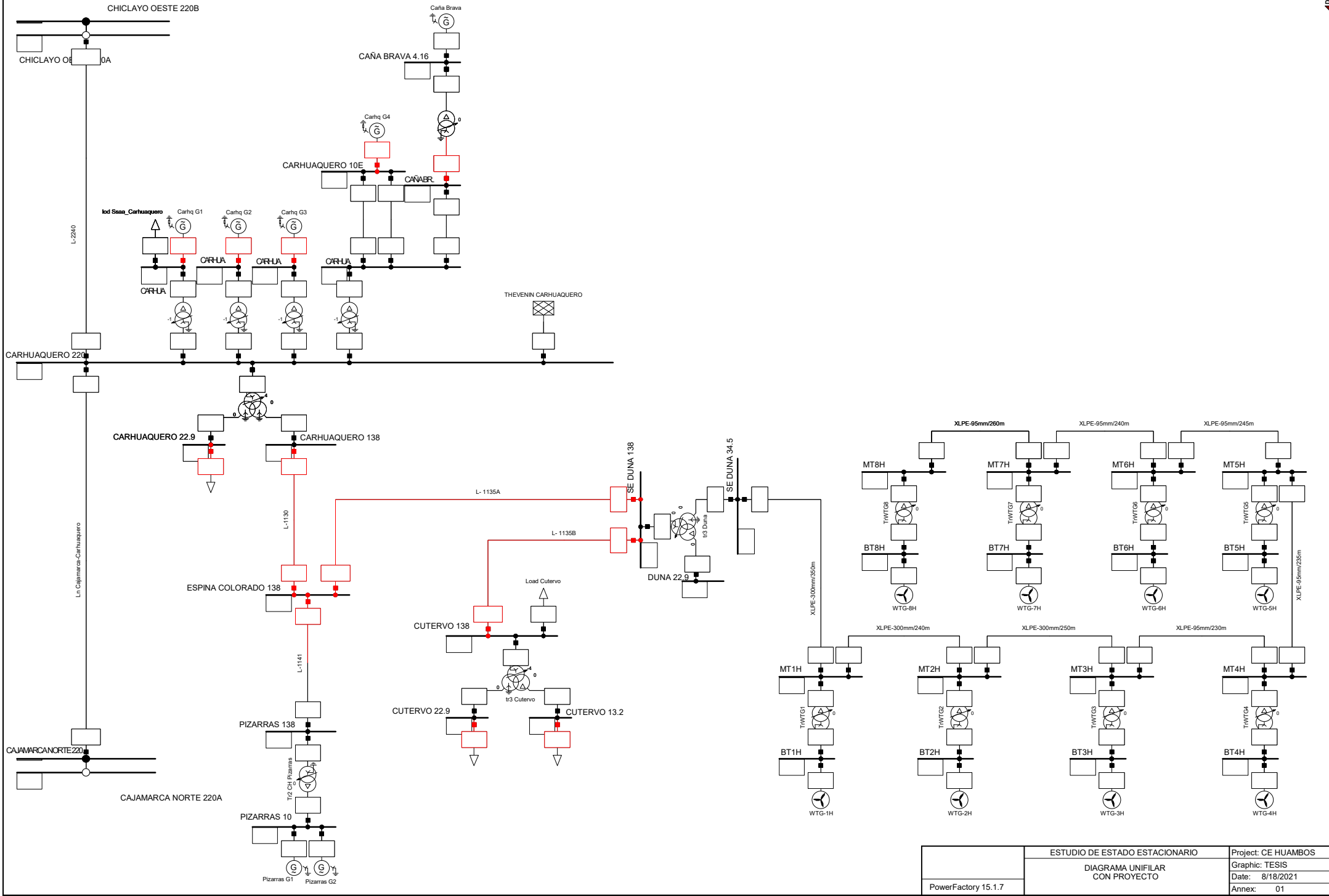
Anexo 1. Diagrama Unifilar

Anexo 2. Coordinación del relé de protección para la función (50/51) de las líneas L-1135 A y L-1135 B.

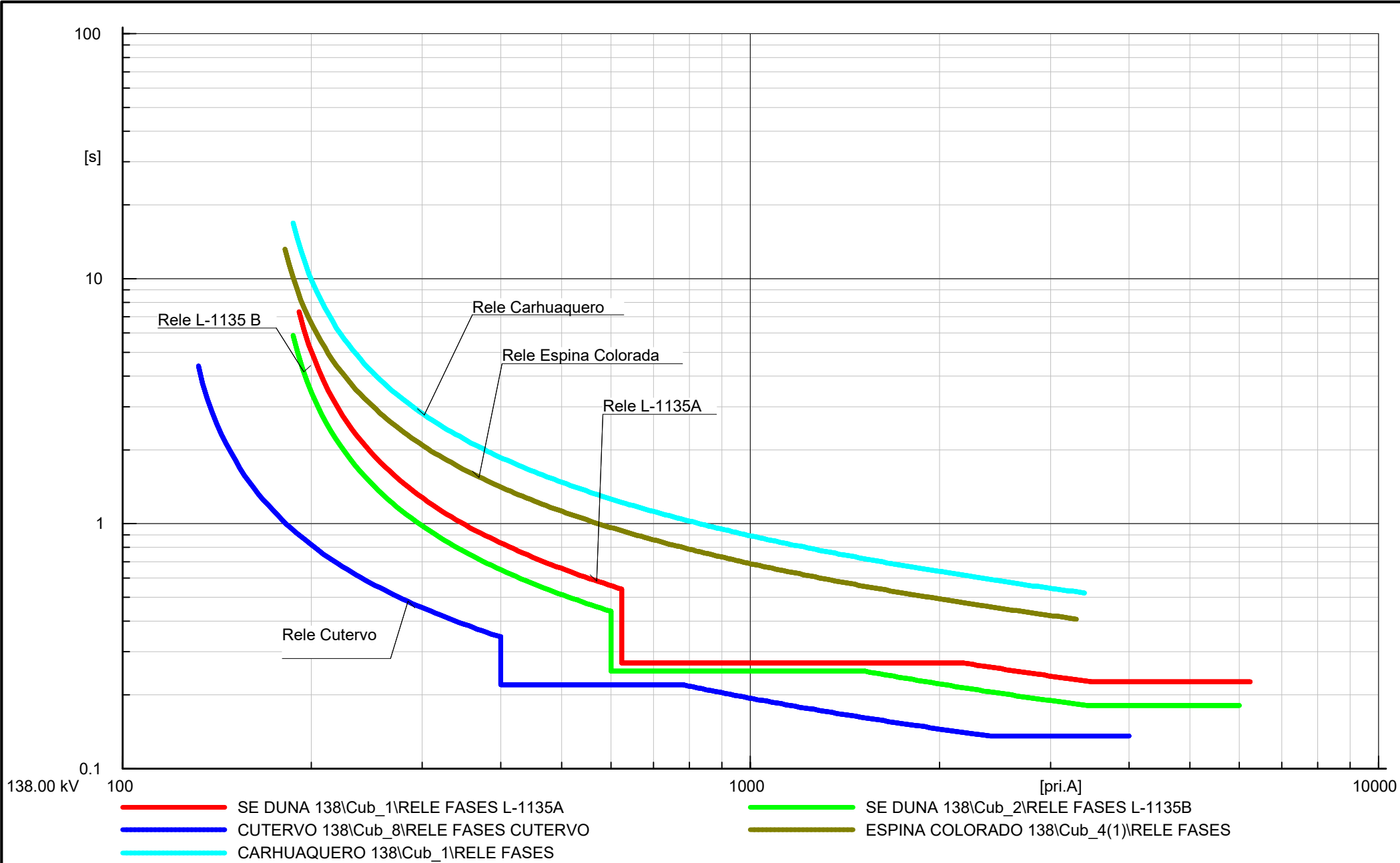
Anexo 3. Coordinación del relé de protección para la función (50N/51N) de las líneas L-1135 A y L-1135 B.

Anexo 4. Coordinación del relé de protección para la función (21) de las líneas L-1135A.

Anexo 5. Coordinación del relé de protección para la función (21) de las líneas L-1135B.



PowerFactory 15.1.7	ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO	Project: CE HUAMBOS
	DIAGRAMA UNIFILAR CON PROYECTO	Graphic: TESIS
		Date: 8/18/2021
		Annex: 01



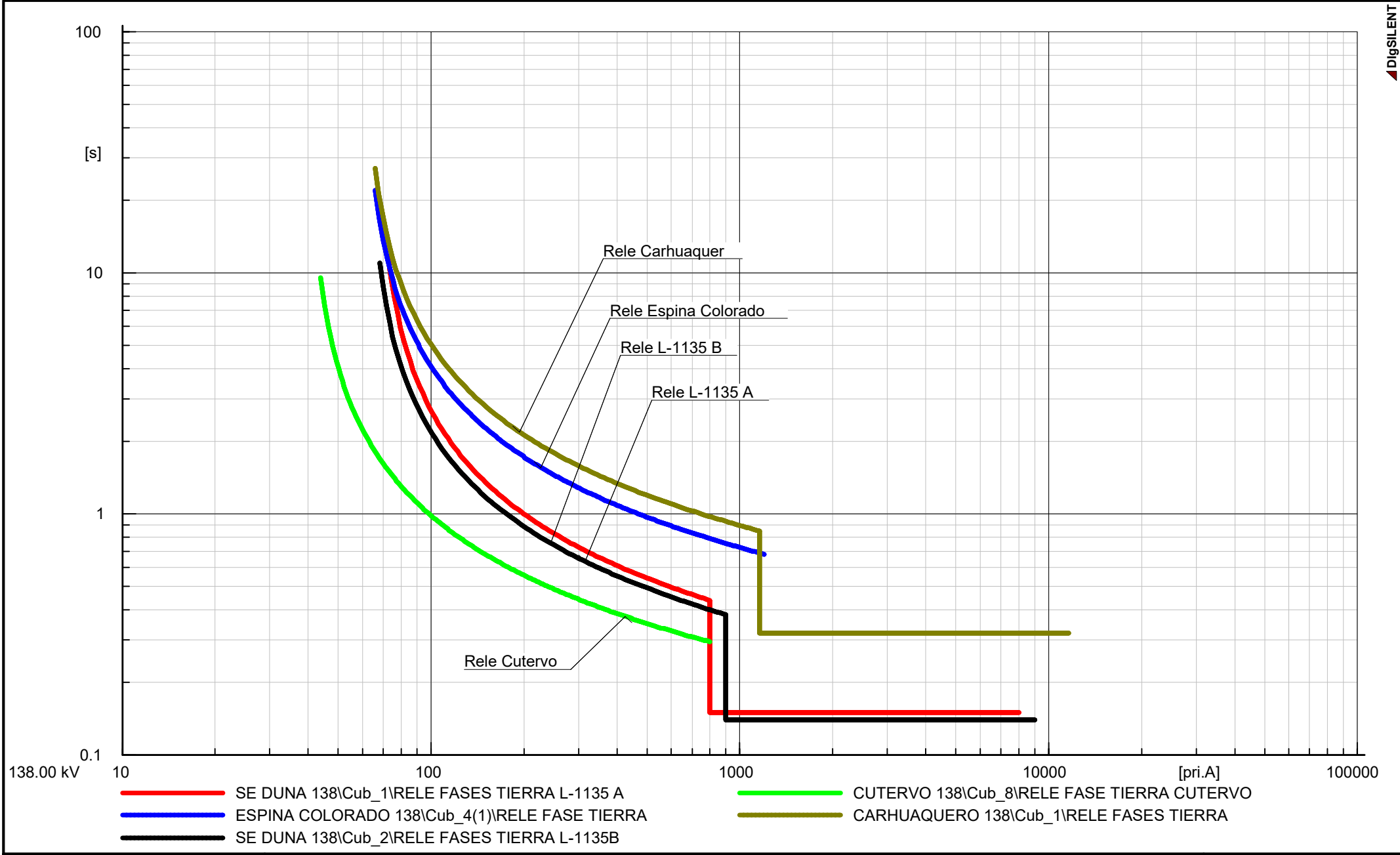
138.00 kV

100

1000

[pri.A]

10000



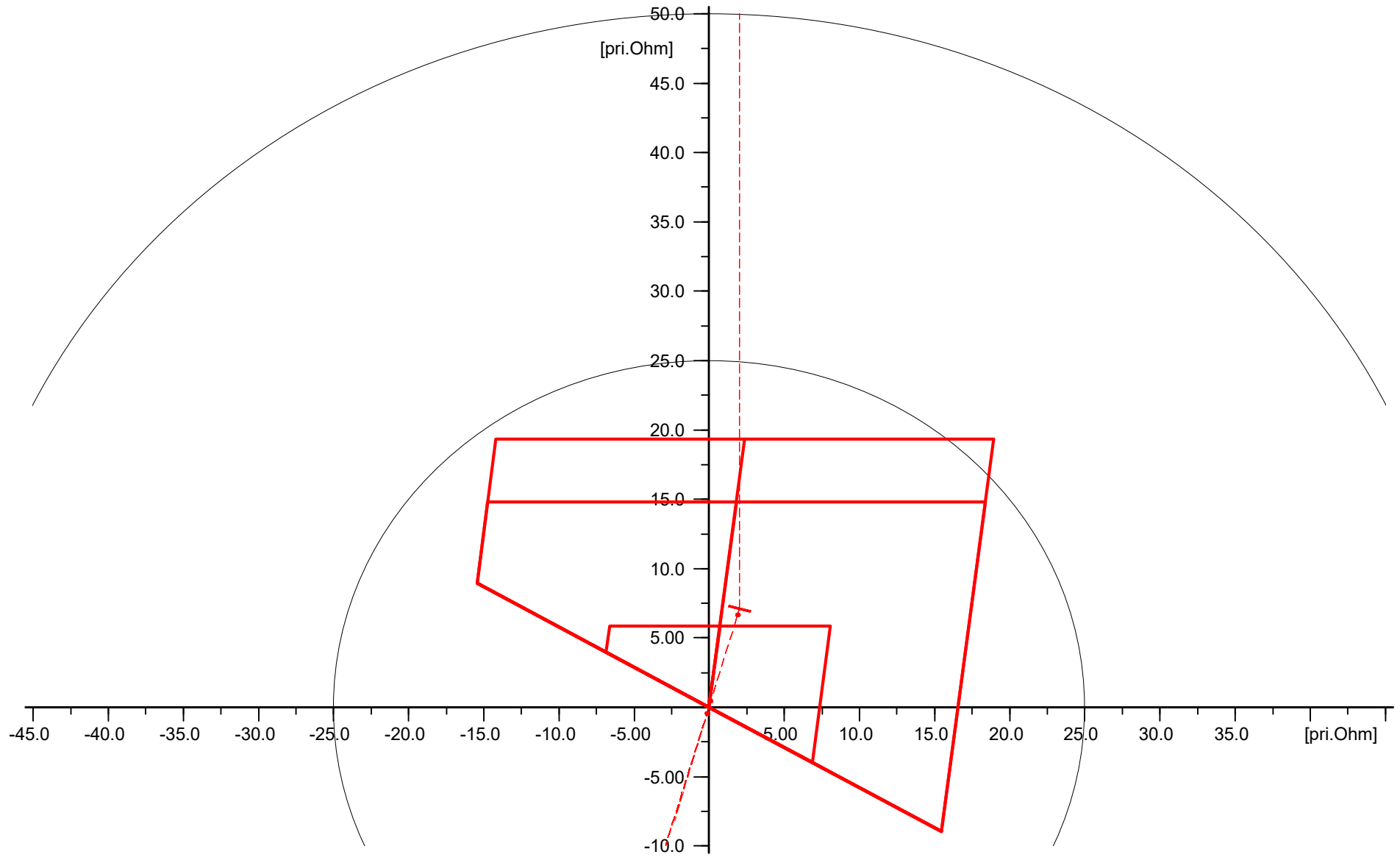
138.00 kV

- SE DUNA 138\Cub_1\RELE FASES TIERRA L-1135 A
- ESPINA COLORADO 138\Cub_4(1)\RELE FASE TIERRA
- SE DUNA 138\Cub_2\RELE FASES TIERRA L-1135B
- CUTERVO 138\Cub_8\RELE FASE TIERRA CUTERVO
- CARHUAQUERO 138\Cub_1\RELE FASES TIERRA

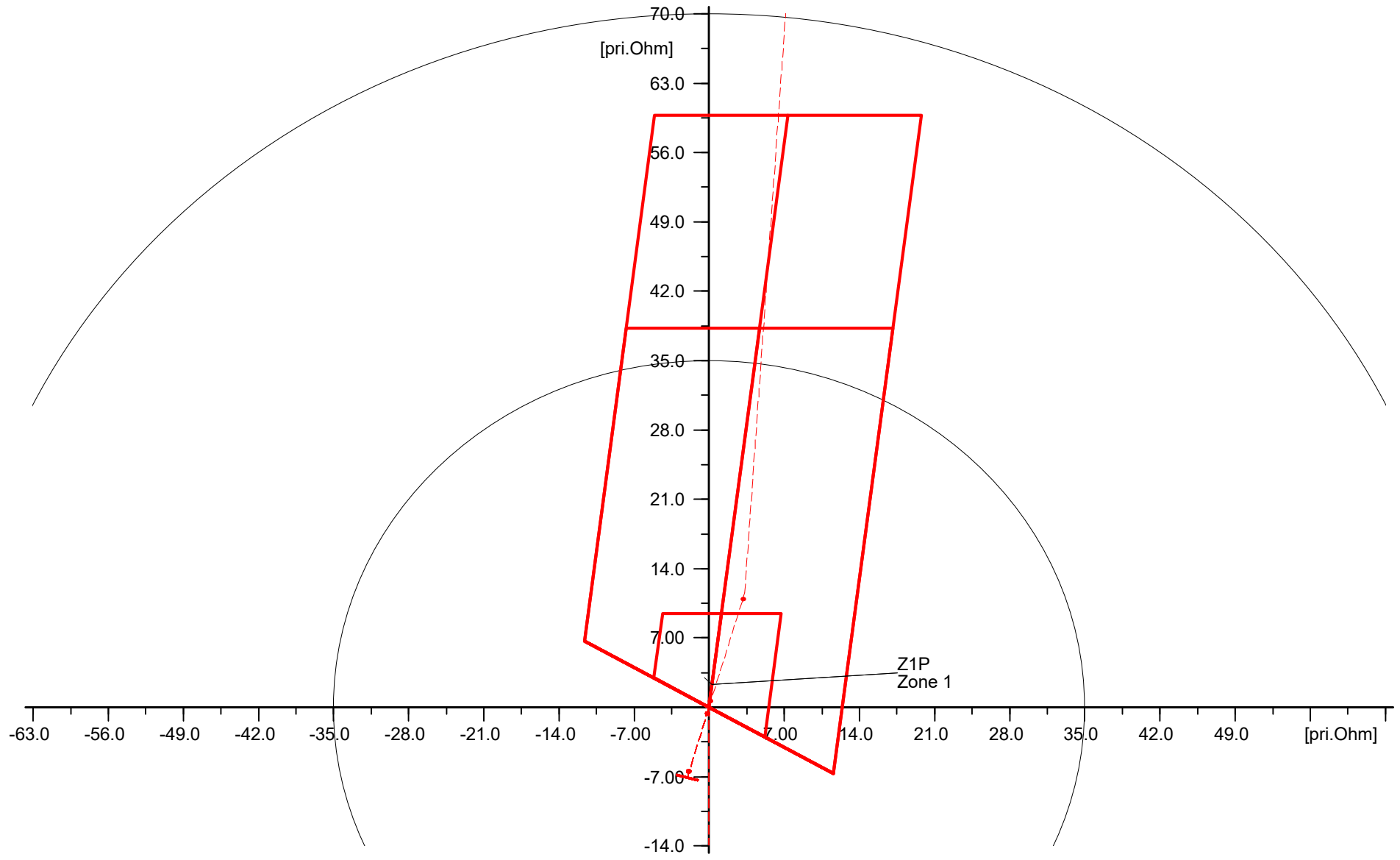
COORDINACION FASE TIERRA L-1135 A

Date: 8/18/2021

Annex:



— ESPINA COLORADO 138\Cub_4(1)\Relay Model



SE DUNA 138\Cub_2\Relay Model(1)