

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Trabajo de Suficiencia Profesional

**Mejora del sistema de protección de los generadores
síncronos mediante IED's MiCOM P643 en la central
hidroeléctrica El Machu, distrito de Chongos Alto-
Electrocentro. Huancayo. 2019**

Alfredo Alcantara Fernandez

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2020

Repositorio Institucional Continental
Trabajo de suficiencia profesional



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

AGRADECIMIENTO

Por medio del presente quiero agradecer a mis padres por inculcarme muchos valores, sabidurías en mi vida, a mi esposa e hijos, porque ellos me motivaron para lograr y terminar lo que comencé un día, por el apoyo constante en mis estudios y en mi trabajo, a mis hermanos, que siempre estuvieron a mi lado brindándome la confianza, optimismo y a todos los ingenieros de la facultad, por su apoyo incondicional, de esta manera llegar a tener un futuro mejor y tener éxitos en mi vida profesional.

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de culminar mis estudios, a mis padres, esposa, hijos, que son la motivación de mi vida, y que siempre me brindaron su apoyo en la parte moral y económica, a mis hermanos, familiares que es lo mejor y más valioso que Dios me ha dado, que de una u otra manera han contribuido para el logro de mis objetivos, la cual fue llevado a cabo con mucho esfuerzo y dedicación.

ÍNDICE

PORTADA.....	I
ASESOR	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE ECUACIONES	XI
RESUMEN	XII
ABSTRACT	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA Y/O INSTITUCIÓN	15
1.1. Datos generales de la empresa	15
1.2. Actividades principales de la empresa	15
1.3. Reseña histórica de la empresa.....	16
1.4. Organigrama de la empresa.....	19
1.5. Visión y misión.....	20
1.5.1. Visión	20
1.5.2. Misión	20
1.5.3. Política integrada de gestión	20
1.6. Bases legales o documentos administrativos.....	20
1.7. Descripción del área donde se realiza sus actividades profesionales.....	21
1.8. Descripción del cargo y de las responsabilidades del bachiller en la empresa.....	21
CAPÍTULO II ASPECTOS GENERALES DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES	23
2.1. Antecedentes o diagnóstico situacional	23
2.1.1. Antecedentes de la investigación	23
2.1.2. Diagnóstico situacional	27
2.2. Identificación de la necesidad en el área de actividad profesional	28
2.2.1. Necesidad específica	28
2.2.2. Necesidades generales	28
2.3. Objetivos de la actividad profesional.....	29
2.3.1. Objetivo específico	29
2.3.2. Objetivos generales.....	29
2.4. Justificación de la actividad profesional	29
2.4.1. Justificación teórica	29
2.4.2. Justificación práctica	29
2.4.3. Justificación metodológica	30
2.4.4. Importancia	30
2.5. Resultados esperados.....	30
2.5.1. Resultado específico	30
2.5.2. Resultados generales.....	30
CAPÍTULO III BASES TEÓRICAS DE LAS METODOLOGÍAS	32
3.1. Generador eléctrico	32
3.1.1. Estator	33
3.1.2. Rotor	35
3.1.3. Rueda polar	35
3.2. Accesorios eléctricos auxiliares del rotor	35
3.2.1. Escobillas	36
3.2.2. Chumaceras para la flecha y el rotor	36

3.3.	Transformadores de instrumentos	37
3.4.	Transformadores de corriente	37
3.4.1.	Saturación.	39
3.4.2.	Polaridad	42
3.4.3.	Precisión	42
3.4.4.	Burden.	43
3.5.	Apartarrayos	44
3.5.1.	Armónicos.....	44
3.5.2.	Aterramiento	45
3.5.3.	Burden	45
3.6.	Generador eléctrico	45
3.7.	Disturbios en el sistema eléctrico de potencia	49
3.7.1.	Tipos de disturbios	49
3.7.2.	Causas de los disturbios	49
3.8.	Objetivos del sistema de protecciones.....	51
3.9.	Características del sistema de protecciones.....	52
3.9.1.	Confiabilidad.....	52
3.9.2.	Sensitividad.....	52
3.9.3.	Selectividad.....	52
3.9.4.	Velocidad o rapidez.....	52
3.9.5.	Simplicidad.....	52
3.9.6.	Factor Económico.....	53
3.10.	Zonas de protección de un sistema de protecciones	53
3.10.1.	Protección primaria o principal	53
3.10.2.	Protección de respaldo (backup).....	54
3.11.	Confiabilidad de los sistemas de protecciones	54
3.11.1.	Errores por operaciones incorrectas	55
3.11.2.	Errores por fallas de operación	55
3.11.3.	Elementos que intervienen en un sistema de protecciones.....	55
3.11.4.	Disyuntor	56
3.11.5.	Elementos de entrada o transductores	57
3.12.	Definición de ied	58
3.12.1.	Arquitectura interna de un IED.....	58
3.12.2.	Ventajas y desventajas de utilizar IED's	59
3.12.3.	IED's implementados en las centrales de Electrocentro.....	60
3.12.4.	IED's para protección de generadores.....	60
3.13.	IED's para protección de transformadores.....	63
3.13.1.	IED MiCOM P643	63
3.13.2.	B. IED RET670	64
3.13.3.	Esquema interno	65
3.13.4.	D. IED SIPROTEC 7UT613.....	66
3.13.5.	Esquema interno	67
3.13.6.	F. IED SIPROTEC 7SJ641	68
3.13.7.	Esquema interno	68
3.14.	IED'S para protección de líneas de transmisión	69
3.14.1.	A. IED MiCOM P543.....	69
3.14.2.	Esquema interno	70
3.14.3.	IED SIPROTEC 7SD532	70
3.14.4.	Esquema interno	71
3.14.5.	IED SIPROTEC 7SJ622	72
3.14.6.	Esquema interno	72
3.15.	LOS IED's instalados en las centrales de Electrocentro.....	73
3.15.1.	Modo de control de generadores	74
3.15.2.	Cargas	75

3.16.	Sistema de protecciones	80
3.16.1.	Generador a - régimen normal (radial “DIS A”).....	81
3.16.2.	Sobrecorriente:.....	87
3.17.	Definición De Términos Básicos	92
CAPÍTULO IV DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES PROFESIONALES		94
4.1.	Descripción de actividades profesionales	94
4.1.1.	Enfoque de las actividades profesionales	95
4.1.2.	Alcance de las actividades profesionales.....	95
4.1.3.	Entregables de las actividades profesionales	95
4.2.	Aspectos técnicos de la actividad profesional.....	109
4.2.1.	Metodologías	109
4.2.2.	Técnicas	110
4.2.3.	Instrumentos.....	¡Error! Marcador no definido. 111
4.2.4.	Equipos y materiales utilizados en el desarrollo de las actividades	111
4.3.	Ejecución de las actividades profesionales.....	111
4.3.1.	Cronograma de actividades realizadas	111
4.3.2.	Proceso y secuencia operativa de las actividades profesionales	112
CAPÍTULO V RESULTADOS FINALES DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS		114
5.1.	Logros alcanzados	114
5.1.1.	En el ámbito del proyecto	114
5.1.2.	Acta de instalación de comisión de recepción.	114
5.1.3.	En el ámbito personal.....	115
5.2.	Planeamiento de mejoras.....	115
5.3.	Análisis	115
5.4.	Aporte del bachiller en la empresa.....	116
5.4.1.	En el aspecto cognoscitivo.....	116
5.4.2.	En el aspecto procedimental.....	116
5.4.3.	En el aspecto actitudinal.....	116
CONCLUSIONES		117
RECOMENDACIONES.....		118
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		119
ANEXOS		122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Clases de precisión normalizadas para transformadores de corriente de medición.	43
Tabla 2: Clases de precisión normalizadas para transformadores de corriente de protección.	43
Tabla 3: Cargas normalizadas para transformadores de corriente de medición a 60 Hz y 5 A en el secundario. Donald, E.....	43
Tabla 4: Clases de precisión normalizadas de los transformadores de corriente de protección de acuerdo a la norma IEC 60044-1.....	44
Tabla 5: Resumen de los IED's instalados en las centrales de Electrocentro.	73
Tabla 6: Carga barra DIS.A.6.....	76
Tabla 7: Carga barra DIS.B.6.....	77
Tabla 8: Carga barra DIS.B.15.....	77
Tabla 9: Carga barra DIS.C.6.....	77
Tabla 10: Carga barra DIS.D.15.....	78
Tabla 11: Ajustes unidades direccionales.....	83
Tabla 12: Ajustes funciones frecuencia y tensión Grupo 1.....	84
Tabla 13: Ajustes funciones frecuencia y tensión internos, GEN A 2.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Influencia y concesión de Electrocentro.	16
Figura 2: Organigrama de la empresa Electrocentro.	19
Figura 3: Generador síncrono básico.	32
Figura 4: Rotor de polos salientes.	33
Figura 5: Rotor de polos cilíndricos.	35
Figura 6: Diagrama de Eléctrico de Transformador de Corriente.	38
Figura 7: Curvas de Saturación de TC definidas por la IEEE.	39
Figura 8: Curva de Saturación de TC.	40
Figura 9: Diagrama eléctrico de un TC.	42
Figura 10: Sobrecorriente temporal.	50
Figura 11: Sobretensión por una descarga atmosférica.	50
Figura 12: Sobretensión por una maniobra.	51
Figura 13: Zonas de protección en un SEP.	53
Figura 14: Protección primaria y de respaldo en un SEP.	54
Figura 15: Elementos de un sistema de protecciones.	56
Figura 16: Banco de baterías. Fuente: Amper. AD.	56
Figura 17: Evolución de los relés de protección.	58
Figura 18: Arquitectura interna de un IED.	59
Figura 19: IED MiCOM P343.	60
Figura 20: Esquema interno del IED MiCOM P343.	61
Figura 21: IED REG670.	62
Figura 22: Esquema interno del IED REG670 (A20).	63
Figura 23: IED MiCOM P643.	63
Figura 24: Esquema interno del IED MiCOM P64x.	64
Figura 25: IED RET670.	65
Figura 26: Esquema interno del IED RET670 (A10).	66
Figura 27: IED SIPROTEC 7UT613.	67
Figura 28: diagrama unifilar con las funciones de protección.	67
Figura 29: IED SIPROTEC 7SJ641.	68
Figura 30: Esquema interno del IED SIPROTEC 7SJ641.	69
Figura 31: IED MiCOM P54x.	69
Figura 32: Esquema interno de las funciones del IED MiCOM P54x.	70
Figura 33: IED SIPROTEC 4 7SD53X.	71
Figura 34: Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SD532.	71
Figura 35: IED SIPROTEC 4 7SJ62.	72
Figura 36: Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SJ62.	73
Figura 37: Rango de factor de potencia A y B.	74
Figura 38: Registro de tensiones en barra 31.5 kV de la red estudiada.	74
Figura 39: Curva monótona de P y escenario de demanda, DIS.A.	75
Figura 40: Histograma de factor de potencia, DIS.A.	76
Figura 41: Curva temporal de potencia activa consumida.	78
Figura 42: Curva potencia activa consumida, día de semana.	79
Figura 43: Factor de potencia.	79
Figura 44: Curva semanal típica.	80

Figura 45: Esquema de protección radial hacia generador A.	81
Figura 46: Curva 50/51 fases, relé R1.....	82
Figura 47: Curvas 50/51 tierra, rele R1.	83
Figura 48: Curvas 50/51 fases, relé salida a cliente.	84
Figura 49: Curvas 50/51 tierra, relé salida a cliente.....	84
Figura 50: Función 51 fases, relés R6.	85
Figura 51: Función 51 tierra, relé R6.	86
Figura 52: Límites mínimos de operación en frecuencia para GD.	86
Figura 53: Esquema de protección de radial hacia generador A.	87
Figura 54:: Curvas 50/51 fases, relé cabecera DIS.C.	88
Figura 55: Curvas 5/51 tierra, relé cabecera DIS.C.....	88
Figura 56: Esquema de protecciones de radial hacia generador B.	89
Figura 57: Curvas 50/51 fases, relé cabecera GEN_B.	89
Figura 58: Curvas 50/51 tierra, relé cabecera GEN_B.....	89
Figura 59: Esquema de protecciones transformadores 30/6 kV y salida 6 kV.....	90
Figura 60: Curvas 50/51 fases transformadores 30/6 kV y salidas 6 kV.	91
Figura 61: Curvas 50/51 tierra transformador 30/6 kV y salida 6 kV.....	91
Figura 62: Capacitación del personal.	110
Figura 63: Monitoreo de los generadores.	112

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1: Velocidad de la flecha	36
Ecuación 2: La carga de las chumaceras (Wb).	37
Ecuación 3: Ecuación de Frolich.	40
Ecuación 4: Flujo de histéresis.....	41
Ecuación 5: Permeabilidad máxima y flujo de saturación.....	41
Ecuación 6: Función anti-isla	84

RESUMEN

La presente tesis, pretende mejorar el sistema de protección de los generadores síncronos mediante la implementación de IED's en la central hidroeléctrica con la finalidad de verificar en estado estacionario los niveles de tensiones, flujos de carga de acuerdo con las máxima y mínimas demandas y niveles de corriente de corto circuito dentro de la selectividad de los sistemas de protección.

Actualmente los Sistemas Eléctrico están en crecimiento. Cada vez más son los usuarios comerciales y los proveedores de Energía Eléctrica los que están tomando mayor conciencia de esto. La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro Sociedad Anónima – Electrocentro S.A., en calidad de Concesionaria tiene como política atender las necesidades de energía eléctrica a sus clientes, con los estándares de calidad establecidos en la normatividad vigente, razón por la cual ha previsto realizar el estudio de los sectores observados por OSINERGMIN en el proceso de fiscalización, con ello se brindará seguridad e integridad física de las personas (Reducción de accidentes, cumplimiento de las normas técnicas pertinentes en el ámbito de las Unidades de Negocio involucradas.

ABSTRACT

This thesis, aims to improve the system of protection of synchronous generators by implementing IED's in the hydroelectric power plant with the implementation of checking in the steady state the voltage levels, load movements according to the maximum and minimum demands and levels of short circuit current within the selectivity of protection systems.

Currently the Electric Systems are growing. Increasingly, it is commercial users and Electric Power providers that are becoming more aware of this. The Regional Electricity Public Service Company of the Centro Sociedad Anónima - Electrocentro SA, as a Concessionaire, has as a policy to meet the needs of electric power to its customers, with the quality problems established in current regulations, which is why it has foreseen Carry out the study of the sectors observed by OSINERGMIN in the inspection process, this will provide security and physical integrity of people (Reduction of accidents, compliance with the relevant technical standards in the scope of the Business Units involved).

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los IED's son los relés más utilizados ya que sus características de diseño y construcción permiten realizar acciones de monitoreo, control, protección y supervisión, todo en un solo dispositivo.

Como es sabido los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños, la sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos, por estas razones los procedimientos de operación no pueden sustituir la protección automática apropiada.

Ante esta situación en el marco de la Ingeniería Eléctrica, el autor de la presente investigación, aborda las variables: SISTEMA DE PROTECCIÓN y GENERADORES SÍNCRONOS, que al operacionalizarlas y correlacionarlas respectivamente nos darán una nueva perspectiva en la determinación de la manera para mejorar el sistema de protección de los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu. Distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA Y/O INSTITUCIÓN

1.1. DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – Electrocentro S.A. es la empresa encargada de brindar el servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión (Región Centro del país) mediante la distribución y comercialización de energía eléctrica adquirida a empresas generadoras. Electrocentro S.A. fue creada de acuerdo a las leyes de la República del Perú, y su domicilio legal es Jirón Amazonas No. 641, Huancayo, Departamento de Junín.

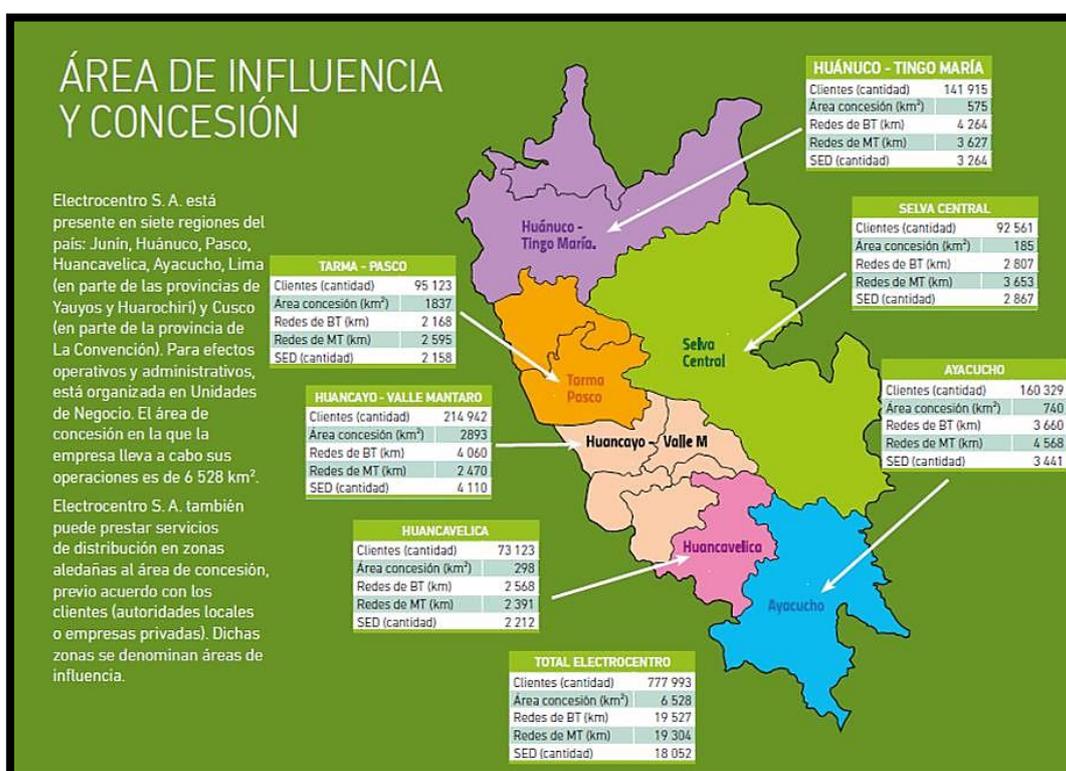
Electrocentro S.A. está presente en siete regiones del país: Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima (parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí) y Cusco (parte de la provincia de La Convención - VRAEM). Para efectos operativos y administrativos está organizada en seis Unidades de Negocio. El área de concesión en la que la empresa lleva a cabo sus operaciones es de 6 528 km², con 16 401 Km de redes en baja tensión, 17 496 en media tensión, 16 300 Sub estaciones de distribución, 776 Km de Líneas de transmisión y trece (13) Centrales Hidroeléctricas propias y tres (03) Centrales de propiedad de ADINELSA.

1.2. ACTIVIDADES PRINCIPALES DE LA EMPRESA.

Brindando el servicio público de electricidad a sus clientes dentro de su área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias. La empresa se encarga de la generación distribución y comercialización de la energía eléctrica en donde su concesión abarca:

- AYACUCHO: Provincias de Huanta, La Mar, Huamanga, Cangallo y Víctor Fajardo.
- HUÁNUCO: Provincias de Leoncio Prado, Huamalíes, Dos de Mayo, Huánuco, Ambo, Pachitea y Puerto Inca.
- HUANCVELICA: Provincias de Huancavelica, Angaraes, Acobamba y Tayacaja.
- JUNÍN
- PASCO
- LIMA: Parte de las Provincias de Yauyos y Huarochirí.

Figura 1: Influencia y concesión de Electrocentro.



Fuente: <https://www.distriluz.com.pe/electrocentro/index.php/nosotros>

1.3. RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA.

Electrocentro S.A. fue autorizada a operar el 21 de diciembre de 1983, mediante Resolución Ministerial No. 319-83-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas, en base a la fusión de la Empresa Sociedad Industrial de Huancayo del Grupo OGEM S.A. y la Unidad Operativa Región Centro de Electroperú S.A., iniciando sus operaciones el 01 de julio de 1984. Se encuentra registrado en el asiento N° 01, fojas 194 del tomo 26 de

Sociedades Mercantiles. Su domicilio legal es Jirón Amazonas No. 641, Huancayo, Departamento de Junín.

Su actividad principal es la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de sus concesiones autorizadas. A efectos de llevar a cabo el proceso de privatización, en 1998 las acciones del capital social de la Compañía fueron clasificadas en acciones clase A por el 60% del capital, acciones clase B por el 39.996% del capital y acciones clase C por el 0.004% del capital.

En concordancia con el acuerdo COPRI-207-98 del 24 de julio de 1998 la Compañía, a partir de la transferencia de las acciones mencionada en el párrafo anterior, está sujeta al régimen de la actividad privada.

En consecuencia, ha dejado de pertenecer al ámbito de la actividad empresarial del Estado. Con fecha 25 de noviembre de 1998, José Rodríguez Banda S.A. se adjudicó el Concurso Público Internacional para la privatización de la Compañía y con fecha 22 de diciembre de 1998 se suscribió el contrato de transferencia de acciones del 30% del capital, porcentaje que equivale al 50% de las acciones clase A. En dicha oportunidad se acordó que, si al término de dicho período José Rodríguez Banda S.A. no ejercía su opción de compra, el Estado quedaba en libertad de vender las acciones no adquiridas a terceros no accionistas al precio y condiciones que decida. Con fecha 6 de febrero del 2001, se otorgó a esta compañía una prórroga de 60 días para ejercer esta opción de compra. Asimismo, de acuerdo con el contrato de fideicomiso del 22 de diciembre de 1998, la Corporación Financiera de Desarrollo - COFIDE es designada como fiduciaria del saldo de las acciones clase A. Entre otras funciones inherentes a su nombramiento, COFIDE votará en Junta General de Accionistas en el sentido que vote la empresa compradora en los casos señalados en el contrato referido, con el objetivo de garantizar la gestión privada de la Compañía.

El 20 de diciembre del año 2,000 se suscribió el contrato de Cesión de Posición Contractual en virtud del cual José Rodríguez Banda S.A. transfiere las acciones clase A1 a JORBSA Eléctrica S.A.C., con la intervención del FONAFE.

En el marco de la ejecución del contrato de transferencia de acciones mencionado, se suscitaron una serie de diferencias entre JORBSA ELÉCTRICA S.A.C. y FONAFE que han tenido como consecuencia la apertura de diversos procesos judiciales y arbitrales.

Al respecto con la finalidad de arribar una solución definitiva de las controversias suscitadas, el 13 de diciembre del 2001 estas entidades suscribieron un contrato de reconocimiento de obligación, dación de pago, transacción, extinción de derechos y obligaciones y pactos diversos, por el cual dejaron sin efecto cualquier demanda judicial

y arbitral en proceso, comprometiéndose JORBSA ELECTRICA S.A.C. a entregar el 30% de las acciones adquiridas. Asimismo, se aprobó la entrega de la administración y gestión de la Compañía por parte de JORBSA Eléctrica S.A.C., a partir del 15 de agosto del 2001.

De acuerdo con la Resolución Suprema N° 444-2001-EF del 14 de setiembre del 2001, se constituyó un Comité Especial de Promoción de la Inversión Privada en Activos, Proyectos y empresas del Estado, a fin de encargarse de llevar adelante los procesos de la Inversión Privada bajo los mecanismos y procedimientos establecidos en el decreto Legislativo N° 674 y sus normas complementarias, habiéndose constituido a dicha fecha el comité correspondiente para el proceso de promoción de las Empresas regionales de Distribución eléctrica. Asimismo, esta Resolución da por concluidas las funciones de CEPRI. De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27170 y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 072 -2000-EF, el FONAFE es la persona jurídica de derecho público encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado, estando bajo su ámbito las empresas cuyo capital pertenece, de manera directa o indirecta íntegramente al Estado y aquellas en las cuales el Estado tiene participación mayoritaria.

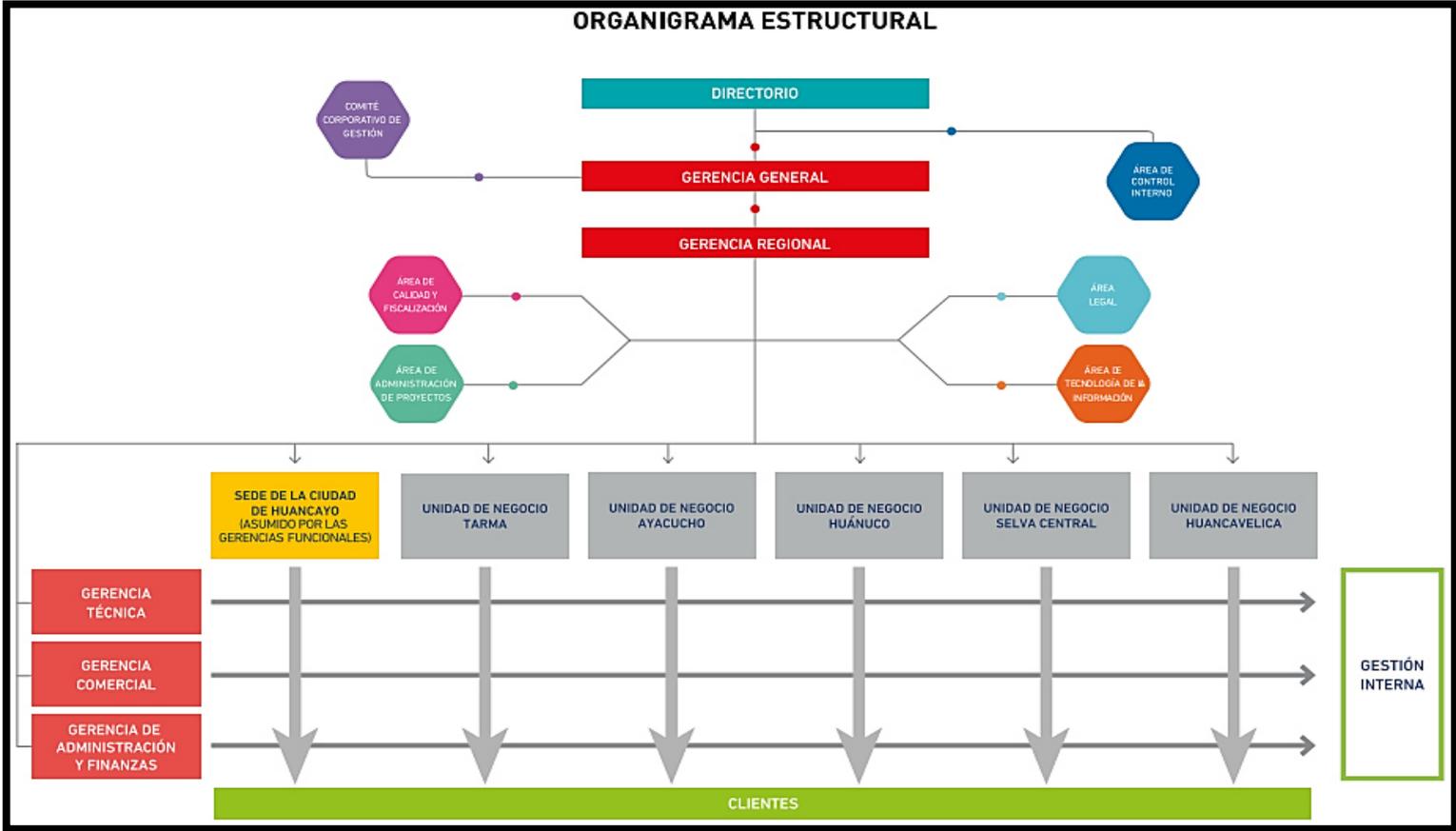
Habiéndose incluido las Empresas Eléctricas en el proceso de promoción de la inversión privada, de conformidad con el acuerdo COPRI ratificado por Resolución Suprema N° 355-92-PCM, la comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI, mediante Acuerdo N° 363-01-2001, publicado en el Diario Oficial "El Peruano" el 16 de enero del 2002, dispuso que las empresas Eléctricas continuarán sujetas al régimen de la actividad privada, sin más limitaciones que las que disponga FONAFE, y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 764, normas complementarias y reglamentarias.

El acuerdo COPRI, en concordancia con lo establecido por el Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas del Estado, dispuso que las Empresas Eléctricas no se encuentran sujetas a las limitaciones que establece FONAFE para las empresas de la Actividad Empresarial del Estado, salvo las que establezca expresamente FONAFE y siempre y cuando no se contrapongan al proceso de Promoción de la Inversión Privada.

El 31 de diciembre del 2008, mediante de Acuerdo N°261-01-2008-PROINVERSION, se prorroga la entrada en vigencia de la inclusión en los alcances del D.L. 25604 de las Empresas del Estado del subsector eléctrico comprendidas en el proceso de privatización de la inversión privada.

1.4. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.

Figura 2: Organigrama de la empresa Electrocentro.



Fuente: Electrocentro memoria anual

1.5. VISIÓN Y MISIÓN.

1.5.1. VISIÓN

Consolidarnos como empresa de distribución eléctrica moderna, eficiente y reconocida por brindar servicios de calidad responsable.

1.5.2. MISIÓN

Somos una empresa de distribución eléctrica que brinda servicios de calidad con excelente trato y oportuna atención, para incrementar la satisfacción y generación de valor económico, social y ambiental en nuestros grupos de interés, contribuyendo al desarrollo de nuestras áreas de influencia y la mejora continua de la gestión, con tecnología, seguridad y talento humano comprometido, que hace uso de buenas prácticas de gestión.

1.5.3. POLÍTICA INTEGRADA DE GESTIÓN

Somos una empresa del Grupo Distriluz, que a través de su Sistema Integrado de Gestión y con la participación activa de todos los trabajadores buscamos la mejora continua de nuestros procesos y la Gestión Efectiva de Riesgos, para el logro de nuestros objetivos y metas, asumiendo para ello los compromisos.

1.6. BASES LEGALES O DOCUMENTOS ADMINISTRATIVOS.

Mediante Resolución Ministerial 318-83-EM/DGE se crea la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro ELECTROCENTRO S.A., en base a la estructura jurídica de la empresa Sociedad Industrial de Huancayo del Grupo OGEM S.A. y la Unidad Operativa Región Centro de Electroperú S.A. Inicia sus operaciones el 1 de julio de 1984. Sus actividades se desarrollan bajo el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844 y su Reglamento D.S. 009-93-EM y toda la legislación y normas vigentes inherentes a la empresa

1.7. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DONDE SE REALIZA SUS ACTIVIDADES PROFESIONALES.

Las labores encomendadas como operador de la en el Área de Generación que se encarga de la generación eléctrica para luego ser transportado y comercializado a bajos niveles de Tensión hasta la entrega a usuarios finales industriales, comerciales y residenciales dentro de una concesión eléctrica y geográfica.

Especialmente en la central de generación hidroeléctrica Machu, en la cual desarrollé mis habilidades aplicando los conocimientos adquiridos en la carrera Ingeniería eléctrica en la Universidad Continental.

1.8. DESCRIPCIÓN DEL CARGO Y DE LAS RESPONSABILIDADES DEL BACHILLER EN LA EMPRESA.

Durante mi permanencia en la central hidroeléctrica me desarrollé con el cargo operador de central en la cual me vi involucrado en las actividades de:

- Monitorear en tiempo real y mantener los parámetros eléctricos del sistema dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE. (Generadores, Transformadores y Líneas de transmisión).
- Garantizar la continuidad de servicio de los grupos generadores.
- Controlar y registrar los sistemas de servicios auxiliares de la central.
- Elaborar reportes horarios, diarios, semanales y mensuales de los parámetros eléctricos, hídricos, producción y ocurrencias en la Operación.
- Extraer y elaborar informes de los relés de protección del: Generador, Transformador, Líneas de transmisión; del registrador de frecuencia (GPS), Scada y medidores electrónicos (producción diaria, semanal, mensual), según requerimientos o cuando ocurre alguna perturbación en el sistema.
- Coordinación con Bocatoma y Cámaras de carga para garantizar el ingreso de agua a los canales de conducción.
- Coordinar para que se verifique el estado de la infraestructura de la casa de máquinas, Sub Estación y canales de conducción.

- Planificar y organizar grupos de trabajo para la ejecución de las actividades de acuerdo al estado de la obra.
- Reunión con los representantes del personal técnico, para el reporte del cumplimiento y avance de las actividades encomendadas.
- Supervisar diariamente al personal asignado en las diferentes áreas para verificar que se cumpla con los trabajos asignados del día.
- Supervisar en campo el cumplimiento de los procedimientos de trabajo y la utilización de la herramienta de gestión de seguridad.
- Verificar que los trabajos se cumplan de acuerdo a las normas establecidas.
- Evaluar constantemente el desempeño del personal designado a mi persona.

CAPÍTULO II

ASPECTOS GENERALES DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

2.1. ANTECEDENTES O DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

2.1.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

TOSCANO, Pablo (2,014). Montevideo. En su trabajo de investigación titulado: “Impacto de la generación distribuida en los sistemas de protección de redes de distribución y posibilidad de operación en Isla”. Tesis para optar el Grado Académico de Magíster en Ingeniería Eléctrica. Facultad de ingeniería. Universidad de la República. Montevideo.

En su investigación el autor trata de la temática vinculada a la generación de distribución y su inserción en los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) tradicionales de generación concentrada en grandes centrales, viene creciendo de forma paralela a la multiplicación de este tipo de generación en todo el mundo, el concepto de GD comprende fuentes de generación eléctrica con características particulares: es geográficamente dispersa y de porte menor en relación a las centrales mayores, de todas formas el alcance de la definición de GD es variable según la fuente que se cite y el contexto de aplicación. Más allá de la definición precisa de los que o no es GD, lo que sí es claro es que su existencia, en particular a niveles de distribución genera impactos debido a que modifica las bases del diseño de estos sistemas eléctricos: su principal característica es la radialidad de las redes, en general en las redes de distribución la fuente de energía está en un punto, normalmente una estación reductora desde niveles de trasmisión, mientras

que la carga es alimentada desde esa fuente de forma radial, este concepto que no es la regla a nivel de transmisión define las áreas más importantes, en relación a una red de distribución: determina el tipo de explotación, los principios utilizados en los sistemas de protecciones (SP) y hasta el mantenimiento de las instalaciones, la radialidad del sistema de distribución está fuertemente arraigada en las prácticas y principios operacionales de las empresas eléctricas, esto sumado a la vastedad y densidad de las redes de distribución hace que cualquier aspecto que modifique esas bases conceptuales, comience a tener relevancia en el día de esta industria. Si bien hoy en día los desafíos vinculados a la inserción de GD en redes de distribución es un tema que está en pleno desarrollo lo que se evidencia por la abundante bibliografía actual sobre el mismo, todavía se está produciendo un crecimiento sostenido de este tipo de generación, y por ende participación en el total es rápidamente creciente, algunos aspectos que no eran relevantes en el pasado o algunas soluciones particulares que podían ser válidos en un contexto donde la GD era un fenómeno marginal dejan de serlo al cambiar el peso de la GD en el total, por lo tanto entender correctamente los fenómenos asociados resulta vital para los cuadros técnicos que forman y formarán parte de estos cambios de la industria eléctrica.

El investigador llega a las siguientes conclusiones:

- a. Las principales problemáticas se ocurren en las redes donde los GD están insertos en un punto intermedio de un radial, siendo el GD en el extremo de un radial y otro aportando a la barra de la estación reductora.
- b. Esta situación lleva a que exista variación de la potencia de CC según que generadores estén operando y aportes de corriente que invierten su sentido según la ubicación de la falta en el radial.
- c. El caso con un GD inserto en un punto medio del radial genera aún más inconvenientes, y para las faltas aguas abajo del GD se tiene un aporte de la red y el GD, es solo visto por el relé el aporte de la red.
- d. Se evaluaron dos: sobrecorriente y diferencial, las protecciones de distancia, que no fueron más que brevemente mencionadas, encuentran un campo de aplicación en líneas más largas que las del caso mencionado.
- e. Para una red con tramos cortos entre estaciones la protección de sobrecorriente presenta dificultades de coordinación entre relés, debiendo

asistirse por comunicaciones, o directamente pasar a esquemas de tipo diferencial.

ALVARADO PÉREZ, Héctor. (2012). México. En su trabajo de investigación. "Ajuste de protecciones de la unidad 7 de la Central Carboeléctrica Petacalco". Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Eléctrico Electrónico. Universidad Nacional Autónoma de México.

El autor realiza una investigación sobre el generador eléctrico que es un rotor montado horizontalmente, con un tipo de campo rotatorio con salida nominal de 756.2 MVA a factor de potencia de 0.9 atrasado, las protecciones del generador síncrono provienen las condiciones de operación más severas del generador durante las fallas internas y externas que puedan dañar al equipo o personal de operación de la central, las protecciones eléctricas del generador se consideran las más avanzadas a la fecha por la gran capacidad de la unidad, un generador adecuadamente bien protegido, requiere que la protección sea automática contra las condiciones anormales que causen daños al generador, el riesgo que se presenta en las protecciones, en una no operación, es que el equipo se dañe, pero si se instalan varias protecciones redundantes se disminuye el riesgo ya que unas respaldan a otras, aunque si existe demasiada redundancia se pueden tener disparos innecesarios por sobre alcance. Un disparo innecesario del generador es indeseable, por las consecuencias de dejarlo fuera de servicio y los costos de dicho evento, a eso se suma el costo substancial de las pérdidas de energía durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio, en sitios atendidos, un operador atento y experimentado, puede algunas veces evitar remover el generador de servicio, corrigiendo la condición anormal antes que esta sea peligrosa y obligue al disparo de la máquina. Sin embargo, en la mayoría de los casos, el evento ocurrirá tan rápidamente que el operador tarda en reaccionar, por lo que se requiere una detección y disparo del interruptor automático, se reconoce que los operadores también cometen errores y crean condiciones anormales que requieren del disparo para evitar daños, la energización inadvertida y la sobreexcitación son ejemplos de tales eventos, por lo cual se deben seleccionar las protecciones automáticas adecuadas. Por lo que el sistema de protección del generador eléctrico tiene como objetivos: -Detectar fallas para aislar los equipos, -Detectar y alertar sobre las condiciones de riesgo mediante un sistema de alarmas, -Respaldar las protecciones del sistema cuando estas no operen correctamente.

El autor arriba a las siguientes conclusiones:

- a. Los generadores eléctricos deben cumplir con un esquema de protección que disminuya al mínimo el número de interrupciones fuera de servicio de una unidad por fallas eléctricas.
- b. Existen centrales que tienen un mayor número de horas de operación y en algunos casos operan de manera cíclica, o bien operaciones con bajas cargas por condiciones específicas del sistema.
- c. Diferentes causas incrementan la posibilidad de falla en el equipo primario, que para nuestro caso es el generador eléctrico y los transformadores de potencia, por lo cual se incrementa la exigencia de su esquema de protección.
- d. La protección de generadores síncronos no solo toma en consideración las condiciones de operación normales, sino también todos los factores y condiciones anormales o fallas que pueden presentarse.
- e. Es necesario incorporar las características de operación normal y anormal en condiciones de falla del generador eléctrico y de la red asociada, con el fin de impedir fallas posibles e incluir lo necesario para reducir los efectos de la falla cuando esta ocurra.

ASTUDILLO CALLE, Jorge. (2,016). Cuenca - Ecuador. En su trabajo de investigación. "Actualización y coordinación de las funciones de Protección de las Centrales Saucay, Saymirín, El Descanso y Ocaña". Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Eléctrico. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Cuenca.

El autor realiza una investigación sobre el sistema eléctrico de potencia (SEP) que es el encargado de llevar la energía eléctrica producida en las centrales de generación a los centros de consumo de una manera segura, confiable y económica. Razones técnicas y económicas hacen que sea imposible evitar que se produzcan fallas en el SEP, además un diseño eléctrico debe contemplar el hecho de que las fallas se producen en el momento menos esperado afectando la operación normal del SEP, entonces es necesario implementar un sistema de protecciones que tiene como propósito general solucionar la falla y minimizar el efecto negativo causado en el sistema. Por otra parte, resulta necesario investigar la factibilidad de activar nuevas funciones de protección y verificar que todas las protecciones cumplan con la norma correspondiente. La investigación tiene como

alcance el estudio de una coordinación de protecciones que incluirá los siguientes sistemas: Las centrales de generación del CHM, la CTED, la central Ocaña, y el sistema de subtransmisión de 69 Kv del Centro sur. El trabajo a realizarse incluirá, el desarrollo del modelo eléctrico de los componentes de potencia de los sistemas indicados anteriormente, de los estudios de cortocircuitos se realizará la revisión de los seteos actuales, así como el ajuste y coordinación de las funciones de protección para todos los elementos de potencia de las centrales y el sistema de subtransmisión del Centro sur. La propuesta de ajuste y coordinación se orienta al óptimo aprovechamiento de las funciones de protección, considerando que para activar dichas funciones es necesario disponer de toda la información técnica, tanto de las unidades de generación, subestaciones, líneas de transmisión y transformadores de potencia.

El autor arriba a las siguientes conclusiones:

- a. El correcto diseño, operación y mantenimiento de un sistema de protecciones, garantiza que el SEP opere de manera segura y confiable tanto en condiciones normales como en condiciones de falla.
- b. Todas las protecciones que conforman el sistema de protecciones depende de la estructura del SEP, la disponibilidad de los equipos de protección y del nivel de tensión, y de los recursos económicos de los que se dispone.
- c. Los IED's con tecnología numérica revolucionaron los sistemas de protección eléctrica, puesto que en una unidad se dispone de la mayoría de funciones de protección.
- d. Estos dispositivos permiten realizar la medición, el monitoreo, el control y la adquisición de datos, de las diferentes variables cuando se produce una falla en el SEP como son: tensión, corriente, frecuencia, etc.
- e. Existe una buena inversión al subsistir los relés electromagnéticos por IED's en el sistema de protecciones de las centrales.

2.1.2. DIAGNÓSTICO SITUACIONAL

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro Sociedad Anónima – Electrocentro S.A., en calidad de Concesionaria tiene como política atender las necesidades de energía eléctrica a sus clientes, con los estándares de

calidad establecidos en la normatividad vigente, razón por la cual ha previsto realizar el estudio mejora del sistema de los generadores síncronos mediante IED's de la central hidroeléctrica Machu.

Con la ejecución del proyecto se minimizarán los riesgos y se brindará una mejor calidad de servicio eléctrico.

2.2. IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD EN EL ÁREA DE ACTIVIDAD PROFESIONAL

2.2.1. NECESIDAD ESPECÍFICA

Los conocimientos adquiridos en el desarrollo de las diversas actividades, así como el conocimiento adquirido en la universidad me ponen en buscar la mejora del sistema de protección de los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019?

2.2.2. NECESIDADES GENERALES

Las automatización y mejora que tienen los “Transformadores de Instrumentos” para los propósitos de medición y protección de los sistemas de potencia en los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu Distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

El control de los “Efectos de Saturación” que producen cuando la densidad alcanza o excede los límites de diseño del núcleo en los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

El análisis de las consecuencias que ocasionan los “Disturbios en el Sistema Eléctrico de Potencia” en la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

2.3. OBJETIVOS DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

2.3.1. OBJETIVO ESPECÍFICO

Determinar la manera para mejorar el sistema de protección de los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

2.3.2. OBJETIVOS GENERALES

Establecer el propósito que tienen los “Transformadores de Instrumentos” para los propósitos de medición y protección de los sistemas de potencia en los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

Evaluar y analizar los “Efectos de Saturación” que se producen cuando la densidad alcanza o excede los límites de diseño del núcleo en los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu. Distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

Evaluar y analizar las consecuencias ocasionan los “Disturbios en el Sistema Eléctrico de Potencia” en la Central Hidroeléctrica el Machu. Distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

2.4. JUSTIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

2.4.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

A medida que se desarrolle y aplique la presente investigación se dará validez a la teoría propuesta por la variable independiente: SISTEMA DE PROTECCIÓN.

2.4.2. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

La realización de la presente investigación y su culminación en el trabajo de tesis con la propuesta de sugerencias y conclusiones del caso, resolverá de una u otra manera la problemática encontrada en la unidad de análisis, así mismo de otras

centrales Hidroeléctricas en las diferentes Regiones del Perú, con problemática similar.

2.4.3. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

El presente trabajo constituirá un aporte para la investigación, en el diseño, construcción y validación de instrumentos de recolección de datos, asimismo se plantea alcanzar soluciones adecuadas para que, los Ingenieros Eléctricos planteen estrategias metodológicas para mejorar los sistemas de protección en los generadores síncronos.

2.4.4. IMPORTANCIA

La realización de la presente investigación y culminación posterior en la elaboración de la tesis, tendrá como alcance, de servir como un antecedente científico para otros investigadores en el Área de Motores Síncronos en las Centrales Hidroeléctricas y de esta manera efectuar los ajustes respectivos en sus unidades de análisis.

2.5. RESULTADOS ESPERADOS

2.5.1. RESULTADO ESPECÍFICO

Siempre, la mejora del sistema de protección garantiza directa y significativamente la eficiencia de los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

2.5.2. RESULTADOS GENERALES

El -proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que operan con niveles de voltaje bajos, y -Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, son las funciones de los “Transformadores de Instrumentos” en la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019

El peligro de la pérdida de coordinación de los dispositivos de protección, cuando los transformadores de corriente se saturan, ocasionando que las protecciones no operen correctamente, como “Efectos de Saturación” en los generadores síncronos de la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019

Las fluctuaciones severas en las tensiones, -fluctuaciones de potencia, desbalances que ocasionan operación indebida de equipos, inestabilidad del sistema de potencia, y -prolongados cortes de energía, son las principales consecuencias que producen los “Disturbios en el Sistema Eléctrico de Potencia” en la Central Hidroeléctrica el Machu, distrito de Chongos Alto – Electrocentro. Huancayo. 2019.

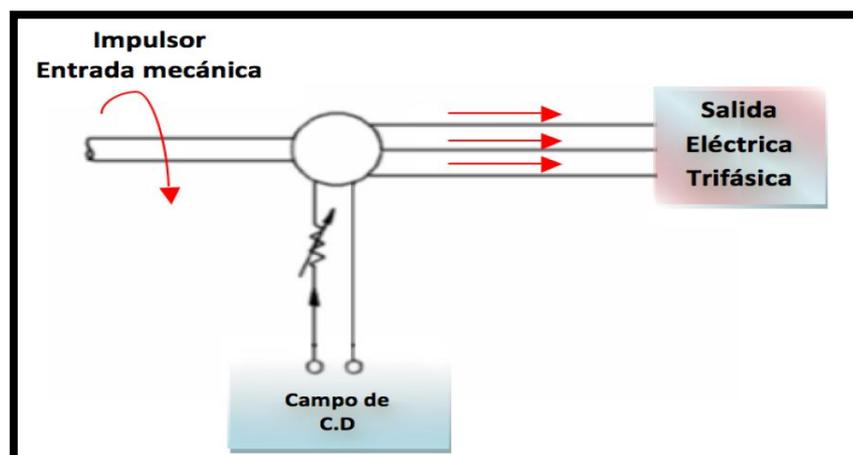
CAPÍTULO III

BASES TEÓRICAS DE LAS METODOLOGÍAS

3.1. GENERADOR ELÉCTRICO

Según Dugan, T. (2018), manifiesta que los generadores eléctricos son máquinas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica principalmente, que pueden también ser a partir de otras formas de energía a energía eléctrica. Los de mayor importancia son los generadores giratorios en los cuales se utiliza la energía mecánica del agua, vapor o de un motor diésel, entre otros, que le dan y mantienen en movimiento giratorio.(1)

Figura 3: Generador síncrono básico.



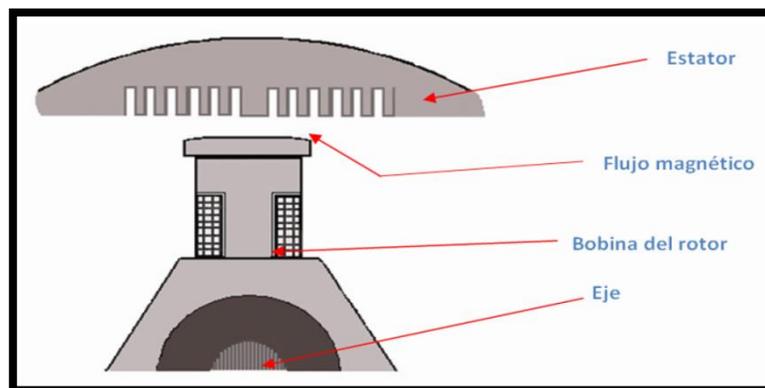
Fuente: Dugan, T

Las características eléctricas principales que componen un generador son:

- El voltaje generado en sus terminales.
- La corriente que puede entregar.

El generador eléctrico está constituido esencialmente de una parte activa fija que constituye el inducido, llamado también ESTATOR, y de una parte interna giratoria y que se conoce como el inductor, también denominada ROTOR. Entre la superficie cilíndrica interna del estator y la externa del rotor se encuentra un pequeño espacio de aire que se conoce como ENTREHIERRO. (8,23)

Figura 4: Rotor de polos salientes.



Fuente: Dugan, T

Las tensiones elevadas que se tienen normalmente en el estator, obligan a la elección de mejores aislamientos, los cuales se superponen a los esfuerzos mecánicos de la acción del rotor, otra ventaja del estator es que simplifica la conexión a la línea externa, que normalmente se hace por medio de cables de potencia o barras (buses) al transformador elevador. (Redfern, D. 2015)

3.1.1. ESTATOR

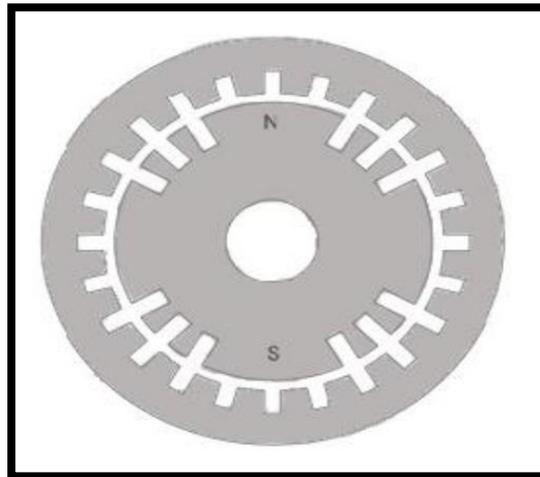
Para Stephen, J. (2012), opina que el estator del generador está formado por las siguientes partes:

- La carcasa.
 - El núcleo magnético.
 - Los devanados de Campo y de Armadura.
- a. **Carcasa.** - La carcasa es una estructura mecánica construida con placas de acero soldadas, que son reforzadas internamente por apuntalamientos tanto en dirección radial como en axial, para proporcionar una estructura rígida y que tiene la función de sostener y centrar al núcleo magnético del estator, es decir que tiene sólo una función mecánica y no magnética.
 - b. **Núcleo magnético del estator.** - El núcleo magnético del estator de las máquinas síncronas, está constituido por un conjunto de coronas circulares de laminación y que tienen en su parte interna ranuras o canales estrechos para alojar a los conductores del devanado del estator. Este conjunto o paquete de laminaciones se monta centrado y fijo a la carcasa. Para disminuir el efecto de las corrientes circulantes, las laminaciones se aíslan con diferentes métodos, por ejemplo, con una capa de papel muy delgada por un solo lado y una capa muy delgada también de barniz aislante, o bien puede ser un óxido especial que se aplica en el propio proceso de fabricación de las laminaciones.
 - c. **Devanados de campo y armadura.** - El devanado de campo de una máquina síncrona de polos salientes, se encuentra localizado en los polos salientes, como es el caso de los generadores accionados por turbinas hidráulicas o motores diésel, se distribuye alrededor de los polos, de manera que los polos sucesivos se deben devanar en dirección opuesta de tal forma que se alternen magnéticamente norte y sur. Las terminales de los devanados de campo se conectan a los dos colectores o anillos rasantes fijos, pero aislados eléctricamente en el eje. La corriente de campo se lleva al rotor a través de las escobillas que se deslizan sobre los anillos rasantes. (1,21)

3.1.2. ROTOR

Según Donald, E. (2013), afirma que el rotor del generador de polos lisos es empleado en centrales termoeléctricas que operan a grandes velocidades. La porción principal del rotor del generador, esta maquinada de una aleación de metal forjado, los extremos de la bobina del rotor están acoplados por anillos de retención tipo flotante. Los anillos de retención están fabricados de acero inoxidable.

Figura 5: Rotor de polos cilíndricos.



Fuente: Donald, E

3.1.3. RUEDA POLAR

Los generadores con rotor de polos lisos, trabajan a altas velocidades y cuentan con diferentes relaciones de diámetro y longitud del rotor, con respecto a los rotores de polos salientes, de esta forma, los rotores para turbo generadores de centrales termoeléctricas tienen diámetros cuando mucho de 1.1 - 1.50 metros y longitudes de 5 a 12 metros y aún mayores. (Bertes, A. 2015)

3.2. ACCESORIOS ELÉCTRICOS AUXILIARES DEL ROTOR

Según Lewis, J. (2014), los anillos colectores son por lo general contruidos de cobre y de bronce, en algunas ocasiones de acero; deben resistir los esfuerzos mecánicos debido a la fuerza centrífuga producto de la rotación. Las escobillas deben tener una amplia superficie de contacto, aun cuando por razones mecánicas, para reducir la velocidad

periférica de los anillos colectores, el soporte y la escobilla se diseñan del menor diámetro posible, de manera que no se tengan vibraciones ni calentamiento excesivo, para lo cual se debe considerar: una densidad de corriente conveniente, una buena uniformidad de superficie de los anillos, que se encuentren correctamente centrados y que sean prácticamente indeformables.

3.2.1. ESCOBILLAS

Los materiales de fabricación de las escobillas son por lo general de grafito eléctrico o bien de metal con grafito; las densidades de corriente que se pueden adoptar son de 5 a 15 A/cm² para el grafito eléctrico y de 15 a 30 A/cm² para el metal con grafito, estos valores pueden ser un poco menores cuando los anillos colectores son de bronce.

3.2.2. CHUMACERAS PARA LA FLECHA Y EL ROTOR

En el diseño de las chumaceras para la flecha, los aspectos más importantes a considerar son la velocidad periférica de la flecha del rotor y la carga que presenta sobre las chumaceras (baleros). La velocidad de la flecha (V_b) se calcula como:

Ecuación 1: Velocidad de la flecha

$$V_b = \pi D_b N$$

Donde:

D_b = Diámetro de la flecha del rotor (aproximadamente el diámetro interno de las chumaceras).

N = Velocidad del rotor en RPM.

La carga de las chumaceras (W_b) se calcula como:

Ecuación 2: La carga de las chumaceras (Wb).

$$Wb = \frac{Wr}{(2Db)(Lb)}$$

Donde:

Wr = Peso del rotor.

DbLb = Área de contacto de las chumaceras. (7,24,32)

3.3. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Para Geidl, M. (2010), uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los llamados transformadores de instrumento, llamados así porque su aplicación es exclusivamente para propósitos de medición y protección de los Sistemas de Potencia Funciones principales:

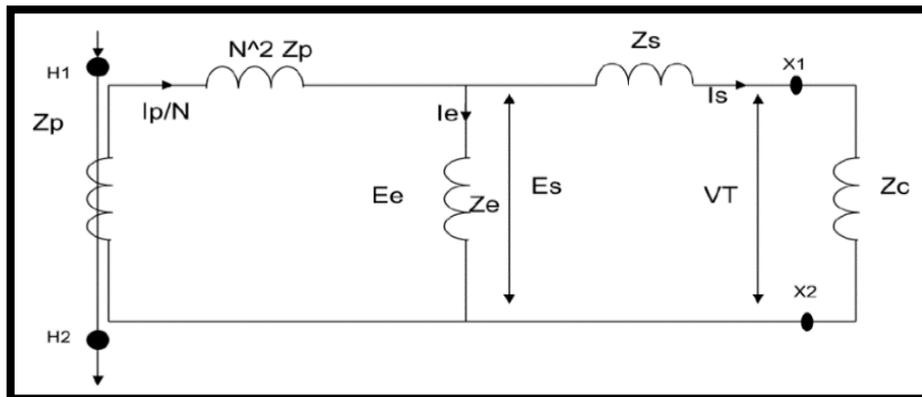
Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan con niveles de voltaje bajos, que no presentan peligro para los equipos ni para el personal.

Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

3.4. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un transformador de corriente (TC) trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un Transformador ideal. El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces, es esta misma por lo que la I_p (corriente primaria) es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_p es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada. La impedancia de carga Z_c , es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer una mínima oposición al paso de la corriente I_s .

Figura 6: Diagrama de Eléctrico de Transformador de Corriente.



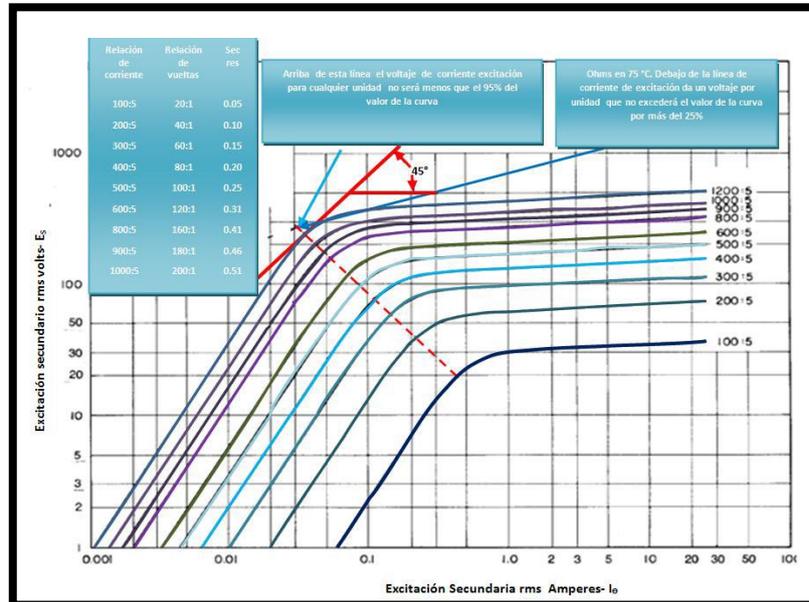
Fuente: Dugan, T. (2018)

Donde:

- I_p = Corriente primaria.
- N = Relación de transformación.
- Z_p = Impedancia arrollamiento primario.
- Z_e = Impedancia secundaria de excitación.
- I_e = Corriente secundaria de excitación.
- E_e = Tensión secundaria de excitación.
- Z_s = Impedancia propia del devanado de baja tensión.
- I_s = Corriente secundaria.
- V_t = Tensión final secundaria.
- Z_c = Impedancia de carga.

Relación de transformación: $RTC = I_{prim} / I_{sec}$.

Figura 7: Curvas de Saturación de TC definidas por la IEEE.



Fuente: Dugan, T. (2018)

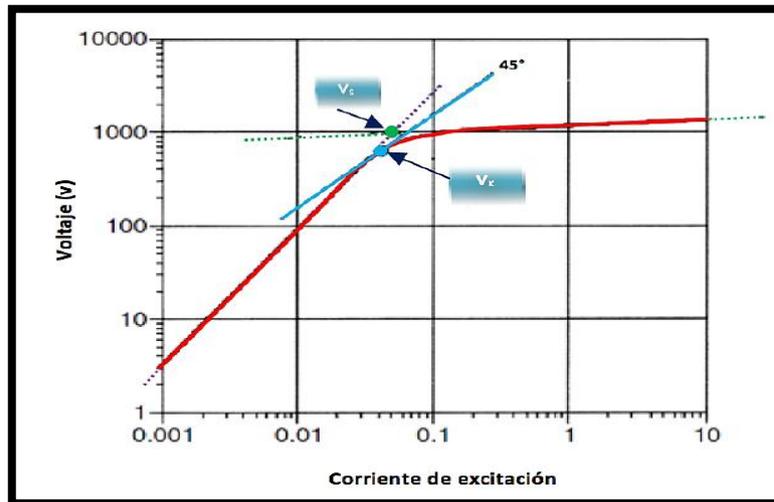
Para Rivas, A. (2011), la corriente primaria se transforma sin error de relación o de ángulo de fase a una corriente I_p/N , conocida como “corriente primaria referida al secundario”; parte de esta corriente es consumida por la excitación del núcleo, la restante es la verdadera corriente secundaria. La corriente de excitación del núcleo, es una función de la tensión secundaria de excitación “ E_e ” y de la impedancia secundaria de “ Z_e ”. La gráfica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente es conocida como curva de saturación de un TC (Fig. 2).

3.4.1. SATURACIÓN.

Las corrientes primarias anormales son altas, el flujo residual, el Burden secundario alto o una combinación de estos factores, ocasionara una alta densidad de flujo en el núcleo de hierro del transformador de corriente. Cuando esta densidad alcanza o excede los límites de diseño del núcleo, aparece la saturación; en este punto, la precisión del transformador de corriente se vuelve muy pobre, y la forma de onda de salida puede ser distorsionada debido a corrientes armónicas; esto lleva a la

producción de una corriente secundaria menor en magnitud que la indicada por la relación nominal del transformador de corriente. (3,20)

Figura 8: Curva de Saturación de TC.



Fuente: Dugan, T. (2018)

Se puede observar en la curva de saturación de transformador de corriente dos puntos V_k y V_s . El punto V_k presenta el punto de terminación del comportamiento lineal del transformador de instrumentos, por lo que V_s representa una lectura de medición errónea, debido al comportamiento de saturación del transformador. Una forma de calcular es empleando la ecuación de Frolich, que es una aproximación empírica sobre la precisión del transformador de corriente, aunque no incluye una representación del flujo residual o flujo de histéresis. (Alstom, V. 2016)

Ecuación 3: Ecuación de Frolich.

$$B = \frac{H}{c + b \cdot |H|}$$

Donde:

- H = Amper-vuelta/metro de la longitud del núcleo.
- B = el flujo en Wb/m².

Ecuación 4: Flujo de histéresis.

$$H = \frac{I \cdot N}{d}$$

Donde:

- I = la corriente.
- d = la longitud del núcleo.
- N = número de vueltas.

Los coeficientes c y b se calculan para ciertas condiciones críticas, con una permeabilidad máxima y para un flujo de saturación del transformador de corriente determinado empíricamente de la curva B-H, respectivamente.

Ecuación 5: Permeabilidad máxima y flujo de saturación.

$$c = \frac{1}{\mu_i \cdot \mu_0} \qquad b = \frac{1 - 1/\sqrt{\mu_i}}{B_{sat}}$$

Donde:

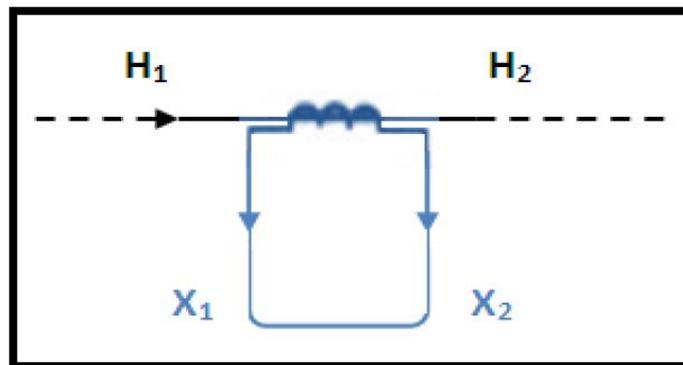
- μ_i = la permeabilidad relativa.
- μ_0 = la permeabilidad del aire.
- B_{sat} = la densidad de flujo de saturación.

En el flujo de saturación del núcleo de un Transformador de Corriente (TC), es frecuente un valor de 1.8 Tesla (Wb/m²) o semejante a 125 000 líneas por pulgada cuadrada. La curva de saturación de un transformador de corriente es particular para cada equipo, aunque pueda presentar alguna semejanza entre los mismos modelos.

3.4.2. POLARIDAD

La polaridad relativa de las terminales primarias y secundarias de un TC se identifican con símbolos H_1 y H_2 para terminales primarias y, X_1 y X_2 para terminales del secundario. Estas marcas de polaridad por convención, definen las terminales por donde entra y sale, la corriente que circula a través del TC.

Figura 9: Diagrama eléctrico de un TC.



Fuente: Dugan, T. (2018)

Por lo que, en un equipo el fabricante define la dirección que debe circular la corriente a través de él, para poder realizar las conexiones apropiadas. Los TC para protección se encuentran interconectados para poder producir resultados deseados como producir un par en un relevador, si el secundario de un TC pudiera producir los resultados deseados por sí solo, no serían necesarias las marcas de polaridad.

3.4.3. PRECISIÓN

La operación de los relevadores de protección, depende de la precisión de la transformación en los transformadores de corriente, no solo a corrientes de carga, sino también a niveles de corriente de falla. La clase de precisión será determinada por el límite superior del error de corriente, expresado en porcentaje, para la corriente primaria asignada y la carga de precisión asignada (Ver tabla 1).

3.4.4. BURDEN.

En la terminología de transformadores de corriente, el “Burden” es la carga conectada a las terminales secundarias, y es expresado en Volt-amperes (VA), o como impedancia en ohmios totales. Ejemplo: Un TC de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria ($5 \times 20 = 100A$), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes, sin exceder el error del 10%. Para verificar las Clases de precisión, Carga nominales secundarias (Burden), ver normas ANSI C57-13 e IEC 60044-1. (13, 26,34)

Tabla 1: Clases de precisión normalizadas para transformadores de corriente de medición.

Clase de precisión	A 100 % corriente nominal		A 10 % corriente nominal	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012
1.2	0.988	1.012	0.976	1.04

Tabla 2: Clases de precisión normalizadas para transformadores de corriente de protección.

Clase de precisión	Designación carga	Voltaje term. sec. (volts)
C100	B-1	100
C200	B-2	200
C400	B-3	400
C800	B-4	800

Tabla 3: Cargas normalizadas para transformadores de corriente de medición a 60 Hz y 5 A en el secundario. Donald, E

Designación carga	Resistencia (ohms)	Inductancia (mH)	Impedancia (ohms)	VA (a 5.0 Amp sec)	FP
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.3	0.45	0.580	0.3	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.61	2.08	1.8	45.0	0.9
B-1.0	0.5	2.3	1.0	25.0	0.9
B-2.0	1.0	4.6	2.0	50.0	0.9
B-4.0	2.0	9.2	4.0	100.0	0.9
B-8.0	4.0	18.4	8.0	200.0	0.9

Tabla 4: Clases de precisión normalizadas de los transformadores de corriente de protección de acuerdo a la norma IEC 60044-1.

Clase de precisión	Error de relación ($\pm\epsilon_r$) en % Para la corriente nominal	Error d fase ($\pm\delta_r$) en minutos para la corriente nominal	Error compuesto en % para la corriente límite de precisión
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3	-----	10

Por ejemplo: 10P20 significa que el transformador de corriente para protección presenta un error total del 10% a una corriente de 20 veces que la nominal.

3.5. APARTARRAYOS

Según Lewis, J. (2014), los dispositivos para limitar el efecto de las sobretensiones por descargas atmosféricas sobre los transformadores y equipos, se instalan tipo autovalvular o de óxido de zinc, tan cercanos como sea posible al objeto a proteger. Las salidas se conectan al sistema de tierras por medio de un cable de tierra y varillas.

3.5.1. ARMÓNICOS

Una señal periódica no sinusoidal se puede presentar como la combinación de una serie de señales sinusoidales, llamados armónicos, aplicando el teorema de Fourier. Para un circuito trifásico, asumiendo secuencia positiva (ABC) para el armónico fundamental, se tiene que los armónicos de orden mayor tienen las características siguientes:

Con una diferencia de fase entre sus componentes de $2\pi/3$ están los armónicos 1, 4, 7, 10, 13,..., es decir, son sistemas trifásicos de secuencia positiva.

Con una diferencia de fase entre sus componentes de $4\pi/3$ están los armónicos 2, 5, 8, 11, 14,..., es decir sistemas trifásicos de secuencia negativa.

Los armónicos triples 3, 6, 9, 12, 15,..., son armónicos de secuencia cero, puesto que no tienen diferencia de fase.

3.5.2. ATERRAMIENTO

Potencial igual a cero. Poner a tierra por medio de una impedancia suficientemente baja, tal que el coeficiente aterramiento no exceda el 80%.

3.5.3. BURDEN

La carga o Burden en el secundario para un transformador de instrumento es aquella que propiamente conectada al devanado secundario y que determina la potencia activa y reactiva en las terminales del secundario. El Burden se puede apreciar en forma de la impedancia total de la carga expresada en ohmios con la resistencia efectiva y las componentes reactivas, o bien, como los volt-amperes totales (VA) y factor de potencia a un valor de corriente especificado o de voltaje y una frecuencia dada. Para el caso de los transformadores de potencial, se asocia la clase de precisión al Burden. (13,24)

3.6. GENERADOR ELÉCTRICO

Según Russell, C. (2017), es una máquina eléctrica dinámica que se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

- **IEC**

“International Electrotechnical Commission” Comisión Electrotécnica Internacional.

- **IEEE**

“Institute of Electrical and Electronics Engineers” Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica).

- **Impedancia**

Oposición a la corriente en el uso de CA. Magnitud que establece la relación entre tensión y corriente.

- **Interruptor**

Equipo primario eléctrico utilizado para unir o aislar dos circuitos partes de un sistema eléctrico.

- **Niveles de Aislamiento**

Grado en que se debe aislar un equipo eléctrico, transición y/o llegada del mismo, para que no exista un arco eléctrico.

- **P.U.**

Se refiere al “Sistema Por Unidad”, que es la relación entre una cantidad y la cantidad base y se expresa como un decimal.

- **Pick up**

Término empleado para señalar a partir de qué valor o cantidad es el arranque u operación de las protecciones eléctricas.

- **Polos lisos**

Referido a un generador de polos lisos también conocido de rotor cilíndrico y se refiere a la distribución de las bobinas en diferentes ángulos dentro del rotor el cual es utilizado para grandes velocidades.

- **Polos salientes**

Se refiere a un tipo de generador donde sus polos y sus devanados excitadores están ensamblados a una estrella de radios, estos son aptos para pequeñas velocidades y se emplean en generadores de 6 o más polos.

- **Protecciones eléctricas**

Dispositivo del tipo electromecánico o digital, destinado a proteger equipo eléctrico por medio de alarmas o interrumpiendo la continuidad en los circuitos por medio de la apertura de interruptores.

- **Reactivos**

Se refiere a la reactancia, la cual es la oposición al paso de la CA por parte de los elementos inductivos (bobina).

- **Reactor**

Tipo de bobina utilizado para limitar las corrientes durante fallas a tierra y proteger al transformador.

- **Redundante**

Empleo de varios dispositivos que realizan la misma función o protección.

- **Regulador Automático de Voltaje (AVR)**

Es un Sistema de Control Automático retroalimentado responsable de mantener un nivel de voltaje para un cierto periodo en las terminales de un generador síncrono o en el lado de alta de una unidad de generación. El control se realiza a través del cambio del nivel de excitación.

- **Relevador 67N**

Relevador de sobrecorriente direccional AC de neutro. Sirve para detectar fallas entre espiras a tierra en un transformador, el relevador puede discriminar entre fallas internas y Externas.

- **Secuencia Negativa**

Es una componente de balance, pero de secuencia negativa (ACB) que son usados en el análisis de componentes simétricos. Una carga normal no contiene corriente de secuencia negativa.

- **Selectividad**

Una protección debe ser capaz de seleccionar entre condiciones para el cual se requiere una inmediata operación de las que no requieren operación, o de las de retardo de tiempo, y de las que sí lo requieran.

- **Sistema de Enfriamiento**

El Sistema de enfriamiento de un generador es aquel que ayuda a mantener en un rango de temperatura a la turbina de vapor para evitar esfuerzos térmicos y mecánicos deseados.

- **Tap**

Es la conexión a un devanado (realmente puede ser uno o varios), que permite variar el número de espiras en el devanado.

- **Tierra**

Es el estado eléctricamente igual a cero volts, se utiliza como referencia eléctrica.

- **Transformador Auxiliar**

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje. Este dispositivo está dedicado

especialmente para alimentar a dispositivos de generación de mucho mayor capacidad, alimentado los equipos auxiliares.

- **Transformador de Excitación**

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje. Este dispositivo está dedicado especialmente para alimentar al Sistema de Excitación de un generador. Contado con este con las protecciones respectivas de un transformador.

- **Transformador Principal**

Es un dispositivo que tiene dos o más devanados en un núcleo de hierro. Es un medio efectivo de para cambiar niveles de voltaje dependiendo de la relación de espiras entre el devanado primario y secundario. Un transformador elevador, es aquel que a partir de un nivel de voltaje bajo se eleva a un nivel de voltaje alto lo que permite poder transmitir una mayor potencia.

- **Transformador de Instrumentos**

Son dispositivos que transforman niveles de voltaje y corriente que sirven para medir estas variables, utilizados para medición y protección entre ellos se encuentran los transformadores de potencial inductivo, los transformadores de corriente y los transformadores de potencial capacitivo.

- **Transitorios**

Cualquier señal o condición que solo existe por un corto tiempo; referente a sobrevoltajes o bajo voltaje momentáneos en un Sistema Eléctrico de Potencia debido a rayos, cierre de líneas, encendido de motores y otros fenómenos temporales.

- **Volt-Amper**

Es el resultado del producto entre Voltaje de AC y Corriente de AC; también se refiere a las unidades de la raíz de la suma de los cuadrados de las potencias activa y reactiva.

- **Zona de Protección**

Es el área de un sistema de potencia para el cual se ajusta particularmente relevadores de protección como protección primaria. Un caso típico es la operación

de cualquier de estos relevadores que abrirá el interruptor del circuito aislando la zona. (Mozina, C. 2015)

3.7. DISTURBIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Para Brahma, A. (2011), entiende por disturbio a la condición que lleva al SEP, desde operar en condiciones anormales (fuera de sus rangos establecidos), hasta el colapso del mismo.

3.7.1. TIPOS DE DISTURBIOS

Dependiendo de los efectos que este tenga en el sistema, los disturbios se clasifican en:

- a. **Perturbación.**- Disturbio que permite al sistema de potencia seguir operando, pero, si este no es corregido en un intervalo corto de tiempo se convierte en una falla.
- b. **Falla.**- Disturbio que impide al sistema de potencia operar normalmente y requiere una rápida actuación del sistema de protecciones para contrarrestar los efectos negativos que causa al sistema de potencia. Una falla implica inconvenientes en el sistema de potencia poniendo en riesgo la continuidad y calidad del servicio.

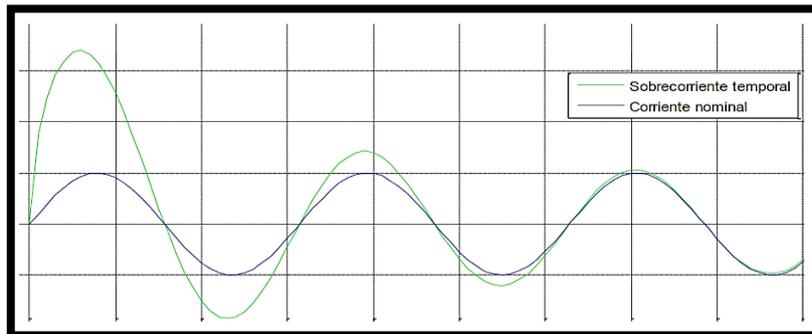
3.7.2. CAUSAS DE LOS DISTURBIOS

Varias causas ya sea de origen interno o externo provocan que los disturbios sean leves o graves en el sistema de potencia, entre los disturbios más conocidos a los que está expuesto un SEP, se tienen los siguientes:

- a. **Cortocircuitos.**- Un cortocircuito ocurre cuando la fuerza electromotriz (fem) producida por una fuente se aplica a una baja impedancia, esto quiere decir que altos valores de corriente circulan por una resistencia relativamente baja, dándose corrientes peligrosas para el sistema de potencia que causan efectos térmicos y dinámicos.

- b. **Sobrecorrientes.-** A diferencia de los cortocircuitos, las sobrecorrientes perduran mayor tiempo en el SEP. Estas se producen principalmente cuando existe una sobrecarga en el sistema, entonces las corrientes que circulan a través del sistema por lo general alcanzan valores de 15 hasta 20 veces la corriente nominal del mismo.

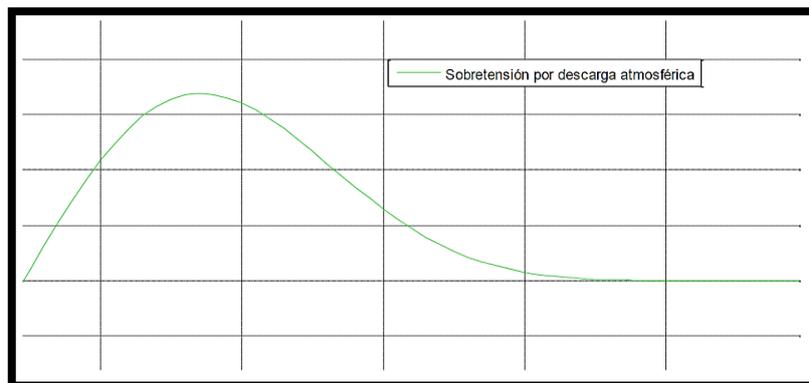
Figura 10: Sobrecorriente temporal.



Fuente: Elaboración propia.

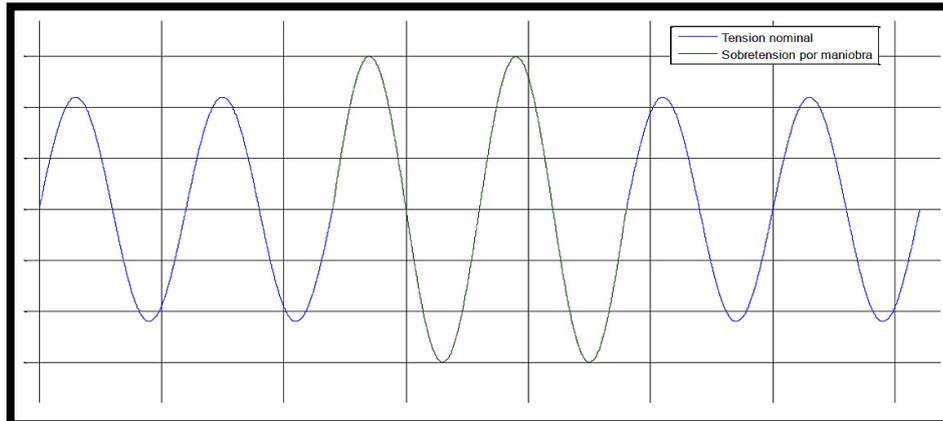
- c. **Sobretensiones.-** Una sobretensión produce un incremento fuera de lo normal de la tensión, lo que provoca que el aislamiento se desgaste o destruya, y también provoca la aparición de cortocircuitos transitorios.

Figura 11: Sobretensión por una descarga atmosférica.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 12: Sobretensión por una maniobra.



Fuente: Elaboración propia.

- d. **Oscilaciones.**- Las oscilaciones que se presentan en un SEP son básicamente de dos tipos: oscilaciones de frecuencia y oscilaciones de tensión. Las primeras son debidas principalmente a grandes e inesperadas variaciones que se producen en la carga, mientras que las segundas se dan por un desbalance en el sistema de control de excitación en los generadores. (2, 17,28)

3.8. OBJETIVOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Para Martin, P. (2013), los principales objetivos de un sistema de protecciones son:

- Despejar una falla en el SEP, de forma rápida, confiable y selectiva.
- Proteger de corrientes de falla y sobretensiones de forma efectiva a las personas y/o equipos que se encuentren comprometidos.
- Reducir los efectos negativos que tienen las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Asegurar la continuidad y calidad de servicio, estableciendo vigilancia todo el tiempo.
- Determinar la localización, magnitud y tiempo de duración de la falla.

3.9. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Un sistema de protecciones debe cumplir con las siguientes características:

3.9.1. CONFIABILIDAD.

Capacidad del sistema de protecciones para actuar en el momento que ocurra la falla para la cual se diseñó, esto se logra definiendo factores de sensibilidad. La protección contra cortocircuito, por ejemplo, debe discriminar entre corrientes de sobrecarga y corrientes de cortocircuito.

3.9.2. SENSITIVIDAD.

Capacidad del sistema de protecciones para sensor magnitudes (por más pequeñas que sean) que describen una falla en el SEP, entonces el sistema de protecciones responde a cualquier magnitud que considere como falla.

3.9.3. SELECTIVIDAD.

Capacidad del sistema de protecciones para detectar la zona en la que ha ocurrido la falla para luego aislar la zona que sea necesaria, con el fin de conseguir que se cause la mínima interrupción en el sistema de potencia. Es decir que la protección ubicada en el sector de la falla solo debe actuar cuando la falla esté en ese sector.

3.9.4. VELOCIDAD O RAPIDEZ.

Capacidad de respuesta del sistema de protecciones para actuar tan pronto como sea posible, a fin de evitar que las tensiones y corrientes de falla dañen a los equipos que se protegen. Mientras más tiempo dure la falla más grave es su efecto en el sistema.

3.9.5. SIMPLICIDAD.

El sistema de protecciones tiene que ser lo más simple posible, por tanto, es necesario trabajar en un buen diseño considerando todos los escenarios y errores

que puedan llegar a darse, cumpliendo así con los criterios de protección preestablecidos.

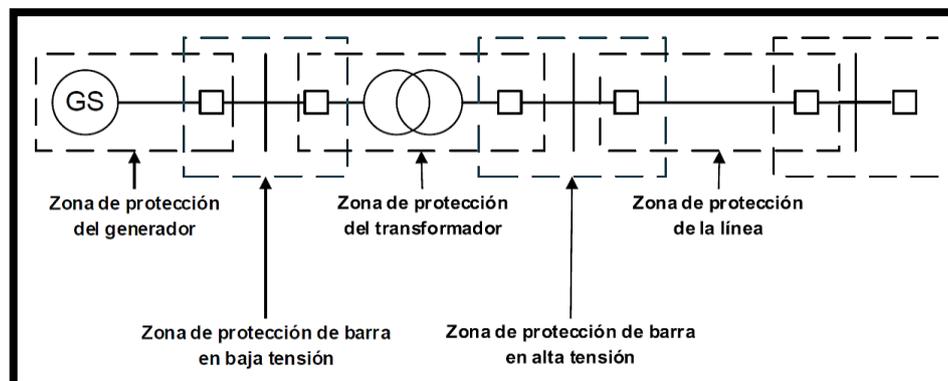
3.9.6. FACTOR ECONÓMICO.

El sistema de protecciones que cumpla con los requisitos mencionados logrando así una protección efectiva del sistema de potencia, debe tener el menor costo posible. (9,28)

3.10. ZONAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

Para Mahat, Z. (2013), el sistema de protecciones es parte integral de un SEP, por lo tanto, debe evitar que cualquier falla haga que este quede desprotegido. Con la intención de proporcionar mayor confiabilidad al SEP se establecen zonas de protección.

Figura 13: Zonas de protección en un SEP.



Fuente: Elaboración propia.

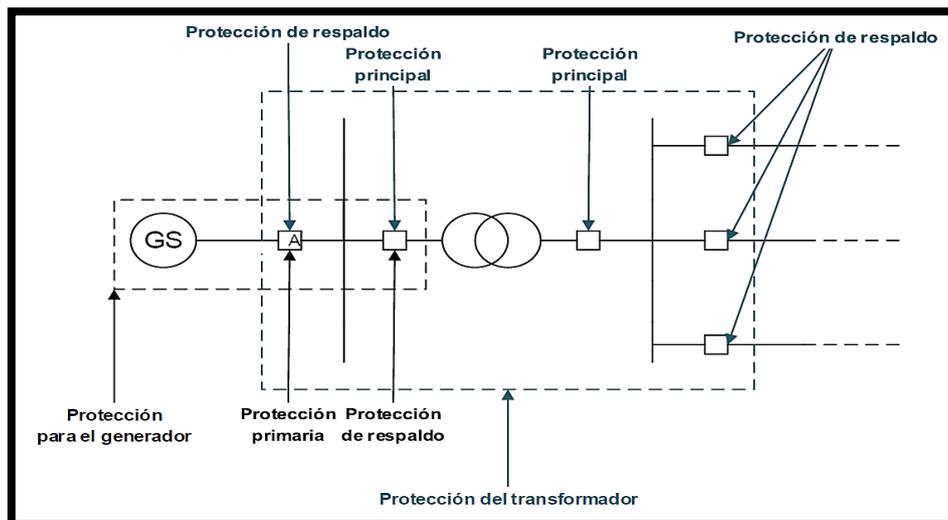
3.10.1. PROTECCIÓN PRIMARIA O PRINCIPAL

Cuando se produce una falla en la red, la protección principal es el primer mecanismo de defensa que actúa para eliminar el disturbio. Esta protección está diseñada para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

3.10.2. PROTECCIÓN DE RESPALDO (BACKUP)

La protección de respaldo es una “segunda línea de defensa” que actúa solamente en caso de que la protección primaria falle. Las protecciones primarias y de respaldo nunca deben actuar al mismo tiempo, por esta razón es que a los IED’s de respaldo se los configura con un retardo en el tiempo con respecto a los IED’s principales.

Figura 14: Protección primaria y de respaldo en un SEP.



Fuente: Elaboración propia.

3.11. CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Según Driesen, P. (2017), la confiabilidad en un sistema de protecciones significa que el sistema debe actuar siempre de forma correcta, es decir que todos los componentes que conforman el sistema de protecciones deben responder de una forma selectiva, rápida y segura ante cualquier situación o falla. Un sistema de protecciones no siempre actúa de manera confiable, debido a que en un SEP es casi imposible pronosticar todas las fallas que puedan suceder, por esta razón existen errores en la operación de las protecciones, los cuales si no son analizados y tratados correctamente causan graves daños al SEP. Entre los errores más comunes que se presentan en un sistema de protecciones están:

- Errores por operaciones incorrectas.
- Errores por fallas de operación. (9)

3.11.1. ERRORES POR OPERACIONES INCORRECTAS

Según Stanley, H. (2016), manifiesta que: “Se refiere a disparos indeseados de relés de protección ante eventos externos a su zona de protección, o dinámicas de la red, que, aunque no corresponden a fallas, vuelven sensible o provocan comportamientos aleatorios a alguna o varias funciones de protección.” Cuando se produce la operación incorrecta de uno o varios relés de protección, la estabilidad del sistema se ve afectada, debido a que se puede producir la salida de generadores o líneas de transmisión, y la demanda entonces sería más alta que la capacidad de generación, provocando un colapso del sistema.

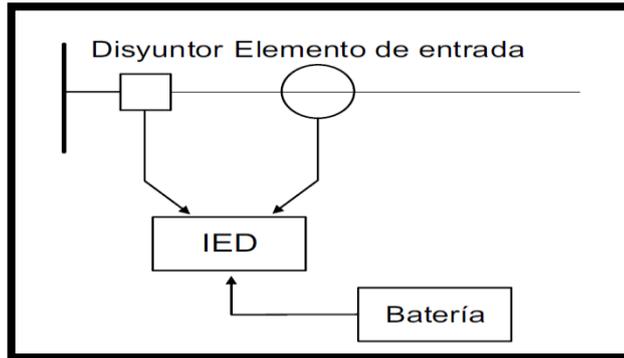
3.11.2. ERRORES POR FALLAS DE OPERACIÓN

“Se refiere a la ausencia de disparos o el bloqueo no deseado de funciones en relés de protección ante fallas o eventos dentro de la zona de protección, cuando dichas operaciones son requeridas.” Este tipo de errores son causados por problemas de sensibilidad en los ajustes de protección, errores de cálculo durante la selección de ajustes, saturación de los órganos de medición o errores de interpretación de los algoritmos responsables de la activación de una función específica de un IED.

3.11.3. ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIONES

El elemento principal en un sistema de protecciones es el IED (Intelligent Electronic Device), pero existen otros elementos adicionales los cuales son: los elementos de entrada o transductores, la fuente de alimentación (D.C.) o batería y el disyuntor.

Figura 15: Elementos de un sistema de protecciones.



Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz. Third edition.

3.11.4. DISYUNTOR

El disyuntor o interruptor (circuit breaker), es un elemento cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla, aislando el elemento del resto del sistema. El disyuntor permite o no el flujo de potencia desde la fuente hacia la carga, en caso de que exista una falla recibe una señal proveniente de los IED's, la cual los acciona.

Figura 16: Banco de baterías. Fuente: Amper. AD.



Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz. Third edition.

3.11.5. ELEMENTOS DE ENTRADA O TRANSDUCTORES

La medición de corrientes y tensiones en un SEP no se la puede hacer en forma directa debido a los altos valores de estas dos variables, por esta razón se utilizan los transformadores de medida o de instrumentos (TM). Los propósitos específicos para los que sirven los TM son los siguientes:

- Aislar a los instrumentos de medición y protección de la red principal.
- Proporcionar seguridad al personal al no tener contacto directo con la red principal.
- Permitir la normalización de las características de operación de los instrumentos.

a. Transformadores de corriente (TC)

Es un transformador en el cual la corriente en el devanado primario es proporcional a la corriente en el devanado secundario. Para el devanado secundario los valores de corriente se han estandarizado en valores de 1 A y 5 A. El devanado primario del TC se conecta en serie al SEP en donde se requiere realizar la medición de la corriente, mientras que en el devanado secundario se conectan los elementos de medición y control, los cuales deben tener valores bajos de impedancias para que el TC trabaje en condiciones cercanas al cortocircuito.

b. Consideraciones cuando se trabaja con un TC

Cuando se trabaje con un TC se debe tener en cuenta que el primario del mismo no se encuentre energizado, puesto que cuando está energizado y el secundario es abierto las tensiones que se desarrollan en los terminales del secundario son extremadamente altas, debido a la corriente que circula por el primario y podrían afectar al personal o dañar algún instrumento.

c. Transformadores de potencial (TP)

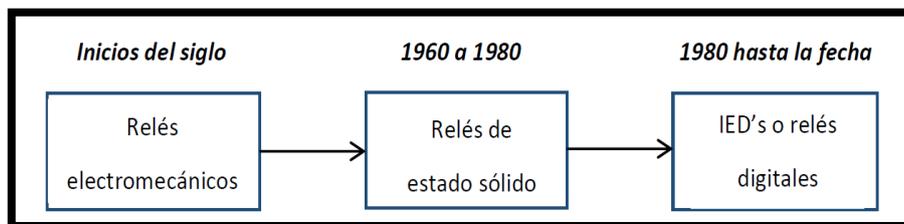
Al igual que los TC's, los TP's están diseñados de tal manera que tienen un devanado primario y un secundario, acoplados magnéticamente. Los TP's son construidos para que la caída de tensión en sus devanados sea pequeña. La

principal función de un TP es reducir tensiones que se encuentran en orden de los kV a tensiones que puedan ser manejadas por los IED's, tensiones por lo general estandarizadas en 110 V o 120 V (tensión línea-línea). (9, 23,33)

3.12. DEFINICIÓN DE IED

Según Girgis, S. (2015), es un dispositivo electrónico inteligente que contiene microprocesadores, microcontroladores y software para realizar las funciones de protección. Por lo general son utilizados en centrales de generación eléctrica para protección de sus equipos, puesto que brindan altos niveles de seguridad y confiabilidad.

Figura 17: Evolución de los relés de protección.

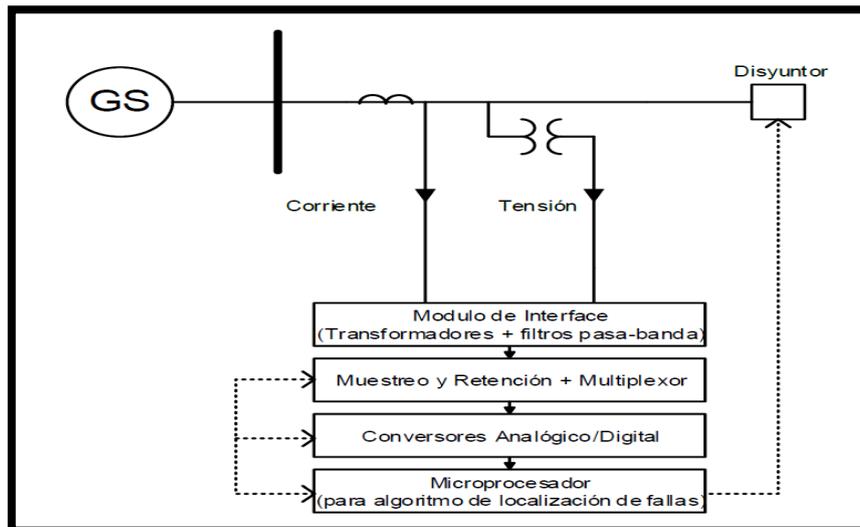


Fuente: Power system relaying. Stanley H. Horowitz. Third edition.

3.12.1. ARQUITECTURA INTERNA DE UN IED.

La figura 18 muestra la arquitectura interna de un IED, las señales analógicas de corriente y tensión provenientes de los TC's y TP's son filtradas mediante un módulo de interface, para después ser muestreadas y convertidas en señales digitales mediante los convertidores A/D.

Figura 18: Arquitectura interna de un IED.



Fuente: Protección digital de los sistemas eléctricos de potencia. Denis Vinicius Coury. Universidad de Sao Paulo.

3.12.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UTILIZAR IED'S

Las ventajas que se obtienen al utilizar IED's son:

- Incrementan la confiabilidad de los sistemas y equipos.
- Comunicación con otros IED's para intercambiar información.
- Reducen los tiempos de operación y mantenimiento.
- Permiten realizar análisis de fallas para posteriores correcciones.
- Brindan flexibilidad para extensiones futuras.
- Integran funciones de protección principal y de respaldo en el mismo dispositivo.
- Las desventajas que se obtienen al utilizar IED's son:
 - Tienen un elevado costo de adquisición.
 - Los lenguajes de programación varían de acuerdo al fabricante.
 - Al utilizar componentes electrónicos son más sensibles a fallas.

3.12.3. IED'S IMPLEMENTADOS EN LAS CENTRALES DE ELECTROCENTRO

Las centrales pertenecientes a Electrocentro disponen de IED's en su sistema de protecciones eléctricas, pero por cuestiones de diseño, tipo de central, disposición y otras razones los IED's implementados no son del mismo tipo y fabricante.

3.12.4. IED'S PARA PROTECCIÓN DE GENERADORES

- **IED MiCOM P343**

El IED MiCOM P343 de Schneider Electric, brinda una protección segura y confiable a las unidades de generación de cualquier tipo de central, e integra las funciones de protección, control, monitoreo y medición en un solo dispositivo.

Figura 19: IED MiCOM P343.



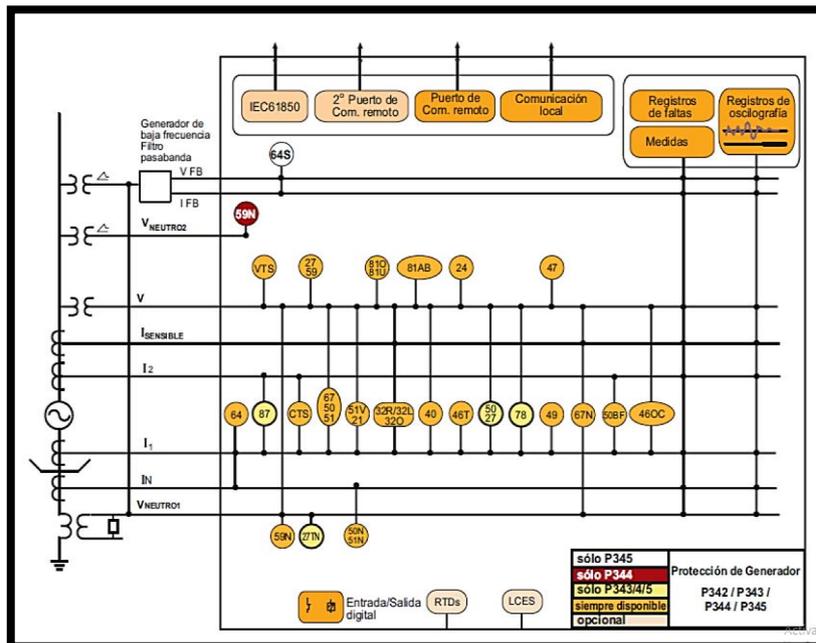
Fuente: MiCOM P342, P343, P344.

Nota: De acuerdo con la nomenclatura que se maneja en el modelo eléctrico en DlgSILENT, facilitado por el departamento de planificación de Elecasutro S.A, se designa con la nomenclatura "Say-U7 y Say-U8" a las unidades de generación 1 y 2 de Saymirín V.

- **Esquema interno**

En la figura 20 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores y los puertos para la comunicación.

Figura 20: Esquema interno del IED MiCOM P343.



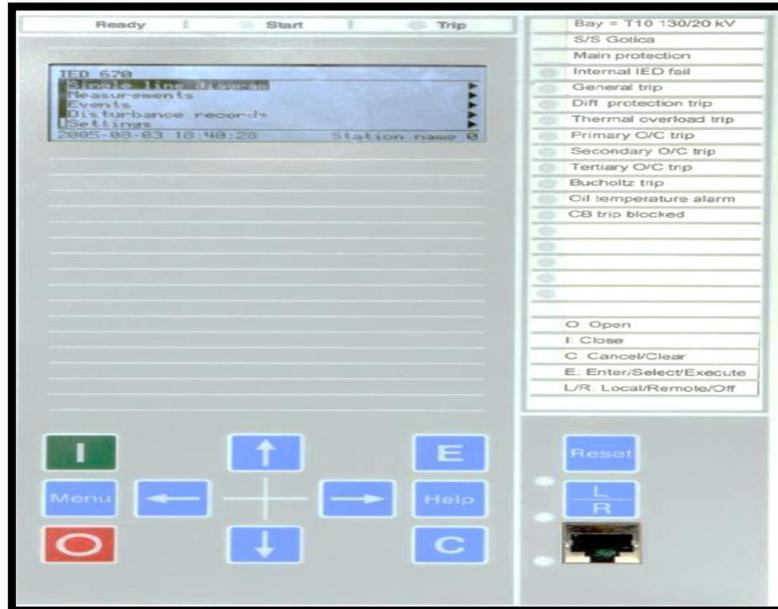
Fuente: Manual técnico. MiCOM.

- **IED REG670**

Los IED's REG670 de ABB, son utilizados para la protección, el control y monitoreo de las unidades de generación o de unidades generador-transformador en centrales eléctricas.

Una de las principales ventajas de utilizar este IED es que es posible proteger además del generador a otro elemento, por ejemplo, un transformador de servicios auxiliares, en donde las protecciones principales protegen al generador, mientras que las de respaldo protegen al transformador.

Figura 21: IED REG670.

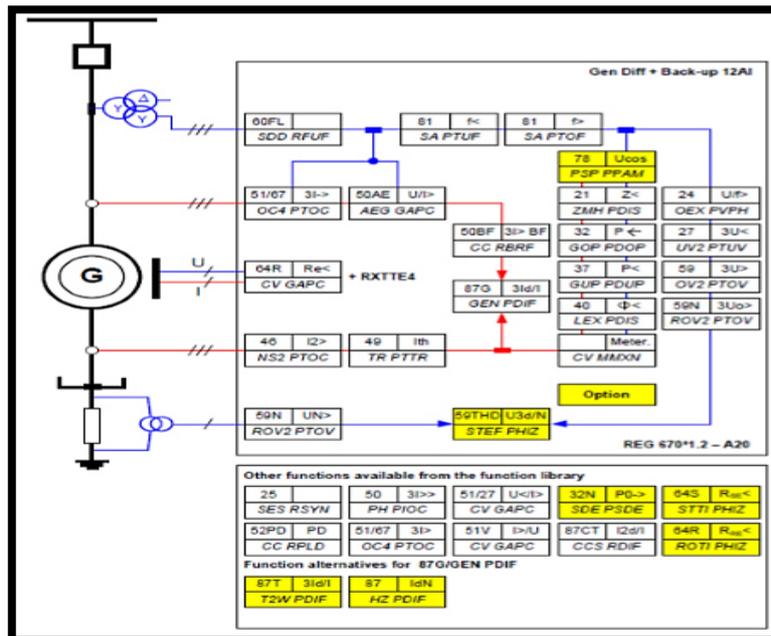


Fuente: Generator protection REG670. Application manual.

- **Esquema interno**

En la figura 22 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que vienen incorporadas en el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores. (4, 19,35)

Figura 22: Esquema interno del IED REG670 (A20).



Fuente: Generator protection REG670. Product Guide.

3.13. IED'S PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

3.13.1. IED MICOM P643

El IED MiCOM P643 de Schneider Electric, es usado para proteger el transformador de potencia principal de centrales de generación, ante posibles fallas internas o externas que puedan llegar a darse en él.

Figura 23: IED MiCOM P643.



Fuente: Catálogo. MiCOM P642/643/645.

Figura 25: IED RET670.

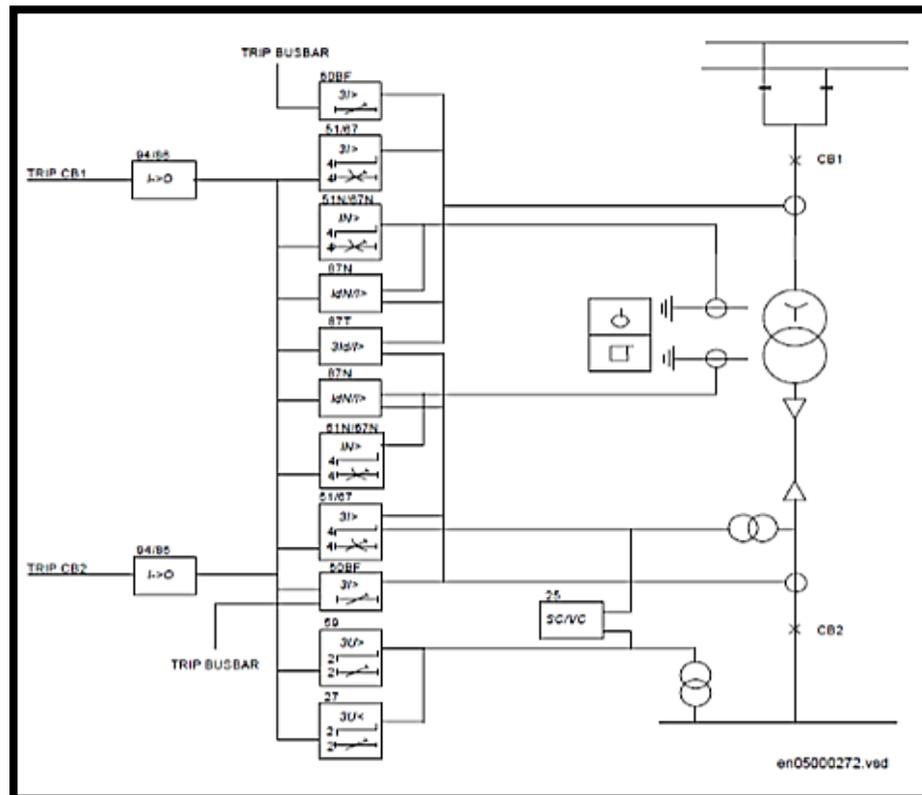


Fuente: Transformer protection RET670. Application manual.

3.13.3. ESQUEMA INTERNO

En la figura 26 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el IED RET670, así como las señales de entrada provenientes de los transductores.

Figura 26: Esquema interno del IED RET670 (A10).



Fuente: Transformer protection RET670. Product Guide.

3.13.4. D. IED SIPROTEC 7UT613

Según Dewadasa, Y. (2016), el IED SIPROTEC 4 7UT613 de Siemens, es ampliamente utilizado para proporcionar un despeje rápido y selectivo de corrientes de cortocircuitos en transformadores de 2 y 3 devanados, así como en generadores, motores y barras de subestaciones.

Figura 27: IED SIPROTEC 7UT613.

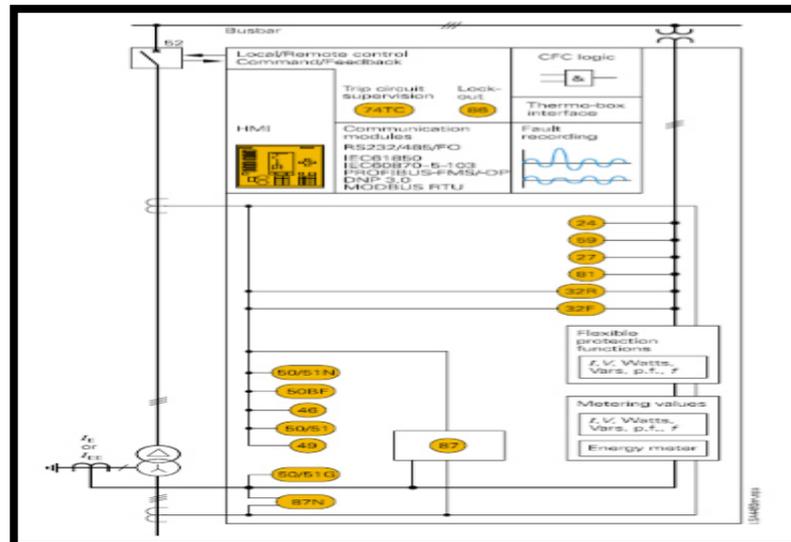


Fuente: Siemens.

3.13.5. ESQUEMA INTERNO

En la figura 28 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores.

Figura 28: diagrama unifilar con las funciones de protección.



Fuente: Siemens.

3.13.6. F. IED SIPROTEC 7SJ641

El IED SIPROTEC 4 7SJ641 de Siemens, es utilizado para controlar, medir y monitorear alimentadores de distribución y líneas de transmisión aterradas y sin aterrarse de cualquier nivel de tensión, garantizando al usuario un costo efectivo en el manejo del sistema de potencia y asegura la confiabilidad en el suministro de energía hacia los clientes.

Figura 29: IED SIPROTEC 7SJ641.

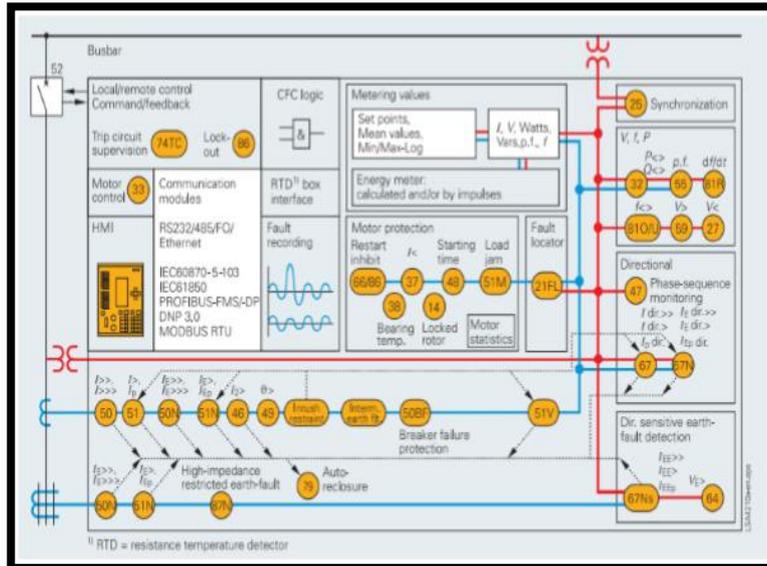


Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ641.

3.13.7. ESQUEMA INTERNO

En la figura 30 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición con las que cuenta el IED, así como las señales de entrada provenientes de los transductores. (7,24)

Figura 30: Esquema interno del IED SIPROTEC 7SJ641.



Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ641.

3.14. IED'S PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.14.1. A. IED MICOM P543

Según Protecc. (2009), los IED's MiCOM P543 de Schneider Electric utilizan tecnología numérica y proporcionan una alta velocidad para proteger a las líneas contra corrientes diferenciales. Además, proveen protección de respaldo, gran flexibilidad, control, seguimiento y supervisión de líneas de transmisión tanto aéreas como subterráneas, todo esto de manera muy fiable. Proporcionan una combinación incomparable de velocidad, seguridad y selectividad para cualquier clase de falla en el sistema de alimentación.

Figura 31: IED MiCOM P54x.

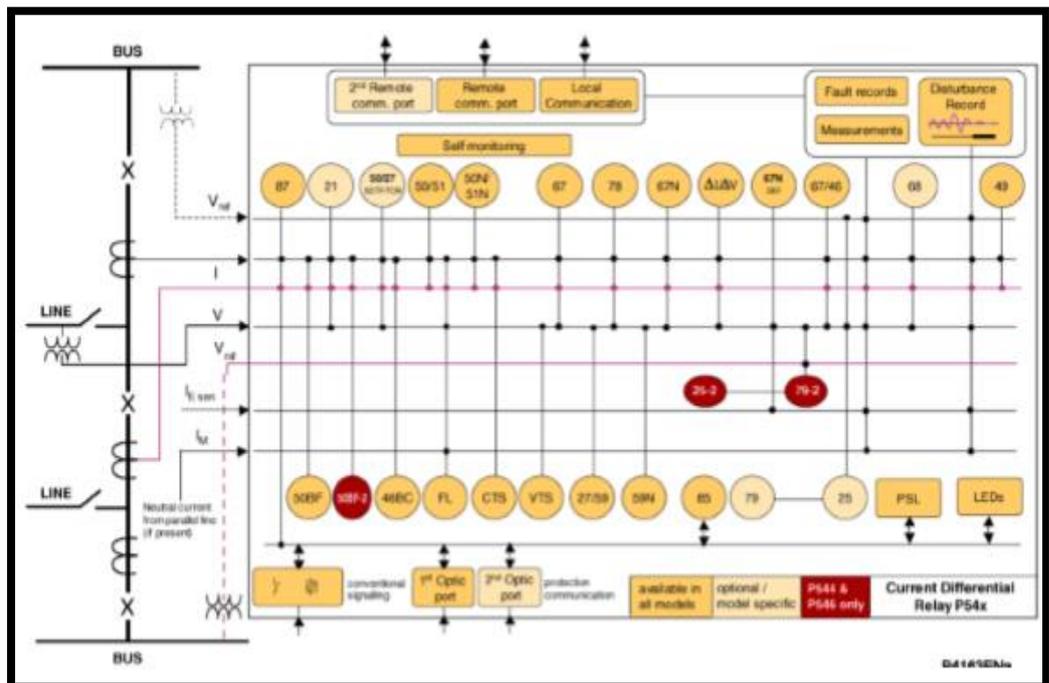


Fuente: Catálogo. MiCOM P54x Series.

3.14.2. ESQUEMA INTERNO

En la figura 32 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED. En el esquema se observa los cuadros en color naranja con las opciones que siempre vienen en este tipo de dispositivo, mientras que, los cuadros de color verde son funciones opcionales.

Figura 32: Esquema interno de las funciones del IED MiCOM P54x.



Fuente: Manual técnico. MiCOM P54x.

3.14.3. IED SIPROTEC 7SD532

El IED 7SD532 de Siemens, brinda protección diferencial completa a las líneas de transmisión y subtransmisión e incorpora todas las funciones normalmente requeridas para la protección de las mismas.

Figura 33: IED SIPROTEC 4 7SD53X.

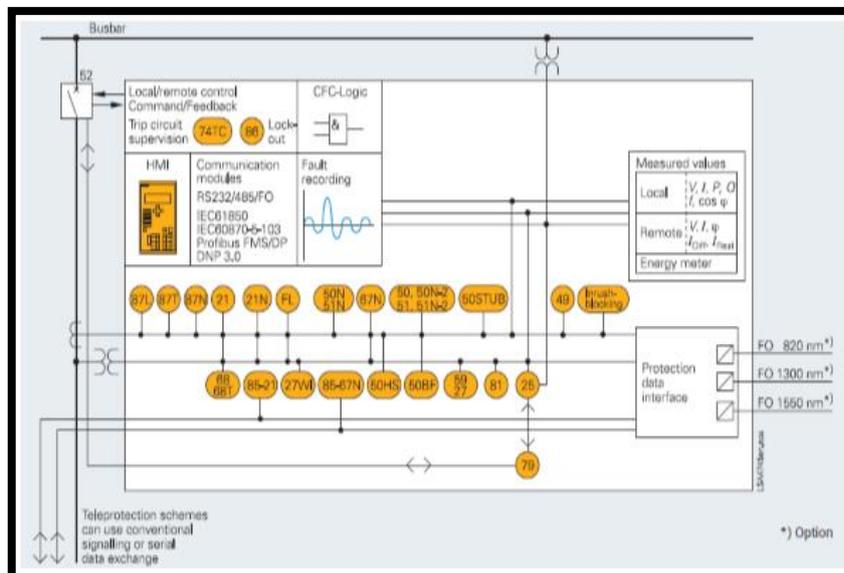


Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SD52/53.

3.14.4. ESQUEMA INTERNO

En la figura 34 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED.

Figura 34: Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SD532.



Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SD52/53.

3.14.5. IED SIPROTEC 7SJ622

El IED 7SJ622 de Siemens, ofrece protección para líneas de media y alta tensión con y sin sistema de aterrado, pero también brinda protección para máquinas asíncronas de todos los tipos.

Figura 35: IED SIPROTEC 4 7SJ62.

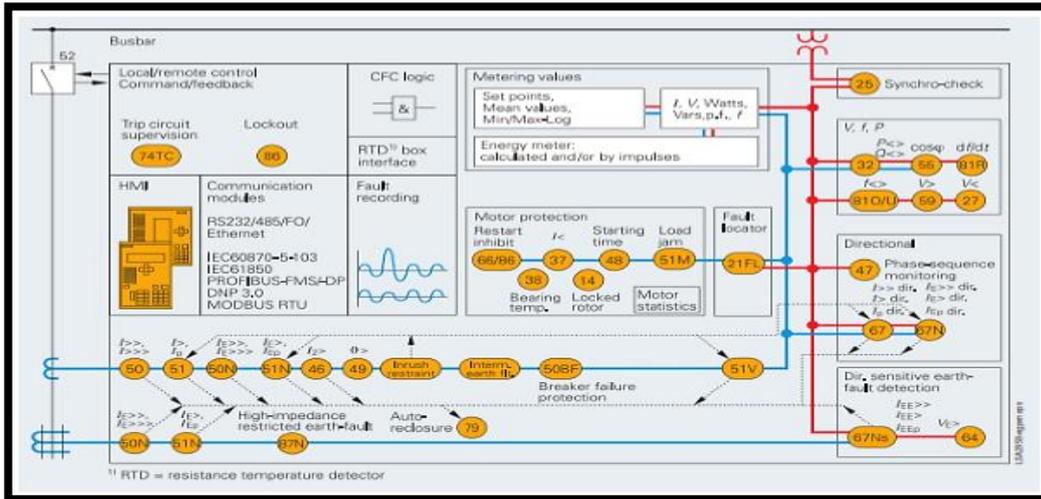


Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ62.

3.14.6. ESQUEMA INTERNO

En la figura 36 se observa el diagrama unifilar con las funciones de protección, control, monitoreo y medición que dispone el IED.

Figura 36: Esquema interno del IED SIPROTEC 4 7SJ62.



Fuente: Catálogo. SIPROTEC 4 7SJ62.

Nota: De todas las funciones de protección con las que cuentan todos los IED's descritos anteriormente, solamente están activas aquellas funciones que fueron seleccionadas en el diseño de protecciones del elemento correspondiente. (7, 24,31)

3.15. LOS IED'S INSTALADOS EN LAS CENTRALES DE ELECTROCENTRO

URSEA. (2015), presenta un resumen de los elementos de todas las centrales con su correspondiente IED de protección.

Tabla 5: Resumen de los IED's instalados en las centrales de Electrocentro.

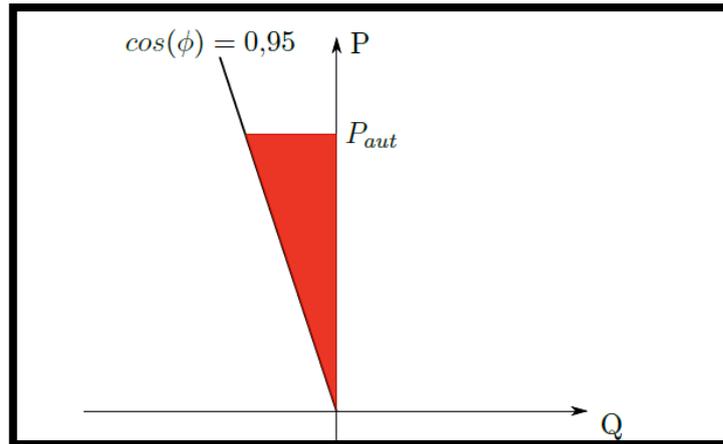
CENTRAL	ELEMENTO PROTEGIDO		
	GENERADORES	TRANSFORMADORES	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SAUCAY	REG670	RET670	RET670 de T202 y RET670 de T203
SAYMIRÍN III y IV	REG670	RET670	-
SAYMIRÍN V	MICOM P343	MICOM P643	MICOM P543
EL DESCANSO	REG670	RET670	-
OCAÑA	MICOM P343	SIPROTEC 7UT613 y SIPROTEC 7SJ641	SIPROTEC 7SD532 y SIPROTEC 7SJ622

Fuente: Elaboración propia

3.15.1. MODO DE CONTROL DE GENERADORES

En virtud de los Convenios de Conexión suscritos por los generadores A y B con UTE, no se requiere a los mismos realizar control de tensión en su respectivo nodo de conexión.

Figura 37: Rango de factor de potencia A y B.



Fuente: URSEA. (2015).

El control de los niveles de tensión en estos radiales corre por cuenta de UTE, mediante los transformadores 150/31.5kV y la tensión se deberá mantener siempre en el rango 31; 5kV 5%.

Figura 38: Registro de tensiones en barra 31.5 kV de la red estudiada.

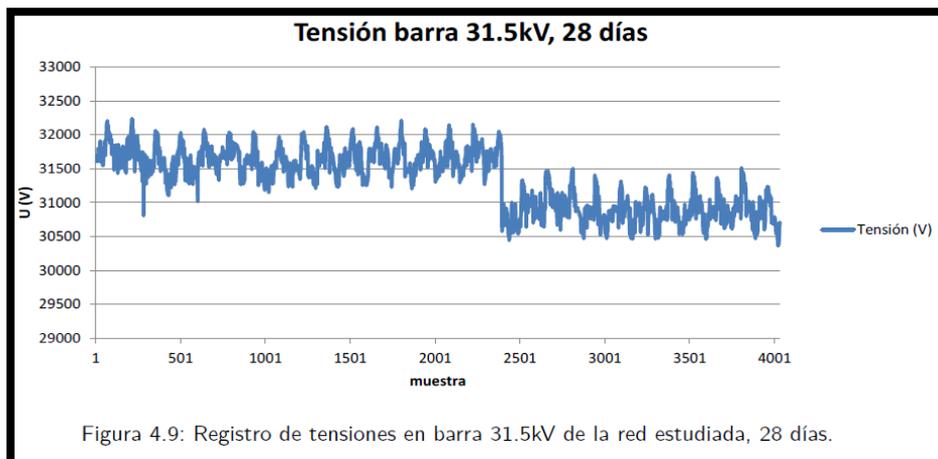


Figura 4.9: Registro de tensiones en barra 31.5kV de la red estudiada, 28 días.

Fuente: Electrocentro.

Se observa que dentro del periodo observado la tensión oscila entre aproximadamente +2,2% y -3,2% de su valor nominal.

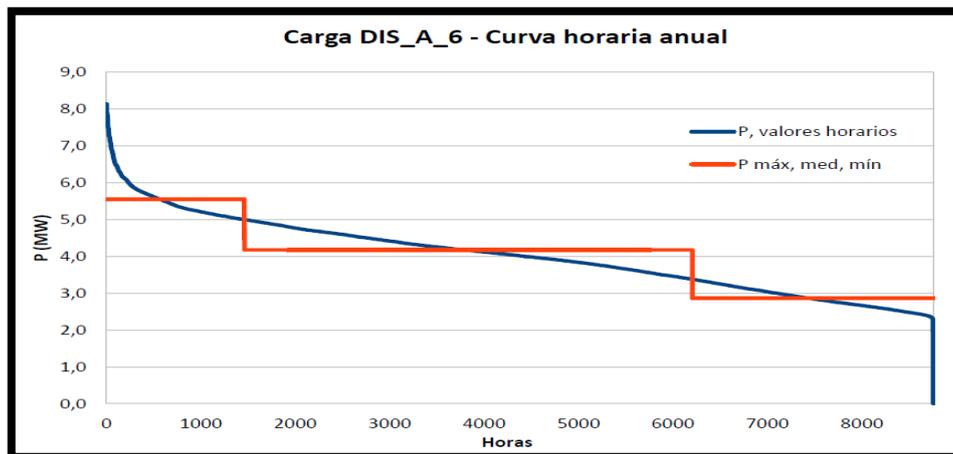
3.15.2. CARGAS

Se describirán a continuación las características de las cargas existentes dentro de la red estudiada.

a. Carga en DIS A

Esta estación alimenta cargas urbanas, tal como se indicó anteriormente. Resulta necesario para los estudios que se presentarán en el proyecto tener representados escenarios de carga típicos (máxima, media, mínima) para esta estación.

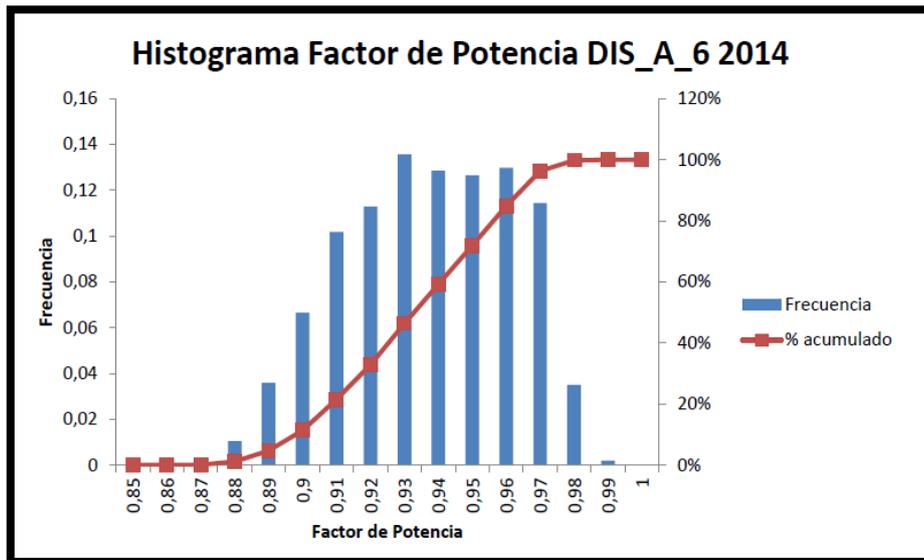
Figura 39: Curva monótona de P y escenario de demanda, DIS.A.



Fuente: Electrocentro.

Por otra parte, se realizó un análisis de los valores de factor de potencia en la estación mediante un histograma, a los efectos de evaluar la frecuencia de los distintos valores:

Figura 40: Histograma de factor de potencia, DIS.A.



Fuente: Electrocentro.

Se observa que el factor de potencia tiene cierta dispersión, alrededor de un valor más probable de aproximadamente 0,93. Se estudió también el comportamiento del factor de potencia a lo largo del día, para detectar si existe alguna correlación con P por ejemplo. En función de lo anterior, los valores utilizados para las simulaciones son los siguientes:

Tabla 6: Carga barra DIS.A.6.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	5.6	2.2	0.93
Media	4.2	1.7	0.93
Mínima	2.9	1.1	0.93

Fuente: Elaboración propia

b. Carga en DIS B

En el caso de DIS B se tienen dos barras con carga, una de 6kV y otra de 15kV. Se analizan separado cada una de ellas. Siguiendo un procedimiento análogo al caso anterior (se presentan los detalles del mismo en Apéndice B.0.5), se obtienen los siguientes valores para cada barra:

Tabla 7: Carga barra DIS.B.6.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.1	0.2	0.99
Media	0.8	0.1	0.99
Mínima	0.6	0.1	0.99

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8: Carga barra DIS.B.15.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.4	0	1
Media	1.0	0	1
Mínima	0.7	0	1

Fuente: Elaboración propia

c. Carga en DIS C

Para esta estación no se dispuso de valores horarios de P y Q, dado que no forma parte de la alimentación normal del radial del generador GEN A, de todas formas, se obtuvieron valores de referencia de consumo, los cuales se escalaron tomando como referencia la estación DIS A, de similares características:

Tabla 9: Carga barra DIS.C.6.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	2.8	1.1	0.93
Media	2.1	0.8	0.93
Mínima	1.5	0.6	0.93

Fuente: Elaboración propia

d. Carga en DIS D

Se procede del mismo modo que para el caso anterior, ahora tomando como referencia DIS B 15, por encontrarse ambas estaciones en zonas suburbanas similares.

Tabla 10: Carga barra DIS.D.15.

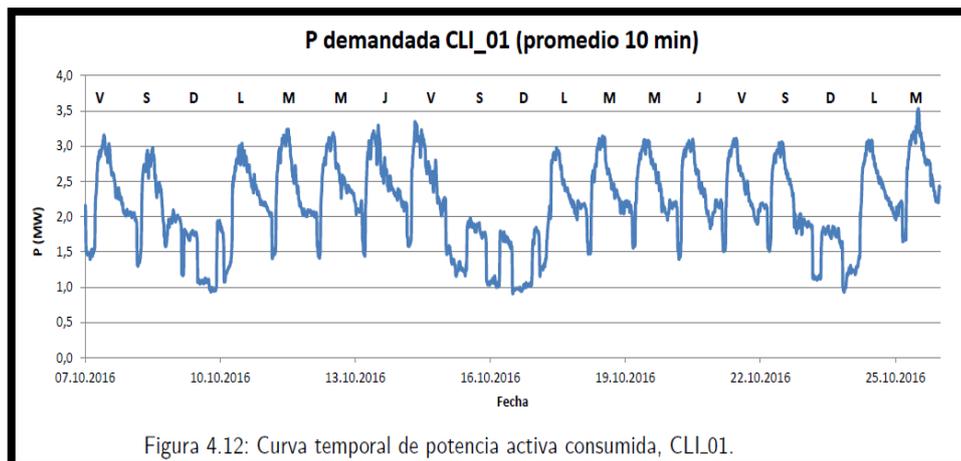
Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	cos(φ)
Máxima	3.2	0	1
Media	2.3	0	1
Mínima	1.6	0	1

Fuente: Elaboración propia

e. Carga CLI 01

Se pudo acceder a un registro de potencia correspondiente a este cliente industrial. Se contó con datos de 19 días, con frecuencia de 10 minutos. En la Fig. 41 se observa el registro de potencia activa del periodo completo.

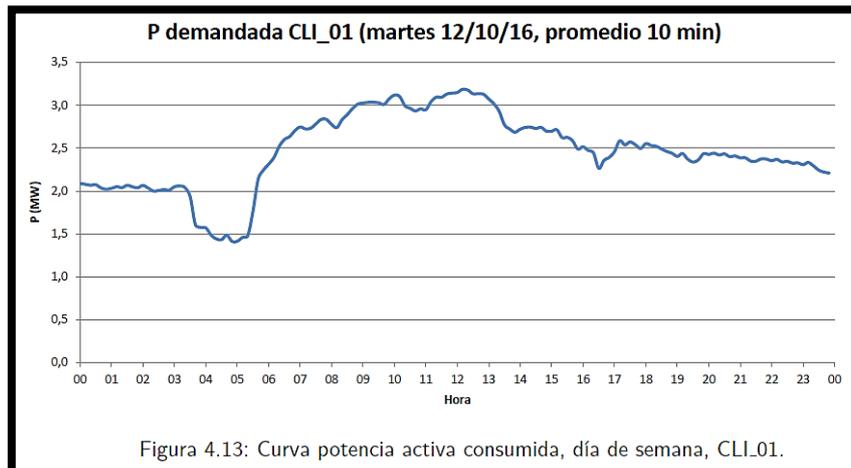
Figura 41: Curva temporal de potencia activa consumida.



Fuente: Elaboración propia

Se observa un patrón de consumo claramente establecido en la semana (se muestran en la figura los días como referencia), con un comportamiento en general similar para los días lunes a sábado y una pausa el domingo. Resulta interesante observar con mayor detenimiento la curva de carga de un día de semana:

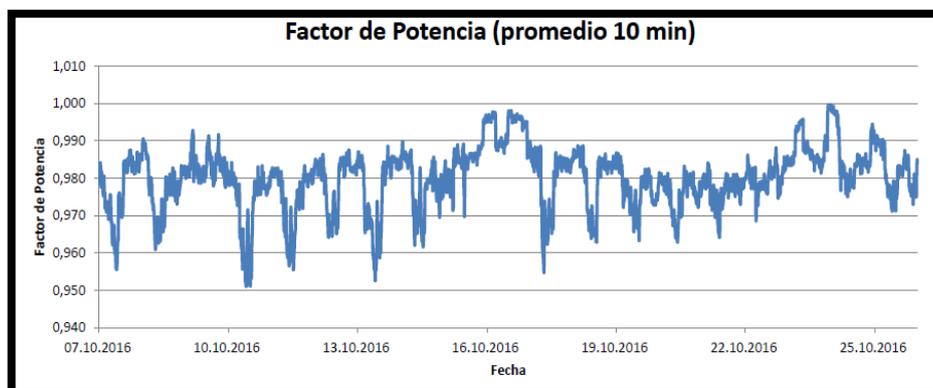
Figura 42: Curva potencia activa consumida, día de semana.



Fuente: Elaboración propia

Se observa que la instalación industrial tiene un mínimo consumo durante unas dos horas en la madrugada, cuando la potencia se reduce a aproximadamente 1.5MW y un período de máxima entre la mañana y el mediodía, con aproximadamente 3MW. Por esta razón se entiende que es importante conocer con detalle el funcionamiento de esta carga. En lo que respecta al factor de potencia, en la fig. 43 se muestra el andamiento del mismo a lo largo del período registrado. Se observa que no se aparta demasiado de un valor medio de aproximadamente 0.98, reduciéndose en los periodos de mayor consumo, presumiblemente por el uso de grandes motores.

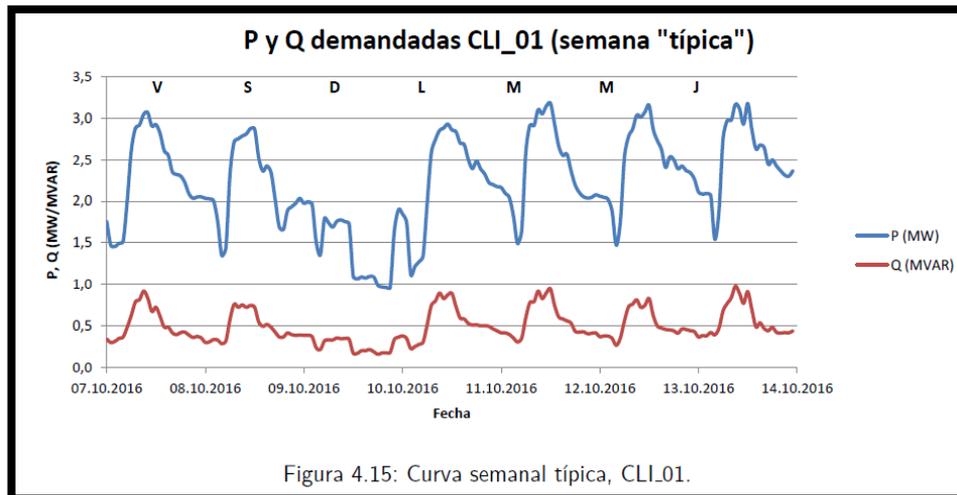
Figura 43: Factor de potencia.



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, modelar el efecto combinado de todas las cargas en el radial de GEN A, y que no se contaba para esta carga con mayor registro de datos que estos 19 días de mediciones, se extrajo una semana de datos la cual se toma como semana típica", la cual se muestra en la fig. 44.

Figura 44: Curva semanal típica.



Fuente: Elaboración propia

Esta semana se utiliza como referencia del consumo de la planta a lo largo de todo el año, más allá de que pueda resultar una hipótesis poco exacta dado que no considera estacionalidad en el consumo, paradas de mantenimiento, etc. Fue la decisión de compromiso que se debió tomar considerando la información disponible. (3,22)

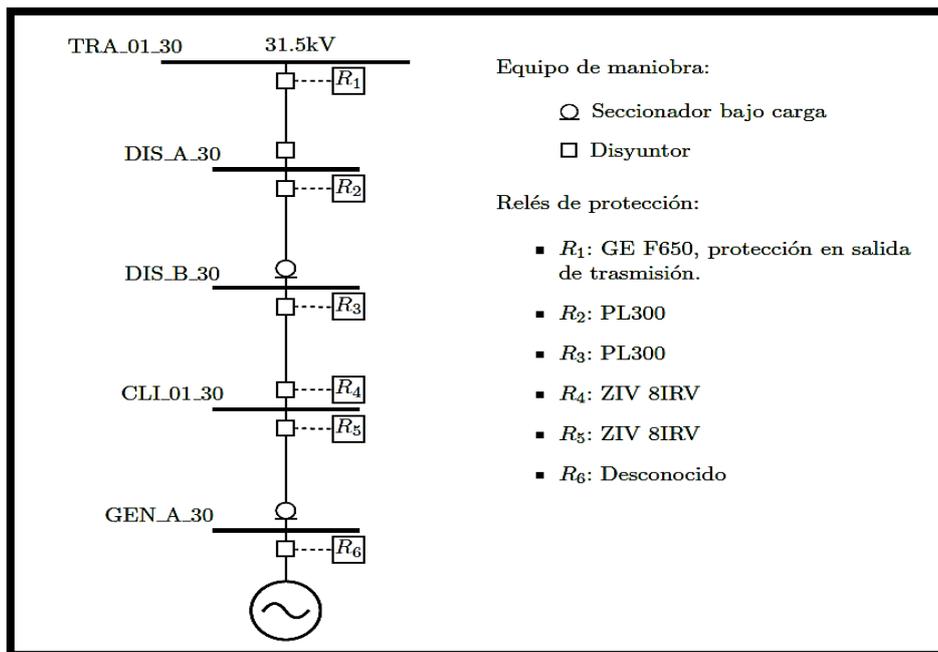
3.16. SISTEMA DE PROTECCIONES

Para Stephen, J. (2012), es parte fundamental de este trabajo el análisis del sistema de protecciones (SdP) de la red bajo estudio. En virtud de ello en esta sección se hará una descripción del SdP existente en esta red.

3.16.1. GENERADOR A - RÉGIMEN NORMAL (RADIAL “DIS A”)

El Generador A en régimen normal se alimenta en punta del radial que recorre las estaciones DIS A, DIS B, CLI 01 y finalmente GEN A. En la figura 4.16 se observa un esquema unifilar de esta salida y su respectivo SdP.

Figura 45: Esquema de protección radial hacia generador A.



Fuente: Electrocentro

Relé de cabecera (TRA 01, R1) tiene como cometido principal actuar ante faltas dentro del circuito protegido y coordinando con las protecciones aguas abajo en la medida de lo posible, para asegurar selectividad ante una falta y aislando la menor parte posible del circuito.

El relé cuenta con 3 grupos de ajustes, que se seleccionan mediante una lógica basada en entradas digitales, según las condiciones actuales de los GD que aportan a TRA 01:

- Grupo 1: Si Generador A está generando en este radial.
- Grupo 2: Si hay un generador aportando a la barra TRA 01 30 a través de otro radial (por ej. Generador B).
- Grupo 3: Si no hay GD en servicio.

Simbologías típicas. Funciones de los dispositivos / Códigos ANSI

Simbologías típicas

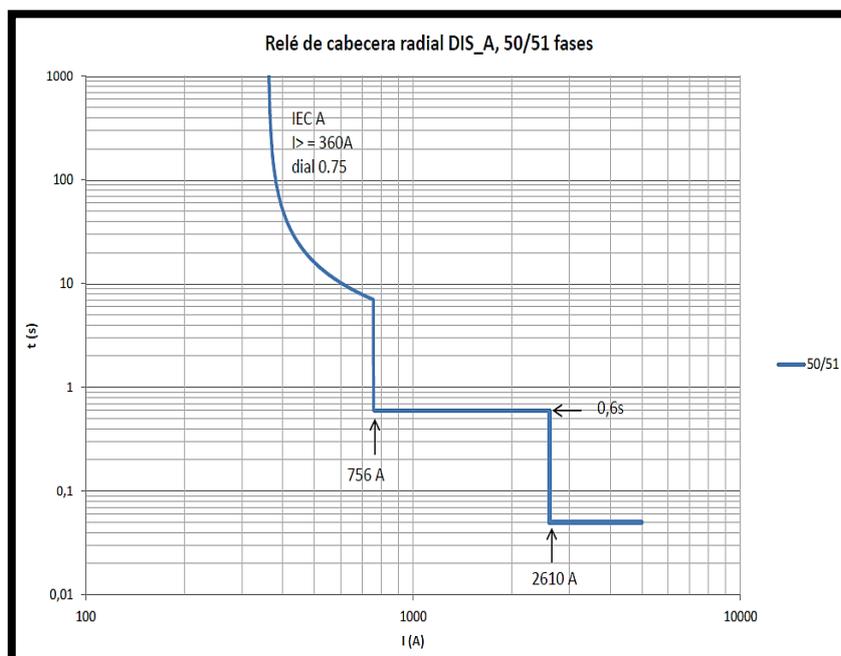
I >	Protección de máximo de corriente (50 / 51)
I ←	Protección direccional de corriente (67)
I ₀ >	Protección de máximo de corriente homopolar (50N / 51N)
I ₀ ←	Protección direccional de tierra (67N)
I _i	Protección de máximo de componente inversa / desequilibrio (46)
I	Protección de imagen térmica (49)
ΔI	Protección diferencial (87)
ΔI ₀ >	Protección diferencial de tierra (87G)
U <	Protección de mínimo de tensión (27)
> f >	Protección de máxima y mínima frecuencia (81)
U >	Protección de máxima tensión (59)
P ←	Protección contra retorno de potencia activa (32P)
Q ←	Protección contra retorno de potencia reactiva o desexcitación (32Q / 40)
U ₀ >	Protección de máxima tensión homopolar (59N)
	Relé Buchholz (63/71)

Funciones Grupo 1:

- **Sobrecorriente:**

Si se cuenta con medida de tensión las funciones de sobrecorriente son direccionales, bloqueándose la función no direccional si la direccional está activa. A continuación, se muestran las curvas tanto para fase como para tierra.

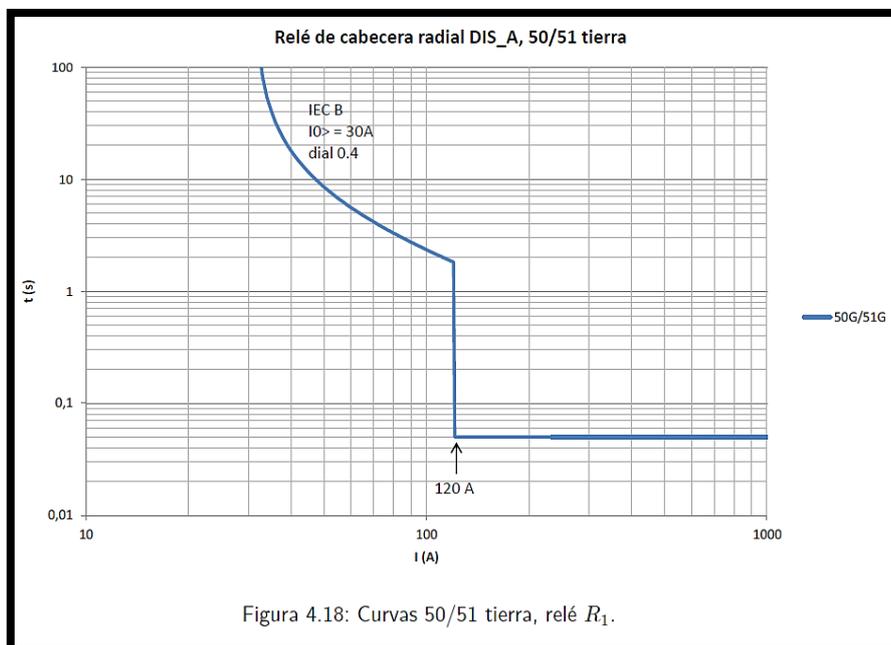
Figura 46: Curva 50/51 fases, relé R1.



Fuente: Electrocentro

El primer escalón de tiempo definido deja suficiente margen de coordinación con la curva de tiempo inverso correspondiente al lado 150kV del transformador de potencia (no representada).

Figura 47: Curvas 50/51 tierra, rele R1.



Fuente: Electrocentro

Las funciones de sobrecorriente anteriores utilizan unidades direccionales con los siguientes ángulos característicos:

Tabla 11: Ajustes unidades direccionales.

Función	MTA ($^{\circ}$)
Fase	45
Tierra	0

Fuente: Elaboración propia

Se implementan también funciones 50/51, 50SG/51SG1 no direccionales, con los mismos ajustes que las anteriores salvo que las instantáneas no tienen el retardo adicional de 50ms. Funciones de tensión y frecuencia:

Tabla 12: Ajustes funciones frecuencia y tensión Grupo 1.

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
27P	0.88	pu	2.000
59N	21.520	kV	3.500
81U	49.8	Hz	0.300
81O	50.5	Hz	0.160
81R	5	Hz/s	0.200

Fuente: Elaboración propia

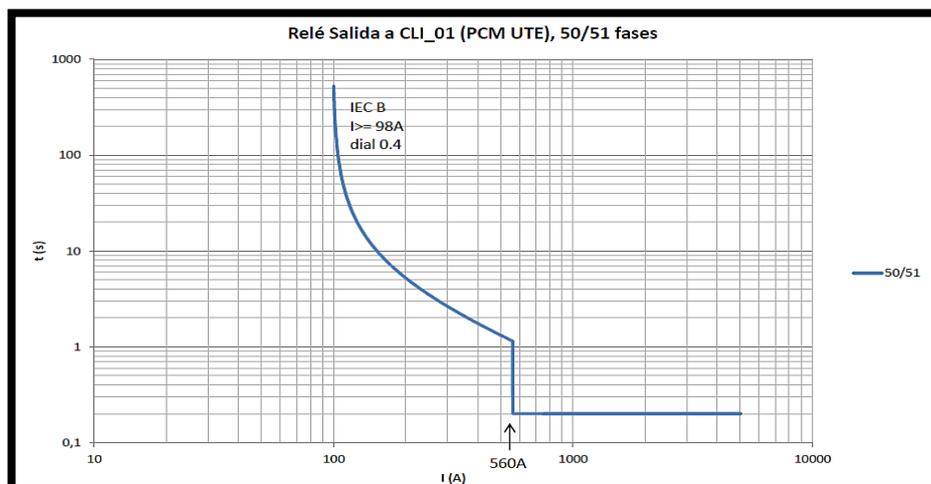
Anti-isla: En base a los principios actualmente en uso en la red de distribución de UTE, no se permite la operación en isla del GD. En ese sentido está implementada una función anti-isla con la siguiente lógica:

Ecuación 6: Función anti-isla

$$(U <) \text{ AND } [(f >) \text{ OR } (f <) \text{ OR } (df/dt)]$$

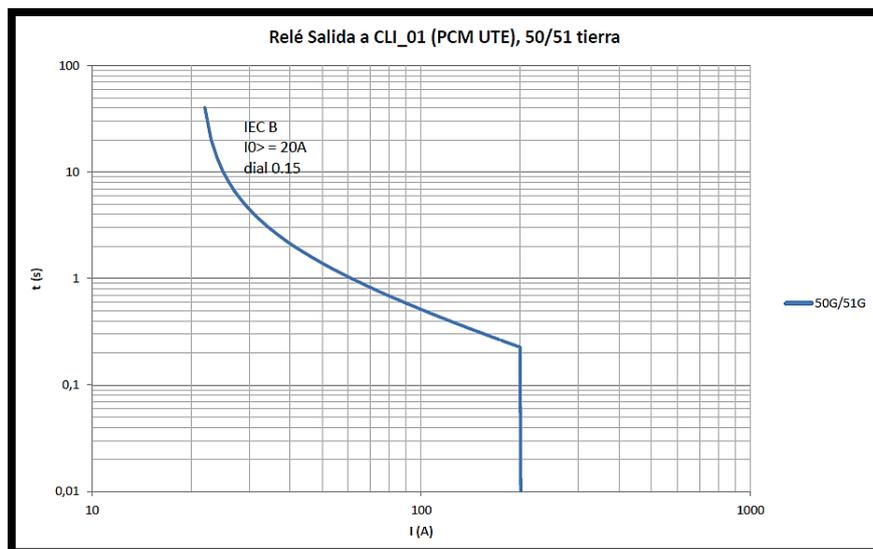
Se observa que para configurarse la detección de isla se combina la presencia de una Subtensión junto con una deriva en la frecuencia. Funciones Grupos 2 y 3: Se ajustan solamente las funciones de sobrecorriente no direccionales (51/50, 51G/50G), con los mismos ajustes que para el Grupo 1. Relés en DIS A y DIS B (R2 y R3).

Figura 48: Curvas 50/51 fases, relé salida a cliente.



Fuente: Electrocentro

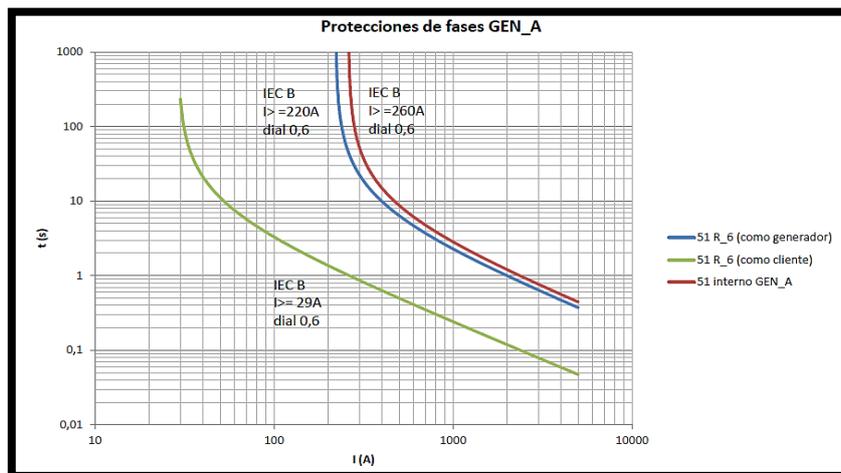
Figura 49: Curvas 50/51 tierra, relé salida a cliente.



Fuente: Electrocentro

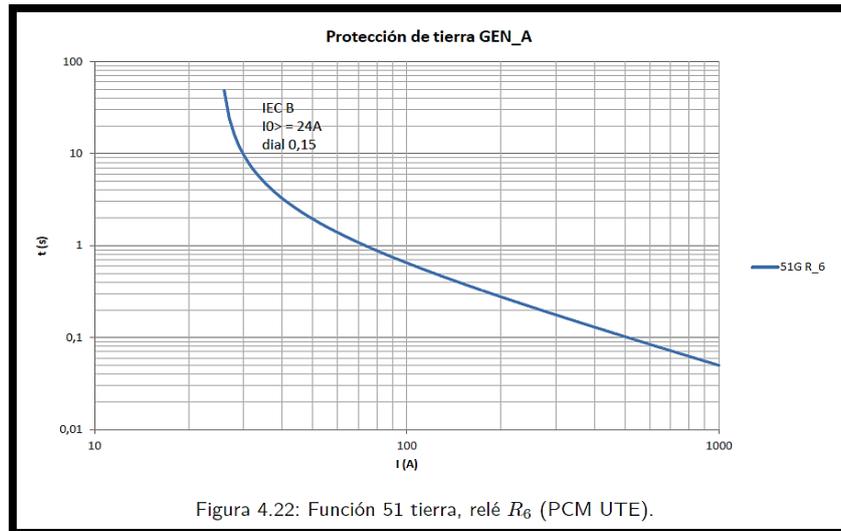
Relé de GEN A (R6) y protecciones internas de GEN A Este caso corresponde al relé de la celda de salida a GEN A en su respectivo PCM. No se cuenta con el modelo de este relé, pero debe implementar las funciones usuales para una protección de celda de salida a generador (funciones de sobrecorriente direccional, sub y sobre tensión y frecuencia, como mínimo). Dado que tampoco se tuvo acceso a los ajustes reales del mismo, se toma como referencia valores escalados de otro PCM de un GD conectado también a la red de 31.5kV de UTE. (8,25,34)

Figura 50: Función 51 fases, relés R6.



Fuente: Electrocentro

Figura 51: Función 51 tierra, relé R6.



Fuente: Electrocentro

La relación tan amplia entre los valores de arranque de fases en ambos sentidos se debe a que el GD tiene potencia autorizada 10MW y potencia respaldada 1.2MW.

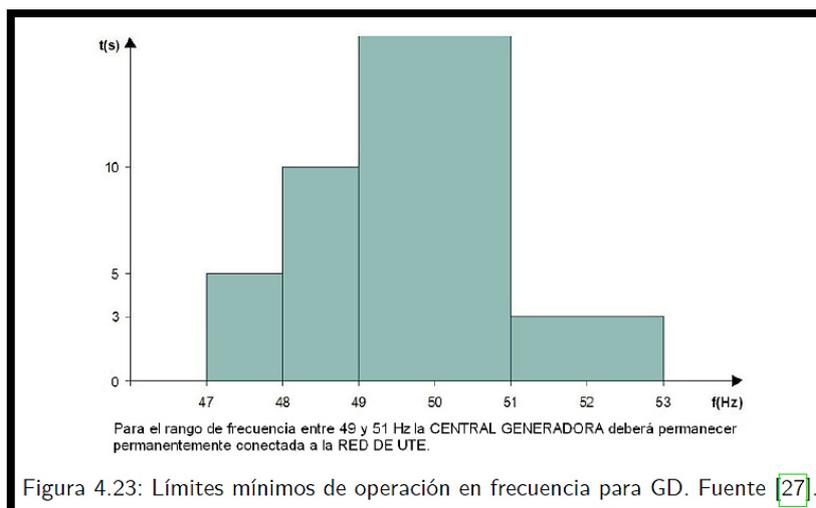
Tabla 13: Ajustes funciones frecuencia y tensión internos, GEN A 2.

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
27	no habilitado	-	-
59	1.12	pu	1
	1.20	pu	0.16
81U	no habilitado	-	-
81O	50.4	Hz	0.2
81R	-1	Hz/s	0
	-0.3	Hz/s	0.1
	0.3	Hz/s	0.1
	1	Hz/s	0
<i>Vector Jump</i>	5	°	0.06

Fuente: Electrocentro

Se observa que el ajuste de sobre frecuencia anterior no cumple lo solicitado en el Convenio de Conexión de GD conectados en MT [27]. Allí se establece la siguiente restricción mínima para las protecciones de sub/sobre frecuencia:

Figura 52: Límites mínimos de operación en frecuencia para GD.



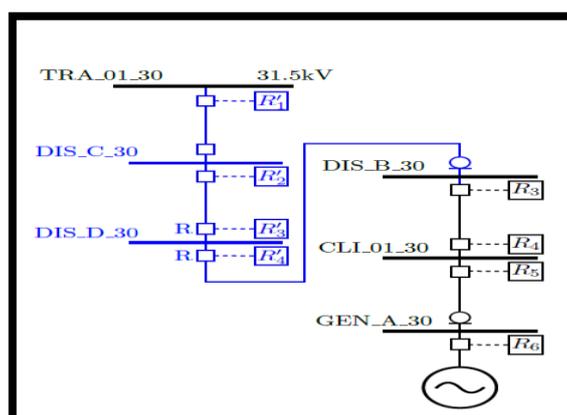
Fuente: Electrocentro

Se desconoce la razón de este ajuste. En base a lo observado para otros casos de GD similares conectados a la red de su transmisión se utilizan ajustes de frecuencia que están igual o por encima de los límites mostrados en la fig. 53.

- **Generador A - régimen de contingencia (radial “DIS C”)**

GEN A en régimen de contingencia se alimenta en punta del radial que recorre las estaciones DIS C, DIS D, DIS B, CLI 01 y finalmente GEN A. En la figura 4.24 se observa esquemáticamente esta configuración de la red y su respectivo SdP.

Figura 53: Esquema de protección de radial hacia generador A.

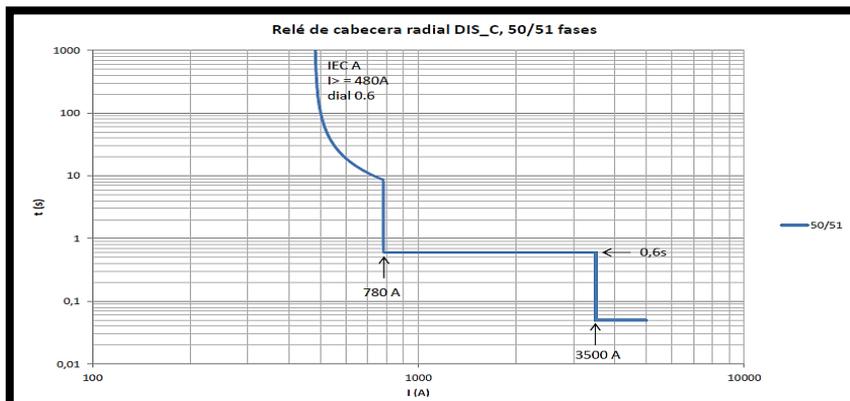


Fuente: Electrocentro

3.16.2. SOBRECORRIENTE:

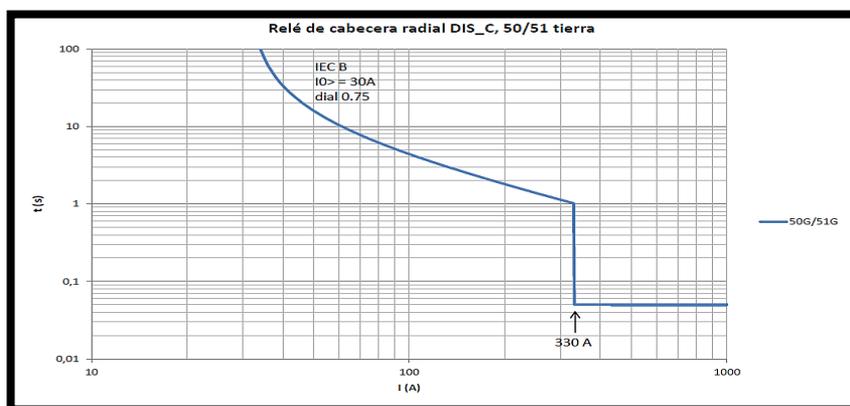
A continuación, se muestran las curvas tanto para fase como para tierra.

Figura 54:: Curvas 50/51 fases, relé cabecera DIS.C.



Fuente: Electrocentro

Figura 55: Curvas 5/51 tierra, relé cabecera DIS.C.



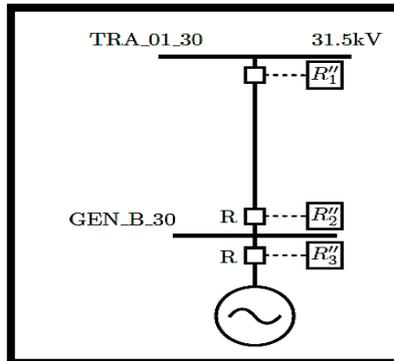
Fuente: Electrocentro

Las funciones de sobrecorriente anteriores son direccionales, y utilizan unidades direccionales con los mismos ángulos característicos que para el radial DIS A (45 y 0 grados para fase y tierra respectivamente). Funciones de tensión y frecuencia: Mismos ajustes que para radial DIS A. Relés en DIS C y DIS D (R02 y R04) Valen las mismas consideraciones realizadas para DIS A y DIS B anteriormente, en cuanto a los ajustes de estos relés. Resumen - SdP radial DIS C régimen de contingencia.

- **Generador B - régimen normal de operación (radial "GEN B")**

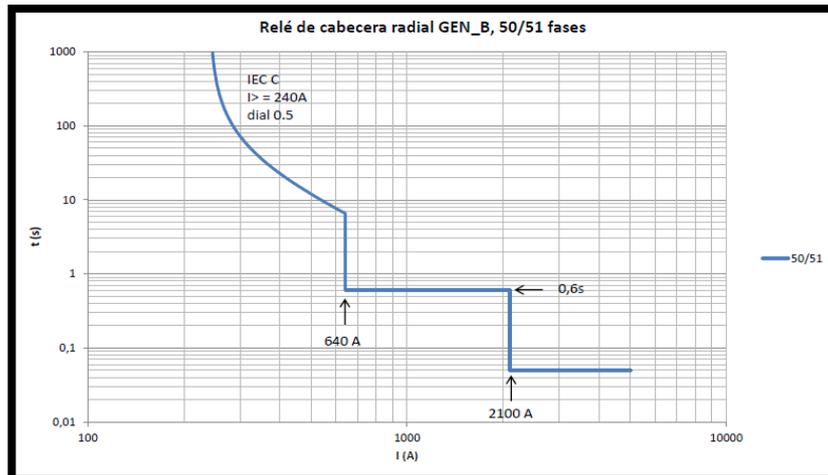
Para el caso de este generador no se analizará el esquema de protecciones asociado a la alimentación de contingencia, dado que el estudio presentado en este trabajo se centrará sobre el generador GEN "A".

Figura 56: Esquema de protecciones de radial hacia generador B.



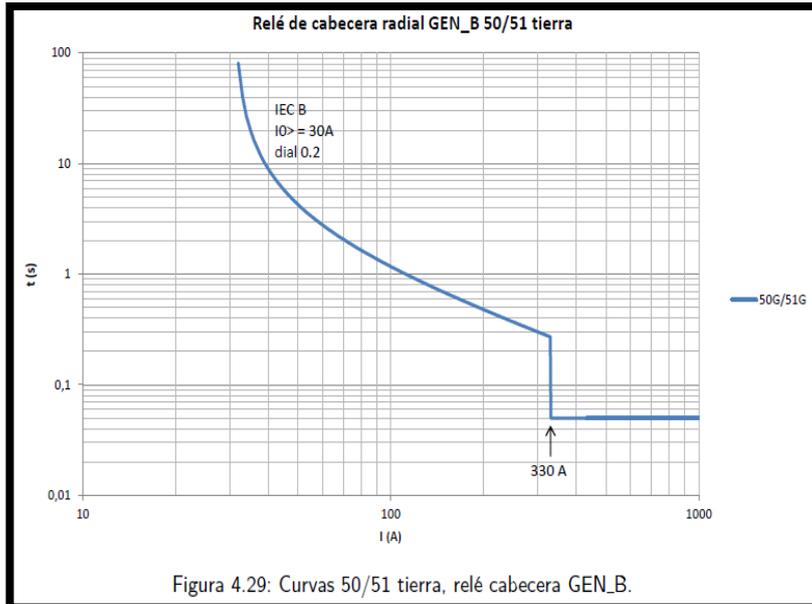
Fuente: Electrocentro

Figura 57: Curvas 50/51 fases, relé cabecera GEN_B.



Fuente: Electrocentro

Figura 58: Curvas 50/51 tierra, relé cabecera GEN_B.

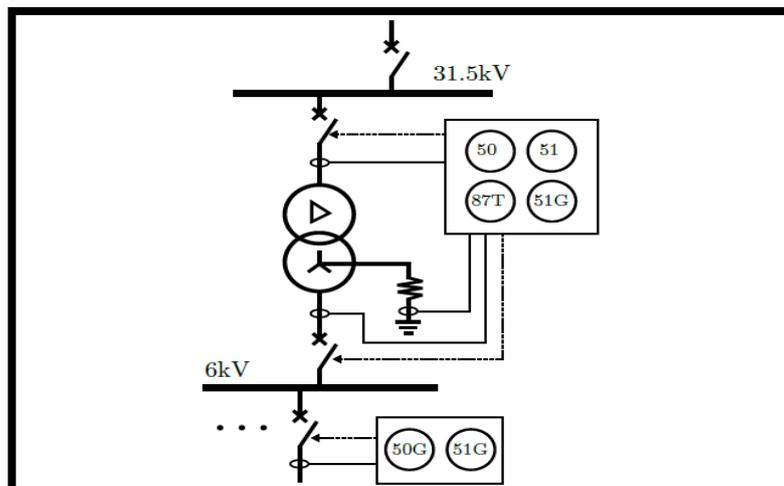


Fuente: Electrocentro

- **Protección de transformadores en estaciones de distribución**

Como se comentó en 2.5.4 en este trabajo se desarrollará entre otras, la aplicación de una coordinación de relés de sobrecorriente para el caso de estudio analizado, tomando como referencia lo presentado en (28). Para ello es necesario revisar la coordinación entre los relés de sobrecorriente de la línea principal con las protecciones de las salidas en cada estación.

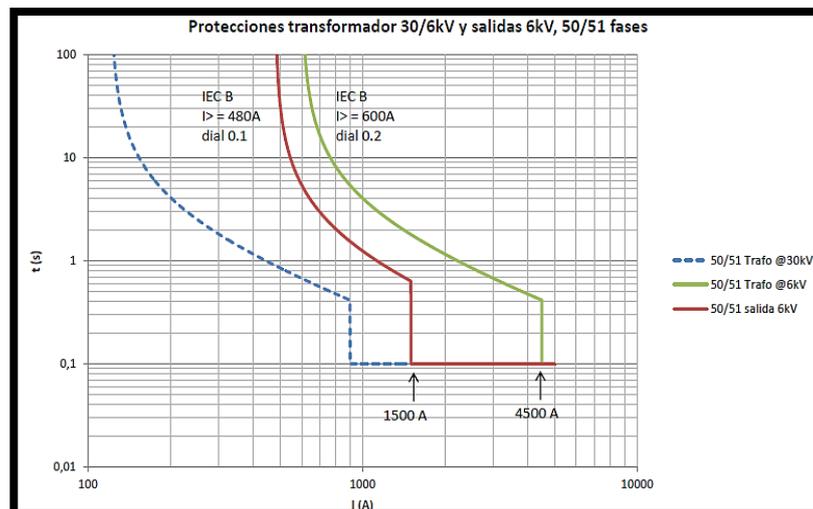
Figura 59: Esquema de protecciones transformadores 30/6 kV y salida 6 kV.



Fuente: Electrocentro

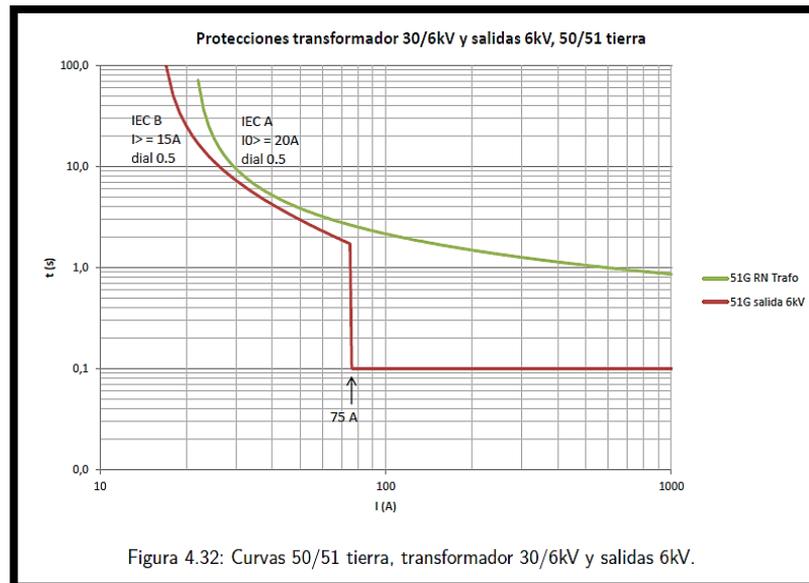
Se observa en la figura 59 que la protección principal del transformador se realiza mediante un relé diferencial (87T). Además, se tiene una protección de sobrecorriente de fase y tierra. La protección de sobrecorriente de fase mide en el primario y tiene una curva de tiempo inverso con arranque en 1.2 veces la corriente nominal del transformador. Una unidad de tiempo definido se ajusta a 100ms, como respaldo del diferencial para faltas internas. (I.E.E.E.-C57. 2013)

Figura 60: Curvas 50/51 fases transformadores 30/6 kV y salidas 6 kV.



Fuente: Electrocentro

Figura 61: Curvas 50/51 tierra transformador 30/6 kV y salida 6 kV



Fuente: Electrocentro

3.17. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Métodos de explotación:** El método de explotación es la estrategia global que permite la excavación y extracción de un cuerpo mineralizado del modo técnico y económico más eficiente. (12)
- **Central termoeléctrica:** Es el conjunto de elementos (organismo, sistema) destinados a convertir en energía eléctrica la energía mecánica con parte de la energía que se desprende en forma de calor del proceso de combustión utilizando como combustible el carbón, gas o algún combustible quemado. (6)
- **Componentes simétricas:** Un sistema de secuencia positiva o componente uno es un sistema trifásico balanceado cuyas componentes tienen igual magnitud y una diferencia de fase de $2\pi/3$. (5)
- **Coordinación de las protecciones:** Es el trabajo u operación conjunto de las protecciones que permite hacer selectiva la operación de las protecciones. (1)
- **Corriente subtransitoria:** La interpretación física más correcta corresponde al cociente del valor eficaz de la f.e.m. resultante interna, inducida en el primer instante, dividida por la reactancia de dispersión del inducido X_0 , y la del inductor en el instante del corto circuito, reactancia a la que se denomina subtransitoria y se representa por $X''d$. (9)

- **Corto circuito asimétrico:** La palabra asimétrica describe la forma de ondas de corriente alterna alrededor de su eje cero. Si las envolventes no son simétricas alrededor del cero, se les denomina entonces envolventes de corriente asimétrica por lo que falla o cortocircuito presenta esta característica. (12)
- **Derivación:** Ramificación o ruta alterna de salida de energía eléctrica, para un equipo y/o circuito eléctrico. (5)
- **Disparo:** Término usado comúnmente para referirse a la operación de las protecciones eléctricas que mandan abrir un o algunos interruptores. (20)
- **Flashover:** Descarga eléctrica, arco que salta entre dos partes de un maquina eléctrica o entre la máquina y tierra. Arco en el colector (entre el porta escobillas de polaridad opuesta). Descarga disruptiva. Cortocircuito con desprendimiento de chispas. (17)

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

4.1. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

- Realizar el mantenimiento y programación de los equipos automáticos, relé de protección, interruptores de protección, instalaciones eléctricas de las redes primarias y secundarias, MT, BT, en las centrales hidroeléctricas, subestación de potencia, transformadores de tensión 22.9 kV, 13.2 kV, 0.44 kV.
- Mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo de los sistemas eléctricos de la central hidroeléctricas, transformadores, subestaciones, mejoras de instalaciones eléctricas para mantener la buena condición de la organización.
- Control y lectura de los medidores, monitorear los indicadores de alertas del sistema ante eventuales caídas o interrupciones en el servicio. Inspección y verificación de las cargas de ingreso y salida de los alimentadores A4331, A4332 y A4333.
- Puesta en marcha de la central.

Verificar la desconexión de las puestas a tierra temporaria.

Verificar tensión de retorno de la CH Huarisca y apertura de recloser's en la barra 13.2 Kv.

Verificar las causas de falla en los tableros de protección y recloser's.

- Activar el sincronoscopio y verificar retorno de tensión de barras, igualar la tensión de grupo de barra (sistema). Igualar la frecuencia (Hz) del grupo, con la frecuencia (Hz) del sistema, al lograr los tres parámetros antes mencionados, inmediatamente activar el cierre del interruptor. Utilizando los equipos de protección EPP's, y manejo de equipos de MT.
- Mantenimiento y megado de pozo a tierra en un tiempo a cada 6 meses en las líneas trifásicas y monofásicas. Megado de los generadores, cables, de tal forma minimizar la inoperatividad de los motores síncronos y evitar accidentes, incidentes al personal. Reporte diario de la producción

4.1.1. ENFOQUE DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

El proyecto describe los procesos para gestionar los cambios en el presupuesto, recursos, cronograma, entregables e hitos del proyecto. Los procesos del proyecto proporcionan un enfoque consistente para solicitar, evaluar, realizar cambios durante el ciclo de vida del proyecto.

4.1.2. ALCANCE DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

En las etapas de desarrollo del proyecto siempre es importante conocer las metodologías que el profesional empleará en el proyecto, así como también cómo será el seguimiento de las actividades ya finalizadas, todo esto con el objeto de minimizar situaciones problemáticas y que puedan generar desgaste en la relación cliente-profesional durante la ejecución de la obra.

4.1.3. ENTREGABLES DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

Como resultado de las actividades profesionales entrego lo siguiente:

Información técnica:

4.1.3.1. Entregable 01: planos conforme a obra de la red secundaria.

Entregable 02: planillas de montaje electromecánico de la red secundaria

- **Montaje de partes importantes**

Se da conocimiento antes del inicio del montaje, las partes o piezas importantes cuyo montaje ha requerido de autorización.

Ninguna parte o pieza importante del equipo se montará sin que se haya solicitado y obtenido de la supervisión la autorización de que la parte o pieza en cuestión puede ser montada.

- **Herramientas y equipos de construcción**

Se mantendrá en el sitio de la central y de acuerdo con los requerimientos de la misma, equipos de construcción y montaje adecuados y suficientes.

- **Cambios y modificaciones**

La supervisión tiene el derecho y ordenará por escrito, mediante una orden de cambio la alteración del metrado contractual de las partes del tablero de control, como de los plazos y se determinará de común acuerdo, entre la supervisión y el contratista. se entiende por orden de cambio la que se refiere a cambio o modificación que la supervisión considere técnicamente necesaria introducir. El contratista deberá llevar a cabo, sin demora alguna, las modificaciones ordenadas. La diferencia en precio derivada de las modificaciones será añadida o deducida del precio, según el caso. El monto de la diferencia será calculado de acuerdo con los precios del metrado y presupuesto, donde sea aplicable; en todo caso, será determinado de común acuerdo, entre la supervisión y el contratista.

- **Rechazos**

El contratista, subsanará las deficiencias. Si en cualquier momento anterior a la aceptación provisional, la supervisión encontrase que, a su juicio, cualquier parte del cambio, suministro o material empleado por el contratista o por cualquier subcontratista, es o son defectuosos o están en desacuerdo con los documentos contractuales, avisará al contratista para que éste disponga de la

parte del cambio, del suministro o del material impugnado para su reemplazo o reparación. El contratista, en el más breve lapso y a su costo, deberá subsanar las deficiencias. Todas las piezas o partes de reemplazo deberán cumplir con las prescripciones de garantía y estar conformes con los documentos contractuales. En caso que el contratista no cumpliera con lo mencionado anteriormente, el propietario podrá efectuar la labor que debió realizar el contratista cargando los costos correspondientes a este último.

- **Daños de obra**

El contratista será responsable de los daños o pérdidas de cualquier naturaleza y que por cualquier causa pueda experimentar la obra hasta su aceptación provisional, extendiéndose tal responsabilidad a los casos no imputables al contratista.

En tal sentido, deberá asegurar la obra adecuadamente y en tiempo oportuno contra todo riesgo asegurable y sin perjuicio de lo estipulado en el contrato sobre tal responsabilidad

- **Daños y perjuicios a terceros**

El contratista se responsabilizará de las reclamaciones de cualquier carácter a que hubiera lugar por los daños causados a las personas o propietarios por negligencia en el trabajo o cualquier causa que le sea imputable; en consecuencia, se reparará o deberá reparar a su costo el daño o perjuicio ocasionado.

- **Protección del medio ambiente**

El contratista preservará y protegerá toda la vegetación tal como árboles, arbustos y hierbas, que exista en el sitio de la obra o en los adyacentes y que, en opinión de la supervisión, no obstaculice la ejecución de los trabajos.

- **Vigilancia y protección de la obra**

El contratista protegerá y conservará las instalaciones, equipos, maquinarias, instrumentos, provisiones, materiales y efectos de

cualquier naturaleza, así como también toda la obra ejecutada, hasta su aceptación provisional.

Los requerimientos hechos por la supervisión al contratista acerca de la protección adecuada que haya que darse a un determinado equipo o material, deberán ser atendidos.

Si, de acuerdo con las instrucciones de la supervisión, las instalaciones, equipos, maquinarias, instrumentos, provisiones, materiales y efectos mencionados no son protegidos adecuadamente por el contratista, el propietario tendrá derecho a hacerlo, cargando el correspondiente costo al contratista.

- **Limpieza**

El contratista deberá mantener en todo momento, el área de la construcción, incluyendo los tableros de control usados por él, libres de toda acumulación de desperdicios o basura. Antes de la aceptación provisional de la obra deberá retirar todas las herramientas, equipos, provisiones y materiales de su propiedad, de modo que deje la obra y el área de construcción en condiciones de aspecto y limpieza satisfactorios.

En caso de que el contratista no cumpla esta obligación, el propietario podrá efectuar la limpieza a expensas del contratista. Los gastos ocasionados los deducirá de cualquier saldo que adeude al contratista.

- **Puesta a tierra**

Todas las estructuras serán puestas a tierra mediante conductores de cobre fijados a los tableros de control además de las subestaciones, los equipos de protección y seccionamiento. Se pondrán a tierra, mediante conectores, las siguientes partes de las estructuras:

- Toda ferretería que corresponda a las estructuras
- Los pernos de sujeción de los tableros de control, suspensión angular y de anclaje.
- Los soportes metálicos de los relé, seccionadores, fusibles

- Las estructuras de las subestaciones aéreas.
- En las subestaciones de distribución y los puntos de seccionamiento y protección, las puestas a tierra se efectuarán con electrodos cooperweld, que estarán enterrados verticalmente en el terreno. Se utilizarán tres tipos de puestas a tierra: pat-1, pat-2 y pat-3., los detalles constructivos de la puesta a tierra se mostrarán en los planos. Las mediciones serán registradas en un formato de protocolo de pruebas, estando estos valores dentro las normas.
- **Medición y pago**

La medición será por conjunto. El conjunto incluirá la fijación del conductor de bajada en los tableros de control y la instalación del electrodo vertical y la medición de la resistencia de puesta a tierra.

Entregable 03: planilla de valorización de la red secundaria



PARTE DIARIO DE GENERACION: CENTRAL HIDROELECTRICA " EL MACHU "

DENOMINACIÓN DEL GRUPO:

GRUPO1 H () T ()	PARÀMETROS DE GENERACIÒN GRUPO 1										EXCITATRIZ G1		TEMPERATURAS G1 (°)		
	Tens. (kV)	Frec. (Hz)	Corr. R (A)	Corr. S (A)	Corr. T (A)	Corr. $\cos\phi$	Pot. Act (kW)	Pot. Rea (kVAo)	E. Act (kWh)	E. Reac. (kVAo)	Tens. E (V)	Corr. E (A)	T1	T2	T3
01:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33776.9	1478.0	52	2.6	32		—
02:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33777.6	1478.0	52	2.6	32		—
03:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33778.3	1478.0	52	2.6	32		
04:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33779.0	1478.0	52	2.6	32		
05:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33779.8	1478.0	52	2.6	32		
06:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33780.6	1478.0	52	2.6	32		
07:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33781.3	1478.1	52	2.6	32		
08:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33782.0	1478.2	52	2.6	32		
09:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33782.7	1478.3	52	2.6	34		
10:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33783.4	1478.4	52	2.6	34		
11:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33784.1	1478.4	52	2.6	36		
12:00	0.44	60	520	520	520	0.99	450		33784.8	1478.4	52	2.6	36		

Tiempo de Funcionamiento de Grupos:			G1	24	hh	0	mm	G2	24	hh	0	mm	G3	hh	mm	
TOTAL ENERGÍA DESPACHADA (kWh)			CONSUMO COMBUSTIBLE					CONSUMO GRASA (Kg)			CONSUMO LUBRICANTES (Gln)							
	HP	HFP	TOTAL	Tipo	Gln.	Operac.	Tipo	Gln.Mantto	Tipo	Kg.	Usado en:	Tipo	Gln.	Usado en:				
G1	2265	8326	10591															
G2	2265	8326	10591															
G3																		
TOTAL	4530	16651	21181	Total					Total			Total						
DEMANDA MÁXIMA (kW)			OBSERVACIONES :															
	kW	hh	mm															
G1	450	0	0	G1/S PARA RESTABLESER SISTEMA L33kv p.i 00kw.														
G2	450	19	0	G1/S PARA RESTABLESER SISTEMA L33kv p.i 220kw.														
G2																		
PLANTA	900	19	0															
SS.AA. CONSUMO PROPIO (kWh) por estación																		
18:00	133885.6																	
23:00	133911.8			TURNO	OPERADOR	AUXILIAR	TACERO	TOMERO										
24:00	133918.2			1° T	ALFREDO ALCANTARA FERNANDEZ		FELIMON CASTILLO LINDO	FELIMON CASTILLO LINDO										
SubTotal	50			2° T	NESTOR TINTAYA MALPICA		CLENEN CAMPOSANO ROMA	CLENEN CAMPOSANO ROMAN										
TOTAL	50			3° T														

ESTADÍSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
HIDROELÉCTRICA
CENTRAL "EL MACHU"

Hoy: 29/10/2019
8:00 AM

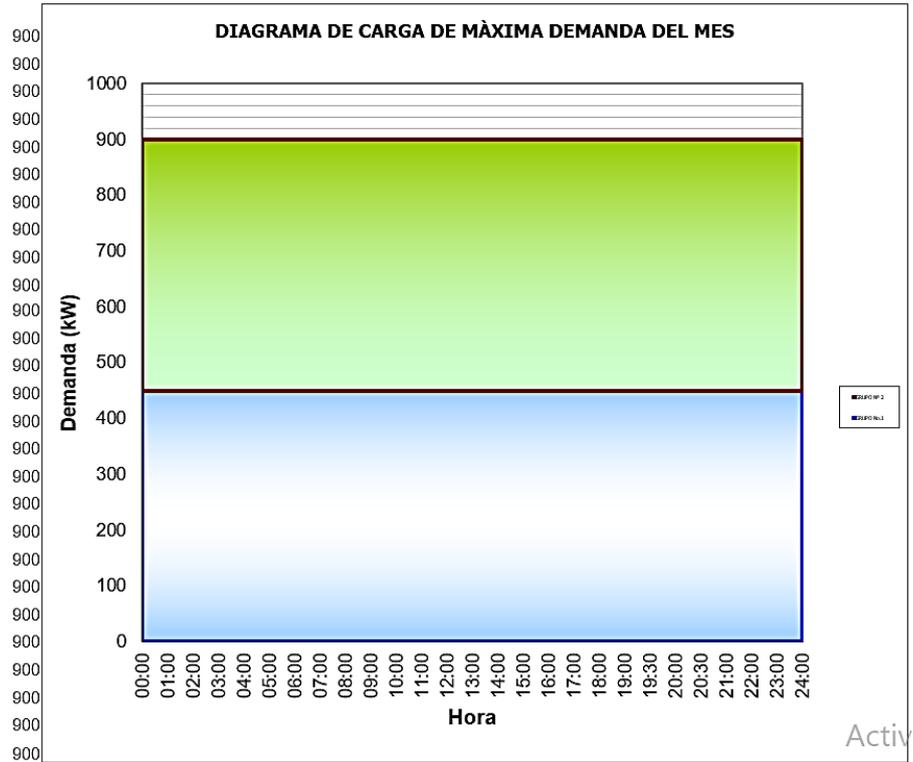
junio-2012

PERIODO COMERCIAL 29/10/2019
08:00:00a.m.

3		UNIDAD	GRUPO No.1 Hidráulic	GRUPO No.2 Hidráulic	LOCALIDADES/CARGAS QUE ABASTECE LA CENTRAL (SOLO SIST. AISLADOS)									
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA / POTENCIA		UNIDAD	GRUPO No.1			GRUPO No.2			TOTAL GRUPOS HIDRÁULICOS			TOTAL GRUPOS TÉRMICOS DIESEL		
DEMANDA	Máxima Demanda	kW	450 kW			450 kW			900 kW			0 kW		
PRODUCCIÓN	Energía Activa	kWh	HP	HFP	TOTAL	HP	HFP	TOTAL	HP	HFP	TOTAL	HP	HFP	TOTAL
	Energía Reactiva	KVARh	66,849	250,563	317,412	67,706	250,318	318,024	134,556	500,881	635,437	0	0	0
CONSUMO PROPIO		UNIDAD	ESTACIÓN 1											
	Energía Activa	kWh	HP	HFP	TOTAL				Meta	505,543		Meta		
			781	750	1531				Desv	26%		Desv	#IDIV/0!	
DISPONIBILIDAD DE PLANTA		UNIDAD	GRUPO No.1			GRUPO No.2			TOTAL GRUPOS HIDRÁULICOS			TOTAL GRUPOS TÉRMICOS DIESEL		
DISPONIBILIDAD	Hrs. de Mantto	hrs	0.0 hrs			0.0 hrs			0.0 hrs			0.0 hrs		
	Ind. Disponibilidad		100%			100%			100%			#IDIV/0!		
CONFIABILIDAD	Hrs. Mantto Corr.	hrs	0.0 hrs			0.0 hrs			0.0 hrs			0.0 hrs		
	Ind. Confiabilidad		100%			100%			100%			#IDIV/0!		
PARADAS / INTERRUPCIONES UTILIZACIÓN EFECTIVA	Número de Eventos	Nº	6			6								
	Tiempo Fuera Servicio	hrs	1.7 hrs			1.7 hrs			3.4 hrs			0.0 hrs		
	Horas Funcionamiento	hrs	718.3 hrs			718.3 hrs			1,436.6 hrs			0.0 hrs		
	Indicador		100%			100%			100%			#IDIV/0!		

DIAGRAMA DE CARGA DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA

Día	29	
Hora	GRUPO No.1	GRUPO N° 2
00:00	450	450
01:00	450	450
02:00	450	450
03:00	450	450
04:00	450	450
05:00	450	450
06:00	450	450
07:00	450	450
08:00	450	450
09:00	450	450
10:00	450	450
11:00	450	450
12:00	450	450
13:00	450	450
14:00	450	450
15:00	450	450
16:00	450	450
17:00	450	450
18:00	450	450
19:00	450	450
19:30	450	450
20:00	450	450
20:30	450	450
21:00	450	450
22:00	450	450
23:00	450	450
24:00	450	450



41091

FORMATO 01: REGISTRO DE MEDIDORES

EN ESTA HOJA SE DEBE INGRESAR LAS LECTURAS DE LOS MEDIDORES, SOLO DEL(OS) GRUPO(S) DE GENERACIÓN

29-SEP

Día	BARRAS GRUPO No.1								BARRAS GRUPO N° 2							
	ENERGÍA ACTIVA (kWh)				ENERGÍA REACTIVA (kVArh)				ENERGÍA ACTIVA (kWh)				ENERGÍA REACTIVA (kVArh)			
	00:00	18:00	23:00	24:00	00:00	18:00	23:00	24:00	00:00	18:00	23:00	24:00	00:00	18:00	23:00	24:00
01-sep	33446.6	33459.6	33463.2	33464.0	1466.2	1466.9	1467.2	1467.2	41304.1	41317.2	41320.8	41321.6	4152.0	4154.4	4155.0	4155.0
02-sep	33464.0	33476.8	33480.6	33481.4	1467.2	1467.9	1468.3	1468.3	41321.6	41334.5	41338.2	41339.0	4155.0	4156.5	4157.2	4157.3
03-sep	33481.4	33493.3	33496.9	33497.7	1468.3	1468.8	1469.0	1469.0	41339.0	41350.9	41354.5	41355.3	4157.3	4158.9	4160.0	4160.1
04-sep	33497.7	33510.8	33514.4	33515.1	1469.0	1469.4	1469.7	1469.7	41355.3	41368.4	41372.0	41372.7	4160.1	4162.1	4162.7	4162.7
05-sep	33515.1	33528.1	33531.8	33532.5	1469.7	1469.9	1470.0	1470.0	41372.7	41385.7	41389.4	41390.1	4162.7	4164.4	4165.1	4165.3
06-sep	33532.5	33545.4	33549.1	33549.9	1470.0	1470.0	1470.3	1470.3	41390.1	41403.0	41406.7	41407.5	4165.3	4167.7	4168.2	4168.2
07-sep	33549.9	33562.8	33566.5	33567.3	1470.3	1470.8	1471.4	1471.5	41407.5	41420.4	41424.1	41424.9	4168.2	4169.9	4170.4	4170.5
08-sep	33567.3	33580.2	33583.9	33584.7	1471.5	1472.4	1472.5	1472.5	41424.9	41437.8	41441.5	41442.3	4170.5	4172.0	4172.6	4172.9
09-sep	33584.7	33597.8	33601.5	33602.2	1472.5	1472.6	1472.8	1472.8	41442.3	41455.4	41459.1	41459.7	4172.9	4175.2	4176.1	4176.1
10-sep	33602.2	33615.2	33618.8	33619.6	1472.8	1473.2	1473.4	1473.4	41459.7	41472.8	41476.4	41477.2	4176.1	4178.0	4178.6	4178.6
11-sep	33619.6	33632.7	33636.4	33637.2	1473.4	1473.6	1473.6	1473.6	41477.2	41490.3	41494.0	41494.8	4178.6	4180.5	4181.0	4181.0
12-sep	33637.2	33650.1	33653.8	33654.6	1473.6	1473.9	1474.0	1474.0	41494.8	41507.7	41511.4	41512.2	4181.0	4182.7	4183.3	4183.4
13-sep	33654.6	33667.6	33671.3	33672.0	1474.0	1474.0	1474.2	1474.2	41512.2	41525.2	41528.9	41529.6	4183.4	4185.2	4185.7	4185.8
14-sep	33672.0	33684.9	33688.6	33689.4	1474.2	1474.5	1474.8	1474.8	41529.6	41542.5	41546.2	41547.0	4185.8	4187.9	4188.4	4188.4
15-sep	33689.4	33702.4	33706.1	33706.8	1474.8	1475.5	1475.9	1475.9	41547.0	41560.0	41563.7	41564.4	4188.4	4189.3	4190.0	4190.0
16-sep	33706.8	33720.5	33723.5	33724.2	1475.9	1476.8	1477.0	1477.0	41564.4	41577.4	41581.1	41581.8	4190.0	4191.6	4192.3	4192.4
17-sep	33724.2	33736.9	33740.8	33741.6	1477.0	1477.1	1477.3	1477.3	41581.8	41594.5	41598.4	41599.2	4192.4	4194.5	4195.2	4195.3
18-sep	33741.6	33754.2	33757.9	33759.0	1477.3	1477.5	1477.7	1477.7	41599.2	41611.8	41615.5	41616.6	4195.3	4197.3	4197.7	4197.7
19-sep	33759.0	33771.8	33775.4	33776.2	1477.7	1478.0	1478.0	1478.0	41616.6	41629.6	41633.2	41634.0	4197.7	4199.2	4199.8	4199.8

LECTURA DE MEDIDORES DE ENERGÍA 33 KV, 22.9 KV Y 13.2 KV.

MES DE: SETIEMBRE 2019

HORA: 08:00

MEDIDOR DE ENERGIA 33 KV – ION 7650 -3P2.

Voltios, Amperios y FP.

VII promedio = 33.48 KV

I promedio = 12.06 A

F: P signo total = 99.88 ret

VOLTIOS

VII ab = 33.62 kv.

VII bc = 33.92 kv.

VIIca = 33.36 kv.

CORRIENTE.

Ia = 12.28 A

Ib. = 12.08 A

Ic = 12.01 A

POTENCIA TOTAL

KW total = -0.702 MW.

KVAR total = 0.042 MVAR

KVA total = 0.698 MVA.

ENERGÍA ENTREGADO

KWH entregado = 121135.85

KVARH entregado = 1719817.87

KVAH entregado = 192117.77

DEMANDA ENTREGADA

KW dd entregado = 0.00

KVAR dd entregado = 33.08

KVA dd entregado = 0.00

DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW dd max. Entregado = 499.74 fecha: 07/16/2019 hora: 19:15

KVAR dd max. Entregado = 544.38 fecha: 06/30/2019 hora: 16:00

KVA dd max. Entregado = 558.85 fecha: 06/30/2019 hora: 16:00

ENERGÍA RECIBIDA

KWH recibido = 6154887.50

KVARH recibido = 1324552.50

KVAH recibido = 6519032.50

DEMANDA RECIBIDA

KW dd recibido = 661.71

KVAR dd recibido = 4.20

KVA dd recibido = 663.54

DEMANDA PUNTA RECIBIDA

KW dd max. Recibido = 877.57 fecha: 11/20/2009 hora: 11:15

KVAR dd max. Recibido = 362.45 fecha: 05/25/2019 hora: 18:00

KVA dd max recibido = 900.81 fecha: 04/08/2019 hora: 13: 15

ENERGÍA ENTREGADA.

KWH entregado A = 115475.53

KWH entregado B = 5660.33

KWH entregado C = 0.00

KWH entregado D = 0.00

DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW dd Max entregado A = -- fecha: -- hora: --

KW dd max. Entregado B = -- fecha: -- hora: --

KW dd max. Entregado C = -- fecha: -- hora: --

KW dd max. Entregado D = -- fecha: -- hora: --

MEDIDOR DE ENERGÍA 22.9 KV – ION 7650 – 2P2

Voltios, Amperios y F.P

VII promedio = 23.42 kv

I = 3.07 A

F: P signo total = 23.07 AVAN

VOLTIOS

VII ab = 23.47 kv

VII bc = 23.38 kv

VII ca = 23.38 kv

CORRIENTE

Ia = 3.34 A

Ib = 2.82 A

Ic = 3.04 A

POTENCIA TOTAL

KW total = 0.027 MW

KVAR total = -0.117 MVAR

KVA total = 0.120 MVA

ENERGÍA ENTREGADA

KWH entregado = 814468.56

KVARH entregado = 296.04

KVAH entregado = 2887046.50

DEMANDA ENTREGADA

KW dd entregado = 30.88

KVAR dd entregado = 0.00

KVA dd entregado = 120.18

DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW dd max. Entregado = 109.73 fecha: 10/17/2019 hora: 19:45

KVAR dd max entregado = 0.39 fecha: 11/31/2019 hora: 00:15

KVA dd max. Entregado = 173.35 fecha: 10/17/2019 hora: 20:00

ENERGÍA RECIBIDA

KWH recibido = 556.07

KVARH recibido = 2736992.75

KVAH recibido = 1075.44

DEMANDA RECIBIDA

KW dd recibido = 0.00

KVAR dd recibido = 116.13

KVA dd recibido = 0.00

DEMANDA PUNTA RECIBIDA

KW dd max. Recibido = 0.46 fecha: 12/07/2019 hora: 21:15

KVAR dd max. Recibido = 157.81 fecha: 04/06/2019 hora: 20:45

KVA dd max. Recibido = 10.96 fecha: 05/12/2019 hora: 01:00

TDU ENERGÍA ENTREGADA

KWH entregada A=776631.75

KWH entregada B = 37838.70

KWH entregada C = 0.00

KWH entregada D = 0.00

TDU DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW del max entregado A= 48.47 fecha 10-01-2019 hora:07:30:00

KW del máx. entregado B --- Fecha: -- hora: --

KW del máx. entregado C = -- Fecha: -- hora: --

KW del máx. entregado D = -- Fecha: -- hora: --

MEDIDOR DE ENERGÍA 13.2 KV –ION 7650 – 1P2

Voltios, Amperios y F: P

VII promedio = 13.47 kv

I promedio = 33.48 A

F: P signo total = 98.34 AVA

VOLTIOS

VII ab = 13.48 kv

VII bc = 13.45 kv

VII ca = 13.44 kv

CORRIENTE

Ia = 33.38 A

Ib = 33.06 A

Ic = 33.58 A

POTENCIA TOTAL

KW total = -0.765 MW

KVAR total = 0.145 MVAR

KVA total = 0.776 MVA

ENERGÍA ENTREGADA

KWH entregado = 58192.41

KVARH entregado = 3874014.75

KVAH entregado = 84259.02

DEMANDA ENTREGADA

KW dd entregado = 0.00

KVAR entregado = 112.41

KVA entregado = 0.00

DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW dd max. Entregado = 399.46 fecha: 07/16/2019 hora: 18:45

KVAR dd máx. entregado = 619.95 fecha: 06/30/2019 hora: 15:30

KVA dd max entregado = 628.08 fecha: 06/30/2019 hora: 15:30

ENERGÍA RECIBIDA

KWH recibido = 7884773.50

KVARH recibido = 650520.64

KVAH recibido = 8442078.00

DEMANDA RECIBIDA

KW dd recibido = 774.10

KVAR dd recibido = 0.00

KVA dd recibido = 782.54

DEMANDA PUNTA RECIBIDA

KW dd Max recibido = 913.13 fecha: 11/25/2019 hora: 16:15

KVAR dd Max recibido = 309.03 fecha: 03/05/2019 hora: 06:30

KVA dd Max recibido = 926.69 fecha: 12/11/2019 hora: 14:15

TDU ENERGÍA ENTREGADA

KWH entregado A = 53519.96

KWH entregado B = 4672.45

KWH entregado C = 0.00

KWH entregado D = 0.00

TDU DEMANDA PUNTA ENTREGADA

KW dd máx. entregado A = -- fecha: -- hora: --

KW dd máx. Entregado B = -- fecha: -- hora: --

KW dd máx. entregado C = -- fecha: -- hora: --

KW dd máx. entregado D = -- fecha: -- hora: --

4.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA ACTIVIDAD PROFESIONAL

4.2.1. METODOLOGÍAS

Los métodos empleados en la ejecución del proyecto se encuentran divididos en 3 fases

Fase: 1 replanteo

El objeto de esta fase es una información previa de la central en el cual se encontrará modificaciones tanto en suministro como montaje electromecánico. Las modificaciones de estos parámetros alteran el presupuesto y cronograma previstos en el estudio definitivo.

Fase: 2 conformidad

La conformidad de la obra está compuesta de documentos que muestran el detalle de la obra terminada (planos, presupuestos, especificaciones técnicas, protocolos prueba de los equipos, catálogos, manuales etc.), incorporan todas las modificaciones que se llevaron a cabo durante la ejecución del proyecto, construcción e instalación.

Fase: 3 liquidación de obra

La liquidación de obra está compuesta de documentos que muestran la obra liquidada (mayores y menores metrados, adicionales y devolución de materiales.), que se llevó a cabo durante la ejecución del proyecto.

4.2.2. TÉCNICAS

Para que el proyecto dé fruto, los ingenieros deben definir con claridad los objetivos del proyecto y emplear los métodos y técnicas de trabajo apropiados. Con lo que corresponde a la ingeniería se debe identificar y emplear la mejor metodología disponible para llevarse a cabo el proyecto.

Capacitación

Para que lo entienda el personal que trabaja bajo electricidad, que suele hacerlo por grupos y tendrá que tomar sus propias decisiones.

Figura 62: Capacitación del personal.



Fuente: Elaboración propia

Trabajo con prevención.

El tiempo que el personal puede trabajar con electricidad, sea con todo su EPP's completos.

Es preciso planificar cualquier trabajo de forma segura para que las dificultades que surjan puedan resolverse en condiciones óptimas.

4.2.3. INSTRUMENTOS

- Revelador de tensión
- Megómetro

- Pinza amperimétrica

4.2.4. EQUIPOS Y MATERIALES UTILIZADOS EN EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES

Los equipos utilizados para la realización del trabajo fueron:

- Laptop
- Computadoras
- Impresoras

4.3. EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

4.3.1. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES REALIZADAS

Nº	ETAPAS Y TAREAS DE LA INVESTIGACIÓN	2019										
		M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
1	PLANIFICACIÓN											
1.1.	Información básica			X								
1.2.	Investigación bibliográfica				X							
1.3.	Elaboración del marco teórico					X						
1.4.	Formulación del proyecto						X					
1.5.	Aprobación							X				
2	INSTRUMENTACIÓN											
2.1.	Elaboración de instrumentos de investigación							X				
2.2.	Gestión apoyo institucional							X				
2.3.	Diseño y validación de instrumentos							X				
3.	EJECUCIÓN / TRABAJO DE CAMPO											

3.1.	Organización y tabulación de datos								X				
4.	ANÁLISIS DE DATOS												
4.1.	Sistematización de datos								X				
4.2.	Análisis e interpretación de datos								X				
5.	PREPARACIÓN DE INFORME												
5.1.	Redacción de borrador informe								X				
5.2.	Revisión borrador Informe								X				
5.3.	Aprobación borrador Informe								X				
5.4.	Tipeado final y anillado								X				
6.	PRESENTACIÓN Y SUSTENTACIÓN												
6.1.	Presentación Informe a EPG									X			
6.2.	Sustentación Tesis ante Jurado											X	

4.3.2. PROCESO Y SECUENCIA OPERATIVA DE LAS ACTIVIDADES PROFESIONALES

a. Planeación

Consiste en preparar un programa o cronograma antes de iniciar el proyecto, que involucre a las principales actividades con fechas establecidas durante el desarrollo del proyecto.

En la planeación nos referimos directamente a prevenir etapas y procesos que se desarrollaran en el proyecto para poder preparar no solo los puntos críticos sino tener un costo y tiempo estimado del proyecto.

b. Diseño conceptual

Basándose en los datos obtenidos de la planeación del proyecto, éste se inicia con el replanteo de obra tomando en consideración el orden en que irán ubicados los equipos del sistema de protección.

Figura 63: Monitoreo de los generadores.



Fuente: Elaboración propia

c. Actividades a cumplirse

Desarrollar los criterios eléctricos y del sistema de protección a ser usados en el proyecto.

Esto incluye los sistemas de protección a considerar en la red y generación para que la repercusión de las perturbaciones sea mínima, según el objetivo establecido.

CAPÍTULO V

RESULTADOS FINALES DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS

Como resultados del proyecto es la confiabilidad en el suministro a los consumidores, disminuyendo las pérdidas energéticas por fallas no permanentes, así como las interrupciones en el servicio de energía eléctrica a un sistema en un período de tiempo dado, y esta puede aumentar debido al mal funcionamiento de las redes eléctricas o a problemas de mantenimiento.

Los generadores síncronos intervenidos reducirán las interrupciones, fallas y riesgos eléctricos en mayor porcentaje.

5.1. LOGROS ALCANZADOS

5.1.1. EN EL ÁMBITO DEL PROYECTO

Se logró cumplir con las actividades en el tiempo estimado obteniendo así las respectivas actas.

5.1.2. ACTA DE INSTALACIÓN DE COMISIÓN DE RECEPCIÓN.

Acta de verificación de levantamiento de observaciones.

Acta de recepción provisional de la obra.

Acta de inspección y pruebas

Estas actas no es más que el cumplimiento fiel del proyecto para su respectiva entrega al concesionario además que sirve como currículum para presentarse a otras licitaciones contratista a cargo de la ejecución del proyecto.

5.1.3. EN EL ÁMBITO PERSONAL

Ser partícipe del proyecto me ayudo ampliar los conocimientos adquiridos en la universidad. Además, la dedicación para que el proyecto sea rentable.

5.2. PLANEAMIENTO DE MEJORAS

A fin de garantizar el control de las potencias y la dispersión de todo tipo de fallas que pueda ocurrir en la central hidroeléctrica Machu se plantea como mejor la incorporación de la central a un sistema de Control mediante el cual se pueda visualizar, analizar y operar la central hidroeléctrica

5.3. ANÁLISIS

Los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales, en muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra las condiciones anormales de operación, algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa y la frecuencia anormal, al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas, lo que se objeta respecto al agregado de esta protección no es que la misma no va a funcionar cuando deba hacerlo, sino que puede operar inapropiadamente sacando a un, generador del servicio en forma innecesaria.

Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las

consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más. Si esto sucede el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

Por tal motivo la implementación se de IED's en la central hidroeléctrica Machu brindara un mayor control de los generadores y de todo el sistema en conjunto permitiendo una respuesta anticipada ante fallos o perturbaciones del sistema.

5.4. APORTE DEL BACHILLER EN LA EMPRESA

5.4.1. EN EL ASPECTO COGNOSCITIVO.

En el aspecto cognoscitivo para el presente informe el bachiller aportó, los conocimientos obtenidos en los cursos desarrollados en la Universidad Continental como son:

- Centrales eléctricas
- Maquinas eléctricas II
- Sistemas eléctricos de potencia

5.4.2. EN EL ASPECTO PROCEDIMENTAL.

En el aspecto procedimental el bachiller hizo cumplir los métodos y procedimientos empleados en la ejecución del proyecto dando como mejorando la calidad de servicio de energía.

5.4.3. EN EL ASPECTO ACTITUDINAL

En el aspecto actitudinal el bachiller aportó actitudes positivas de liderazgo obteniendo mayor experiencia en el área de ingeniería eléctrica.

CONCLUSIONES

1. A lo largo de este trabajo se ha desarrollado la ejecución de un proyecto con los diferentes elementos que las conforman. Con la finalidad de reducir los riesgos eléctricos mejorando el servicio de energía eléctrica en los alimentadores intervenidos.
2. Hoy en día, el gran reto que tiene la empresa concesionaria es cubrir las demandas del creciente número de usuarios afectados, de tal forma que se brinde un servicio eléctrico sustentable y de calidad. Por lo anterior es necesario, implementar IED's para su control y operación del sistema eléctrico.
3. Para la ejecución del proyecto de mejora del sistema de protección de generadores síncronos mediante IED's, a su vez la buena capacitación y experiencia de los profesionales involucrados en el proyecto hará posible realizar los trabajos de manera adecuada, segura y eficiente y con buenos rendimientos.
4. Las labores que desempeñe como operador de central ampliaron mis conocimientos contribuyendo con el desarrollo del proyecto.

RECOMENDACIONES

1. Para mejorar los plazos de ejecución de la obra, se recomienda a la Concesionaria identificar la deficiencia a intervenir antes de publicar el concurso de licitación.
2. El estudio definitivo debe ser elaborado por profesionales con experiencia en obras con la finalidad de tener la mayor cantidad de consideraciones posibles, esto evitará tener mayores cambios en el diseño y ejecución en la fase del replanteo.
3. Con respecto a la contratista se recomienda brindar las condiciones adecuadas a los profesionales, que les permita desenvolverse en un ambiente de trabajo sólido con herramientas y equipo a su alcance para asegurar el trabajo realizado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALSTOM GRID, V. Network Protection and Automation Guide. 2016.
2. Ajustes de Protecciones C.D.MW- Opf. BCS-ABB. (2016). Power Technology, S.A. (Para Ajustes de Protecciones de Tp, Te, Ta y Cálculo de Corto Circuito). Pág. 69
3. Basler Electric Company. (2012). Mathematical Per-Unit Model of the DECS-200. Excitation System. Pág. 127.
4. Bertes, A. (2015). Model development and validation of brushless exciters. DlgSILENT-Pacic. Pág. 99.
5. Brahma, A., y Girgis, R. (2011). Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE. Volume 3. Pág. 152.
6. Cálculo de Ajuste de Protecciones. (2012). México. 103.9 MVA. ABB. (Para cálculo de ajustes de protecciones). CFE. Pág. 57.
7. Central Termoeléctrica Proyecto – CCE. Pacífico. (2011). Estudio Del Ajuste de Relevadores de Protección (Para Generador y Transformador). Pág. 182.
8. Donald Reimert, E., Taylor., & Francis, R. (2013). Protective Relaying For Power Generation Systems. Pág. 48.
9. Driesen, P., Vermeyen, R., y Belmans, E. (2017). Protection issues in microgrids with multiple distributed generation units. In Power Conversion Conference, Nagoya. Pág. 47.
10. Dewadasa, Y., Ghosh, G., y Ledwich, L. (2016). Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays. In IECON 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. Pág. 126.
11. Dugan, T., y Mc Dermott, Y. (2018). Operating conicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems. Industry Applications Magazine, IEEE. Pág. 261.
12. Girgis, S., y Brahma, J. (2015). Efect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In Power Engineering. Pág. 77.
13. Geidl, M. (2010). Protection of power systems with distributed generation: State of the art. Power Systems Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich. Pág. 66.
14. IEEE. (2015). Protección de Generadores Síncronos (Beckwith). Pág. 77.

15. IEEE. (2014). For AC Generator Protection (Guía Para Protección De Generador de C.A. IEEE); IEEE Std C37.102-2006. Pág. 142.
16. IEEE -C57. (2013). Standard Requirements for Instrument Transformers. (Estándares de Requerimientos de Transformadores de Instrumentos). Pág. 82.
17. IEEE. (2016). Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. IEEE Std 1547. Pág. 49.
18. IEEE. (2013). Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. IEEE Std 421.5-2013. (Revision of IEEE Std 421.5-1992). Pág. 93.
19. IEEE. (2011). Guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. IEEE Std 1547.4-2011. Pág. 81.
20. Lewis Blackburn, J., Taylor, C., & Francis, T. (2014). Protective Relaying, Principles and Applications. Tercera Edición. IEEE C37.91-2000 Guide for Protective Relay Applications to Power. Pág. 163
21. Mahat, Z., Chen, B., Bak-Jensen, C., y Leth Bak, A. (2016). Simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. In IEEE Transactions on Smart Grid, volumen 3. Pág. 89.
22. Martin, P., Sharma, A., y Sinclair, D. (2013). Finney. Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources. In Protective Relay Engineers. Pág. 152.
23. Mozina, C. (2015). Protección de interconexiones de generadores de IPP usando tecnología digital. Beckwith Electric Co., Inc. Pág. 174.
24. Munsch, A. (2014). Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica. Master's thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Uruguay. Agosto 2014. Pág. 99.
25. Planificación y Estudios de Distribución- UTE. (2016). Criterios técnicos para realizar estudios de conectividad de una central generadora a la red de UTE en media tensión. Pág. 132.
26. Protecciones para las redes de media tensión y estaciones. (2009). Pág. 64.
27. Russell Mason, C. (2017). Arte y Ciencia de las Protecciones por Relevadores. Editorial Continental S. A. Octava Impresión Mexico. Pág. 63.
28. Redfern, D., Brown, M., y Bartlett, S. (2015). Detecting loss of earth for embedded

- generation. In Developments in Power System Protection, Seventh International Conference on (IEE). Pág. 231.
29. Rivas, A. (2011). Handbook Of Electric Power Calculations - Overhead Transmission Lines And Underground Cables. McGraw-Hill. Pág. 95.
 30. Stanley, H., y Horowitz, A. (2016). Power System Relaying. Tercera Edición. John Wiley & Sons, Ltd. Reimpresión. Pág. 169.
 31. Stephen, J., y Chapman, A. (2012). Maquinas Eléctricas. McGraw Hill. Reimpresión, México. Pág. 66.
 32. Transalta Campeche, A., y Campeche, R. (2017). Study Of Protection Relay Setting (For Generator), Mitsubishi, CFE. Pág. 54.
 33. Transformers. (2016). (Guía Para la Aplicación de Protecciones de Transformadores de Potencia). Pág. 77.
 34. URSEA. (2015). Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión. URSEA. Pág. 81.
 35. Working Group B5-34. (2010). The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation. CIGRE. Pág. 77.

ANEXOS

ANEXO 1. COSTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL MACHU 315 kVA, 22,9/13,2 kV CHONGOS ALTO

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS - MONTAJE DE SUBESTACIÓN

T.C. 3.48

FECHA: mar-19

	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO		ÍNDICES
			MN S/.	ME US\$	
EQUIPOS EN 22,9 kV					
5.01	Instalación Transformador de potencia de 3MVA	und	870.00	250	006
5.02	Instalación Interruptor Automático de Recierre (Recloser, MiCOM P643, incluye soporte)	und	974.40	280	
5.03	Instalación Seccionador Tripolar de Barra	und	783.00	225	
5.04	Instalación Seccionador Cut Out	und			
5.05	Instalación Seccionador Fusible de Potencia	und			
5.06	Instalación Pararrayos tipo intermedio en 10 y 22,9 Kv	und	730.80	210	
5.07	Instalación Transformador de Tensión (incluye cableado)	und	52200.00	15000	
5.08		und	0.00	0	

INSUMOS PARA MONTAJE

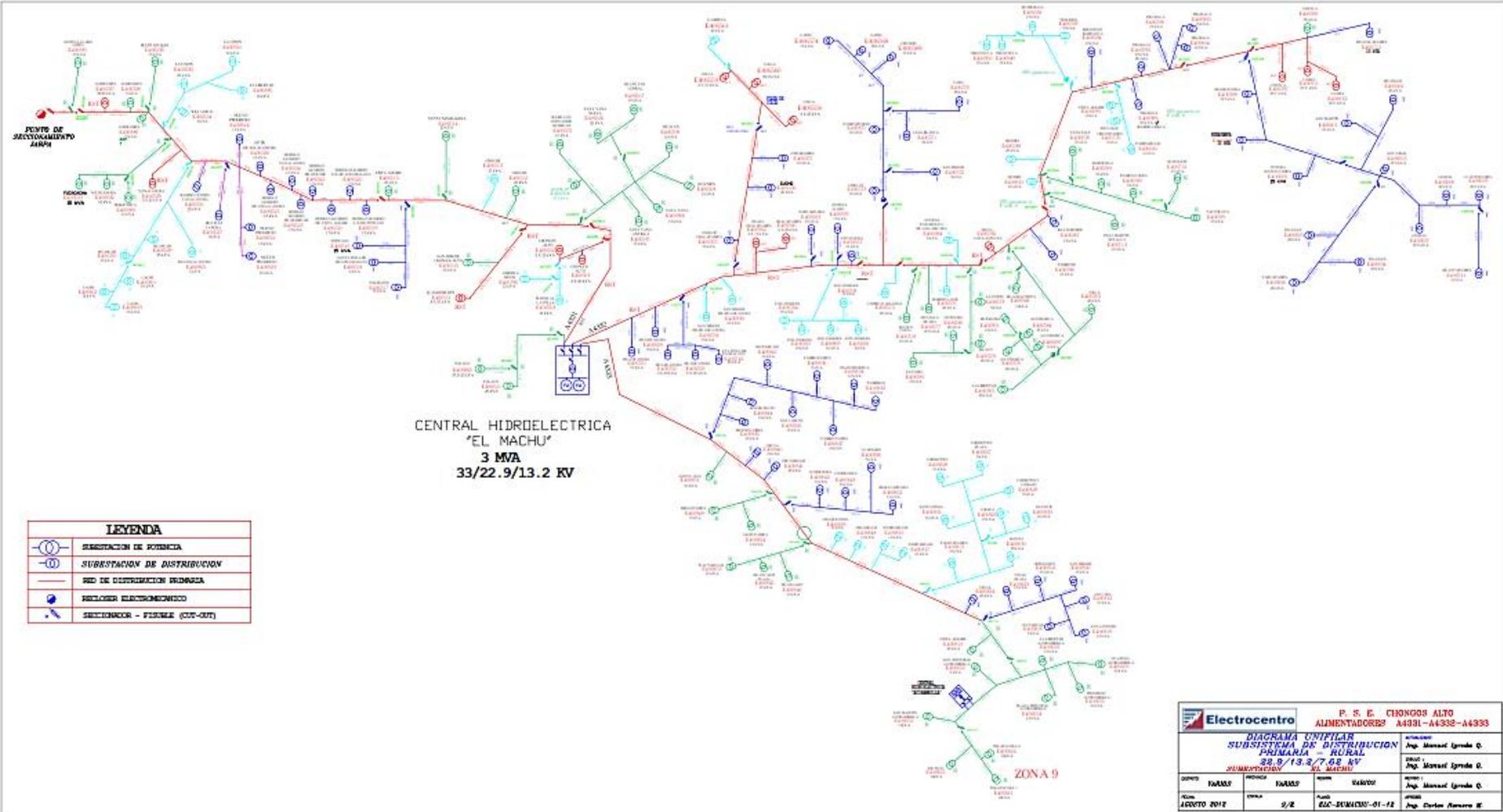
PARTIDA	DESCRIPCIÓN	Und.	PRECIO		ÍNDICE
			MN S/.	soles	
497511	Teodolito	h-m	5.10	4.00	047
497554	Metroter (equipo de medición de puesta a tierra)	h-m	5.38	1.55	049
497555	Megger	h-m	5.44	1.50	049
497708	Telurómetro	h-m	5.44	50.00	049
541521	Caja de herramientas	gln	1.33	16.03	054
	Taladro	h-m	1.64	0.47	
495510	Grua hidráulica c/camión 4 ton.	h-m	99.01	65.00	049
	Equipos de Prueba	h-e	261.00	75.00	
	Camioneta 4 x 4, doble cabina	h-m	65.65	18.90	
	Materiales para Edición e Impresión del Expediente	glb	632.00	1400.00	

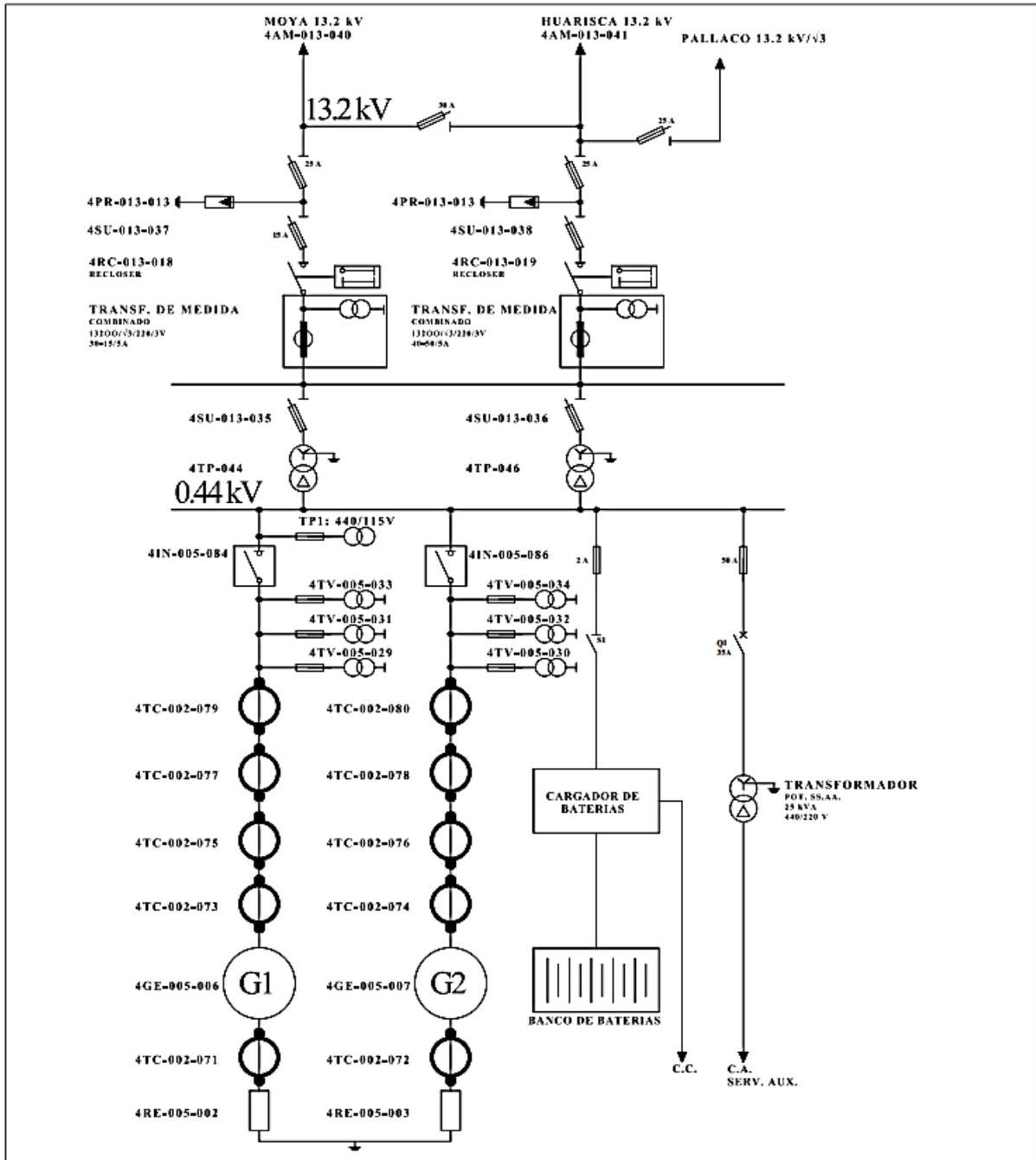
MANO DE OBRA

PARTIDA	UND	SOLES	
		JORNAL	ÍNDICE
Ingeniero Especialista en diseño Electromecánico	H-H	25.00	047
Ingeniero Especialista Obras Civiles	H-H	25.00	047
Capataz	H-H	12.07	047
Operario	H-H	10.14	047
Oficial	H-H	9.17	047
Peon	H-H	8.25	047
Especialista/Electricista	H-H	15.50	047
Topografo	H-H	10.14	047
Dibujante	H-H	9.18	047

COSTO TOTAL + IGV		57730.26	17874.93
--------------------------	--	-----------------	-----------------

ANEXO 2. PLANOS DEL PROYECTO.





		DISEÑO:	Ing. Sármas C.	SET-2003	PLANO Nº:	HOJA:
		DIBUJO:	Ing. J. Loayza G.	OCT-2003	CHM-001-G1	001
		REVISADO:	Ing. E. Salazar L.	OCT-2003	Archivo:	

 Electrocentro GERENCIA DE DISTRIBUCION	C.H. S.E.P. EL MACHU DIAGRAMA UNIFILAR DE PRINCIPIO	 Iecsof ELECTRICIDAD SOLAR SRL
--	--	---

ANEXO 3: FOTOS DE LA ACTIVIDAD











