

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

**“ESTUDIO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES MEDIANTE
SELECTIVIDAD LÓGICA PARA LOS CENTROS DE FUERZA DE LA
CENTRAL MOLINO, PRESA DANIEL PALACIOS Y CENTRAL MAZAR
DE LA EMPRESA CELEC HIDROPAUTE”.**

AUTORES:

**JOSÉ MIGUEL MEJÍA MORALES
HOOVER ANDRÉS OLLAGUE CAMPOVERDE**

DIRECTOR: ING. JAIME SANCHEZ.

Cuenca, Enero 2012.

DECLARACIÓN

Nosotros, JOSÉ MIGUEL MEJÍA MORALES y HOOVER ANDRÉS OLLAGUE CAMPOVERDE, declaramos bajo juramento que los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones descritas en este trabajo son de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que, hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Cuenca, Enero 2012.

(f).....
José Miguel Mejía Morales

(f).....
Hoover Andrés Ollague Campoverde

CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por José Miguel Mejía Morales y Hoover Andrés Ollague Campoverde, bajo mi supervisión.

(f).....

ING. JAIME SANCHEZ
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por ser fuente de vida y darnos el conocimiento para desarrollar el trabajo presente, a nuestras familias en especial por el apoyo que nos brindaron para culminar el presente trabajo.

Al personal de CELEC Hidropaute agradecemos por brindarnos la oportunidad de desarrollar el estudio presente sobre todo al Ing. Wilson Enríquez por su colaboración y orientación, al Ing. Xavier Páez y a la Ing. Verónica Flores por facilitarnos con el desarrollo del estudio

Al Ing. Jaime Sánchez por su colaboración en la dirección del trabajo presente.

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a mis padres Hoover y Laura por el apoyo y cariño brindado para mi formación, desarrollo personal y académico son pilares en mi vida, a mi esposa Andrea y a mi hija Andreita Anahí por estar a mi lado y por el cariño demostrado, a Dios y a la virgen María por estar siempre a mi lado, a mis hermanos y a mi tía todos son fuente de inspiración y motivación para mi vida.

Hoover A. Ollague C.

Este trabajo dedico de manera muy especial a mis padres José e Ines por ser el pilar fundamental de mi preparación personal y espiritual, y por haberme apoyado todos estos años de estudio, a mis hermanos por su fraternidad, a toda mi familia que me faltaría espacio para nombrarlos pero que estuvieron presente para apoyarme en este pequeño peldaño de mi vida y para alguien que no está presente pero siempre estará conmigo para ti abuelita Lulu y a ti Dios mío por darme la fuerza suficiente para continuar cada día.

José M. Mejía M.

INDICE GENERAL

DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
DEDICATORIA	v
INDICE GENERAL.....	vi
RESUMEN.....	xxix

INDICE

CAPITULO I.....	1
GENERALIDADES.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES.....	1
1.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 2	
1.3.1. FILOSOFIA DE PROTECCIONES	2
1.3.1.1. Sensibilidad.....	2
1.3.1.2. Selectividad.....	3
1.3.1.3. Rapidez	3
1.3.1.4. Fiabilidad	4
1.3.1.5. Economía y Simplicidad	4
1.3.2. TIPOS DE PROTECCIONES	5
1.3.2.1. Protección Primaria.....	5
1.3.2.2. Protección de Respaldo.....	5
1.3.2.3. Zonas de Protección.....	5
1.3.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	6
1.3.3.1. Elemento Primario	6
1.3.3.2. Relé de Protección	7
1.3.3.3. Elemento Accionado.....	7
1.3.3.4. Fuente Auxiliar de Tensión.....	7
1.3.4. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	7
1.3.4.1. Transformadores de Potencial TP.....	8

1.3.4.2.	Transformadores de Corriente TC	9
1.3.4.3.	Interruptores.....	14
1.3.4.4.	Fusibles	17
1.3.4.5.	Relés.....	17
1.4.	APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA.....	23
1.4.1.	Principio del sistema de selectividad lógica.....	23
1.4.1.1.	Ejemplo de Aplicación 1: Funcionamiento cuando el defecto aparece en el punto A de la figura 8.....	24
1.4.1.2.	Ejemplo de Aplicación 2: Funcionamiento cuando el defecto aparece en el punto B de la figura 8.....	25
1.4.2.	Selectividad lógica para equipos Siemens SIPROTEC editor CFC.....	26
1.4.3.	Ventajas de la selectividad lógica	28
1.5.	FUNCIONALIDAD Y CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SIEMENS SIPROTEC.....	29
1.5.1.	Siemens SIPROTEC 7SJ61	30
1.5.2.	Siemens SIPROTEC 7SJ62	32
1.5.3.	Siemens SIPROTEC 7SD610	37
1.6.	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850	38
1.6.1.	Estructura básica del estándar IEC 61850.....	40
1.6.2.	Características del protocolo IEC 61850.....	42
1.6.2.1.	Comunicación cercana de los equipos de potencia.....	42
1.6.2.2.	Reducción del cableado convencional.....	43
1.6.2.3.	Enfoque al avance tecnológico	43
1.6.3.	Funciones lógicas del estándar IEC 61850	43
1.6.4.	Modelo de datos y servicios del protocolo IEC 61850	44
1.6.4.1.	Modelo de datos.....	45
1.6.5.	Fibra Óptica enfocado al Protocolo de comunicación IEC 61850.....	46
1.6.5.1.	Modos de Fibra Óptica	46
1.6.5.2.	Fibra Óptica en redes locales	47
1.6.5.3.	Topologías de redes de comunicación.....	47
1.6.5.4.	Ethernet en Fibra Óptica.....	49
1.6.5.5.	Ethernet 100BASE-T.....	49
1.6.5.6.	Sistemas de Teleprotección	49

- 1.6.5.7. Protocolo IEC 61850 en Equipos de Protección Siemens Siprotec
50

CAPÍTULO II 53

**DESCRIPCIÓN DE LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL
MOLINO, PRESA DANIEL PALACIO Y DE LA CENTRAL MAZAR..... 53**

2.1.	INTRODUCCIÓN	53
2.2.	DESCRIPCIÓN DE LOS CENTROS DE FUERZA.....	54
2.2.1.	Descripción de la Central Molino	55
2.2.1.1.	Especificaciones Técnicas de las Celdas de la Central Molino	56
2.2.1.2.	Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Central Molino	58
2.2.1.3.	Diagrama unifilar centro de fuerza de la central Molino.....	59
2.2.1.4.	Diagrama de Principio centro de fuerza de la central Molino	60
2.2.1.5.	Red IEC 61850 para los Relés de Protección Central Molino.....	61
2.2.1.6.	Sistema de Corriente Continua de la Central Molino	62
2.2.1.7.	Celda KZ01 de la Central Molino.....	62
2.2.1.8.	Celda KZ02 de la Central Molino.....	63
2.2.1.9.	Celda KZ03 de la Central Molino.....	65
2.2.1.10.	Celda KZ04 de la Central Molino	66
2.2.1.11.	Celda KZ08 de la Central Molino	68
2.2.1.12.	Celda KZ09de la Central Molino	69
2.2.1.13.	Celda KZ10 de la Central Molino	69
2.2.2.	Descripción de la Presa Daniel Palacios	70
2.2.2.1.	Especificaciones Técnicas de lasCeldas Presa Daniel Palacios....	71
2.2.2.2.	Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios.....	73
2.2.2.3.	Diagrama unifilar centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios... 74	
2.2.2.4.	Diagrama de Principio centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	75
2.2.2.5.	Red IEC 61850 para los Relés de Protección Presa Daniel Palacios	76
2.2.2.6.	Sistema de Corriente Continua en la Presa Daniel Palacios.....	76
2.2.2.7.	Celda KZ02 de la Presa Daniel Palacios	76
2.2.2.8.	Celda KZ03 de la Presa Daniel Palacios	78

2.2.2.9.	Celda KZ04 de la Presa Daniel Palacios	79
2.2.2.10.	Celda KZ08 de la Presa Daniel Palacios	80
2.2.2.11.	Celda KZ09 de la Presa Daniel Palacios	81
2.2.2.12.	Celda KZ10 de la Presa Daniel Palacios	82
2.2.3.	Descripción de la Central Mazar.....	82
2.2.3.1.	Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Central Mazar	83
2.2.3.2.	Diagrama unifilar centro de fuerza de la Central Mazar	84
2.2.3.3.	Diagrama de Principio centro de fuerza de la Central Mazar.....	86
2.2.3.4.	Sistema SCADA para los Relés de la Central Mazar	86
2.2.3.5.	Sistema de Corriente Continua en la Central Mazar.....	87
2.2.3.6.	Celda KZ01 de la Central Mazar	87
2.2.3.7.	Celda KZ02 de la Central Mazar	87
2.2.3.8.	Celda KZ03 de la Central Mazar	88
2.2.3.9.	Celda KZ04 de la Central Mazar	89
2.2.3.10.	Celda KZ05 de la Central Mazar.....	90
2.2.3.11.	Celda KZ06 y KZ08 de la Central Mazar	91
2.2.3.12.	Celda KZ07 de la Central Mazar.....	92
2.3.	LEVANTAMIENTO DE PARÁMETROS	92
2.3.1.	Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Central Molino	93
2.3.1.1.	Líneas de Interconexión del centro de fuerza de la Central Molino	93
2.3.1.2.	Líneas Aéreas de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino	95
2.3.1.3.	Líneas Subterráneas de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino	95
2.3.1.4.	Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino	96
2.3.1.5.	Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Central Molino	96
2.3.1.6.	Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Central Molino	97
2.3.1.7.	Relés del centro de fuerza de la Central Molino.....	97
2.3.2.	Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	104

2.3.2.1.	Líneas de Interconexión del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	104
2.3.2.2.	Líneas Aéreas de Cargas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	105
2.3.2.3.	Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	106
2.3.2.4.	Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios.....	106
2.3.2.5.	Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	107
2.3.2.6.	Relés del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios.....	108
2.3.3.	Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Central Mazar.....	108
2.3.3.1.	Líneas Subterráneas de Cargas del centro de fuerza de la Central Mazar	108
2.3.3.2.	Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Central Mazar	109
2.3.3.3.	Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Central Mazar	109
2.3.3.4.	Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Central Mazar	110
2.3.3.5.	Seccionadores del centro de fuerza de la Central Mazar	110
2.3.3.6.	Relés del centro de fuerza de la Central Mazar	110
2.4.	EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES	111
2.4.1.1.	Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SJ61	111
2.4.1.2.	Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SJ62.....	112
2.4.1.3.	Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SD610.....	113
2.4.1.4.	Evaluación de los Tiempos de Actuación.....	114
2.4.1.5.	Fallas Sucedidas en los Centros de Fuerza	115
2.5.	ANÁLISIS Y RESUMEN.....	118
2.5.1.	Análisis.....	118
2.5.2.	Resumen.....	120
	CAPITULO III.....	121

ANÁLISIS, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO Y PRESA DANIEL PALACIO.	121
3.1. ANÁLISIS DE DEMANDA.....	121
3.1.1. Cargas del Centro de Fuerza de la Central Molino	121
3.1.2. Cargas del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios.....	123
3.2. DETERMINACIÓN DE IMPEDANCIAS EQUIVALENTES Y PARÁMETROS DE SECUENCIA	124
3.2.1. Modelación Línea de Interconexión.....	124
3.2.2. Modelación Línea de Carga Aérea.....	130
3.2.3. Modelación Línea de Carga Subterránea	134
3.3. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT	139
3.3.1. Digsilent Power Factory.....	139
3.3.1.1. Análisis de Cortocircuito en Digsilent.....	140
3.3.1.2. Norma IEC 60909	140
3.3.2. Simulación de Cortocircuito en Digsilent.....	141
3.3.2.1. Parámetros de las Líneas en Digsilent	141
3.3.2.2. Parámetros de Transformadores en Digsilent.....	142
3.3.2.3. Corriente de Cortocircuito en el Terciario	143
3.3.3. Resultados de Análisis de Cortocircuito en Digsilent.....	144
3.3.3.1. Resultados de Cortocircuito sin Acoples	144
3.3.3.2. Resultados de Corrientes de Cortocircuito Tabuladas.....	148
3.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	153
3.4.1. Protección de Sobrecorriente Temporizada 51	153
3.4.2. Protección de Sobrecorriente Temporizada 51N	154
3.4.3. Protección de Sobrecorriente Instantánea 50	155
3.4.4. Protección de Sobrecorriente Instantánea 50N	155
3.5. SECCIONADORES.....	155
3.5.1. Seccionador Cuchilla	156
3.5.2. Seccionador Fusible	156
3.6. PROTECCIÓN DIFERENCIAL	156
3.6.1. Criterio de Cálculo de la Protección Diferencial	156
3.7. AJUSTE Y COORDINACIÓN.....	157

3.7.1.	Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente	157
3.7.1.1.	Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Temporizada 51	158
3.7.1.2.	Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Temporizada 51N	160
3.7.1.3.	Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Instantánea 50	162
3.7.1.4.	Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Instantánea 50N	163
3.7.2.	Ajuste y Coordinación Protección Diferencial	165
3.7.2.1.	Ajuste y Coordinación Protección Diferencial Línea L_JL.....	165
3.7.2.2.	Ajuste y Coordinación Protección Diferencial Línea L_KM.....	166
3.7.3.	Ajuste y Coordinación Protección Mínima Tensión.....	166
3.7.3.1.	Criterio de Ajuste Protección Mínima Tensión	167
3.7.3.2.	Ajuste de la Protección Mínima de Tensión 27 Alarma.....	167
3.7.3.3.	Ajuste de la Protección Mínima de Tensión 27 Disparo	168
3.7.4.	Dimensionamiento de Seccionadores	170
3.7.4.1.	Dimensionamiento de Seccionadores Cuchilla.....	170
3.7.4.2.	Dimensionamiento de Seccionadores Fusible	170
3.8.	ANÁLISIS Y RESUMEN.....	171
3.8.1.	Análisis.....	171
3.8.1.1.	Curvas de la Coordinación de la Protección de Sobrecorriente 51. 172	
3.8.1.2.	Curvas de la Coordinación de la Protección de Sobrecorriente 51N. 174	
3.8.2.	Análisis Corriente versus Tiempo.....	176
3.8.2.1.	Curva I vs T Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51 176	
3.8.2.2.	Curva I vs T Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51 177	
3.8.3.	Resumen.....	178
CAPÍTULO IV		180
APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SELECTIVIDAD LÓGICA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		180
4.1.	ANTECEDENTES.....	180

4.2.	CRITERIO DE SELECTIVIDAD LÓGICA.....	181
4.2.1.	Criterio de Selectividad Lógica para la configuración radial.....	181
4.2.2.	Criterio de Selectividad lógica en Barras.....	182
3.8.3.	Datos y Bloques CFC para aplicar el criterio de Selectividad Lógica. 183	
4.2.2.1.	Bloque CFC compuestas logicas	183
4.2.2.2.	Bloque CFC de temporización y reloj	184
4.2.2.3.	Bloque CFC tipo de convertidores.....	186
4.3.	PROTOCOLO IEC 61850 PARA LA APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA.....	187
4.3.1.	Red de Comunicación IEC 61850.....	187
4.3.1.1.	Switch Ethernet RuggedCOM	188
4.3.1.2.	Sincronización de Tiempo	188
4.3.1.3.	Comunicación con Fibra Óptica	190
4.3.2.	Jerarquía IEC 61850.....	190
4.3.3.	Mensaje GOOSE.....	191
4.3.3.1.	Aplicación IEC 61850 en Digsí	192
4.3.3.2.	Mensajes GOOSE en Digsí.....	194
4.3.4.	Nomenclatura estructura de mensajes GOOSE en IEC 61850	200
4.3.4.1.	Nomenclatura para Dispositivos Lógicos LD.....	200
4.3.4.2.	Nomenclatura para Nodos Lógicos LN	200
4.3.4.3.	Nomenclatura para Objeto de Dato DO.....	202
4.4.	DIAGRAMA DE PRINCIPIO PARA LA APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA.....	203
4.4.1.	Diagramas de Principio	203
4.4.1.1.	Diagramas de Principio para la configuración radial.....	203
4.4.1.2.	Diagramas de Principio para la configuración en Barras	204
4.4.2.	Aplicación CFC en Digsí	207
4.4.2.1.	Archivo CFC en Digsí	208
4.4.2.2.	Clases de prioridades de Bloques en CFC	212
4.5.	PARAMETRIZACIÓN Y AJUSTE	212
4.5.1.	Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas	212
4.5.1.1.	Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas del centro de fuerza Central Molino	213

4.5.1.2.	Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas del centro de fuerza Presa Daniel Palacios	214
4.5.2.	Mensajes GOOSE para la comunicación de relés.....	215
4.5.2.1.	Mensajes GOOSE para comunicar relés del centro de fuerza de la Central Molino	216
4.5.2.2.	Mensajes GOOSE para comunicar relés del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios	217
4.5.3.	Parametrización de bloques CFC de Selectividad Lógica	219
4.5.3.1.	Diagrama de Principio en CFC de Digsí para el centro de fuerza molino 219	
4.5.3.2.	Diagrama de Principio en CFC de Digsí para la configuración del centro de fuerza Danial Palacios	222
4.6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RESUMEN	224
4.6.1.	Análisis de Resultados	224
 CAPÍTULO V.....		225
PARAMETRIZACIÓN DE LOS RELÉS UTILIZANDO SOFTWARE DIGSI 4.82 (SIEMENS).....		225
5.1.	ANTECEDENTES.....	225
5.2.	CRITERIO DE PARAMETRIZACIÓN UTILIZANDO SOFTWARE DIGSI	225
5.2.1.	Ajuste General de las Funciones de Protección en Digsí.....	226
5.2.1.1.	Ajuste General Relé 7SJ61	227
5.2.1.2.	Ajuste General Relé 7SJ62	228
5.2.1.3.	Ajuste General Relé 7SD610.....	228
5.2.2.	Ajuste de Parámetros en Digsí	229
5.2.2.1.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 51	231
5.2.2.2.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 51N	232
5.2.2.3.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 50	232
5.2.2.4.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 50N	233
5.2.2.5.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 87L.....	233
5.2.2.6.	Ajuste de Parámetros Función de Protección 27	234
5.2.3.	Parametrización de la Función de Protección de Mínimo Voltaje 27	235
5.2.3.1.	Parametrización de la Protección 27 delos Centros de Fuerza ...	236

5.2.3.2.	Parametrización de la Protección 27 Acople de Barras de los Centros de Fuerza.....	237
5.3.	PARAMETRIZACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE	237
5.3.1.	Parametrización de Protecciones del Centro de Fuerza Central Molino	237
5.3.1.1.	Parametrización de la Protección 51 del Centro de Fuerza Central Molino	237
5.3.1.2.	Parametrización de la Protección 51N del Centro de Fuerza Central Molino	238
5.3.1.3.	Parametrización de la Protección 50 del Centro de Fuerza Central Molino	239
5.3.1.4.	Parametrización de la Protección 50N del Centro de Fuerza Central Molino	239
5.3.2.	Parametrización de Protecciones del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios	240
5.3.2.1.	Parametrización de la Protección 51 del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios.....	240
5.3.2.2.	Parametrización de la Protección 51N del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios.....	241
5.3.2.3.	Parametrización de la Protección 50 del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios.....	241
5.3.2.4.	Parametrización de la Protección 50N del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios.....	241
5.4.	PARAMETRIZACIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES	242
5.4.1.	Parametrización de la Protección 87L Interconexión Línea L_JL.....	242
5.4.2.	Parametrización de la Protección 87L Interconexión LíneaL_KM ...	242
5.5.	ANÁLISIS Y RESUMEN.....	243
5.5.1.	Análisis de Resultados	243
5.5.2.	Resumen.....	245
	CAPÍTULO VI.....	247
	EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	247
6.1.	ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FUNCIÓN DE TIEMPOS. COMPARACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DE LOS CENTROS DE FUERZA.....	247
6.1.1.	Coordinación de Protecciones por Selectividad Cronométrica.....	247
6.1.2.	Coordinación de Protecciones por Selectividad Lógica.....	251

6.1.3. Evaluación de Resultados	252
6.2. CONCLUSIONES	253
6.3. RECOMENDACIONES	255
BIBLIOGRAFÍA.....	257

FIGURAS

Figura 1. Dispositivos de Protección contra las Fallas.	6
Figura 2. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé de Sobrecorriente Instantáneo ..	19
Figura 3. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé de Sobrecorriente Temporizada	19
Figura 4. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé Direccional en el plano complejo	20
Figura 5. Relé de Sobrecorriente a Tierra	21
Figura 6. Operación del Relé Diferencial para protección del Generador (Se ilustra la protección de una sola fase)	22
Figura 7: Principio de Selectividad lógica	24
Figura 8: Distribución radial utilizando selectividad lógica.	25
Figura 9. Principio y Aplicación Protocolo IEC 61850	39
Figura 10. Principio de Integración Plataforma Informática – SAS	40
Figura 11. Arquitectura típica de un campo o bahía de un SAS en IEC61850.....	41
Figura 12. Agrupamiento lógico	43
Figura 13. Red en Estrella.....	48
Figura 14. Red de Bus.....	48
Figura 15. Red en Anillo.....	49
Figura 16. Puerto Ethernet e IEC 61850.....	51
Figura 17. Configuración de los Conductores de Fase de la Distribución Subterránea	95
Figura 18. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K01 de Molino	116
Figura 19. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K16 de Molino	117
Figura 20. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K05 de Molino	118
Figura 21. Disposición Geométrica Estructura AR.....	125
Figura 22. Disposición Geométrica Estructura HR.....	131
Figura 23. Disposición Geométrica Conductores Subterráneos.	135
Figura 24. Conductor Subterráneo con Neutro Concéntrico.....	135
Figura 25. Curva IEC Normal Inversa para Tiempos de Disparo.....	154
Figura 26. Líneas de Interconexión JL - LMa1 para Ajustar y Coordinar Protecciones.	158
Figura 27. Líneas de Interconexión KM–MMa2 para Ajustar y Coordinar Protecciones.	159

Figura 28. Protección Diferencial 87L Línea de Interconexión JL.....	166
Figura 29. Protección Diferencial 87L Línea de Interconexión KM.	166
Figura 30. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51 Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1.	173
Figura 31. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51 Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2.....	174
Figura 32. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51N Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1.	175
Figura 33. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51N Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2.....	176
Figura 34. Curvas I vs. T Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51. ...	177
Figura 35. Curvas I vs. T Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51.	178
Figura 36. Esquema de Comunicación de Protecciones y configuraciones lógicas.	182
Figura 37. Bloque CFC AND en DIGSI.	184
Figura 38. Bloque CFC NEG en DIGSI.	184
Figura 39. Bloque CFC OR en DIGSI.	184
Figura 40. Bloque CFC TIMER_SHORT en DIGSI.	185
Figura 41. Diagrama funcional de TIMER_SHORT	186
Figura 42. Bloque CFC DO_TO_BO en DIGSI.	186
Figura 43. Tiempo de Sincronización en DIGSI.....	189
Figura 44. Ajuste de la Interfase de Ethernet en DIGSI.	189
Figura 45. Diagrama de comunicación mediante el Protocolo IEC 61850.....	191
Figura 46. Estado binario como son transmitidos los mensajes GOOSE	192
Figura 47. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station.	193
Figura 48. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station Network.	193
Figura 49. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station Link. Selectividad lógica sobre la Presa en le barra L.	194
Figura 50. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station agregar aplicación GOOSE.	195
Figura 51. Interfaz de Digsí para la configuración de la Matriz I/O.....	196
Figura 52. Insertar información de la Matriz I/O.....	197
Figura 53. Interfaz de Digsí para la configuración de la Propiedades del Objeto en función del IEC 61850.	198
Figura 54. Interfaz de Digsí de IEC 61850 station agregar fuente.....	199

Figura 55. Interfaz de Digsí de IEC 61850 station agregar destino en Interconexiones.....	199
Figura 56. Esquema lógico sobre los relés R1_LMa1 y R1_LMa2.....	204
Figura 57. Esquema lógico sobre los relés R2_JL, R1_JL y R_AT1 también R2_KM, R1_KM y R_AT2.....	204
Figura 58. Diagrama de principio Centro de Fuerza Central Molino	205
Figura 59. Diagrama de principio centro de fuerza Presa Daniel Palacios.....	206
Figura 60. Diagrama de principio Cargas centro de fuerza.	207
Figura 61. Nueva aplicación CFC chart.....	208
Figura 62. Propiedades del nuevo CFC Chart.....	209
Figura 63. Editor Runtime en CFC.....	210
Figura 64. Selección de prioridad de funcionamiento de bloque CFC.....	210
Figura 65. Selección de bloque CFC y tipos de entradas.....	211
Figura 66. Diagrama de principio en CFC del relé en Molino K01 o R_AT1.....	220
Figura 67. Diagrama de principio en CFC del relé en Molino K17 o R_AT2.....	221
Figura 68. Diagrama de principio en CFC del relé en Presa K04 o R2_JL.....	222
Figura 69. Diagrama de principio en CFC del relé en Presa K10 o R2_KM.....	223
Figura 70. Opción Ajustes en Digsí.....	226
Figura 71. Opción Configuración de Dispositivo en Digsí.....	227
Figura 72. Configuración de Dispositivo 7SJ61 en Digsí.....	227
Figura 73. Configuración de Dispositivo 7SJ62 en Digsí.....	228
Figura 74. Configuración de Dispositivo 7SD610 en Digsí.....	229
Figura 75. Ajustes de Grupo de Funciones en Digsí.....	229
Figura 76. Ajustes de Grupo Relé 7SJ61 en Digsí.....	230
Figura 77. Ajustes de Grupo Relé 7SJ62 en Digsí.....	230
Figura 78. Ajustes de Grupo Relé 7SD610 en Digsí.....	231
Figura 79. Ajuste Función de Protección 51 en Digsí.....	231
Figura 80. Ajuste Función de Protección 51N en Digsí.....	232
Figura 81. Ajuste Función de Protección 50 en Digsí.....	232
Figura 82. Ajuste Función de Protección 50N en Digsí.....	233
Figura 83. Ajuste Función de Protección 87L en Digsí.....	233
Figura 84. Ajuste Función de Protección 87Lpor la Corriente Inrush en Digsí.....	234
Figura 85. Ajuste General Función de Protección 27 en Digsí.....	235
Figura 86. Ajuste Función de Protección 27 en Digsí.....	235

Figura 87. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT1 – J – L – Ma1.....	248
Figura 88. Curva I vs T Función 51N Interconexión AT1 – J – L – Ma1.....	249
Figura 89. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT2 – K – M – Ma2.....	249
Figura 90. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT2 – K – M – Ma2.....	250
Figura 91. Tiempo de Selectividad Lógica en Interconexión.....	252
Figura 92. Tiempo de Selectividad Lógica en Barras.....	252
Figura 93. Resultados de la Actuación de Relés.....	253

TABLAS

Tabla 1. Utilización recomendada para transformadores de potencial.	9
Tabla 2. Precisiones normalizadas para transformadores de corriente.	12
Tabla 3. Elevación máxima de temperatura para las diferentes partes de un interruptor.....	15
Tabla 4. Funciones del relé 7sj61 con sus respectiva norma ANSI.....	31
Tabla 5. Funciones del relé 7sj62 con sus respectiva norma ANSI.....	36
Tabla 6. Funciones del relé 7sd610 con sus respectiva norma ANSI.....	38
Tabla 7. Agrupamiento de Nodos Lógicos	44
Tabla 8. Interface de Equipos Siemens según IEC 61850	52
Tabla 9. Celdas del centro de fuerza de la Central Molino.....	55
Tabla 10. Especificaciones Técnicas Celdas de la Central Molino	58
Tabla 11. Lista de Equipos Central Molino	59
Tabla 12. Celdas y lógica de control de Interruptor Central Molino	61
Tabla 13. Equipos y Elementos de la celda KZ01 Central Molino.....	63
Tabla 14. Equipos y Elementos de la celda KZ02	65
Tabla 15. Equipos y Elementos de la celda KZ03	66
Tabla 16. Centros de Fuerza Celda KZ04.....	67
Tabla 17. Equipos y Elementos de la celda KZ04	68
Tabla 18. Equipos y Elementos de la celda KZ08	68
Tabla 19. Equipos y Elementos de la celda KZ09	69
Tabla 20. Equipos y Elementos de la celda KZ09	70
Tabla 21. Celdas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios.....	70
Tabla 22. Especificaciones Técnicas Celdas de la Central Molino	73
Tabla 23. Lista de Equipos Central Molino	74
Tabla 24. Celdas y lógica de control de Interruptor Presa Daniel Palacios	76
Tabla 25. Equipos y Elementos de la celda KZ02 Presa Daniel Palacios.....	78
Tabla 26. Equipos y Elementos de la celda KZ03 Presa Daniel Palacios.....	79
Tabla 27. Equipos y Elementos de la celda KZ04 Presa Daniel Palacios.....	80
Tabla 28. Equipos y Elementos de la celda KZ08 Presa Daniel Palacios.....	81
Tabla 29. Equipos y Elementos de la celda KZ09 Presa Daniel Palacios.....	81
Tabla 30. Equipos y Elementos de la celda KZ10 Presa Daniel Palacios.....	82

Tabla 31. Celdas del centro de fuerza de la Central Mazar	83
Tabla 32. Celdas del centro de fuerza de la Central Mazar	84
Tabla 33. Celdas y lógica de control de Interruptor Central Mazar.....	86
Tabla 34. Equipos y Elementos de la celda KZ01 Central Mazar	87
Tabla 35. Equipos y Elementos de la celda KZ02 Central Mazar	88
Tabla 36. Equipos y Elementos de la celda KZ03 Central Mazar	89
Tabla 37. Equipos y Elementos de la celda KZ04 Central Mazar	90
Tabla 38. Equipos y Elementos de la celda KZ05 Central Mazar	91
Tabla 39. Equipos y Elementos de la celda KZ06 Central Mazar	92
Tabla 40. Equipos y Elementos de la celda KZ06 Central Mazar	92
Tabla 41. Línea de Interconexión Central Molino JL.....	94
Tabla 42. Línea de Interconexión Central Molino KM.....	94
Tabla 43. Línea de Interconexión Sopladora	94
Tabla 44. Línea de Distribución Aérea Central Molino.....	95
Tabla 45. Línea Subterránea Central Molino.....	95
Tabla 46. Transformadores de Distribución CF Central Molino.....	96
Tabla 47. Transformadores de Corriente CF Central Molino	97
Tabla 48. Transformadores de Potencial CF Central Molino	97
Tabla 49. Interruptores de Potencia CF Central Molino	97
Tabla 50. Protección de Sobrecorriente temporizada Independiente o Instantánea 50/ 50N.....	98
Tabla 51. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Dependiente o Temporizada 51/ 51N.....	99
Tabla 52. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Definido o Instantánea 50/ 50N	100
Tabla 53. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Inverso o Temporizado 51/ 51N	100
Tabla 54. Protección de Subtensión 27.....	101
Tabla 55. Protección de Diferencial 87L	102
Tabla 56. Protección de Sobreintensidad Diferida 50/50N y 51/51N.....	104
Tabla 57. Línea de Interconexión Presa Daniel Palacios LMa1	105
Tabla 58. Línea de Interconexión Presa Daniel Palacios MMA1	105
Tabla 59. Línea Aérea de Cargas Presa Daniel Palacios	106
Tabla 60. Transformadoresde Cargas Presa Daniel Palacios.....	106

Tabla 61. Transformadores de Corriente Presa Daniel Palacios.....	107
Tabla 62. Transformadores de Potencial Presa Daniel Palacios	107
Tabla 63. Interruptores de Potencia CF Presa Daniel Palacios.....	107
Tabla 64. Línea de Distribución Subterránea Central Mazar.....	108
Tabla 65. Transformador de Distribución Central Mazar	109
Tabla 66. Transformador de Corriente Central Mazar.....	109
Tabla 67. Transformador de Potencial Central Mazar	109
Tabla 68. Interruptores de Potencia CF Central Mazar.....	110
Tabla 69. Seccionadores Centro de Fuerza Central Mazar	110
Tabla 70. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ61 Central Molino	112
Tabla 71. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ61 Presa Daniel Palacios	112
Tabla 72. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ62 Central Molino	113
Tabla 73. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ62 Presa Daniel Palacios	113
Tabla 74. Tiempo de Actuación del Relé 7SD610 Central Molino	113
Tabla 75. Tiempo de Actuación del Relé 7SD610 Presa Daniel Palacios.....	114
Tabla 76. Tiempo para Coordinación de Relés.....	114
Tabla 77. Tiempo de Operación de Interruptores	115
Tabla 78. Aviso de Falla en la Celda K01 de Molino.....	116
Tabla 79. Aviso de Falla en la Celda K16 de Molino.....	117
Tabla 80. Aviso de Falla en la Celda K05 de Molino.....	117
Tabla 81. Cuadro Comparativo de Tiempos de Actuación de Relés	119
Tabla 82. Carga centro de fuerza central Molino barra J.....	122
Tabla 83. Carga centro de fuerza central Molino barra K.....	122
Tabla 84. Carga centro de fuerza Presa Daniel Palacios barra L.....	123
Tabla 85. Carga centro de fuerza Presa Daniel Palacios barra M.....	124
Tabla 86. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura AR.....	128
Tabla 87. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura HR – 3(1/0)(2)	133
Tabla 88. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura HR – 3(2)(4)	133
Tabla 89. Datos a Ingresar Programa en Matlab Línea Subterránea.....	138
Tabla 90. Datos a Ingresar Líneas en Digsilent	142
Tabla 91. Datos a Ingresar Transformadores en Digsilent.....	143
Tabla 92. Datos a Ingresar Terciario AT1 en Digsilent.....	144
Tabla 93. Datos a Ingresar Terciario AT2 en Digsilent.....	144

Tabla 94. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo sin Acople	145
Tabla 95. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Máxima sin Acople	146
Tabla 96. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima sin Acople	147
Tabla 97. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima sin Acople....	148
Tabla 98. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásica a Tierra Mínima	150
Tabla 99. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásica a Tierra Máxima....	150
Tabla 100. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima	151
Tabla 101. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima.....	152
Tabla 102. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Línea JL – LMa1	158
Tabla 103. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Línea KM – MMA2	159
Tabla 104. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Barra Presa Daniel Palacios	159
Tabla 105. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Barra Central Molino	160
Tabla 106. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Línea JL – LMa1	160
Tabla 107. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Línea KM – MMA2	161
Tabla 108. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Barra Presa Daniel Palacios	161
Tabla 109. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Barra Central Molino.....	161
Tabla 110. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Línea JL – LMa1	162
Tabla 111. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Línea KM – MMA2	162
Tabla 112. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Barra Presa Daniel Palacios	163
Tabla 113. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Barra Central Molino	163
Tabla 114. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Línea JL – LMa1	164
Tabla 115. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Línea KM – MMA2	164

Tabla 116. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Barra Presa Daniel Palacios	164
Tabla 117. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Barra Central Molino.....	165
Tabla 118. Resultados Ajuste de la Protección 87L Línea L_JL.....	166
Tabla 119. Resultados Ajuste de la Protección 87L Línea L_KM	166
Tabla 120. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Interconexión AT1 - L_JL – L_LMa1	168
Tabla 121. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Interconexión AT2 - L_KM – L_MMa2	168
Tabla 122. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Acople de Barras .	168
Tabla 123. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Interconexión AT1 - L_JL – L_LMa1	169
Tabla 124. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Interconexión AT2 - L_KM – L_MMa2	169
Tabla 125. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Acople de Barras.	169
Tabla 126. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo	169
Tabla 127. Ajuste de los Seccionadores Cuchilla.....	170
Tabla 128. Característica Seccionador Fusible tipo K.....	170
Tabla 129. Ajuste Seccionador Fusible tipo K.....	171
Tabla 130. Resultados de la Coordinación entre AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51.....	172
Tabla 131. Resultados de la Coordinación entre AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51.....	173
Tabla 132. Resultados de la Coordinación entre AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51N.....	174
Tabla 133. Resultados de la Coordinación entre AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51N.....	175
Tabla 134. Tabla de verdad compuerta AND	184
Tabla 135. Tabla de verdad compuerta NEG.....	184
Tabla 136. Tabla de verdad compuerta OR	184
Tabla 137. Tabla de asignación de entradas y salidas del TIMER SHORT	185
Tabla 138. Tabla de asignación de entradas y salidas de DO_TO_BO	186
Tabla 139. Tabla de asignación de entradas VAL	187
Tabla 140. Nomenclatura Dispositivos Lógicos	200
Tabla 141. Nomenclatura Nodos Lógicos.....	201

Tabla 142. Grupos de Nodos Lógicos.....	201
Tabla 143. Nomenclatura de Funciones Comprimidas	202
Tabla 144. Nomenclatura de Objeto de Datos	203
Tabla 145. Configuración de Matriz en el relé K01 → R_AT1.....	213
Tabla 146. Configuración de Matriz en el relé K17 → R_AT2.....	214
Tabla 147. Configuración de Matriz en el relé K03 → R1_JL.....	214
Tabla 148. Configuración de Matriz en el relé K15 → R1_KM	214
Tabla 149. Configuración de Matriz en el relé K04 → R2_JL.....	215
Tabla 150. Configuración de Matriz en el relé K10 → R2_KM	215
Tabla 151. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración en barras de Molino.....	217
Tabla 152. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración radial de Molino.....	217
Tabla 153. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración en barras en la Presa.....	217
Tabla 154. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración radial en la Presa.....	218
Tabla 155. Parámetros Protección 27 Línea de Interconexión 1	236
Tabla 156. Parámetros Protección 27 Línea de Interconexión 2	236
Tabla 157. Parámetros Protección 27 Acoples de Barras	237
Tabla 158. Parámetros Protección 51 Central Molino.....	238
Tabla 159. Parámetros Protección 51N Central Molino	238
Tabla 160. Parámetros Protección 50 Central Molino.....	239
Tabla 161. Parámetros Protección 50N Central Molino	240
Tabla 162. Parámetros Protección 51 Presa Daniel Palacios.....	240
Tabla 163. Parámetros Protección 51N Presa Daniel Palacios	241
Tabla 164. Parámetros Protección 50 Presa Daniel Palacios.....	241
Tabla 165. Parámetros Protección 50N Presa Daniel Palacios	241
Tabla 166. Parámetros Protección 87L Línea JL.....	242
Tabla 167. Parámetros Protección 87L Línea KM.....	242
Tabla 168. Análisis Función de Protección 27.....	243
Tabla 169. Análisis Función de Protección 51.....	244
Tabla 170. Análisis Función de Protección 50.....	244
Tabla 171. Análisis Función de Protección 51N.....	244

Tabla 172. Análisis Función de Protección 50N.....	245
Tabla 173. Análisis Función de Protección 87L	245
Tabla 174. Tiempo 50 – 50N Interconexión AT1-J-L-Ma1	250
Tabla 175. Tiempo 50 – 50N Interconexión AT2-K-M-Ma2	251

ANEXOS

Anexo 1 .- Diagrama unifilar general

- Diagrama Unifilar Central Molino Lámina 01
- Diagrama Unifilar Central de Fuerza Lámina 02

Anexo 2.- Diagrama unifilar centros de fuerza

- Diagrama Unifilar Centro de Fuerza Central Molino Lámina 03
- Diagrama Unifilar Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios Lámina 04
- Diagrama Unifilar Centro de Fuerza Central Mazar Lámina 05

Anexo 3 .- Sistema de Comunicación

- Red IEC 61850 Central Molino Lámina 06
- Red IEC 61850 Presa Daniel Palacios Lámina 07
- Sistema SCADA Modbus Central Mazar Lámina 08

Anexo 4 .- Estructura Interconexión AR

- Estructura Soporte Tipo AR Lámina 09

Anexo 5 .- Estructura distribución HR

- Estructura Soporte Tipo HR Lámina 10

Anexo 6 .- Resultados Corrientes de Cortocircuito

- Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo Lámina 11
- Cortocircuito Monofásico a Tierra Máximo Lámina 12
- Cortocircuito Trifásico Mínimo Lámina 13
- Cortocircuito Trifásico Máximo Lámina 14

RESUMEN

El proyecto de tesis presente establece la coordinación de protecciones aplicando selectividad lógica para los centros de fuerza de la Central Molino, Presa Daniel Palacios y Central Mazar específicamente para los servicios auxiliares que ayudan a cumplir actividades de control de generación, de la casa de máquinas por mencionar algunos donde se verifica la importancia de la continuidad del suministro de energía eléctrica para el desarrollo de las mismas, por este motivo, con la selectividad lógica se trata de garantizar el despeje de cualquier falla en el menor tiempo posible y que actúe el relé que le corresponde, los equipos son digitales por esto aprovechamos al máximo los tiempo mínimos que nos facilita para el despeje y la comunicación de los mismos a partir del protocolo IEC 61850 especializado para control de protecciones en subestaciones, medición de parámetros; el medio que permite la comunicación es la fibra óptica multimodo para un sistema en anillo con Ethernet 100 base T que nos permite transmitir datos en mínimo tiempo, luego de crear el diagrama de principio lógico se deben parametrizar y configurar los equipos de acuerdo a la necesidad de su actuación y comunicados por mensajes GOOSE que contienen la orden d funcionamiento y de la espera lógica para que los relés empiecen a operar si se presenta alguna falla.

El capítulo 1 trata de mostrar un enfoque de protecciones eléctricas con los equipos que componen este sistema, muestra la selectividad lógica desde su principio y en breves rasgos como se considera en Siemens para crear el diagrama lógico con la descripción de los relés multifuncionales Siprotec a partir de la serie que pertenecen y las funciones de protección que poseen; para finalizar se detalla el protocolo IEC 61850 con su estructura y su aplicación a partir de lo que poseen los centros de fuerza.

En el capítulo 2 se realiza la descripción de lo más relevante y necesario para el estudio de coordinar protecciones de los equipos y la configuración que tiene cada centro de fuerza a partir de donde se toma el suministro hasta lo que contiene cada celda, el capítulo también incluye el análisis de la necesidad de volver a coordinar protecciones a partir de selectividad cronométrica y luego aplicar la selectividad lógica por los índices de fallas que tuvieron en los centros de fuerza y los tiempos de actuación de despeje de las mismas son altos de acuerdo a lo que se recomienda.

El capítulo 3 comprende el estudio de cortocircuitos de los centros de fuerza con el programa Digsilent Power Factory y luego realizar el ajuste y coordinación de protecciones de las siguientes funciones: 50, 50N, 51, 51N, 27, 87L; esta coordinación se realizó por discriminación de tiempos y servirá para tener la referencia de corrientes que deben actuar los equipos cuando se presente un cortocircuito.

En el capítulo 4 se realiza la aplicación de selectividad lógica creando los diagramas de principio de acuerdo a dos criterios que son la protección de las líneas de

interconexión y el otro de la protección de las barras con las cargas que poseen, para esto se estableció también la comunicación de los equipos con el software Digsig a través de mensajes GOOSE y con la aplicación CFC se creó en el mismo programa los diagramas de principio lógico que deben ser cargados a los relés encargados de jerarquizar el despeje de fallas, todo esto se realizó previo a la configuración de la matriz que posee el funcionamiento de cada centro de fuerza en Digsig.

El capítulo 5 nos indica los parámetros que deben ser ingresados a los relés para determinar la actuación de los mismos a partir del ajuste y coordinación de protecciones realizado en el capítulo 3, con la configuración de cada relé y de las funciones de protección que deben ser habilitadas.

En el capítulo 6 se realiza la evaluación de resultados a partir de un análisis de los tiempos obtenidos de cada selectividad siendo estas por tiempos y la selectividad lógica, además se indican las conclusiones que se obtuvieron a partir de todo el estudio desarrollado y las recomendaciones que se deben seguir por algún mejoramiento en el sistema de protecciones de los centros de fuerza de la empresa CELEC Hidropaute.



CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Es muy importante considerar las protecciones de un sistema que suministre energía eléctrica para garantizar la continuidad del servicio en presencia de fallas, aislando el circuito y protegiendo el equipo; es por ello que la coordinación de protecciones debe ser realizada de un estudio minucioso y regirse a los parámetros que se obtienen determinando las corrientes de cortocircuito, de los valores máximos de carga del sistema, de los transformadores de corriente y de voltaje con sus respectiva relaciones de transformación, además si existe expansión futura del sistema y el grado de protección requerida.

La protección de un sistema conjuntamente con la aplicación de los nuevos criterios de coordinación como lo es la selectividad lógica, nos lleva a realizar un estudio completo por el uso de relés digitales y la comunicación que existe entre estos equipos por medio del protocolo IEC 61850 que garantiza que el sistema de protección para la distribución de energía eléctrica en los centros de fuerza de la Empresa CELEC Hidropaute funcione correctamente despejando la falla cuando se presente y no se suspenda este servicio.

1.2. ANTECEDENTES

En los centros de fuerza de la empresa CELEC Hidropaute, el sistema de protecciones de los servicios auxiliares, tienen coordinados los relés con el criterio de selectividad cronométrica y posee tiempos de actuación de despeje de falla elevados los cuales pueden ser perjudiciales para los equipos cuando una corriente de cortocircuito circula por el mismo y genera el arco eléctrico que puede ocasionar problemas de consideración si no es disipado en el menor tiempo posible, por este motivo se da la necesidad de aplicar el método de selectividad lógica para coordinar los relés y de esta manera garantizar que el tiempo de actuación de los relés sea el mínimo posible tal como recomiendan las normativas.



Se procederá a realizar una descripción teórica de los aspectos más sobresalientes que nos servirán para aplicar en el desarrollo del estudio de coordinación de protecciones mediante selectividad lógica; nuestra misión es coordinar de manera eficiente las protecciones que poseen los centros de fuerza, para ello analizaremos los elementos que poseen como por ejemplo: relés, transformadores TC y TP, seccionadores, etc.

Describiremos la aplicación de la selectividad lógica para coordinar protecciones la cual se basa en reducción de tiempos y la orden de espera lógica que reciben los equipos para que luego se efectúe el despeje de la falla; además se determinaran las características de los equipos Siemens SIPROTEC, específicamente los relés para verificar la especificación del equipo por parte del fabricante y el uso del software DIGSI para la parametrización de los mismos.

El protocolo de IEC 61850 se utilizará para la comunicación de los equipos Siemens SIPROTEC por medio de fibra óptica, es decir los relés se comunicaran de esta manera para enviar las señales del funcionamiento del sistema a partir de valores como corriente, voltaje y aplicar la selectividad lógica cuando se requiera.

1.3. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las Protecciones de los sistemas de distribución son parte integral de estos, tienen como tarea evitar el daño de un conjunto de equipos o dispositivos interconectados que cumplen una función determinada por causa de una falla, esta podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible sistema.

1.3.1. FILOSOFIA DE PROTECCIONES

Los componentes del sistema de protección tienen los objetivos básicos para el sistema de protecciones, determinándose como la filosofía que debe regir los elementos que lo constituyen, para su correcto funcionamiento.

1.3.1.1. Sensibilidad¹

La protección debe tener la capacidad de detectar cualquier falla que se produzca en la zona de la red que tiene asignada bajo condiciones de carga mínima. La protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para ofrecer a un sistema de protección de esta característica es necesario:

¹Sueiro Domínguez, José Antonio, *Contribuciones a la Coordinación de los Relés de Protección de Redes Eléctricas*, Tesis Universidad de Vigo Departamento de Ingeniería Eléctrica, Vigo - España, Febrero del 2006, p. 8. <http://webs.uvigo.es/ediaz/publicaciones/TESIS-Sueiro.pdf>



- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas de intensidad y/o voltaje necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falta de las situaciones normales de operación.

1.3.1.2. Selectividad²

Es la capacidad que debe tener la protección para actuar únicamente cuando la falla tiene lugar sobre el elemento cuya protección tiene asignada.

Si la falla tiene lugar dentro de la zona específica de una protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito que funciona en condición anormal. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla.

Existen diversas formas de proporcionar a las protecciones la característica de selectividad; en los casos en que las protecciones sí son sensibles a fallas ocurridas fuera de su zona, la selectividad puede lograrse mediante un adecuado ajuste de parámetros y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas. Se pueden tener los siguientes tipos de selectividad:

- **Selectividad Cronométrica.-** Consiste en retardar temporalmente la actuación de las protecciones que se encuentran aguas arriba del defecto.
- **Selectividad Amperométrica.-** Cada protección actúa cuando la intensidad que circula por ella es superior a la intensidad que previamente ha sido ajustada.
- **Selectividad Lógica.-** Este sistema necesita de una transferencia de información entre los relés de los interruptores automáticos de los diferentes niveles de la distribución; su principio es que todos los relés que detectan una corriente superior a su umbral de funcionamiento, envían una orden de espera lógica al que está justamente aguas arriba. El relé del interruptor situado aguas arriba que normalmente es instantáneo, recibe una orden de espera que determina el momento de la actuación del mismo.

1.3.1.3. Rapidez³

En el momento que se detecta una falla, la protección debe actuar con rapidez despejándola lo más pronto posible. Cuanto mayor sea la rapidez de actuación menor

²Ídem., p.9.

³Sueiro Domínguez, José Antonio. Op. Cit. p. 10.



serán las consecuencias que presentan las fallas como: pérdida de estabilidad del sistema, costos altos de mantenimiento correctivo, daño de equipos o poner en riesgo la vida del personal que labora en la empresa.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

1.3.1.4. Fiabilidad⁴

La protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación en que se produzca falla en el sistema, en cualquier momento o tiempo.

- **Efectividad.-** Es la cualidad que nos garantiza que la protección va actuar en caso de falla y que no lo va a hacer cuando no exista esta situación.
- **Seguridad.-** Esta cualidad nos garantiza que la protección no va actuar ante causas extrañas y de esta manera se evita actuaciones incorrectas.

La fiabilidad de un sistema de protección depende: de la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, de su correcta instalación y del mantenimiento preventivo.

La actuación incorrecta de las protecciones puede presentarse por: diseño inadecuado, ajuste incorrecto, instalación incorrecta.

1.3.1.5. Economía y Simplicidad⁵

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de operación anormal del sistema alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es muy importante en la distribución de energía eléctrica ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costos de reparación de daños.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

La valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anormal.

⁴Idem., p.11.

⁵Sueiro Domínguez, José Antonio. Op. Cit. p. 13.



Una protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

1.3.2. TIPOS DE PROTECCIONES

Desde el punto de vista de clasificación de la protección en los sistemas eléctricos se puede decir que básicamente existen dos tipos: Protección primaria y Protección de respaldo.

1.3.2.1. Protección Primaria

Esta protección corresponde a relés cuya función principal es proteger los componentes más relevantes del sistema de potencia, desconectando cuando se presenta un disturbio o falla en la menor cantidad posible de elementos del sistema, es decir la menor cantidad posible de usuarios queden sin el suministro.

1.3.2.2. Protección de Respaldo

La protección de respaldo se emplea como protección cuando la primaria falla y origina la desconexión del sistema, actúa solamente en presencia de cortocircuitos. La protección primaria puede fallar en cualquiera de los siguientes elementos:

- Suministro de corriente o voltaje a los relés.
- Voltaje de alimentación de corriente continua del equipo de protección.
- Relés de protección.
- Mecanismo del interruptor.
- Falla en el interruptor.

La protección de respaldo se emplea únicamente contra cortocircuito debido a que este disturbio representa el tipo de falla predominante en los sistemas eléctricos. Es utilizada cuando se realiza mantenimiento en las protecciones primarias y las de respaldo deben actuar en presencia de falla.

1.3.2.3. Zonas de Protección⁶

Si ocurre una falla en cualquier parte dentro de una zona, se emprenderá una acción para aislar la zona del resto del sistema. Las zonas están definidas para:

- Generadores.
- Transformadores.
- Barras.
- Líneas de Transmisión y Distribución.
- Motores.

⁶Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, Editorial Thomson, Tercera Edición, México D.F. – México 2004, p. 472 - 473.



Las zonas protegidas tienen las siguientes características:

- Las zonas están solapadas o cubiertas.
- Los interruptores se ubican en las regiones solapadas.
- Para una falla en cualquier parte de una zona, los interruptores de esa zona se abren para aislar la falla.

Las zonas vecinas se cubren para evitar la posibilidad de áreas no protegidas. Sin solapar, un área pequeña entre dos zonas vecinas no se localizaría en ninguna zona una falla y, por lo tanto, no estaría protegida.

Puesto que el aislamiento durante la falla se lleva a cabo mediante interruptores, éstos deben insertarse entre el equipo en una zona y cada conexión al sistema. Es decir, los interruptores debe insertarse en cada región de solapado; de modo que se identifiquen los límites de las zonas de protección.

El solapado se lleva a cabo con dos conjuntos de transformadores de medida y relés para cada interruptor.

1.3.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección en conjunto conforman un sistema el cual se encarga de proteger equipos y el personal encargado, para esto se utiliza el elemento primario con el relé que emiten la señal de disparo al elemento accionado los cuales se alimenten a un sistema de corriente continua. De esta manera un sistema de protección en base a relés consta de los elementos que se indican a continuación en la figura 1:

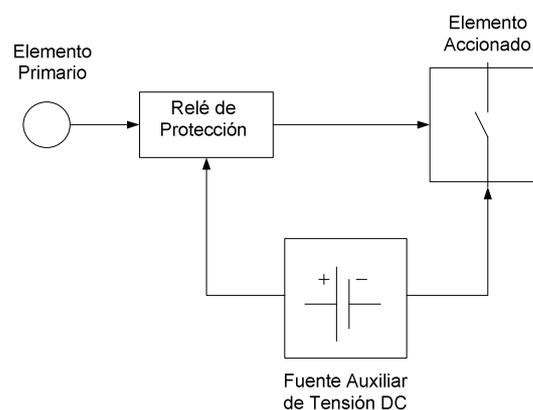


Figura 1. Dispositivos de Protección contra las Fallas.

FUENTE: Autores.

1.3.3.1. Elemento Primario

Es el elemento que detecta las señales que produce la falla y las convierte en valores adecuados para alimentar al relé de protección, es decir un valor bajo de tensión y de potencia.



Los elementos primarios están establecidos por transformadores de corriente, los cuales además son el medio de aislamiento eléctrico entre las partes de alta tensión y de baja tensión del sistema.

1.3.3.2. Relé de Protección

Constituye el elemento principal de los dispositivos de protección contra fallas, cualquier tipo de relé funcionalmente está constituido por:

- Órgano de Conversión: Convierte utiliza directamente las señales de entrada que emite el elemento primario.
- Órgano de Medida: Mide las señales que provienen de los otros órganos y determina el valor de la medida para que funcione el dispositivo de protección.
- Órgano de Salida: Su función es amplificar la señal del órgano de medida; y puede ser un amplificador para el caso de relés electrónicos o bien para contactores en relés electromecánicos.

1.3.3.3. Elemento Accionado

Lo constituye el elemento al cual le llega la señal del relé y es por lo general la bobina de disparo de interruptores, es el encargado de abrir el circuito cuando se presenta la falla y aislarla de todo el sistema.

1.3.3.4. Fuente Auxiliar de Tensión

Todos los sistemas de protección basados en relés deben tener una fuente auxiliar de tensión en corriente continua, que está constituida por un banco de baterías de bajo voltaje que puede suministrar 6 V, 9V o 12V en DC.

1.3.4. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

En un sistema de protección para la distribución de energía eléctrica pueden intervenir varios elementos para su correcta selección y aplicación. Es muy importante conocer acerca de los principios de protección mediante relés, con el objeto de establecer la secuencia de actuación, los elementos que intervienen y la función destinada de los mismos.

Los elementos que intervienen en un sistema de protección van desde los transformadores de medida hasta el elemento encargado de liberar la falla, por ejemplo en sistemas de alta tensión son los transformadores de medida, los relés y los interruptores.

Los elementos para la detección e interrupción en sistemas de protección son los siguientes:



- Transformadores de Potencial.
- Transformadores de Corriente.
- Interruptores.
- Fusibles.
- Relés.

1.3.4.1. Transformadores de Potencial TP

Se los utiliza para medición y protección en sistemas de distribución de energía eléctrica, el nombre se debe a la característica principal para variar la tensión, permite reducir el voltaje de un valor muy alto a un valor que pueda ser utilizado por instrumentos de medición o protección.

El primario del transformador se conecta en el sistema de potencia y se aísla del voltaje del sistema. Para fines de protección del sistema, por lo general los TP son considerados como suficientemente precisos y se los puede modelar como transformador ideal.

El secundario del TP debe estar conectado a un dispositivo sensor de voltaje con impedancia infinita, de modo que todo el voltaje secundario del TP se aplica al dispositivo sensor. En la práctica, el voltaje secundario se divide a través del dispositivo sensor de alta impedancia y las impedancias de dispersión serie del TP.⁷

Las impedancias de dispersión del TP se mantienen bajas a fin de reducir las caídas de voltaje y las diferencias de ángulo de fase del primario al secundario.⁸

1.3.4.1.1. Parámetros de los Transformadores de Potencial⁹

- 1) **Tensión primaria nominal:** Es el valor de la tensión que se indica en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento.
- 2) **Tensión secundaria nominal:** Valor de la tensión secundaria que figura en la designación del transformador, de acuerdo con el cual se determinan sus condiciones de funcionamiento.
- 3) **Relación de transformación real:** Es el cociente entre la tensión primaria real y la tensión secundaria real.
- 4) **Relación de transformación nominal:** Es el cociente entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal.
- 5) **Clase de precisión:** Designación aplicada a un transformador de potencial cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas. Con ella se designa el error máximo admisible que el TP puede introducir en la medición de potencia operando con su V_N primaria y la frecuencia nominal.

⁷Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 451.

⁸Ídem., p. 453.

⁹Módulo II – Transformadores de Instrumento, p. 22 – 23, <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>.



- 6) **Carga:** Admitancia del circuito secundario, expresada en Siemens, con indicación del factor de potencia. No obstante, la carga se expresa normalmente por la potencia aparente, en VA absorbida con un factor de potencia especificado y bajo la tensión secundaria nominal.
- 7) **Carga de precisión:** Valor de la carga en la que están basadas las condiciones de precisión.
- 8) **Potencia de precisión:** Valor de la potencia aparente en VA, con un factor de potencia especificado, que el transformador suministra al circuito secundario a la tensión secundaria nominal cuando está conectado a su carga de precisión. Los valores normales de la potencia de precisión para un factor de potencia de 0,8son: 10 - 15 - 25 - 30 - 50 -75 -100 - 150 - 200 -300 - 400 - 500 VA
- 9) **Frecuencia nominal:** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 o 60 Hz.
- 10) **Placa de características.** Los transformadores de potencial deben llevar una placa de características, indeleble, en la que deben figurar, las siguientes indicaciones según norma IEC 60186:
 - Nombre del fabricante.
 - Número de serie y designación del tipo.
 - Tensiones nominales primaria y secundaria en voltios.
 - Frecuencia nominal en Hz.
 - Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente.
 - Tensión más elevada de la red.
 - Nivel de aislamiento nominal.
- 11) **Utilización recomendada para transformadores de potencial.**

Clase	Utilización
0.1	Calibración.
0.2 a 0.3	Mediciones para laboratorio
0.5 a 0.6	Instrumentos de medición
1.2 a 3.5	Voltímetros, Watímetros, Frecuencímetros, Reguladores de tensión, Relés de protección.

Tabla 1. Utilización recomendada para transformadores de potencial.

FUENTE: Autores

1.3.4.2. Transformadores de Corriente TC

El TC reduce la corriente primaria a niveles estandarizados mucho menores, adecuados para la operación de los relés.El devanado primario de un transformador



de corriente normalmente consiste en una sola espira, obtenida al pasar el conductor primario del sistema de potencia por el núcleo del TC.¹⁰

El valor nominal de la corriente normal del secundario del TC se estandariza en 5 A en Estados Unidos, en tanto que el estándar en Europa y otras regiones es de 1 A. Corrientes de 10 a 20 veces (o incluso mayor) la intensidad normal ocurren a menudo en los devanados de los TC durante pocos ciclos en presencia de cortocircuitos.¹¹

De manera ideal, el secundario de un TC debe estar conectado a un dispositivo sensor de corriente con impedancia cero, de modo que toda la corriente secundaria del TC fluya por el dispositivo sensor.¹²

En la práctica, la corriente secundaria se divide, con el flujo mayor por el dispositivo sensor de baja impedancia y el resto por la impedancia de excitación en derivación del TC. La impedancia de excitación del TC se mantiene alta a fin de reducir la corriente de excitación.¹³

El desempeño del transformador de corriente se basa en la capacidad para entregar una corriente de salida secundaria que reproduzca con precisión la corriente primaria. El desempeño se determina por la corriente más alta que se puede reproducir sin que la saturación cause grandes errores.¹⁴

Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.¹⁵

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado. Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relés digitales se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los relés de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.¹⁶

1.3.4.2.1. Parámetros de los Transformadores de Corriente¹⁷

¹⁰Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 453.

¹¹Ídem., p. 453.

¹²Ídem., p. 453.

¹³Ídem., p. 454.

¹⁴Ídem., p. 454.

¹⁵Módulo II – Transformadores de Instrumento. Art. Cit. p. 2.

¹⁶Módulo II – Transformadores de Instrumento. Art. Cit. p. 3

Módulo II – Transformadores de Instrumento. Art. Cit., p. 7 – 9.



- 1) **Corrientes:** Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas en uso.
- 2) **Corriente primaria:** Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para estaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1.200, 1.500, 2.000 y 4.000 amperios.
- 3) **Corriente secundaria:** Valores normalizados de 5 A ó 1 A, dependiendo su elección de las características del proyecto.
- 4) **Carga secundaria:** Es el valor de la impedancia en Ohmios, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relés, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.
- 5) **Límite térmico:** Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de $2 \text{ A} / \text{mm}^2$ en forma continua.
- 6) **Límite de cortocircuito:** Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de $143 \text{ A} / \text{mm}^2$ durante un segundo de duración del cortocircuito.
- 7) **Tensión secundaria nominal:** Es la tensión que se levanta en los terminales secundarios del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.
- 8) **Relación de transformación real:** Es el cociente entre la corriente primaria real y la corriente secundaria real.
- 9) **Relación de transformación nominal:** Es el cociente entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.
- 10) **Potencia nominal o de precisión:** Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en voltio-amperios (VA) y a veces en ohmios, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior. Los valores normales de la potencia de precisión son: 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 y hasta 60 VA. Para los secundarios de 5 amperios, la experiencia indica que no se deben utilizar conductores con secciones no inferiores a los 4 mm^2 . Este conductor sobredimensionado, reduce la carga y además proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de una ruptura accidental del circuito, con el desarrollo consiguiente de sobretensiones peligrosas.



- 11) **Frecuencia nominal:** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 60 Hz.
- 12) **Clase de precisión para medición:** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.
- 13) **Precisiones normalizadas en transformadores de corriente.**

Clase	Utilización
0.1	Calibración y medidas en laboratorio.
0.2 a 0.3	Medidas de laboratorio.
0.5 a 0.6	Alimentación para de Watthorímetros
1.2	Amperímetros, Fasómetros, Watthorímetros, Protecciones diferenciales, Relés de impedancia y de distancia.
3 a 5	Protecciones en General.

Tabla 2. Precisiones normalizadas para transformadores de corriente.

FUENTE: Autores

- 14) **Clase de precisión para protección:** Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de hasta 30 veces el valor de la corriente nominal.
- 15) **Resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos:** Esta resistencia está determinada por las corrientes de límites térmico y dinámico definidas como:
 - **Corriente de límite térmico:** Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto joule, durante un segundo, sin sufrir deterioro y con el circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperios eficaces o en múltiplos de la corriente nominal primaria.
 - **Corriente de límite dinámico:** Es el valor de pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en cortocircuito.
- 16) **Placa de características.** Los transformadores de intensidad deben llevar una placa de características, en la que deben figurar, las siguientes indicaciones según norma IEC 60185.



- Nombre del fabricante que permita su identificación.
- Número de serie y designación del tipo.
- Corrientes nominales primaria y secundaria en amperios.
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente a cada núcleo.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

1.3.4.2.2. Elección de un transformador de Corriente¹⁸

Es conveniente para una correcta instalación de un transformador de corriente, un estudio detallado para la elección del mismo, del cual dependerá el funcionamiento y seguridad de la instalación. Se recomienda seguir las siguientes pautas:

- **Tipo de instalación:** Si es de interior o intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud para alturas superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- **Nivel de aislamiento:** Definido por tensión máxima permanente admisible de servicio en kV.
- **Relación de transformación nominal:** Las relaciones de transformación nominal deberán ser normalizadas, tal y como quedan indicadas en la norma IEC. Se recomienda no seleccionar un transformador de corriente con una corriente primaria excesivamente elevada con respecto a la que le corresponda, dado que de ello depende que se mantenga la precisión del transformador. En caso de que sea necesario recurrir a un sobredimensionamiento del valor de intensidad primaria, a la doble y a la triple relación y a la gama extendida en caso que sea necesario.
- **Clase de precisión:** Se seleccionará la clase de precisión en función de la utilización que vaya a recibir el transformador. Las clases de precisión quedan reflejadas en las tablas dadas.
- **Potencia nominal:** Según la carga a conectar en el secundario se adoptará uno de los valores de potencia de precisión especificados en la norma. Conviene no sobredimensionar excesivamente la potencia del transformador. Si el secundario tiene una carga insuficiente, se puede intercalar una resistencia para compensar.
- **Frecuencia nominal:** Si no se especifica otra distinta, se tomará por defecto 60 Hz.
- **Número de secundarios:** Si se desea realizar medida y protección a partir de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.
- **Resistencias a los esfuerzos térmicos y dinámicos:** Determinados por los respectivos valores de intensidad límite térmica e intensidad límite dinámica.

¹⁸Módulo II – Transformadores de Instrumento. Art. Cit. p. 15.



Conviene no sobredimensionar estos valores para no encarecer mucho el transformador.

1.3.4.3. Interruptores

Cumplen la función de desconectar los circuitos en condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales o anormales. Su operación puede consistir en lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Falla de línea corta.
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor se basan en las condiciones de operación mencionadas con anterioridad, además de considerar la capacidad de conducción de las corrientes de plena carga del sistema y soportar los esfuerzos electrodinámicos ocasionados por las corrientes de cortocircuito. Las normas recomiendan especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

- 1) Tensión nominal.
- 2) Corriente nominal.
- 3) Frecuencia nominal.
- 4) Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.
- 5) Capacidad de cierre en cortocircuito.
- 6) Máxima duración de la corriente de cortocircuito.
- 7) Ciclo de operación nominal

1.3.4.3.1. Tensión Nominal

En condiciones normales de operación de un sistema la tensión no es constante, por lo que el fabricante debe garantizar la correcta operación del interruptor a la tensión máxima de diseño, siendo mayor que la tensión nominal de operación.

1.3.4.3.2. Corriente Nominal

Representa el valor eficaz de la corriente expresada en amperios (A) para la cual está diseñada y es capaz de conducir continuamente sin exceder los límites aconsejables por el incremento de la temperatura.



En presencia de una temperatura elevada en cada una de las partes de los interruptores, se efectúan pruebas para verificar su capacidad de conducción de corriente nominal; y se indica en la siguiente tabla:

Elevación máxima de temperatura para las diferentes partes de un interruptor

Partes o Componentes	Límite de Elevación de Temperatura en °C	
	Interruptor en Aceite	Interruptor que no usa Aceite
Contactores en aire	30	35
Contactores en aceite	30	--
Aceite	30	--
Bobina de potencial con aislamiento tipo 0*	35	35
Bobina en serie con aislamiento clase 0*	50	50
Bobina en serie y de potencial con aislamiento clase A	50	50
Bobina en serie y de potencial con aislamiento clase B	70	70
Todas las otras partes del interruptor	70	70

Tabla 3. Elevación máxima de temperatura para las diferentes partes de un interruptor

0*: Tipo sintético A: Papeles en aceite

FUENTE: Enríquez Harper, Gilberto, *Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relés*, Editorial Limusa, Segunda Edición, México D.F. – México 1999, p. 241.

Los valores establecidos en la tabla 3 son para interruptores de operación exterior es decir en la intemperie; mientras que para los interruptores de operación interior los límites de elevación de temperatura, se basan en la del medio ambiente dentro del elemento que lo contiene y no deben exceder los 40° C si el interruptor tiene contactos de cobre o 55° C si tiene contactos de plata o cobre plateado.

1.3.4.3.3. Frecuencia Nominal

Es la frecuencia a la cual está diseñada para operar el interruptor y corresponde a la frecuencia del sistema del cual se va a conectar, es decir a 60 Hz.

1.3.4.3.4. Capacidad de Interrupción Simétrica y Asimétrica

La corriente de interrupción de un polo de un interruptor constituye el valor de la corriente en el polo, al instante de separación de los contactos, es expresada por los valores de: Corriente simétrica y Corriente asimétrica.

- **Corriente simétrica:** Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el polo del interruptor en el instante de la separación de contactos.
- **Corriente asimétrica:** Es el valor eficaz del valor total de la corriente que comprende las componentes de CA y CD en un polo del interruptor en el momento de la separación de los contactos.

1.3.4.3.5. Capacidad de cierre en cortocircuito

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor en el momento que debe cerrar sus contactos en condiciones de cortocircuito en el sistema.



- **Corrientes de cierre:** La corriente de cierre de un interruptor en presencia de falla, siendo esta el cortocircuito es el valor eficaz de la corriente total y que se mide de la envolvente de la onda de corriente en el primer valor pico.

1.3.4.3.6. Corriente nominal de tiempo corto

Es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir deterioros o daños en el intervalo de tiempo corto especificado. Esta corriente se expresa por lo general en el orden de kilo-Amperios (kA) para un periodo de tiempo de 1 segundo o para 4 segundos.

1.3.4.3.7. Ciclo de operación nominal

Consiste en un número de operaciones establecidas con intervalos de tiempo dado; a partir de las recomendaciones de las normas de la IEC el ciclo de operación de un interruptor que no está especificado para auto cierre, y se puede expresar el ciclo como sigue:

- a) o – t – co – t' - co
- b) o – t'' - co

Donde:

o = operación de apertura
c = operación de cierre
co = operación de cierre seguida de apertura
t,t',t'' = intervalos de tiempo
t y t' = expresados en minutos
t'' = expresados en segundos

1.3.4.3.8. Condiciones de operación de Interruptores

Los interruptores no solamente están en capacidad de interrumpir el suministro de energía sino también habilitarlo, generando algunos problemas especialmente cuando el interruptor se encuentra cercano a la falla como un cortocircuito, porque la corriente a través del arco producido por la ruptura dieléctrica puede dañar los contactos del interruptor.

La función de un interruptor es que debe estar en posibilidad de abrir sus contactos una vez más, esto sucede porque alrededor de un 20% de los cortocircuitos que ocurren se mantienen, es por esto que el interruptor inmediatamente después de un cierre debe estar en posibilidad de abrir en presencia de falla.

Las condiciones de operación principales a las que se ve sometido un interruptor se puede mencionar adicionando a la capacidad que posee de deshabilitar sistemas y a la capacidad de habilitar son las siguientes:



- Interrupción de cortocircuito.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Desconexión de capacitores.
- Desconexión asíncrona.
- Interrupción con falla de línea corta.

1.3.4.4. Fusibles

El fusible es utilizado para la protección contra cortocircuitos y sobrecargas en sistemas de baja tensión, posee simplicidad en su operación y el bajo costo que representa proporciona una alternativa rentable para despejar fallas, debido a estas características hacen que se los pueda utilizar en sistemas de media tensión.

Operan con la interrupción automática del circuito que protege cuando se presentan condiciones inadecuadas de funcionamiento del servicio, siendo esta normalmente la sobre corriente, la interrupción se obtiene de la fusión del elemento que en si representa la parte fundamental del fusible y que determina sus principales características.

Las características a considerar y que especifican en un fusible son: Tensión nominal, Corriente nominal, Capacidad de interrupción.

- **Tensión Nominal:** Representa el valor de la tensión para la cual se establece la operación del fusible, y es la tensión máxima de diseño del fusible que concierne a la tensión máxima de operación del sistema.
- **Corriente Nominal:** Es el valor de corriente que el fusible funciona sin calentamiento excesivo y a la que debe operar por tiempo indefinido. Este valor asocia al máximo $1.2I_N$ y al mínimo de no fusión $1.6 I_N$ donde I_N es la corriente nominal.
- **Capacidad de Interrupción:** Representa el valor máximo de la corriente que está en posibilidad de interrumpir cuando el fusible está operando con su tensión nominal y en condiciones que han sido establecidas de tensión de restablecimiento y con factor de potencia.

1.3.4.5. Relés

La función principal de los relés utilizados para protección es determinar en menor tiempo posible la presencia de fallas como el cortocircuito en un sistema de distribución de energía eléctrica, debido a esto la mayoría de los relés operan en más o menos un ciclo de la frecuencia que posee el sistema, esto se da con la finalidad de enviar la señal de disparo al interruptor que le corresponda actuar y despejar la falla.

1.3.4.5.1. Características de los Relés

Los relés constituyen el principal elemento de un sistema de protección, es por esto que deben cumplir con ciertos requerimientos para su funcionamiento entre las que se pueden mencionar:



- El relé debe ser insensible a las sobretensiones y a las sobrecargas momentáneas.
- El relé no debe alterar su funcionamiento en caso de variaciones de tensión y corriente.
- El consumo de potencia del relé debe ser lo más bajo posible.
- Su operación no debe ser alterada por cambios en la configuración de la red considerados como normales siendo estos: conexión y desconexión de cargas, entrada y salida de líneas.
- El relé debe funcionar cualquiera que sea la naturaleza y situación de la falla para la cual ha sido seleccionado y determinado.

Las magnitudes a las que los relés de protección son sensibles para detectar la presencia de fallas se mencionan a continuación:

- Aumento en la intensidad de la corriente.
- Caída de Tensión.
- Disminución de la impedancia aparente.
- Inversión en el sentido de la potencia.
- Comparación en la magnitud de la corriente de entrada y salida o comparación de la fase.

1.3.4.5.2. Relés de Sobrecorriente de tipo instantáneo

Un relé que opera rápidamente sin ningún retardo intencional en el tiempo se denomina instantáneo, posee la ventaja de reducir el tiempo de operación a un mínimo para fallas muy cercanas a la fuente, en caso que la corriente de falla es muy grande, y es eficaz solamente cuando la impedancia entre el relé y la fuente es pequeña con la impedancia de la zona que debe proteger.

Los relés de sobrecorriente instantáneos responden a la magnitud de su corriente de entrada, como se observa en las regiones de disparo y bloqueo de la Figura 2. Si la magnitud de la corriente $I' = |I'|$ excede una magnitud de corriente ajustable especificada I_P , denominada Corriente de arranque, entonces los contactos del relé se cierran de manera instantánea para energizar la bobina de disparo del interruptor. Si I' es menor que la corriente de arranque I_P , entonces los contactos del relé permanecen abiertos, bloqueando la bobina de disparo.¹⁹

Una consideración importante en la aplicación de relés de sobrecorriente es su velocidad de operación, los relés de acción instantánea se emplean para fallas de línea a tierra restringidas y otras en formas de circulación de corriente. La relación de impedancia X/R del sistema de la fuente de falla controla el grado de desajuste y el índice de decremento de la onda de corriente y la relación de la impedancia de la fuente a la impedancia de la carga el grado de rapidez que puede ser logrado.

¹⁹Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 457.

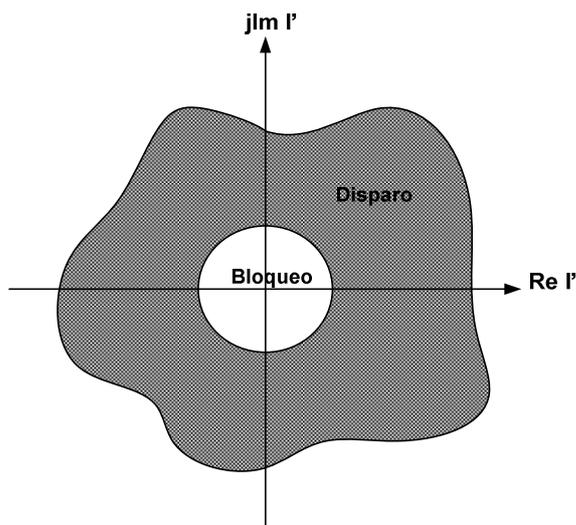


Figura 2. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé de Sobrecorriente Instantáneo

FUENTE: Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, Editorial Thomson, Tercera Edición, México D.F. – México 2004, p. 457.

1.3.4.5.3. Relés de Sobrecorriente Temporizados

Los relés de sobrecarga temporizados también responden a la magnitud de su corriente de entrada, pero con un retardo intencional. Como se muestra en la Figura 3, el retardo depende de la magnitud de la corriente de entrada del relé. Si I' es un múltiplo grande de la corriente de arranque I_p , entonces el relé opera (o dispara) después de un pequeño retardo de tiempo. Para múltiplos más pequeños de arranque, el relé dispara después de un retardo más prolongado. Y si $I' < I_p$, el relé permanece en la posición de bloqueo.²⁰

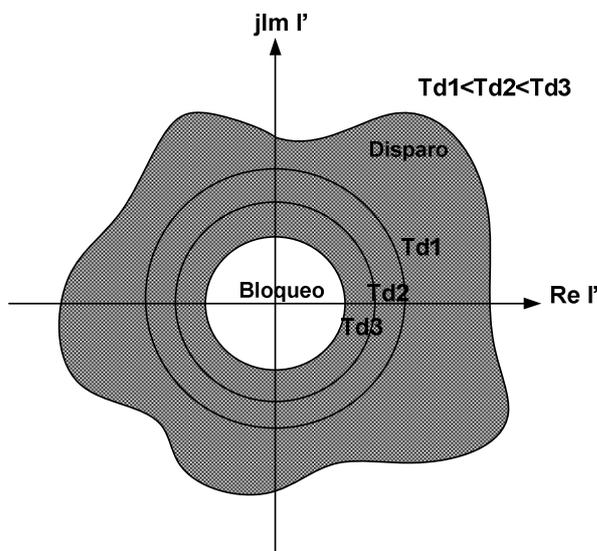


Figura 3. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé de Sobrecorriente Temporizada

FUENTE: Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, Editorial Thomson, Tercera Edición, México D.F. – México 2004, p. 458.

²⁰Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 457.



1.3.4.5.4. Relés Direccionales

Es un tipo de relé de sobrecorriente, el cual está provisto de una unidad direccional por el hecho que circula una corriente en ambos sentidos con la misma magnitud, se las utiliza cuando existen varias fuentes de alimentación. Los relés direccionales deben poseer las siguientes características:

- 1) Alta velocidad de operación.
- 2) Alta sensibilidad.
- 3) Capacidad de operación con valores de voltaje bajos.
- 4) Índice o capacidad térmica de tiempo corto.
- 5) La carga no debe ser excesiva.
- 6) No deben existir caídas de voltaje o fugas de corriente.

El relé direccional tiene dos entradas: el voltaje de referencia $V = V \angle 0^\circ$, y la corriente $I = I \angle \phi$. Las regiones de disparo y bloqueo del relé mostradas en la figura 4 se describen mediante las siguientes condiciones:

$$-180^\circ < (\phi - \phi_1) < 0^\circ \quad (\text{Disparo})$$

$$\text{Caso contrario} \quad (\text{Bloqueo})$$

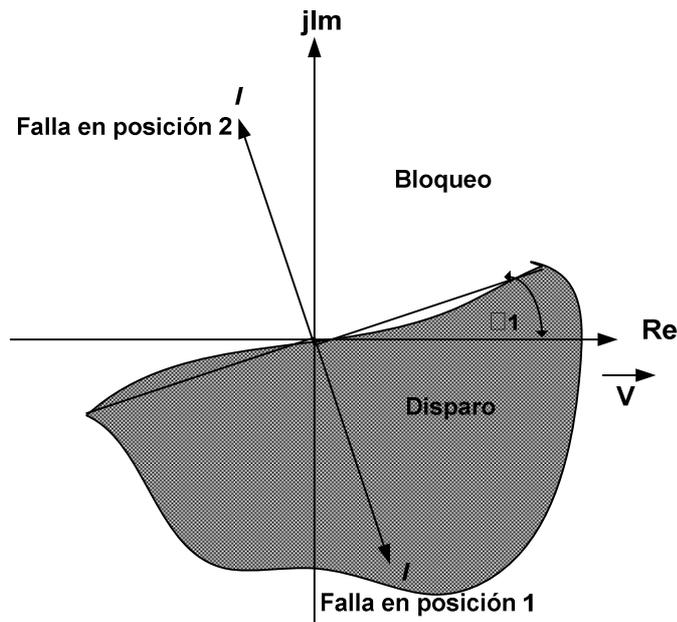


Figura 4. Regiones de Bloqueo y Disparo del Relé Direccional en el plano complejo

FUENTE: Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, Editorial Thomson, Tercera Edición, México D.F. – México 2004, p. 470.

1.3.4.5.5. Relés de Sobrecorriente a Tierra

Si un relé de sobrecorriente se conecta en el punto neutro de sus transformadores de corriente solo es sensible a las fallas a tierra; no son sensibles a corrientes balanceadas de línea, no detectan corrientes de carga y se pueden ajustar para que



funcionen con valores mucho más bajos de corriente que los relés de sobrecorriente de fase. Figura 5.

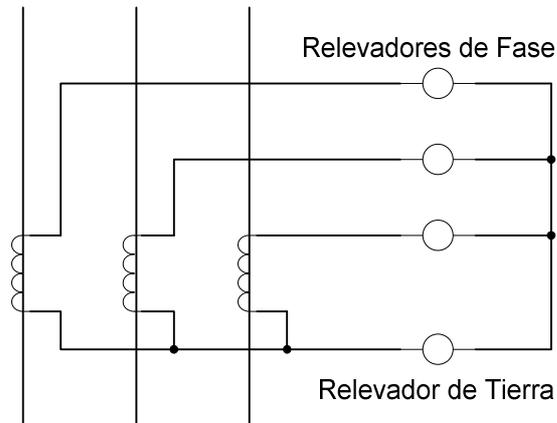


Figura 5. Relé Sobrecorriente a Tierra

FUENTE: Autores.

1.3.4.5.6. Relés Diferencial

El principio de operación del relé diferencial depende de una corriente circulante, donde la diferencia de corrientes de los dos transformadores de corriente TC, que alimentan al relé en condiciones normales o de falla fuera de las zonas de protección.

Funciona como un comparador de corriente, dirección de potencia o ángulos fase de las corrientes en los extremos de una zona protegida. Por lo general los relés diferenciales se utilizan para proteger generadores, las barras y transformadores.

En la Figura 6 se ilustra el método básico de operación del relé diferencial para protección del generador y se muestra la protección de una sola fase. El método se repite para las otras dos fases. Cuando el relé opera en cualquier fase, las tres fases del interruptor principal se abrirán, lo mismo que el neutro del generador y los interruptores de campo (los cuales no se muestran).²¹

Para cuando no hay falla interna en los devanados del generador, $I_1 = I_2$, y suponiendo TC idénticos, $I_1' = I_2'$. Para este caso, la corriente en la bobina de operación del relé es cero y por consiguiente no opera el relé. Por otro lado, para una falla interna tal como un corto fase a tierra o fase a fase dentro del devanado del generador, $I_1 \neq I_2$ e $I_1' \neq I_2'$. Por lo tanto, en la bobina de operación del relé fluye una corriente de diferencia $I_1' - I_2'$, que podría hacer que dispare el relé. Puesto que la operación del relé depende de una corriente de diferencia, se le conoce como relé diferencial.²²

²¹Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 482 - 483.

²²Ídem, p. 483.

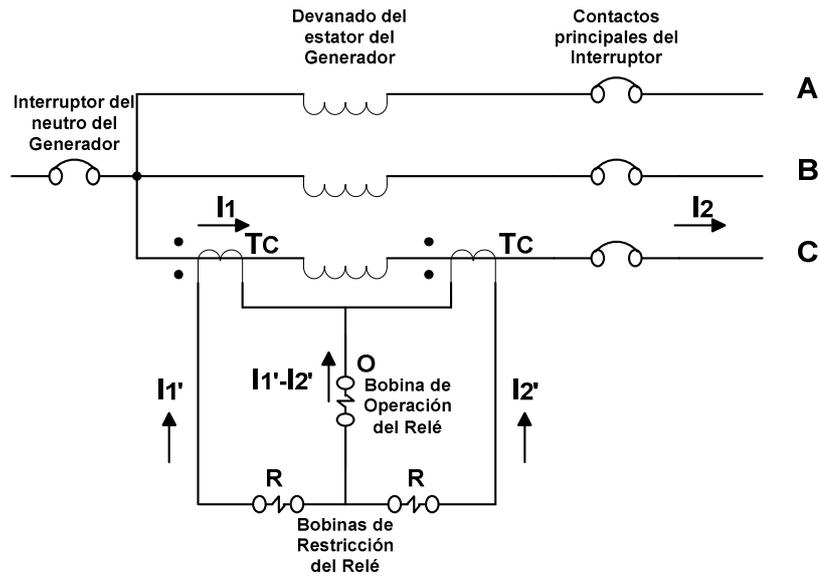


Figura 6. Operación del Relé Diferencial para protección del Generador (Se ilustra la protección de una sola fase)

FUENTE: Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, Editorial Thomson, Tercera Edición, México D.F. – México 2004, p. 483.

1.3.4.5.7. Protección de sistemas radiales²³

Muchos sistemas radiales están protegidos con relés de sobrecorriente con retardo. Los retardos ajustables se seleccionan de manera que se abra el interruptor más cercano a la falla, en tanto los interruptores ubicados aguas arriba con retardos más grandes permanezcan cerrados. Es decir, los relés pueden estar coordinados para operar en secuencia de modo que interrumpan la carga mínima durante las fallas. También, la coordinación de los relés de sobrecorriente, por lo común limita el número máximo de interruptores en un sistema radial a cinco o menos, ya que de lo contrario el relé más cercano a la fuente podría tener un retardo excesivo.

El intervalo de tiempo de coordinación es aquel entre los dispositivos de protección primario y de respaldo remoto. Es la diferencia entre el tiempo que opera el relé de respaldo y el tiempo en que los interruptores eliminan la falla bajo la operación de los relés primarios. La determinación precisa de los tiempos de operación del relé se complica por varios factores, como el error del TC, el componente de desplazamiento cd de la corriente de falla y el sobre viaje del relé. Por consiguiente, se seleccionan intervalos típicos de tiempo de coordinación de 0.2 a 0.5 segundos para tomar en consideración estos factores en la mayoría de aplicaciones prácticas.

²³Duncan Glover, J. y Sarma, Mulukutla S.. Op. Cit. p. 461 - 462.



1.4. APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA²⁴

Al producirse un defecto en un punto cualquiera de una red de distribución no debe, dejar sin energía eléctrica al sistema. De la deducción anterior, resulta la necesidad de aislar rápidamente la zona afectada por el defecto, manteniendo el suministro de energía eléctrica al resto de usuarios. Esto corresponde al principio de selectividad de las desconexiones.

En presencia de la falla debe funcionar el elemento de protección siendo el interruptor automático o el fusible, y únicamente él, colocado inmediatamente aguas arriba del circuito donde se ha producido el defecto, además las otras protecciones no se deben desconectar. Por medio de los procedimientos clásicos de selectividad se logra cumplir con fiabilidad esta exigencia.

El Sistema de Selectividad Lógica, permite obtener una selectividad total entre todos los eslabones de una red de distribución eléctrica, desde los de alta a los de baja tensión. Además, permite aislar el defecto en un tiempo muy reducido e independiente del punto donde se haya producido la falla.

1.4.1. Principio del sistema de selectividad lógica²⁵

Al producirse un defecto en una red de distribución con configuración radial, la intensidad de la corriente producida recorre el circuito situado entre la fuente y el punto de defecto, con las siguientes consecuencias:

- Son requeridas las protecciones aguas arriba de la falla.
- Las protecciones aguas arriba del defecto no se ven perturbadas.
- Debe actuar solamente la primera protección situada aguas abajo de la falla.
- Cada interruptor automático del sistema tiene asociada una protección lógica, capacitada para emitir y recibir una orden de espera lógica a partir de una jerarquización.
- Cuando una protección se activa, solicitada por una corriente de falla: esta debe emitir una orden lógica de espera y provocar el disparo del interruptor automático asociado.

Este sistema necesita de una transferencia de información entre los relés de los interruptores automáticos, de los diferentes niveles de la distribución en este caso radial como se puede observar en la figura 7.

²⁴Sautriau, Francois, “ Protección de Redes por el Sistema de Selectividad Lógica ”, Cuaderno Técnico n° 002 Schneider Electric, Marzo 2000, <http://www.ingeborda.com/biblioteca/Biblioteca%20Internet/Catalogos%20de%20Fabricantes/Materiales%20Electricos/Schneider/Cuadernos%20Tecnicos%20CT/CT002.pdf>, p. 5.

²⁵Sautriau, Francois, Art. Cit. p.8.

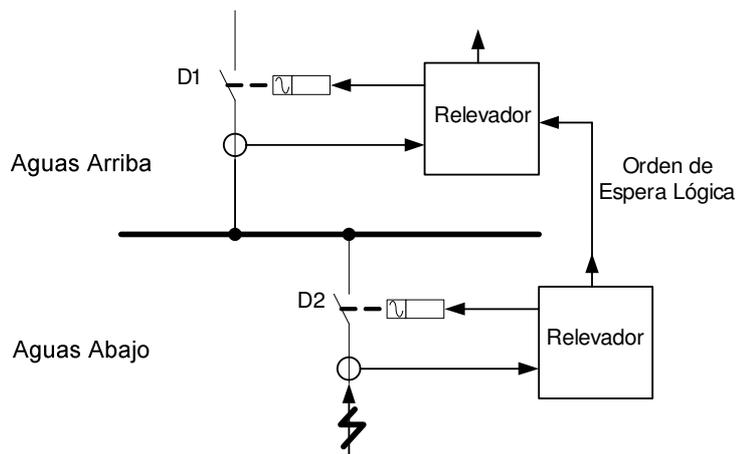


Figura 7: Principio de Selectividad lógica

FUENTE: Distribución radial aplicando selectividad lógica, <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=133&edi=39>

Se aplica a los interruptores automáticos de baja tensión, selectivos de alta intensidad generalmente de 250 A, y en las redes industriales de media tensión.

Todos los relés que ven una corriente superior a su umbral de funcionamiento envían una orden de espera lógica al que se encuentra aguas arriba.

El relé del interruptor automático que está seguidamente aguas abajo del cortocircuito no recibe orden de espera lógica, y dispara inmediatamente despejando la falla evitando que esta dañe a los equipos.

1.4.1.1. Ejemplo de Aplicación 1: Funcionamiento cuando el defecto aparece en el punto A de la figura 8.²⁶

La figura 8 representa una distribución radial con un solo interruptor automático por cada cuadro.

- Las protecciones N° 1, N° 2, N° 3 a N° (n), son solicitadas.
- La protección N° 1 emite una orden de espera lógica aguas arriba y una orden de disparo del interruptor automático D1.
- Las protecciones N° 2, N° 3..... N° (n) emiten una orden de espera lógica desde aguas abajo dirigida aguas arriba, a la vez que reciben una señal lógica que les induce a dar la orden de disparo de los disyuntores D2, D3.... D(n) asociados (este proceso lógico se interrumpe cuando la protección N° (n) tiene un reglaje tal que la intensidad del defecto resulta inferior a su umbral de regulación I_r).

²⁶Sautriau, Francois, Art. Cit. p. 8.

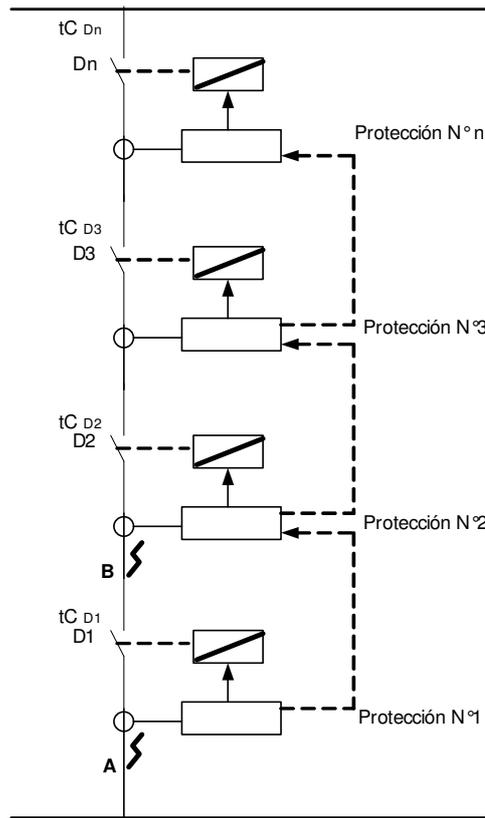


Figura 8: Distribución radial utilizando selectividad lógica.

FUENTE: Sautriau, Francois, “ *Protección de Redes por el Sistema de Selectividad Lógica* ”, Cuaderno Técnico n° 002 Schneider Electric, Marzo 2000, p. 8.

El disyuntor D1 elimina el defecto A al cabo de:

$$tc_{D1} = T_1^1 + t_1$$

Siendo:

tc_{D1} : Tiempo de apertura del interruptor automático D1.

T_1^1 = Temporización (retardo) de la protección N° 1.

t_1 = tiempo propio de apertura de D1, incluido tiempo del arco.

1.4.1.2. Ejemplo de Aplicación 2: Funcionamiento cuando el defecto aparece en el punto B de la figura 8.²⁷

- La protección N° 1 no está solicitada.
- Las protecciones N° 2, N° 3... N° (n) están solicitadas y emiten una orden de espera lógica aguas arriba.
- Únicamente el interruptor automático N° 2 no recibe la orden de espera lógica y emite la señal de corte.

²⁷Sautriau, Francois, Art. Cit. p. 8 – 9.



El disyuntor D2 elimina el defecto B al cabo de:

$$tc_{D2} = T_2^1 + t_2$$

Siendo:

tc_{D2} : Tiempo de apertura del interruptor automático D2.

T_2^1 = Temporización (retardo) de la protección N° 2.

t_2 = tiempo propio de apertura de D2, incluido tiempo del arco.

El mismo razonamiento puede ser aplicado a cualquiera de los interruptores automáticos integrados en la red de distribución.

Las temporizaciones T_1^1 , T_2^1 , $T_{(n)}^1$ de las protecciones N° 1, N° 2, N° (n) no intervienen en la selectividad y solo están concebidas para la función de protección: los reglajes pueden ser tan cortos como requiera la protección y la transitoriedad de la puesta en carga (motores, transformadores).

- **Observación:** La función espera lógica corresponde al aumento de la temporización propia de los relés aguas arriba. Por cuestión de seguridad, la duración de la espera debe ser limitada, ya que la protección ha de permitir el funcionamiento en socorro aguas arriba aislando la zona aguas abajo del defecto.

El sistema de selectividad lógica se aplica a las protecciones con:

- Tecnología estática analógica.
- Tecnología numérica con microprocesador.
- En los equipos Siemens SIPROTEC la selectividad lógica se aplica mediante un editor de trabajo llamado CFC que junto con DIGSI se puede programar y parametrizar los relés.

1.4.2. Selectividad lógica para equipos Siemens SIPROTEC editor CFC²⁸

El editor CFC (Continuous Function Chart) es una Herramienta de Ingeniería abierta y de aplicación universal destinada a editar gráficamente funciones de automatización basadas en bloques de función pre programados. El editor CFC (Continuous Function Chart) consiste en un lenguaje de programación grafica de alto

²⁸http://siemens.siprotec.de/download_neu/software/DIGSI_4/Manual/DIGSI_MANUAL_CFC_B1_V0484_EN.pdf



nivel, es un editor orientado a FBD (permite al usuario programar rápidamente, tanto expresiones como en lógica booleana.) donde las conexiones entre las entradas, salidas y los operadores se fijan automáticamente. Todas las cajas se pueden colocar libremente lo que permite programar ciclos de retroalimentación provisional sin variables.

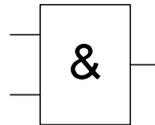
Los diagramas de principio se los realiza en la hoja del editor CFC con los siguientes bloques de funciones lógicas:

Funciones de aritmética: Se puede procesar valores medidos de tipo real y realizar cálculos con las siguientes funciones.

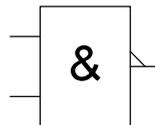
- ABSVALUE (valor absoluto)
- ADD (suma) en esta de función se puede incrementar el número de entradas a 120 máximo
- DIV (división)
- MUL (multiplicación) en esta de función se puede incrementar el número de entradas a 120 máximo.
- SQUARE_ROOT (raíz cuadrada)
- SUB (sustracción)

Funciones de lógica básica: mediante estos bloques podemos enlazar y procesar señales lógicas, estos son los bloques disponibles para la lógica básica

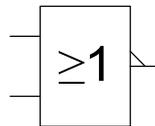
- AND (compuerta AND)



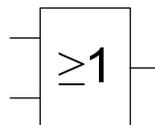
- NAND (compuerta NAND)



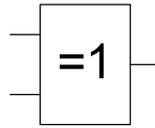
- NOR (compuerta NOR)



- OR (compuerta OR)

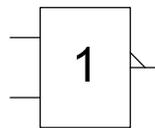


- X_OR (compuerta XOR)



Todos estos bloques pueden manejar hasta un máximo de 120 entradas de datos digitales.

- CONNECT (conexión) este nos permite interconectar directamente una señal entre dos fronteras (que es de una salida de CFC a una entrada de CFC)
- DYN_OR (compuerta OR dinámica) se utiliza para combinar los mensajes, a diferencia de la compuerta normal OR es que para cada nueva señal de entrada cambia la señal de salida. Tiene máximo 5 entradas por bloque.
- NEG (negación) invierte la señal lógica de entrada



- RISE_DETECT (detector de incremento) nos indica que la señal de entrada tiene un cambio de incremento tanto positivo como negativo

1.4.3. Ventajas de la selectividad lógica²⁹

Además de la selectividad de protecciones, que es una función primordial del sistema, la rapidez de los disparos que se obtiene, permite reducir las exigencias en presencia de cortocircuito en: las canalizaciones, la aparamenta, los transformadores de corriente. etc.

Esta actuación, de gran fiabilidad, está basada en la posibilidad que tiene el relé aguas abajo, de aumentar inteligentemente la temporización propia de relé aguas arriba.

Un fallo no debe, en ningún caso, afectar el conjunto de las protecciones. Aunque ciertamente utiliza la selectividad amperométrica, presenta la innegable ventaja de permitir tiempos de disparo no acumulativos. Con ello, es posible resolver el problema de la selectividad de los disparos sobre el conjunto de la red, desde las principales ramificaciones de baja tensión hasta la alta tensión estableciendo la jerarquización de la actuación de relés en presencia de fallas.

La puesta en servicio de este sistema de protección ofrece poca complejidad; adaptándose sin dificultad tanto en los nuevos proyectos como en las instalaciones existentes. Permite las ampliaciones sin modificar las regulaciones y no necesita más

²⁹Sautriau, Francois, Art. Cit. p. 13.



que un simple enlace, por hilo piloto, entre los cuadros aguas abajo y el cuadro aguas arriba para la transmisión de las informaciones lógicas.

1.5. FUNCIONALIDAD Y CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SIEMENS SIPROTEC

Los centros de fuerza de la central molino, la presa Daniel Palacios y de la central Mazar están compuestas por diferentes equipos de maniobra y protección del sistema, para nuestro caso las protecciones utilizadas son equipos pertenecientes a la marca Siemens en su línea SIPROTEC para trabajar en media tensión (13,8 kV), entre los cuales se encuentran 7SJ61, 7SJ6245 y el 7SD6105. Esos equipos se encuentran instalados y funcionando actualmente por medio de selectividad cronométrica, además los relés permiten reprogramación en este caso con selectividad lógica y con el protocolo IEC 61850 para la comunicación entre los relés.

Los equipos numéricos de protección multifuncional SIPROTEC 4 7SJ61/62 se aplican como equipos de protección, control y mando para las salidas de la barra colectora. Como protección de línea el equipo puede ser instalado en redes con conexión directa del neutro puesto a tierra y en redes aisladas. Es apropiada para redes radiales alimentadas por un lado, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación. Como protección de motores, los equipos son apropiados para máquinas asíncronas de cualquier dimensión. Los equipos contienen las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para las funciones de mando de las unidades de conmutación en las barras colectoras simples y dobles y por lo tanto el equipo es aplicable en forma universal.

Estos relés ofrecen un control del disyuntor, más dispositivos de conmutación y funciones de automatización. La lógica programable integrada (CFC) permite al usuario implementar sus propias funciones, e. g. para la automatización de switchgear.

Mientras que el equipo de Protección diferencial SIPROTEC 7SD610 digital funciona como una protección selectiva de cortocircuito para líneas aéreas y cables alimentados desde uno o varios puntos, en redes radiales, en forma de anillo o malladas de cualquier manera, con diferentes niveles de tensión.

La alta sensibilidad y la supresión de la irrupción de conmutación permiten también la aplicación del 7SD610.

Una ventaja esencial de la función del principio de protección diferencial es la interrupción instantánea en el caso de un cortocircuito en cualquier punto de la zona protegida. Los transformadores de intensidad limitan la zona protegida por los



extremos con respecto al resto de la red. Este límite rígido es la razón de la propia selectividad ideal para el principio de protección comparada.

A continuación se darán funciones y parámetros más específicos de cada relé Siemens SIPROTEC

1.5.1. Siemens SIPROTEC 7SJ61³⁰

La función básica es una *protección de sobreintensidad temporizada no direccional 50, 51, 50N, 51N* que tiene dos niveles independientes de intensidad (niveles UMZ) y un nivel dependiente de intensidad (nivel AMZ) para intensidades de fases y corriente en la tierra. Para el nivel AMZ, se dispone de una serie de curvas características con diferentes estándares. Opcionalmente, se puede aplicar una curva característica definida por el usuario.

Posibilidad de aplicación de la protección de sobreintensidad monofásica; según las características del equipo, la protección de sobreintensidad temporizada puede ser completada con una protección contra un fallo del interruptor 50BF y con una protección de fallos a tierra para cortocircuitos 50N, 51N, de alta impedancia o para cortocircuitos a tierra normales, evaluación de la secuencia negativa de la corriente 46, protección para arranque de motores 48 con características de disparo de tiempo inverso basado en una evaluación de la corriente de arranque.

Aparte de las funciones de protección contra cortocircuitos ya mencionadas, existen más funciones de protección, como por ejemplo la protección contra carga desequilibrada, la protección contra sobrecarga térmica 49 con bloqueo de reenganche y supervisión del tiempo de arranque así como también un automatismo de reenganche, con el cual es posible efectuar varios ciclos de interrupción diferentes en caso de líneas aéreas. La conexión de un automatismo de reenganche 79 externo es también posible.

Para la detección de fallos a tierra intermitentes, se puede pedir una función de protección, que detecta y acumula la aparición de fallos a tierra de corta duración. Por medio de sensores externos, se pueden tener en cuenta las temperaturas de ambiente 49 o de refrigeración existentes (utilizando un box térmico externo).

FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
Funciones básicas (contenidas en todas las	-	Control
	50/51	Protección de sobre intensidad fase XMZ I>, I>>, I
	50N/51N	Protección de sobre intensidad a tierra XMZ IE>, IE>>, IEp
	49	Protección de sobrecarga (con 2 constantes de tiempo)

³⁰http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ61x/Manual/7SJ61xx_Manual_A2_V046004_es.pdf
http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ61x/Manual/7SJ61xx_Manual_A3_V042001_us.pdf



FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
versiones	46	Protección de carga desequilibrada
	37	Supervisión de vigilancia de falta de intensidad
	50BF	Protección fallo del interruptor
	74TC	Supervisión de circuito de disparo
IEF	--	Fallas a tierra intermitente
IEE	50Ns/51Ns	Sobre intensidad sensible a tierra
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
IEE IEF	50Ns/51Ns	Sobre intensidad sensible a tierra
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	--	Fallas a tierra intermitente
IEE IEF MOT	50Ns/51Ns	Sobre intensidad sensible a tierra
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor frenado
	66/86	Bloqueo de reenganche
	--	Fallas a tierra intermitente
IEE MOT	50Ns/51Ns	Sobre intensidad sensible a tierra
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor frenado
	66/86	Bloqueo de reenganche
MOT	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor frenado
	66/86	Bloqueo de reenganche
IEE = determinación sensible de faltas a tierra		
IEF = faltas a tierra intermitente		
MOT = protección de motores		

Tabla 4. Funciones del relé 7sj61 con sus respectiva norma ANSI

FUENTE: Siemens.

Lógica Programable

Las características de lógica integrada (CFC) en la que el usuario pueda aplicar sus propias funciones para la automatización de los interruptores (enclavamiento) o una subestación a través de una interfaz gráfica de usuario. El usuario también puede generar mensajes definidos a conveniencia.

Comunicación

Se puede establecer una comunicación con otras unidades digitales de servicio, mando y memorización: La interfaz de servicio puede ser conectada por un cable de comunicación de datos o por un cable de fibra óptica y también permite una comunicación por módem. De esta manera es posible hacer operaciones de servicio desde un lugar remoto con un PC y el programa de servicio DIGSI®, p. ej. cuando diversos equipos deberán ser controlados por un PC central. La interfaz de sistema sirve para la comunicación entre el equipo y el sistema de control. Esta interfaz puede ser conectada, de igual manera, por un cable de transmisión de datos o



conductor de fibras ópticas. Para la transmisión de datos se disponen de protocolos standard según IEC60870–5–103. Por medio del módulo se puede realizar la integración del equipo en redes de comunicación de 100 MBit de la técnica de control y de automatización con los protocolos según la norma IEC 61850 con la utilización de fibra óptica tenemos una longitud de onda óptica de 1300 nm y una distancia de puenteable de 1.5 km. Paralelamente a la integración de la técnica de control, se puede realizar también a través de esta interfaz la comunicación DIGSI así como la intercomunicación de equipos por medio de GOOSE.

1.5.2. Siemens SIPROTEC 7SJ62³¹

La función básica de *SIPROTEC 4 7SJ62* equipos es una protección de sobre intensidad no direccional. Ésta tiene respectivamente dos escalones independientes de la intensidad (S/I t.def.) y un escalón dependiente (S/I t.inv.) para las intensidades de fase y la intensidad a tierra. Para el escalón S/I t.inv. se dispone de una serie de curvas características de diferentes standards. Opcionalmente, se puede aplicar una característica definida por el usuario.

La protección de sobre intensidad puede ser complementada con una protección de sobre intensidad temporizada direccional, una protección fallo del interruptor y una protección de faltas a tierra (para cortocircuitos a tierra de alto ohmiaje o faltas a tierra) que puede trabajar en forma direccional o no-direccional.

Además de las funciones de protección de cortocircuito mencionadas existen otras funciones de protección, como protección de frecuencia, protección de sub- y sobretensión, protección de carga desequilibrada y protección de sobrecarga con bloqueo de reconexión, supervisión del tiempo de arranque y protección de salto de carga como también una función de reconexión automática, con la que es posible efectuar diversos ciclos de interrupción diferentes en líneas aéreas. También es posible la conexión a un dispositivo externo de reenganche automático. Para ubicar rápidamente el lugar de la falta después de un cortocircuito, se ha integrado un localizador de fallas. Para la detección de fallas a tierra intermitentes existe una función de protección que reconoce y acumula fallas a tierra de corta duración. Mediante sensores externos se pueden tener en cuenta las temperaturas de ambiente o de refrigeración (por medio de una unidad Thermobox externa).

En los equipos 7SJ623, 7SJ624 se puede comprobar, antes de un reenganche y después de un disparo tripolar, la admisibilidad de reconexión mediante un control de las tensiones y/o de sincronismo. La función de sincronización también puede ser activada de una forma externa.

³¹http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ6xx/Manual/7SJ62_64_Manual_Ax_V4.7x/7SJ62_64_Manual_A1_V040002_es.pdf
http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ62x/Catalog/7SJ62xx_Catalog_SIP-2008_en.pdf



En la tabla a continuación se enumeran las distintas funciones de este relé con su respectiva codificación ANSI.

FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
Funciones básicas (contenidas en todas las versiones)	-	Control
	50/51	Protección de sobre intensidad fase XMZ I>, I>>, I
	50N/51N	Protección de sobre intensidad a tierra XMZ IE>, IE>>, Iep
	51V	Protección de sobre intensidad de tiempo inverso dependiente de la tensión
	49	Protección de sobrecarga (con 2 constantes de tiempo)
	46	Protección de carga desequilibrada
	37	Supervisión de vigilancia de falla de intensidad
	47	Dirección de la secuencia de fases
	59N/64	Tensión homopolar
	50BF	Protección fallo del interruptor
	74TC	Supervisión de circuito de disparo
	--	Conmutación del conjunto de parámetros con temporizador para protección diferida de sobre intensidad (orientada/no orientada)
	--	Estabilización Inrush
U, f. P	27/59	Función de subtensión/sobretensión
	81º/U	Función de subfrecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
	27/59	Función de subtensión/sobretensión
IEF U, f. P	81º/U	Función de subfrecuencia/sobre frecuencia
	--	Sobre intensidad a tierra intermitente
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
	27/59	Función de subtensión/sobretensión
S/I dir.	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
S/I dir. U, f. p	67/67N	Función de sobre intensidad direccional



FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
		fases/tierra
	27/59	Función de subtensión/sobretensión
	81º/U	Función de subfrecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
S/I dir. IEF	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
	--	Sobre intensidad a tierra intermitente
ERE S/I dir.	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
ERE S/I dir. U, f. p	67Ns	Detección direccional de fallas a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	27/59	Subtensión/sobretensión
	81U/O	Subfrecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
ERE S/I dir. U, f. p	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	—	Sobre intensidad a tierra intermitente
ERE	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
ERE Motor U, f. p	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor bloqueado
	66/86	Supervisión de número de arranque
	51M	Protección de salto de carga para motores, estadística del motor
	27/59	Función de tensión/sobretensión
	81º/U	Función de frecuencia/sobre frecuencia



FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
ERE Motor S/I dir. U, f. p	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor bloqueado
	66/86	Supervisión de número de arranque
	51M	Protección de salto de carga para motores, estadística del motor
	27/59	Función de tensión/sobretensión
	81º/U	Función de frecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
ERE Motor S/I dir. IEF U, f. p	67/67N	Sobre intensidad direccional fases/tierra
	67Ns	Sobre intensidad direccional a tierra sensible
	87N	Protección diferencial de alta impedancia contra falla a tierra
	—	fallas a tierra intermitentes
	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor bloqueado
	66/86	Supervisión de número de arranque
	51M	Protección de salto de carga para motores, estadística del motor
	27/59	Función de tensión/sobretensión
	81º/U	Función de frecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
	Motor S/I dir. U, f. p	67/67N
48/14		Supervisión del tiempo de arranque, rotor bloqueado
66/86		Supervisión de número de arranque
51M		Protección de salto de carga para motores,



FUNCIONES		
Designación	N° ANSI	Descripción
		estadística del motor
	27/59	Función de tensión/sobretensión
	81º/U	Función de frecuencia/sobre frecuencia
	27/47/59(N) /32/55/81 R	Funciones de protección flexible (magnitudes características de intensidad y tensión): Protección de tensión, de potencia, del factor de potencia, de variación de frecuencia
Motor	48/14	Supervisión del tiempo de arranque, rotor bloqueado
	66/86	Bloqueo de arranque
	51M	Protección de salto de carga para motores, estadística del motor
ERE = Determinación de la dirección de la falla a tierra IEF = protección contra fallas a tierra intermitente S/I dir. = protección de sobre intensidad, direccional U, f, P = Protección de tensión, frecuencia, potencia		

Tabla 5. Funciones del relé 7sj62 con sus respectiva norma ANSI

FUENTE: Siemens.

Lógica Programable

Las características de lógica integrada (CFC) en la que el usuario pueda aplicar sus propias funciones para la automatización de los interruptores (enclavamiento) o una subestación a través de una interfaz gráfica de usuario. El usuario también puede generar mensajes definidos a conveniencia.

Comunicación

Mediante un módulo EN100 se puede efectuar una integración de los equipos a la red Ethernet de 100 Mbit en los sistemas de control y automatización con protocolos según IEC 61850 con la utilización de fibra óptica tenemos una longitud de onda de 1300 nm y una distancia de puenteable de 1.5 km.. En paralelo a la comunicación con el sistema de control es posible realizar mediante este interface una red de intercomunicación de equipos con GOOSE.

Los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) según norma IEC 61850 son paquetes de datos que se pueden transmitir a través del sistema de comunicación Ethernet de forma cíclica y controlada por los acontecimientos. Estos sirven para intercambiar informaciones directas entre los equipos. Mediante este mecanismo se realiza la comunicación transversal entre los equipos de campo.



1.5.3. Siemens SIPROTEC 7SD610³²

El relé 7SD610 es un relé de protección diferencial adecuada para todo tipo de aplicaciones y la incorporación de todas aquellas funciones necesarias para la protección diferencial de líneas, cables y transformadores. Transformadores y bobinas de compensación dentro de la zona de protección diferencial están protegidos por medio de funciones integradas, que anteriormente solo se encontraban en la protección diferencial del transformador. También es muy adecuada para aplicaciones complejas como la compensación serie y paralelo de líneas y cables. Está diseñado para proporcional protección diferencial, dirección y respaldo para todos los niveles de tensión y tipo de red.

La comunicación digital de datos para la medición de corrientes diferenciales se efectúa a través de cables de fibra óptica, redes o conexiones de cable piloto, de modo que puede existir una considerable distancia entre los extremos de la línea. El relé se puede adaptar a los distintos tipos de comunicación como el IEC 61850 y otros solo con el cambio de modulo de comunicación.

La función básica del equipo es el reconocimiento de cortocircuitos en la zona de protección tanto de cortocircuito de alto como de bajo valor óhmico. También se detectan con exactitud faltas complejas multifase, ya que los valores medidos son evaluados por fases separadas. La protección está estabilizada contra corrientes de conexión (irrupción) de los transformadores de potencia. Si al conectar una línea existe un fallo, se puede emitir una señal de disparo instantáneo para todo el trayecto de la línea.

Aparte de las funciones de protección contra cortocircuito mencionadas, se ha integrado una protección de sobrecarga térmica que protege particularmente los cables y transformadores de potencia de un calentamiento excesivo por sobrecarga. Una protección contra fallo del interruptor de potencia, vigila la reacción del interruptor de potencia después de una orden de disparo.

Funciones de protección

FUNCIONES	
N° ANSI	Descripción
87L	Protección diferencial de líneas y cables de cualquier voltaje con medición de fases separadas
87T	Protección diferencial de líneas y cables con transformador
87N	Restricción de protección de falla a tierra (87N) en caso de un transformador este dentro de la zona de protección

³²http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SD610/Manual/7SD610x_Manual_Ax_V4.7x/7SD610_Manual_A6_V044001_en.pdf
http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SD610/Catalog/7SD610x_Catalog_SIP-2008_A2_en.pdf



FUNCIONES	
N° ANSI	Descripción
85	selección de fases en el disparo
86	Bloqueo de función
50/50N/51/51N	Protección de sobreintensidad a fases y a tierra con elementos direccionales
67/67N	Sobreintensidad direccional fases/tierra
50HS	Disparo instantáneo en altas corrientes en una falla
79	Auto re conexión en una o tres fases
49	Protección de sobrecargas térmicas
50BF	Protección fallo del interruptor
27/59	Función de subtensión/sobretensión
81U/O	Función de subfrecuencia/sobrefrecuencia
74TC	Supervisión del circuito de disparo

Tabla 6. Funciones del relé 7sd610 con sus respectiva norma ANSI

FUENTE: Siemens.

Lógica Programable

Las características de lógica integrada (CFC) en la que el usuario pueda aplicar sus propias funciones para la automatización (sobre una interface grafica) de los interruptores (enclavamiento) o una subestación a través de una interfaz gráfica de usuario. El usuario también puede generar mensajes definidos a conveniencia.

Comunicación

Mediante los módulos de comunicación se puede efectuar una integración de los equipos a la red Ethernet de 100 Mbit en los sistemas de control y automatización con protocolos según IEC 61850 con la utilización de fibra óptica tenemos una longitud de onda de 820 nm y una distancia puentable de 1.5 km. En paralelo a la comunicación con el sistema de control es posible realizar mediante este interface una red de intercomunicación de equipos con GOOSE.

1.6. PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850

La norma IEC 61850 describe la comunicación entre dispositivos dentro de las subestaciones o centros de fuerza. Los mensajes Goose son en realidad señales de



estado binario en la red de subestaciones y se usan entre otras cosas para el disparo de los relés de protección.³³

Para ensayar relés en subestaciones según IEC 61850 es preciso poder acceder a estos datos, gracias a un módulo de software dedicado, que puede ampliar sus posibilidades de ensayo de relés, al poder manejar mensajes IEC 61850. Un mensaje de este tipo procedentes de un dispositivo conectado a la red de la subestación (tal como un relé), se conoce también como mensaje Goose.³⁴

Es necesaria la opción interface IEC 61850 para poder ensayar relés que tengan un protocolo de comunicaciones basado en red Ethernet de subestaciones.³⁵

IEC 61850 es el estándar internacional para la comunicación en subestaciones eléctricas y es hoy en día el medio de integración más importante de todos los equipos de protección, control, SCADA, interbloqueo e indagación dentro de una subestación.³⁶

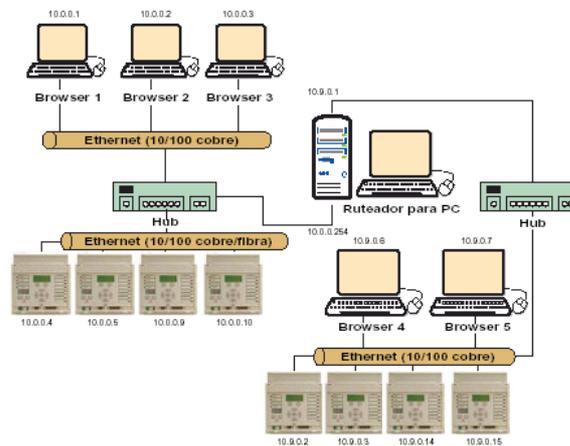


Figura 9. Principio y Aplicación Protocolo IEC 61850

FUENTE: “ ESTÁNDAR IEC 61850 Interoperabilidad para esquemas avanzados de protección y automatización “; Art. Cit. P.1.

³³ “ Protocolo de comunicaciones IEC 61850 dentro de las subestaciones basado en Ethernet “, ISA Application Notes, Octubre 2007, p. 1, <http://www.martinbaur.es/files/IEC61850.pdf>.

³⁴ “ Protocolo de comunicaciones IEC 61850 dentro de las subestaciones basado en Ethernet “, Art. Cit. p. 1.

³⁵ “ Protocolo de comunicaciones IEC 61850 dentro de las subestaciones basado en Ethernet “, Art. Cit. p. 1.

³⁶ “ ESTÁNDAR IEC 61850 Interoperabilidad para esquemas avanzados de protección y automatización “, Art. Cit. p.1, <http://es.scribd.com/doc/49326749/IEC61850-Spanish>.



1.6.1. Estructura básica del estándar IEC 61850³⁷

El Sistema Automatizado de una Subestación de Energía Eléctrica SAS se basa en el uso de IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con diversas facilidades de comunicación e integrados mediante protocolos sistematizados, que emplean uno o más CPU con capacidad procesar datos y comandos. Donde el medio físico de conexión de la red de datos de los diferentes IED es fibra óptica o cable trenzado.

Adicionalmente, para garantizarla resolución y la precisión requerida para el registro secuencial de eventos en tiempo real de todos los registros del Sistema Automatizado de Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica, se emplea un reloj sincronizado por satélite (GPS). En la figura 10 se muestra el principio de integración de plataforma informática de un sistema automatizado de una subestación.

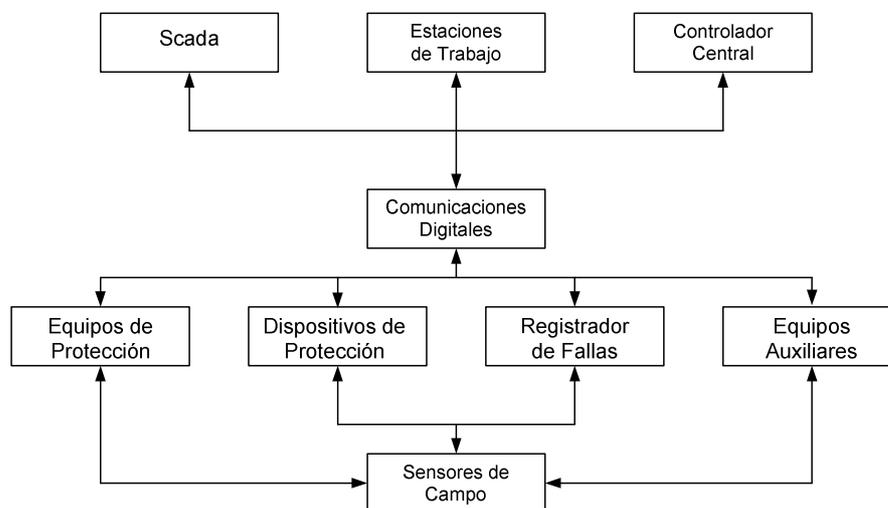


Figura 10. Principio de Integración Plataforma Informática – SAS

FUENTE: Briceño López, Marco Aurelio, “ Estándar IEC-61850 – Funciones de Control y Medición en Centrales de Generación Hidroeléctricas y Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica “, II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Junio 2009, p. 2.

Un Sistema Automatizado de una Subestación de Energía Eléctrica es representado por medio de su arquitectura, la cual no es más que la representación del control jerarquizado de todas las actividades de una subestación, utilizando una estructura con diferentes niveles de control y diferentes equipos según el nivel y función. En la figura 11 se muestra el bosquejo de la arquitectura de un Sistema Automatizado de una Subestación de Energía Eléctrica para control de un campo de una subestación. Este puede ser extendido para el control de un área o un sector de una Central Hidroeléctrica

³⁷ Briceño López, Marco Aurelio, “ Estándar IEC-61850 – Funciones de Control y Medición en Centrales de Generación Hidroeléctricas y Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica “, II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Junio 2009, p. 2 - 4, http://www.cnv-cigre.org.ve/congreso_2009/page2/page28/page33/files/B5-98.pdf.



Los niveles jerárquicos del control de la subestación es clasificada en cuatro niveles: 0, 1, 2 y 3. Donde el Nivel 3 corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos. La comunicación entre el Nivel 3 y 2 se proporciona, a través del sistema de comunicaciones. El Nivel 2 corresponde al sistema de procesamiento del Sistema Automatizado de una Subestación de Energía Eléctrica, almacenamiento de datos y la interfaz de operación. La comunicación entre los Niveles 2 y 1, se relaciona con la red de área local de la subestación. El Nivel 1 está conformado por los controladores de campo, que sirven de maestros para la Adquisición de Datos (UAD), acciones de control y procesamiento relacionados con los dispositivos en cada campo y servicios auxiliares. La comunicación entre el Nivel 1 y 0 corresponde a la comunicación entre los controladores de campo Nivel 1 y los IED del Nivel 0 y los equipos de patio. El Nivel 0 se encuentra conformado por los equipos de patio (interruptor, seccionador, transformador de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de condensadores, etc.).

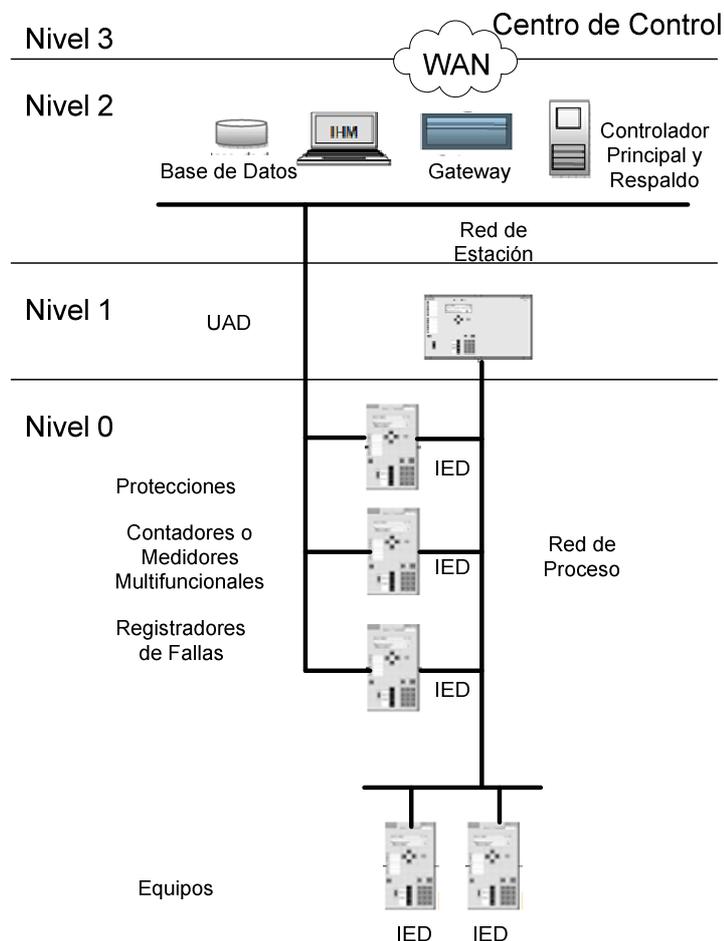


Figura 11. Arquitectura típica de un campo o bahía de un SAS en IEC61850

FUENTE: Briceño López, Marco Aurelio, “ Estándar IEC-61850 – Funciones de Control y Medición en Centrales de Generación Hidroeléctricas y Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica “, II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Junio 2009, p. 3.



Es una alternativa que sustituye el cableado convencional entre equipos e IED por redes de comunicaciones, se incluyen servicios de mensajería para aplicaciones de niveles y Ethernet como vinculo de datos y niveles físicos, con el objeto de eliminar al máximo la necesidad de utilizar Gateways y alcanzar la máxima interconectividad entre IED.

Se incluyen comunicaciones cliente – servidor y punto – punto, a través de mensajes Goose “Generic Object Orientated System – wide Events” entre IED que permite sustituir la lógica cableada para coordinación de dispositivos como posición de equipos, alarmas y disparos; hasta funciones de protección: arranque de recierre, bloqueos, arranques falla de interruptor 50BF, etc. Finalmente, incluye modelos de objetos o Nodos Lógicos, los cuales permiten definir los formatos de los datos comunes, identificaciones y controles para los IED. Cada IED posee un archivo descriptivo en formato XML “Extensive Markup Language” el cual es similar al lenguaje HTML “HyperText Markup Language” utilizado universalmente en páginas web.

1.6.2. Características del protocolo IEC 61850³⁸

El protocolo de comunicaciones IEC 61850 presenta las siguientes características utilizadas para control y monitoreo como es el caso nuestro del sistema de protecciones que será objeto de nuestro estudio; a continuación se indican las características más importantes del protocolo:

- Especifica un modelo de datos y servicios extensible.
- No impide el futuro desarrollo de funciones.
- No especifica funciones de protección o control.
- Soporta la libre ubicación de funciones en los equipos.
- Es abierto a diferentes filosofías de sistemas.
- Provee un Lenguaje de descripción de Configuración de Subestación (SCL).
- Soporta una definición del sistema e ingeniería consistentes.
- Utiliza Ethernet y TCP/IP para comunicación.
- Permite un amplio rango de funciones propias de TCP/IP.
- Está abierto a nuevos conceptos de comunicaciones.

1.6.2.1. Comunicación cercana de los equipos de potencia³⁹

Corresponde a capacidades de comunicación, adquisición de datos y control, además deben ser incluidas directamente en los equipos primarios.

³⁸Pugliese, Germán, “ IEC 61850 El Estándar de Integración Eléctrica del Futuro “, ABB, Junio 2005, p. 3, [http://www02.abb.com/global/arabb/arabb101.nsf/0/c0e5cd8a3e0eb7dbc1257520006dcc8d/\\$file/18+IEC61850+El+Standard+de+Integraci%C3%B3n+El%C3%A9ctrica+del+Futuro,+GPugliese.pdf](http://www02.abb.com/global/arabb/arabb101.nsf/0/c0e5cd8a3e0eb7dbc1257520006dcc8d/$file/18+IEC61850+El+Standard+de+Integraci%C3%B3n+El%C3%A9ctrica+del+Futuro,+GPugliese.pdf).

³⁹Idem., p. 9.



1.6.2.2. Reducción del cableado convencional⁴⁰

Se establece la reducción del cableado al utilizar una red LAN con la finalidad de obtener el enlace entre los equipos.

1.6.2.3. Enfoque al avance tecnológico⁴¹

Los servicios que brinda el estándar IEC 61850 serán duraderos a pesar de los rápidos cambios tecnológicos; el cual está diseñado conforme al progreso en las tecnologías de comunicación, aunque los requerimientos que envuelven a estos sistemas sean más complejos y completos.

1.6.3. Funciones lógicas del estándar IEC 61850

Las funciones lógicas del estándar IEC 61850 están conformadas por un conjunto LN correspondiente a Nodos Lógicos, DO son Objeto de Datos, CDC representa Clase Común de Datos; son utilizadas para representar completamente las funciones de control y monitoreo que a su vez son implementadas en sistemas de comunicaciones para controlar por ejemplo las protecciones de un sistema de distribución. En la figura 12 se muestra un agrupamiento lógico como modelo de estructura de datos:

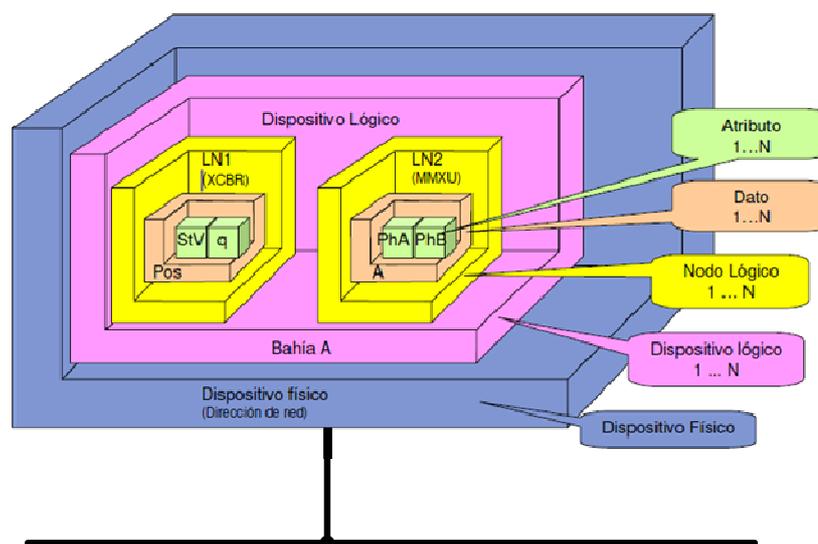


Figura 12. Agrupamiento lógico

FUENTE: Pugliese, Germán, “ IEC 61850 El Estándar de Integración Eléctrica del Futuro “, ABB, Junio 2005, p. 3.

⁴⁰Pugliese, Germán Art. Cit. p.9.

⁴¹Ídem., p.9.



1.6.4. Modelo de datos y servicios del protocolo IEC 61850⁴²

El modelo de datos proporciona una descripción del mundo real; establecida mediante base de datos distribuida y orientada a objetos.

Un LN es la representación abstracta de una funcionalidad necesaria para la automatización de una subestación. Esta función puede ser descompuesta en grupos, y la cantidad característica del sistema, tal como se indica en la tabla 4 a continuación:

Designación de Grupo	Grupo de Nodo Lógico
L	LN del sistema
P	Protección
R	Relacionados con funciones protección
C	Control
G	Función de referencia genérica
I	Interfaz y archivo
A	Control automático
M	Medidas
S	Sensores y monitorización
X	Interruptores
T	Transformadores de medida
Y	Transformadores de potencia
Z	Otros equipos del sistema eléctrico

Tabla 7. Agrupamiento de Nodos Lógicos

FUENTE:Rafecas Josep y Lloret Pau, “ Norma IEC-61850 – Comunicaciones en el Sector Eléctrico “, CITCEA , p. 3.

Se aplica por ejemplo para representar una protección diferencial PDIFF, esto se da para la libre designación que brinda el nodo lógico para su determinación.

Logical Device:Dispositivo lógico, colección de nodos lógicos, implementados en un IED, esto es no distribuidos en la red. Puede haber varios dispositivos lógicos dentro de un dispositivo físico.⁴³

Clases de Datos: Hay 355 diferentes Clases de Datos que son utilizadas para las entradas y salidas de los Nodos Lógicos. Estas clases de datos son divididas en las siguientes 7 categorías:⁴⁴

⁴²Rafecas Josep y Lloret Pau, “ Norma IEC-61850 – Comunicaciones en el Sector Eléctrico “, CITCEA , p. 3, <http://www.slideshare.net/fnuno/la-norma-iec-61850-estndar-de-comunicacin-para-subestaciones-elctricas>.

⁴³Silva, J. A. y Montaña, J. C., “ Retrofit de los Sistemas de Protección de las líneas de 220 kV SEMD – ACARAY “, Comité de Estudio B5 - Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones, Mayo del 2009, p. 2, <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/B5/B5-13.pdf>.



- Mediciones
- Medidas (para facturación)
- Datos controlables
- Información de estado
- Información de dispositivos físicos
- Ajustes
- Información de Sistema

1.6.4.1. Modelo de datos⁴⁵

Los modelos de datos del estándar mencionado se definen mediante las siguientes categorías:

- Nodos Lógicos (LN): Se establece a interruptores, seccionadores, transformador de instrumento, etc.
- Tipos de datos compatibles (CDC): Es la representación de datos en medida, digital simple.
- Tipos de datos compuestos (Comp. DC): Este tipo de datos es aplicado en escala, calidad.
- Tipos de datos básicos (Base DC): Son datos establecidos en forma entera, real, etc.

1.6.4.1.1. Nodos Lógicos LN⁴⁶

Las funciones o equipos utilizados en sistemas de potencia están representados por Nodos Lógicos (LN); cada nodo lógico provee una lista de información con nombres y organización estandarizada.

Funciones complejas usan un conjunto de LN requeridos para representarla, además los servicios permiten el intercambio de información entre LN y dispositivos electrónicos inteligentes IED. En caso de ser necesario se pueden crear nuevos LN de acuerdo a reglas definidas en el estándar.

1.6.4.1.1.1. Grado de libertad para optimización

Permite el soporte de la libre asignación de Nodos lógicos a funciones y subfunciones permite la optimización de sistemas de acuerdo a los requerimientos de su funcionamiento.⁴⁷

En lo que respecta a libre asignación está intervenida por estrictas reglas basadas en lo que se manifiesta en el estándar IEC 61850. Además no perturba la

⁴⁴Ídem., p. 3.

⁴⁵Rafecas Josep y Lloret Pau, Art. Cit. p. 22.

⁴⁶Pugliese, Germán, Art. Cit. p. 14.

⁴⁷Carlsson, Cristian, “ *Productos y Aplicaciones de Protección con IEC 61850* “, ABB, Argentina, Noviembre 2008, p. 15,
[http://www02.abb.com/global/arabb/arabb101.nsf/0/5bcf494abd83aaec125752000490e82/\\$file/05+Productos+y+Aplicaciones+de+Protecci%C3%B3n+con+IEC+61850,+CCarlsson.pdf](http://www02.abb.com/global/arabb/arabb101.nsf/0/5bcf494abd83aaec125752000490e82/$file/05+Productos+y+Aplicaciones+de+Protecci%C3%B3n+con+IEC+61850,+CCarlsson.pdf).



interoperabilidad, aunque puede aumentar las necesidades de utilizar un software La libre asignación sólo se encuentra limitada por la capacidad y características que posee el equipo.

1.6.4.1.2. Goose⁴⁸

Goose representa Generic Object Oriented Substation Event que en español nos quiere decir: Evento en subestaciones centrado en objetos genéricos; es utilizados para transmitir eventos entre IED dentro de una subestación mediante comunicación punto a punto. Puede transmitir cualquier tipo de dato del proceso entre los IED; además ofrece un bus de estación rápido y confiable para transmitir datos.

1.6.5. Fibra Óptica enfocado al Protocolo de comunicación IEC 61850

La fibra óptica corresponde una guía de ondas para luz, por lo general infrarroja, que consiste en un núcleo y un revestimiento; se encuentran fabricados de un material transparente de vidrio o plástico, con el índice de refracción del revestimiento menor comparado al del núcleo. Se incluyen por lo general dos o más fibras en un cable para obtener mayor ancho de banda y redundancia en caso que se rompa una de las fibras.

Mediante la fibra óptica se puede multiplexar mas señales debido al mayor ancho de banda que posee en comparación a los demás medios de comunicación; tiene mayor capacidad para de tasa de transmisión de datos. La fibra óptica es una guía de ondas donde la luz se propaga en varios modos específicos; si el diámetro de la fibra es relativamente grande la luz entra formando diferentes ángulos y procederá a conformar los diferentes modos.

La fibra óptica posee las siguientes ventajas:

- Mayor velocidad de propagación de señal
- Mayor capacidad de transmisión en el orden de Gigabit por segundo Gbps.
- Inmunidad a interferencias electromagnéticas
- Menor atenuación
- Mayor ancho de banda
- Menor tasa de error

1.6.5.1. Modos de Fibra Óptica

Se determinó que de acuerdo a la reflexión que posee el haz de luz en la fibra y el ángulo que forme se determina los diferentes modos, a continuación se detallan:

- *Fibra Monomodo*: Se produce si el diámetro se reduce hasta que su valor sea semejante a la longitud de onda de la luz, actuando como una guía de onda propagándose en línea recta. La dispersión producida es mucho menor, pero su costo de fabricación es más costosa.

⁴⁸Carlsson, Cristian, Art. Cit. p.18.



- *Fibra Multimodo*: A partir de cualquier rayo de luz incidente con un valor por encima del ángulo crítico, que se refleja internamente, se forma una gran cantidad de rayos diferentes rebotando con ángulos distintos, a esto se conoce como fibra multimodo.
- *Fibra Multimodo de índice escalonado*: Es cuando el índice de refracción es uniforme en todo el núcleo, donde los haces de luz rebotan en el punto de contacto del núcleo con el revestimiento que posee índices de refracción diferentes.
- *Fibra Multimodo de índice gradual*: Este tipo de fibra se origina cuando el índice de refracción del núcleo varía gradualmente aumentando poco a poco hacia el centro del núcleo, además el haz de luz es conducido de forma suave hacia el interior de la fibra sin que reboten bruscamente disminuyendo las pérdidas por propagación de luz.

1.6.5.2. Fibra Óptica en redes locales

Una red de área local LAN (Local Network Area) es un sistema de comunicaciones de datos de propiedad privada, donde los usuarios comparten recursos como son programas, transmisión y adquisición de datos. Este tipo de red proporciona una comunicación en dos sentidos, posee una gran cantidad de terminales de comunicación de datos dentro un límite geográfico, y son separadas por una distancia corta. Se puede usar fibra óptica con red LAN debido a que el gran ancho de banda de la fibra le permite operar a tasas de datos superiores y con distancias mayores.

1.6.5.3. Topologías de redes de comunicación

Se trata de demostrar como se estableció el diagrama del medio físico de transmisión, a partir de la distribución de datos, a continuación se describirá cada topología brevemente.

- *Topología de red Estrella*: Cada estación se enlaza en forma radial a un nodo central a través de una conexión directa punto a punto tal como se observa en la figura 13. La transmisión de una estación entra al nodo central, de donde se retransmite a todos los enlaces de salida, de esta manera el arreglo físico se asemeja a una estrella, entonces las transmisiones desde cualquiera de las estaciones las reciben todas las demás. Permite que el sistema tenga la manera de localizar fallas porque toda la transmisión debe pasar por el nodo central. Para la comunicación necesita un dispositivo conmutador.

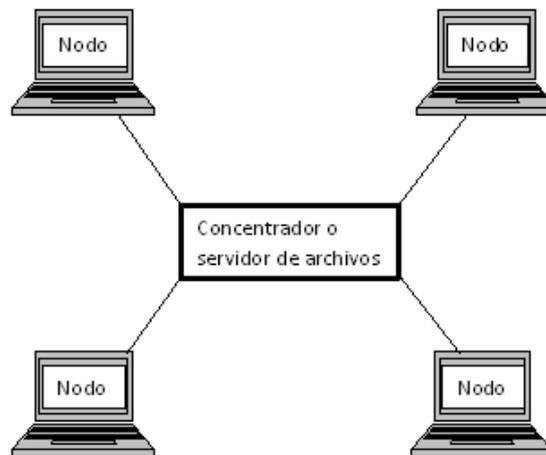


Figura 13. Red en Estrella.

FUENTE: Blake, Roy, *Sistemas Electrónicos de Comunicaciones*, Editorial Thomson, Segunda Edición, México D.F. – México 2004, Capítulo 25, p. 933.

- *Topología de red de Bus:* Es una configuración multipunto o multiterminal en donde los nodos individuales se interconectan con un canal común de configuración compartido tal como se muestra en la figura 14. Todas las estaciones se conectan usando los componentes adecuados de interconexión, en forma directa a un medio lineal de transmisión denominado bus. El control de la red no está centralizado en un nodo en particular, la transmisión de datos tiene la forma de pequeños paquetes que contienen las direcciones de usuarios y datos. Cuando una estación empieza la transmisión de datos todas las demás se vuelven estaciones receptoras, la desventaja que presenta es que si todas las estaciones desean transmitir uno o más datos esta red puede colisionar.

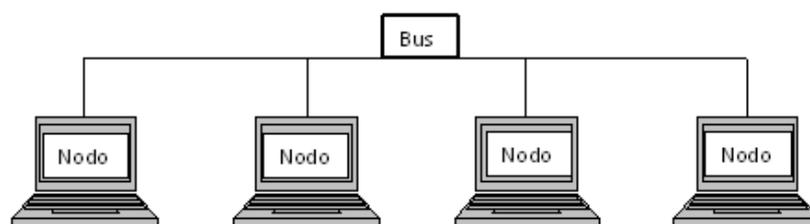


Figura 14. Red de Bus.

FUENTE: Blake, Roy, *Sistemas Electrónicos de Comunicaciones*, Editorial Thomson, Segunda Edición, México D.F. – México 2004, Capítulo 25, p. 934.

- *Topología de red en Anillo:* Las estaciones adyacentes se conectan con repetidoras en una configuración en lazo cerrado como se aprecia en la figura 15. Cada nodo funciona como repetidora entre dos enlaces adyacentes dentro del anillo de comunicación; son capaces de recibir datos de un nodo y poderlo retransmitir a otro. Los paquetes de mensajes se transmiten de modo simplex que quiere decir en un solo sentido, esto es, de nodo a nodo en torno al anillo de comunicación, hasta recorrer todo el lazo y regresar al nodo de origen donde se procede a comprobar que los datos del mensaje de retorno son



idénticos a los transmitidos originalmente y no se cambia la velocidad de transmisión de datos

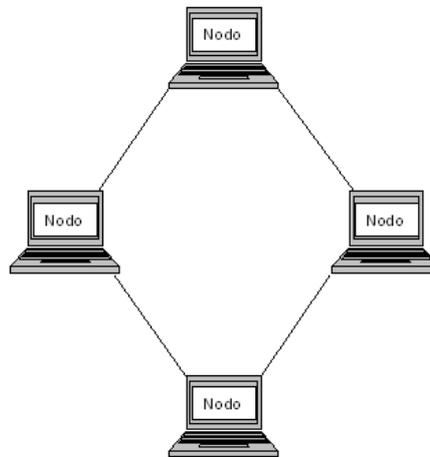


Figura 15. Red en Anillo.

FUENTE: Blake, Roy, *Sistemas Electrónicos de Comunicaciones*, Editorial Thomson, Segunda Edición, México D.F. – México 2004, Capítulo 25, p. 934.

1.6.5.4. Ethernet en Fibra Óptica

La fibra óptica se usa en Ethernet para 100 Mbps o incluso 10 Mbps, aunque esta tasa menor se utiliza muy poco con fibra óptica. La fibra óptica de vidrio multimodo con diámetros de 62.5 μm y 125 μm para el núcleo y el revestimiento se utiliza con fuentes LED (Diodo emisor de luz) que opera a 1300 nm. La red es un bus lógico pero una topología en estrella física con un concentrador activo, donde el concentrador convierte las señales ópticas y eléctricas, además provee dos conexiones de fibra en cada nodo de la red uno para cada comunicación en cada dirección. La ventaja principal de utilizar Ethernet con fibra óptica es la distancia mayor que se puede tener entre nodos.

1.6.5.5. Ethernet 100BASE-T

El Ethernet 100BASE-T se incluye para la familia de normas para Ethernet rápido o Fast Ethernet, que permite transmitir datos a una velocidad de 100 Mbps, basada en la norma propuesta por la IEEE 802.3 con tres legislaciones pero para el uso de fibra óptica se desarrolló la 100BASE-FX.

El *Ethernet 100 BASE-FX* es una norma de capa física que especifica velocidades de transmisión de datos de 100 Mbps mediante cables de fibra óptica.

1.6.5.6. Sistemas de Teleprotección

Un sistema de teleprotección forma parte de un sistema de protección en conjunto del sistema de comunicación entre los dispositivos. Este representa acoplamientos entre el equipo de protección el relé con el medio de enlace de comunicación con otro



equipo de protección. Los parámetros significativos de un sistema de protección son los siguientes:

- Tiempo de transmisión.
- Ancho de banda usado para la transmisión.
- Relación de señal a ruido en la entrada del extremo receptor.
- La seguridad y dependencia de otros factores.

Para establecer un sistema de teleprotección se necesitan los siguientes aspectos:

- Tiempo de transmisión corto.
- Alta seguridad.
- Baja potencia de transmisión.
- Ancho de banda estrecho.

1.6.5.7. Protocolo IEC 61850 en Equipos de Protección Siemens Siprotec

En lo referente a la comunicación, los equipos ofrecen un alto grado de flexibilidad para conectarse a las normas de automatización de la industria y de la energía. El concepto de los módulos de comunicación en los que se desarrollan los protocolos permite el intercambio y la posibilidad de ampliación posterior.

De este modo, los equipos se pueden adaptar también en el futuro de modo óptimo a los cambios que sufra la infraestructura de comunicación, por ejemplo si en los próximos años se van a utilizar cada vez más redes Ethernet en el campo de la distribución de energía.

Interface frontal.- Todos los equipos llevan en la cara frontal un interface serial RS232. A través del software de configuración de la protección DIGSI 4 se pueden ajustar todas las funciones del equipo mediante de un PC. En el programa también están integradas ayudas para la puesta en marcha y el análisis de fallos, que están disponibles a través de este interface.

Interfaces en el lado posterior.- En el lado posterior del equipo pueden encontrarse varios módulos de comunicación que sirven para diversas aplicaciones. En la carcasa para empotrar, el usuario puede sustituir los módulos sin problema. Se soportan las siguientes aplicaciones:

- **Interface de sincronización de tiempo**

El interface eléctrico de sincronización de tiempo está integrado fijo. A través de él se pueden mandar a los equipos telegramas de tiempo en formato IRIG-B o DCF77 a través de un receptor de sincronización de tiempo.

- **Interface de sistema**

A través de este interface tiene lugar la comunicación con un sistema de mando central. En función del interface elegido se pueden realizar configuraciones de bus de



estación en estrella o en anillo. A través de Ethernet y del protocolo IEC 61850, los equipos pueden además intercambiar datos entre ellos y se pueden mandar mediante DIGSI.

- **Interface de servicio**

El interface de servicio está concebido para el acceso remoto a varios equipos de protección a través de DIGSI. En todos los equipos se puede realizar como interface eléctrico RS232/RS485, y en algunos equipos como interface óptico. Para aplicaciones especiales se pueden conectar en algunos equipos alternativamente un máximo de dos equipos para captar la temperatura.

- **Interface adicional (sólo 7SJ64)**

A través de éste se pueden conectar como máximo dos equipos para captar la temperatura.

Protocolo del interface de sistema IEC 61850

El protocolo IEC 61850 basado en Ethernet ha sido normalizado a partir de mediados de 2004 como Norma Mundial para el sistema de protección y mando en el campo de la distribución de energía. Como uno de los primeros fabricantes, Siemens soporta esta Norma.

Mediante del protocolo se puede intercambiar también directamente información entre equipos de campo, de manera que se pueden crear sistemas sencillos sin maestro para bloqueo en el campo y en las instalaciones. En la figura 16 se observa los puertos para conexión



Figura 16. Puerto Ethernet e IEC 61850.

FUENTE:Siemens,*Ethernet & IEC 61850*, Manual Siemens, 2009, Capítulo 4, p. 30.

A través del bus Ethernet existe además la posibilidad de acceder a los equipos con DIGSI. También se pueden recuperar avisos de servicio/ operación, de fallos y perturbografías por medio de un navegador.

En la siguiente tabla se detalla las características más relevantes de los equipos Siemens con respecto al protocolo IEC 61850.



Interface de sistema según IEC 61850	
Interface aislado para transmisión de datos	100 BASE-T según IEEE 802.3
Velocidad de transmisión	100 Mbit
Ethernet eléctrico	
Conexión en la carcasa para empotrar	Lado posterior, puerto B, dos conectores RJ45
Tensión de prueba	500 V / 50 Hz
Distancia	20 m
Ethernet óptico	
Conexión en la carcasa para empotrar	Lado posterior, puerto B, conector ST integrado para conexión FO
Longitud de onda	1300 nm
Distancia	1,5 km

Tabla 8. Interface de Equipos Siemens según IEC 61850

FUENTE:Siemens, “ Protección Multifuncional con sistema de mando Siprotec 4 “, Siemens, Catálogo, 2006 , p. 29.



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO, PRESA DANIEL PALACIO Y DE LA CENTRAL MAZAR

2.1. INTRODUCCIÓN

Los centros de fuerza correspondientes a la empresa CELEC Hidropaute se encuentran conformados por la Central Molino, Presa Daniel Palacios y de la Central Mazar; interconectados por medio de redes de interconexión y distribución de energía eléctrica. A partir de lo mencionado, resulta importante la función que cumplen estos centros de fuerza porque son los encargados de mantener con el suministro de energía eléctrica a los campamentos.

En cada centro de fuerza se encuentran instalados todos los equipos ya sean: de medición, de instrumento, de protección, de comunicaciones, por mencionar algunos en unas celdas de la empresa Siemens denominadas Simoprime. Estas celdas funcionan actualmente con todos los equipos, nuestro estudio se basa en este capítulo en describir las centros de fuerza con las respectivas celdas que posean y las interconexiones que tienen con las demás; también nos compete hacer un levantamiento de parámetros del sistema, equipos y dispositivos que lo conformen, para luego concluir con la evaluación del sistema actual de protecciones y demostrar que el enfoque de nuestro estudio es muy relevante. El presente trabajo trata de realizar una nueva coordinación de protecciones, los relés que conforman este sistema actualmente se encuentran instalados y funcionando mediante la selectividad cronométrica, pero tienen la cualidad que pueden ser reprogramados y aplicarle la selectividad lógica.

Existe una interconexión de energía eléctrica como lo mencionamos entre los centros de fuerza y también un enlace por el sistema de comunicaciones instalado con fibra óptica con el protocolo IEC 61850 y Ethernet, el cual permite la comunicación entre los relés para controlar el disparo de los dispositivos de protección que les compete actuar en presencia de una falla.



2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS CENTROS DE FUERZA

En esta sección del capítulo procederemos a describir los centros de fuerza de la empresa CELEC Hidropaute, realizando un estudio minucioso de este sistema de distribución de energía eléctrica; nos enfocaremos a los diagramas unifilares y de las protecciones de las barras y transformadores que es lo que nos corresponde desarrollar en el estudio.

Se consideraran los datos de placa y manuales que provee el fabricante para establecer los parámetros necesarios para continuar el proyecto con el cálculo de corrientes de cortocircuito y luego con el ajuste y coordinación de protecciones en el capítulo siguiente.

Debido a que nuestro estudio se enfoca a las protecciones de barras y transformadores, determinaremos las impedancias de las líneas de interconexión y de carga del sistema. Cada celda posee su propio funcionamiento y equipos para control, comunicaciones, disparo y apertura, conexiones, esto será objeto de estudio en la presente sección.

El sistema a estudiar es radial, que presenta interconexión entre barras por medio de un interruptor de potencia y con la ayuda de un relé de mínima tensión establecido por la norma ANSI 27, que detecta ausencia de voltaje en un porcentaje establecido y realiza la interconexión si falla la alimentación a cualquier barra esto se da en un mismo centro de fuerza.

En el caso de la interconexión de los centros de fuerza, se establece un sistema radial que en el principio cuenta con la alimentación del terciario a la barra J y K de la central Molino, desde cada barra salen una línea que sirve de alimentación a la barras L y M de la Presa Daniel Palacios protegidas por relés diferencial y de sobrecorriente, además se comunican por medio del protocolo IEC 61850 con la finalidad de en caso de falla actúe el equipo correspondiente. Se aplica de igual manera la interconexión entre las barras que conforman la presa por un interruptor de potencia y el relé de mínima tensión 27.

Con respecto a la central Mazar, también llegan líneas de la Presa Daniel Palacios para suministrar energía eléctrica, pero nuestro estudio llega hasta este punto, es decir hasta la transferencia de energía hacia la barra de distribución de Mazar y el transformador, esto sucede porque se presenta la necesidad abastecer de energía los centros de fuerza de Mazar cuando las unidades de esta central no generan, ellos toman energía de la interconexión con la presa o caso contrario también cuentan con un grupo electrógeno de generación de emergencia, además ellos dentro del centro de fuerza tienen la comunicación de los equipos de protección mediante el sistema SCADA por Modbus lo cual no permite establecer una comunicación con la central Molino y la presa Daniel Palacios porque ellos poseen la comunicación con el protocolo IEC 61850. En el anexo 1 se aprecia el Diagrama Unifilar de la central Molino y se puede observar la alimentación de los transformadores a la barra del



centro de fuerza de Molino, a partir de la conexión de las barras que tienen transformadores de tres devanados que lo suministran las unidades de generación exclusivamente para uso de los servicios auxiliares.

En el anexo que corresponda se indica el diagrama unifilar general de los tres centros de fuerza, en el cual se detallan las conexiones y parámetros de los equipos principales, la interconexión y los valores correspondientes de cada barra. A partir de lo mencionado, se tomará este diagrama del Anexo 1 como patrón para desarrollar los cálculos de corrientes de cortocircuito, se coordinarán las protecciones respectivas, se implementará la selectividad lógica y se parametrizarán los relés, de allí su importancia.

2.2.1. Descripción de la Central Molino

El centro de fuerza de la Central Molino posee dos entradas de energía eléctrica del terciario a dos celdas respectivamente para su alimentación; este sistema parte de la interconexión y distribución de energía a una tensión de 13.8 kV y varias celdas de salida para que tomen el servicio de energía eléctrica los demás puntos de conexión por medio de las celdas Simoprime de Siemens.

A continuación se describirá en una tabla las celdas de salida, entrada, acople o reserva, que posee el centro de fuerza de la central Molino; vale la pena mencionar que en la designación de celda KZ es el tipo de una celda y que el esquema unifilar y dispositivos es el mismo, lo que marca una diferencia es el lugar:

Designación de Celdas	Celda	Denominación	Ubicación
KZ01	Celda K01	Entrada	Terciario AT1
KZ02	Celda K02	Salida	Línea Sopladora 1
KZ03	Celda K03	Salida	Amaluza (Presa)1
KZ04	Celda K04	Salida	Casa de Máquinas 1
KZ04	Celda K05	Salida	Transelectric 1
KZ04	Celda K06	Salida	CCG 1
KZ04	Celda K07	Reserva	
KZ08	Celda K08	Medida	Barra 1
KZ09	Celda K09	Acople	
KZ10	Celda K10	Medida	Barra 2
KZ04	Celda K11	Salida	Guarumales
KZ04	Celda K12	Salida	CCG 2
KZ04	Celda K13	Salida	Transelectric 2
KZ04	Celda K14	Salida	Casa de máquinas 2
KZ03	Celda K15	Salida	Amaluza (Presa) 2
KZ02	Celda K16	Salida	Sopladora 2
KZ01	Celda K17	Entrada	Terciario AT2

Tabla 9. Celdas del centro de fuerza de la Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

En las siguientes secciones de este subcapítulo además de la descripción de las celdas se detallarán, los equipos que conforman las celdas, una lista de especificaciones



técnicas, el diagrama unifilar del centro de fuerza y el diagrama de principio de control del centro de fuerza de la central Molino

2.2.1.1. Especificaciones Técnicas de las Celdas de la Central Molino

En esta parte se procederá a determinar en un resumen todas las especificaciones técnicas correspondientes a las celdas Siemens Simoprime del centro de fuerza de la central Molino.

Normas	
Equipos	IEC
Esquemas	IEC
Tipo de Celda	
Celda	Simoprime W
Tipo de Caja de Baja	
Simoprime W	
Altura Instalación	
1660 m.s.n.m	
Humedad y Temperatura	
Temperatura promedio	17°C
Humedad ambiental máxima	92%
Tipo de Instalación	
Interior	
Tipo de pintura	
Normal	
Color de Pintura	
Ral 7032	
Grado de Protección	
IP 40	
Entrada/Salida de Cables	
Entrada cables fuerza	Inferior
Salida cables fuerza	Inferior
Entrada cables de control	Inferior
Conexión cables Simoprime	Posterior

Instalación	Tensión de Control	
Sobre cárcamo	DC Tensión	125 VDC
Libre	Cableado Control	
Calefacción	Tipo	THW
Con Calefacción - Tensión 125 VAC	Calibre	CTS: 12 AWG
Elemento de control Termostato		PTS: 14 AWG
Iluminación		Control: 16 AWG
Con Iluminación - Tensión 125 VAC		Tierra: 14 AWG



Toma		Colores Fases	CTS: Negro
Con toma - Tensión 125 VAC			PTS: Negro
Tensión Serie y Bil			Control: Negro
Serie	17,5 kV	Colores Neutro	CTS: Blanco
Bil	95 kV		PTS: Blanco
Tensión de Servicio			Control: Negro
13,8 kV		Colores Corriente Continua	Pos/Neg: Negro
Corriente de Cortocircuito		Color Conexión Tierra	Verde
31,5 kA		Marcación Cableado	
Barraje		Origen - Destino	
Número de Hilos	3	Tipo de Marcación	Encogible
Cubierta	Enfundado	Bornes	
Tratamiento Conexión	Plateado puntos de conexión	CTS	8WA1011-1MH10/15
Calibre	Requerido para 1250 A	PTS	1MH15
Barra con Banda de Identificación Colores	L1: Azul Oscuro	Control	8WA1011-1DG11
	L2: Blanco ; L2: Violeta	Interruptor – Seccionadores	VBST4
Neutro		Interconexión AC/DC	UPCV3K
Sólido a tierra		Tierra	UDK4
Cuchilla de Puesta a Tierra		Control Cierre - Apertura	
Con cuchilla para puesta a tierra		Selector	
Con bobina de enclavamiento	Para celda de entrada o salida a líneas	Sitios de Control	
		2	
Interruptor		Supervisión Circuito Apertura	
Número de Bobina de Apertura	1	Supervisión con entradas binarias	
Tensión Bobina Cierre	125 VDC	Relé de protección - 125 VDC	
Tensión y Tipo Bobina Apertura	125 VDC	Relé Disparo y Bloqueo	
Tensión Motor	125 VDC	Sin relé disparo y bloqueo	
Contactos del Interruptor	12 NA + 12 NC	Red de Contactores	
Pararrayos		Sin red de contactores	
Sin pararrayos		Red de Relés	
Lámparas		Con red de relés	
Tipo	Push to test	IEC 61850 - Fibra óptica	
Indicación		Elementos de Prueba Relés	
Interruptor	Abierto - Cerrado	Con elementos de prueba	
Seccionador		Pruebas	
Cuchilla	Abierto - Cerrado	Aislamiento	
Carro	Afuera	Polaridad y relación de transformación	



Colores		Inyecciones secundarias
Abierto	Verde	Operación mecánica
Cerrado	Rojo	Barra de Tierra
Alarma	Amarillo	Con mecanismo de bloqueo para comando mecánico de cierre del interruptor
Indicación de Interruptor extraído	Blanco	
Indicación de Protección Operada	Amarillo	150 mm ²

Tabla 10. Especificaciones Técnicas Celdas de la Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.2.1.2. Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Central Molino

El centro de fuerza de la central Molino posee varios equipos y dispositivos para el funcionamiento de cada celda, cumpliendo la labor de suministrar la energía eléctrica, controlar las protecciones y la de interconectar los equipos de la misma celda y entre celdas.

De acuerdo al objeto de nuestro estudio se detallaran los elementos que tiene cada celda como los elementos para protección del sistema y los que establecen comunicación con el criterio de coordinar protecciones de las barras.

Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la central Molino del Diagrama Unifilar General		
Equipo y Descripción	Datos técnicos	Fabricante
Celda Simoprime W	IP 40	Siemens Simoprime
Switch Ethernet 8 puertos	4xRj45 + 4xFibra optica (Multimodo conector SC)	Rugged COM RS8000H-HI-MMSC-MS
Interruptor de potencia 1 bobina de cierre 1 bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC; 12 NA + 12 NC	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 31,5 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV	Siemens 3AH5205-2M290-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30
Relé de protección 50/50N, 51/51N, 27; 11 BI - 6 BO.	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SJ6125-5EB90-1FA0-LOS
Relé de protección 50/50N, 51/51N, 27; Funciones de Medida: V, A, kW, kVAR, KVA, kWh, kVARh, kVAh, cos Phi 11 BI - 6 BO.	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SJ6245-5EB90-1FE4-LOS
Relé de protección 87L, 50/50N, 51/51N; 7 BI - 5 BO. Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300nm -hasta 24km (Conectores LC)	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SD6105-5BB99-0BJ0-LOS-M1G
Relé de subtensión	Vn: 120 VLL	Basler BE3-27-4A1N2
Fusible para protección primaria PTS	In: 3,15 A	Siemens



Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la central Molino del Diagrama Unifilar General		
Equipo y Descripción	Datos técnicos	Fabricante
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	50/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	75/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	200/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA72
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	1200/5 A, 30 VA, 5P20; 1200-200/5/5A, 5VA, 5P10; 15 VA , 0,2sFS10	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	600/5/5/5A, 10VA, 5P20; 10 VA ,5P20; 10 VA, 0,5sFS10	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	150/5A, 10 VA, 5P20	Siemens 4MA74
Transformador de Tensión	13800/√3:120/√3 V; 10 VA; CL 0,2	Siemens 4 MR12
Transformador de Tensión	13800/√3:120/√3 V; 10 VA; CL 0,5	Siemens 4 MR12
Transformador de Tensión	13800/√3:120/√3 V; 20 VA; CL 0,5	Siemens 4 MR12
Cuchilla de puesta a tierra para montaje en celda Simoprime	4 NA + 4 NC con y sin bobina de enclavamiento	Siemens

Tabla 11. Lista de Equipos Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.2.1.3. Diagrama unifilar centro de fuerza de la central Molino

Este diagrama representa todo el centro de fuerza que corresponde a la central Molino y se puede observar en el Anexo 2, este se alimenta mediante dos celdas de entrada al terciario por medio de dos transformadores; luego este sistema presenta múltiples salidas para las líneas de interconexión y de carga para distribuir energía eléctrica tal como al inicio de esta sección se indicó al lugar destinado. Dos salidas son destinadas hacia la presa Daniel Palacios denominadas Amaluza 1 que es la celda K03 y Amaluza 2 con su celda correspondiente K15 para suministrar energía eléctrica. La designación de celdas KZ representa una identidad para demostrar que la celda de ubicación presenta esta configuración, es por esto que se repite este sistema en algunas entradas o salidas.



Es un sistema radial, el cual se divide en dos barras la J (1) y K (2), que se interconectan mediante un interruptor de potencia el cual se ubica con la denominación Q0 con una bobina de cierre y una de apertura, motorizado el mismo que se detalla en la lista de equipos, ubicado en la celda de acople K09.

Además de se puede ubicar todo el sistema de protecciones correspondientes a elementos como relés, interruptores de potencia, fusibles, transformadores de potencial y de corriente. A continuación se detallan los parámetros de la barra J y la barra K.

Barra J

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	31.5 kA.

Barra K

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	31.5 kA.

2.2.1.4. Diagrama de Principio centro de fuerza de la central Molino

El diagrama de principio corresponde a la lógica de control para la apertura o cierre de interruptores comandados por los relés Siemens Siprotec, al ser digitales permiten su programación y reprogramación con el lenguaje CFC que fue objeto de estudio en el capítulo 1.



Estos diagramas de principio comprenden circuitos lógicos, obviamente con compuertas lógicas, en este caso están elaborados con compuertas AND y OR con CFC para controlar el cierre del interruptor, la apertura del interruptor, el control de carro del interruptor, y de la cuchilla de puesta a tierra. Se manejan entradas y salidas del tipo binario, y las señales de control están dadas por los relés designados como F003 y F004 de acuerdo a la protección, selectores e interruptores que por celda cumple la función respectiva en caso de falla.

Existe un diagrama para cada celda y en algunos casos el mismo criterio de lógica de control se aplica para ciertas celdas tal como se indica a continuación:

Celdas	Lógica de Control	Designación del Relé	Características Relés
K01 - K17	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
	Cuchilla de Puesta a Tierra		
K02 - K16 - K03 - K15	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor	F004	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 87L Siemens 7SD6105
	Carro del Interruptor		
	Cuchilla de Puesta a Tierra		
K04 - K05 - K06 - K07 - K11 - K12 - K13 - K14	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N Siemens 7SJ6125
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
	Cuchilla de Puesta a Tierra		
K08 - K10	Carro del Interruptor	-----	-----
K09	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		

Tabla 12. Celdas y lógica de control de Interruptor Central Molino

FUENTE: Autores.

2.2.1.5. Red IEC 61850 para los Relés de Protección Central Molino

Esta red representa la comunicación de los relés mediante el protocolo IEC 61850 a través de fibra óptica, conexión y la comunicación se desarrolla mediante un Switch de Ethernet de 8 puertos designado B100, este enlace se da en todos lo relés de las celdas, por ejemplo en el caso de la celda K02 que tiene dos relés también se interconectan mutuamente y entre celdas tal como se muestra el diagrama en el Anexo3.

El Switch de Ethernet de 8 puertos, tiene conectores 4x RJ45 + 4x Fibra óptica en este caso Multimodo y con conector SC tal como se describió en la lista de equipos el switch. Además funciona a Vaux: 88 – 300 VDC o en corriente alterna a Vaux: 85 – 264 VAC.



Para establecer la comunicación de relés, los equipos Siemens Siprotec poseen un canal de entrada y salida que permiten por medio de una red Ethernet utilizar el protocolo IEC 61850 para la comunicación de cada celda, es por esto que en caso de falla los relés no solo la detectan, sino también analiza que dispositivo está más cerca para que actúe y despeje la misma, esto se logra en un solo sistema de comunicación basado en este protocolo.

2.2.1.6. Sistema de Corriente Continua de la Central Molino

El sistema de corriente continua comprende su propio banco de baterías independiente de los demás sistemas, con autonomía de 8 horas y el voltaje es de 125 Vcc. Este sistema sirve la suministrar tensión a los equipos de protección siendo más específicos a los relés; las baterías son de tipo secas y selladas libres de mantenimiento.

2.2.1.7. Celda KZ01 de la Central Molino

Esta celda representa la K01 y la K17 correspondientes a las entradas del Terciario, la celda K01 parte de la alimentación del Terciario, siendo más exactos AT1, y comienza a suministrar energía eléctrica a la barra J y aguas abajo hacia los demás puntos que toman parte de este suministro. Mientras que la celda K17 representa la alimentación o entrada del Terciario AT2 y suministra el servicio a la barra K.

La lista de equipos que posee esta celda se indica en la siguiente tabla de acuerdo al diagrama unifilar que corresponde al Terciario AT1 y AT2, conjuntamente con el esquema en el Anexo 2.

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	1200/5 A, 30 VA, 5P20; 1200-200/5/5A, 5VA, 5P10; 15 VA , 0,2sFS10	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
XT5	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0.2	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5205-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 31,5 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 13. Equipos y Elementos de la celda KZ01 Central Molino

FUENTE: Autores.

En lo que respecta a la comunicación por IEC 61850, la celda K01 de Terciario AT1, se encuentra conectada conjuntamente con la celda K17 y la celda K02, de acuerdo a lo que se indicó en la sección de Red de IEC 61850 a través de estos enlaces que existen entre relés llegará al Switch de Ethernet.

2.2.1.8. Celda KZ02 de la Central Molino

En esta celda se empieza a realizar la distribución de energía eléctrica en el centro de fuerza K02 y K16, que corresponden a la salida de línea a Sopladora 1 y Sopladora 2



respectivamente; en donde se indica el diagrama unifilar en el Anexo 2 de la celda K02 y K16.

De acuerdo al esquema presentado procedemos a detallar los equipos que componen la celda KZ02 y las características principales que posee cada uno de los mismos.

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	600/5/5/5 A, 10 VA, 5P20; 10VA, 5P10; 10 VA , 0.5sFS10	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
F004	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 87L	Siemens 7SD6105 - 5BB99 - OBJ0 - LOS - M1G	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica); 7BI - 5 BO	Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300 nm hasta 24 km (con conectres LC)
XT5	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5205-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 31,5 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 14. Equipos y Elementos de la celda KZ02

FUENTE: Autores.

2.2.1.9. Celda KZ03 de la Central Molino

En el caso de la celda KZ03, corresponden a la K03 para la salida a Amaluza 1 y la celda K15 a Amaluza 2; estas transportan energía a la Presa Daniel Palacios y continúe con el suministro del servicio de energía eléctrica a la siguiente etapa de este sistema que es objeto de nuestro estudio.

Las celdas K03 y la K15 poseen las mismas características, por ello obviamente fueron designadas con KZ03, a continuación se indicará en el Anexo 2 el diagrama unifilar con estas celdas y en la siguiente tabla se detallarán los equipos que pertenecen al mismo.

Celda KZ03				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	600/5/5/5 A, 10 VA, 5P20; 10VA, 5P10; 10 VA, 0.5sFS10	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente



Celda KZ03				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
F004	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 87L	Siemens 7SD6105 - 5BB99 - OBJ0 - LOS - M1G	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica); 7BI - 5 BO	Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300 nm hasta 24 km (con conectres LC)
XT5	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5205-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 31,5 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 15. Equipos y Elementos de la celda KZ03

FUENTE: Autores.

2.2.1.10. Celda KZ04 de la Central Molino

La celda KZ04 comprende 8 centros de fuerza, estos corresponden a las celdas que suministran energía eléctrica a la Casa de máquinas, CCG, Transelectric, Guarumales



y Reserva; para tener una mejor ubicación se determinará en la siguiente tabla los centros de fuerza a los que corresponden las celdas KZ04.

Celda	Denominación	Ubicación
Celda K04	Salida	Casa de Máquinas 1
Celda K05	Salida	Transelectric 1
Celda K06	Salida	CCG 1
Celda K07	Reserva	
Celda K11	Salida	Guarumales
Celda K12	Salida	CCG 2
Celda K13	Salida	Transelectric 2
Celda K14	Salida	Casa de máquinas 2

Tabla 16. Centros de Fuerza Celda KZ04

FUENTE: Autores.

En el Anexo 2 correspondiente a las celdas KZ04 se mostraran los diagramas unifilares de Molino que compete a este centro de fuerza, debido a que en la lista siguiente se detallarán los elementos que le corresponden y con esto se obtiene una mejor visión de cómo se encuentran constituidos cada una de las celdas.

Celda KZ04				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	150/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	200/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	50/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	75/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo



Celda KZ04				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5205-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 31,5 kA; V _{op} : 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 17. Equipos y Elementos de la celda KZ04

FUENTE: Autores.

2.2.1.11. Celda KZ08 de la Central Molino

La celda KZ08 corresponde a la K08 determinada como celda de Medida Barra 1 (J) que contiene un transformador de tensión con su respectiva protección, que se interconecta con los relés de protección de las barras J y K, en el Anexo 2 se muestra el diagrama unifilar con la celda KZ08 y a continuación se detalla los equipos que posee este esquema.

Celda KZ08				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 20 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 18. Equipos y Elementos de la celda KZ08

FUENTE: Autores.



2.2.1.12. Celda KZ09 de la Central Molino

Esta celda corresponde a una celda de Acople la K09 entre las barras con un interruptor de potencia normalmente abierto para la conexión de las barras J y K, con la finalidad de proporcionar una protección de mínima tensión mediante el relés 27 del sistema de interconexión y distribución de energía eléctrica para las cargas de los centros de fuerza con sus respectivas barras.

Con la finalidad de obtener una visión más clara del centro de fuerza de la celda K09 en el Anexo 2, se indicará el diagrama unifilar y a continuación se mostrará una tabla que contiene los equipos del mismo.

Celda KZ09				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5205-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 31,5 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 19. Equipos y Elementos de la celda KZ09

FUENTE: Autores.

2.2.1.13. Celda KZ10 de la Central Molino

La celda KZ10 pertenece al centro de fuerza K10 que se utiliza como celda de medida de la Barra 2 (K), con un transformador de tensión conectado con un relé de protección de mínima tensión 27, que cumple la función de determinar el valor de tensión sin que presente una caída de la misma.

En el Anexo 2 ubicamos la celda KZ10 en el diagrama unifilar del circuito de la Barra 2, y en el siguiente párrafo se proporciona la lista de equipos que posee esta barra con sus características técnicas respectivas.



Celda KZ10				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/√3:120/√3 V; 20 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F027	Relé de Subtensión 27	Basler BE3 - 27 - 4A1N2	Vnom: 120 VII	

Tabla 20. Equipos y Elementos de la celda KZ09

FUENTE: Autores.

2.2.2. Descripción de la Presa Daniel Palacios

La Presa Daniel Palacios recibe energía eléctrica por medio de dos celdas de entrada establecidas como entrada de Molino 1 y 2 (K04 y K10) a un nivel de tensión de 13.8 kV; las celdas de entrada Molino corresponden a la etapa anterior del sistema de interconexión y distribución de energía eléctrica a las cargas de los centros de fuerza de la empresa Celec Hidropaute.

Este centro de fuerza posee varias salidas para suministrar energía eléctrica a varios puntos establecidos por las celdas:

Designación de Celdas	Celda	Denominación	Ubicación
KZ04	Celda K01	Salida	Draga 2
KZ04	Celda K02	Salida	Presa
KZ04	Celda K03	Reserva	
KZ02	Celda K04	Entrada	Molino 1
KZ03	Celda K05	Salida	Mazar 1
KZ08	Celda K06	Medida	Barra 1
KZ09	Celda K07	Acople	
KZ10	Celda K08	Medida	Barra 2
KZ03	Celda K09	Salida	Mazar 2
KZ02	Celda K10	Entrada	Molino 2
KZ04	Celda K11	Salida	Peñas – Arenales
KZ04	Celda K12	Salida	Draga 1

Tabla 21. Celdas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

En las siguientes secciones se procederá a realizar la descripción de este centro de fuerza, el criterio de desarrollo de este subcapítulo es similar al que se manejó para el centro de fuerza de la central Molino, se determinará los equipos, la comunicación y



como se estableció el sistema de Interconexión y distribución de energía eléctrica de la presa con sus respectivas protecciones.

2.2.2.1. Especificaciones Técnicas de las Celdas Presa Daniel Palacios

En el centro de fuerza correspondiente a la Presa Daniel Palacios posee de la misma manera celdas Siemens Simoprime, varían muy poco las condiciones de trabajo en comparación de la central Molino, es por esto que se presenta en detalle de estas especificaciones técnicas en el siguiente cuadro:

Normas	
Equipos	IEC
Esquemas	IEC
Tipo de Celda	
Celda	Simoprime W
Tipo de Caja de Baja	
Simoprime W	
Altura Instalación	
2200 m.s.n.m	
Humedad y Temperatura	
Temperatura promedio	14,9°C
Humedad ambiental la máxima	83%
Tipo de Instalación	
Interior	
Tipo de pintura	
Normal	
Color de Pintura	
Ral 7032	
Grado de Protección	
IP 40	
Entrada/Salida de Cables	
Entrada cables fuerza	Inferior
Salida cables fuerza	Inferior
Entrada cables de control	Inferior
Conexión cables Simoprime	Posterior

Instalación	Tensión de Control	
Sobre carcamo	DC Tensión	125 VDC
Libre	Cableado Control	



Calefacción		Tipo	THW
Con Calefacción - Tensión 120 VAC		Calibre	CTS: 12 AWG
Elemento de control	Termostato		PTS: 14 AWG
Iluminación			Control: 16 AWG
Con Iluminación - Tensión 120 VAC			Tierra: 14 AWG
Toma		Colores Fases	CTS: Negro
Con toma - Tensión 120 VAC			PTS: Negro
Tensión Serie y Bil			Control: Negro
Serie	17,5 kV	Colores Neutro	CTS: Blanco
Bil	95 kV		PTS: Blanco
Tensión de Servicio			Control: Negro
13,8 kV		Colores Corriente Continua	Pos/Neg: Negro
Corriente de Cortocircuito		Color Conexión Tierra	Verde
25 kA		Marcación Cableado	
Barraje		Origen - Destino	
Número de Hilos	3	Tipo de Marcación	Encogible
Cubierta	Enfundado	Bornes	
Tratamiento Conexión	Plateado puntos de conexión	CTS	8WA1011-1MH10/15
Calibre	Requerido para 1250 A	PTS	1MH15
Barra con Banda de Identificación Colores	L1: Azul Oscuro	Control	8WA1011-1DG11
	L2: Blanco ; L2: Violeta	Interruptor - Seccionadores	VBST4
Neutro		Interconexión AC/DC	UPCV3K
Sólido a tierra		Tierra	UDK4
Cuchilla de Puesta a Tierra		Control Cierre - Apertura	
Con cuchilla para puesta a tierra		Selector	
Con bobina de enclavamiento	Para celda de entrada o salida a líneas	Sitios de Control	
		2	
Interruptor		Supervisión Circuito Apertura	
Número de Bobina de Apertura	1	Supervisión con entradas binarias	
Tensión Bobina Cierre	125 VDC	Relé de protección - 125 VDC	
Tensión y Tipo Bobina Apertura	125 VDC	Relé Disparo y Bloqueo	
Tensión Motor	125 VDC	Sin relé disparo y bloqueo	
Contactos del Interruptor	12 NA + 12 NC	Red de Contactores	
Pararrayos		Sin red de contactores	
Sin pararrayos		Red de Relés	



Lámparas		Con red de relés
Tipo	Push to test	IEC 61850 - Fibra óptica
Indicación		Elementos de Prueba Relés
Interruptor	Abierto - Cerrado	Con elementos de prueba
Seccionador		Pruebas
Cuchilla	Abierto - Cerrado	Aislamiento
Carro	Afuera	Polaridad y relación de transformación
Colores		Inyecciones secundarias
Abierto	Verde	Operación mecánica
Cerrado	Rojo	Barra de Tierra
Alarma	Amarillo	Con mecanismo de bloqueo para comando mecánico de cierre del interruptor
Indicación de Interruptor extraído	Blanco	
Indicación de Protección Operada	Amarillo	150 mm ²

Tabla 22. Especificaciones Técnicas Celdas de la Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.2.2.2. Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios

Es importante destacar los equipos que conforman el diagrama unifilar del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios, porque al cumplir la función de suministrar energía eléctrica a las distintas celdas que posee este sistema, se destacan las protecciones y el tipo que posee, los interruptores que tienen por misión abrir o cerrar los circuitos en caso de falla y para restablecer el suministro.

Además de lo mencionado, los equipos como transformadores de instrumento son muy importantes e indispensables porque permiten que los relés operen de la manera que se estipula por el fabricante; es por estos motivos que se detallan los equipos en el siguiente cuadro:

Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios del Diagrama Unifilar General		
Equipo y Descripción	Datos técnicos	Fabricante
Celda Simoprime W	IP 40	Siemens Simoprime
Switch Ethernet 8 puertos	4xRj45 + 4xFibra optica (Multimodo conector SC)	Rugged COM RS8000H-HI-MMSC-MS
Interruptor de potencia 1 bobina de cierre 1 bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC; 12 NA + 12 NC	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IKA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30
Relé de protección 50/50N, 51/51N; 11 BI - 6 BO.	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SJ6125-5EB90-1FA0-LOS



Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios del Diagrama Unifilar General		
Equipo y Descripción	Datos técnicos	Fabricante
Relé de protección 50/50N, 51/51N, 27; Funciones de Medida: V, A, kW, kVAR, KVA, kWh, kVARh, kVAh, cos Phi 11 BI - 6 BO.	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SJ6245-5EB90-1FE4-LOS
Relé de protección 87L, 50/50N, 51/51N; 7 BI - 5 BO. Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300nm -hasta 24km (Conectores LC)	Puerto IEC 61850 (Fibra optica) Vaux:110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SD6105-5BB99-0BJ0-LOS-M1G
Relé de subtenión	Vn: 120 VLL	Basler BE3-27-4A1N2
Fusible para protección primaria PTS	In: 3,15 A	Siemens
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	200/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA72
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	100/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	600/5/5/5A, 10VA, 5P20; 10 VA, 5P20; 10 VA, 0.5FS10	Siemens 4MA74
Transformador de Tensión	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0,5	Siemens 4 MR12
Transformador de Tensión	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 20 VA; CL 0,5	Siemens 4 MR12
Cuchilla de puesta a tierra para montaje en celda Simoprime	4 NA + 4 NC con y sin bobina de enclavamiento	Siemens

Tabla 23. Lista de Equipos Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.2.2.3. Diagrama unifilar centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

En el diagrama unifilar se indica la distribución de energía eléctrica en las celdas que comprenden la presa Daniel Palacios, tal como se indico en el inicio de esta descripción, las entradas de tensión K04 y K20 del suministro para alimentar dos barras la L (1) y M (2) que conectan las salidas que comprenden puntos de conexión de las celdas, inclusive dos celdas de salida la K05 y K09 alimentan el centro de fuerza de la central Mazar.

Se tiene un interruptor normalmente abierto entre las dos barras, en la celda de acople K07, que permite interconectar este sistema si el caso lo amerite. Se observa la distribución de las protecciones en este centro de fuerza, para cada celda y la



conexión que existe entre cada relé para establecer la comunicación entre los mismos y se coordine el funcionamiento; en el Anexo 2 se indicará el diagrama unifilar correspondiente a la presa Daniel Palacios y a continuación se muestra los parámetros de las barras:

Barra L

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	25 kA.

Barra M

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	25 kA.

2.2.2.4. Diagrama de Principio centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

Los diagramas de principio que corresponde a la presa Daniel Palacios, trata de la mismo criterio que en la central Molino, sirve para comandar los interruptores por medio de una lógica de control; esto se aplica dependiendo del tipo de celda y de elementos que posee.

En algunos casos se aplica el mismo criterio de control de apertura, cierre, control del carro y de la cuchilla, obviamente con corriente continua y con compuertas lógicas con lenguaje tal como el CFC. A continuación se indica una tabla que contiene las celdas y las funciones lógicas de control.



Celdas	Lógica de Control	Designación del Relé	Características Relés
K04 - K10 - K05 - K09	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor	F004	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 87L Siemens 7SD6105
	Cuchilla de Puesta a Tierra		
K01 - K02 - K03 - K11 - K12	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N Siemens 7SJ6125
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
	Cuchilla de Puesta a Tierra		
K06 - K08	Carro del Interruptor		
K09	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		

Tabla 24. Celdas y lógicas de control de Interruptor Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.2.5. Red IEC 61850 para los Relés de Protección Presa Daniel Palacios

En la presa Daniel Palacios también existe la comunicación de los relés mediante el protocolo IEC 61850 para coordinación de actuación de las protecciones, la conexión de la comunicación se realiza con fibra óptica.

El enlace se establece con el Switch de Ethernet (B200) de 8 puertos 4 x RJ45 + 4 x Fibra óptica, por medio del sistema Multimodo con el conector para cable de fibra óptica SC. El funcionamiento se puede dar con corriente continua a un voltaje Vaux: 88 – 300 VDC, o con corriente alterna 85 – 264 VAC.

En el Anexo 3 se muestra la configuración de la red de comunicación por medio del protocolo IEC 61850 y se observará la interconexión de los relés de cada celda.

2.2.2.6. Sistema de Corriente Continua en la Presa Daniel Palacios

El sistema de corriente continua de la Presa Daniel Palacios comprende su propio banco de baterías independiente de los demás sistemas, con autonomía de 8 horas y el voltaje es de 125 Vcc, este sistema sirve la alimentación de tensión a los relés.

2.2.2.7. Celda KZ02 de la Presa Daniel Palacios

En la celda KZ02 del centro de fuerza de la presa Daniel Palacios corresponde a las celdas K04 que es la entrada de energía eléctrica en esta celda por medio de Molino 1, mientras que la celda K10 es la entrada de Molino 2, con la finalidad de brindar el servicio de energía eléctrica a esta etapa de los centros de fuerza de la empresa CELEC Hidropaute.



El Anexo 2 de la presa Daniel Palacios se muestran en el diagrama unifilar con esta celda, y en la siguiente tabla los equipos que conforman las protecciones de las entradas de Molino 1 y 2.

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	600/5/5/5 A, 10 VA, 5P20; 10, VA, 5P20; 10 VA, 0,5FS10	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
F004	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 87L	Siemens 7SD6105 - 5BB99 - OBJ0 - LOS - M1G	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica); 7BI - 5 BO	Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300 nm hasta 24 km (con conectres LC)
XT5	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, Ika: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 25. Equipos y Elementos de la celda KZ02 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.2.8. Celda KZ03 de la Presa Daniel Palacios

La celda KZ03 hace referencia a las celdas de salida hacia Mazar 1 para K05 y Mazar 2 para K09, esta celda sirve de conexión con la siguiente etapa de los centros de fuerza y brindar el servicio de energía eléctrica si lo requiera Mazar, esta central posee un sistema independiente pero su funcionamiento con la central Molino y la Presa Daniel Palacios se realiza cuando Mazar no genera y necesita energía para sus servicios auxiliares.

El Anexo 2 correspondiente con este centro de fuerza se observa las celdas K05 y K09 en el diagrama unifilar para mejorarse su análisis y a continuación se detalla los equipos y su designación para mejor comprensión.

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	600/5/5/5 A, 10 VA, 5P20; 10VA, 5P10; 10 VA , 0.5sFS10	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
F004	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 87L	Siemens 7SD6105 - 5BB99 - OBJO - LOS - M1G	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica); 7BI - 5 BO	Interfaz de protección: F.O. monomodo 1300 nm hasta 24 km (con conectres LC)
XT5	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 10 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 26. Equipos y Elementos de la celda KZ03 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.2.9. Celda KZ04 de la Presa Daniel Palacios

La KZ04 corresponde a las celdas: K01 de salida a la Draga 2, K02 de salida a la Presa, K03 de Reserva o Cantera río negro, K11 de salida a Peñas – Arenales, K12 de salida a la Draga 1. De esta manera se continúa con el suministro de energía eléctrica hacia los demás puntos que comprenden el centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios; en el Anexo 2 correspondiente se presentaron los diagramas unifilares con esta celda, y a continuación se detalla la lista de materiales:



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q8	Cuchilla de Puesta a Tierra	Siemens	4NA + 4NC Bobina de enclavamiento	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	100/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	200/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 25 kA; V _{op} : 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 27. Equipos y Elementos de la celda KZ04 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.2.10. Celda KZ08 de la Presa Daniel Palacios

En la celda KZ08 es la K06 de Medida de la Barra 1 (L), para el control de los relés correspondiente a la entrada de Molino y a la salida a Mazar entre la interconexión de los centros de fuerza, es muy importante para verificar la continuidad de servicio; en el Anexo 2 la celda KZ08 se podrá observar el esquema unifilar, y se indica la lista de equipos que conforman la celda de Medida de la Barra 1.



Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
T15	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 20 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente

Tabla 28. Equipos y Elementos de la celda KZ08 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.2.11. Celda KZ09 de la Presa Daniel Palacios

Esta celda KZ09 es la de acople entre las barra L(1) y M (2) mediante el interruptor de potencia si el caso lo amerita, a pesar de ser un interruptor con posición normalmente abierto. La celda de acople K07 también cuenta con un relé de mínima tensión 27 para determinar el voltaje entre la barra 1 y 2, tal como se aprecia en el Anexo 2 y los equipos se detallan a continuación:

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6245 - 5EB90 - 1FE4 - LOS	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	Funciones de medida: V, A, kW, kVAR, kVA, kWh, kVARh, kVAh, Hz, COS phi, 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15 - XT25	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 29. Equipos y Elementos de la celda KZ09 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.



2.2.2.12. Celda KZ10 de la Presa Daniel Palacios

La celda KZ10 es la K08 de Medida de la Barra 2 (M) que se alimenta de la entrada de Molino 2, y se puede interconectar a la Barra 1 (L) por el interruptor de potencia si se necesita, pero si se conecta con el relé de subtensión 27 y determinar la tensión en ambas barras como protección, en el Anexo 2 se puede observar el diagrama unifilar con esta celda y se detalla los equipos que lo conforman.

Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
T15	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:120/ $\sqrt{3}$ V; 20 VA; CL 0.5	
F300	Fusible	Siemens	In: 3,15 A	Para Protección primaria de PTS
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
XT15	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F027	Relé de Subtensión 27	Basler BE3 - 27 - 4A1N2	Vnom: 120 VII	

Tabla 30. Equipos y Elementos de la celda KZ10 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

2.2.3. Descripción de la Central Mazar

El centro de fuerza de la Central Mazar comprende un sistema de interconexión y de distribución de energía eléctrica hacia las cargas, el cual corresponde a la última etapa de interconexión de los centros de fuerza, llegan de la Presa Daniel Palacios la alimentación a través de las celdas K05 con Mazar 1 y K09 con Mazar 2, directamente a la barra principal de esta central.

Tal como se mencionó al inicio en el inciso 2.2, la interconexión y distribución de los centros de fuerza de la central Mazar es muy particular debido a que garantiza siempre la continuidad del servicio, el suministro principal lo toma cuando no existe generación propia de la central.

La comunicación de los equipos de protección siendo estos los relés ha sido establecida por el sistema SCADA con Modbus, a diferencia de la central Molino y Presa Daniel Palacios que posee el protocolo IEC 61850. En la siguiente tabla se indica la distribución de las celdas con la ubicación respectiva a la que comprende el servicio.

Los Centros de Fuerza de la Central Mazar recibe energía eléctrica a un nivel de tensión de 13.8 kV. Este centro de fuerza posee celdas de salida para suministrar



energía eléctrica a los diferentes tableros que pertenecen a Mazar establecidos tal como se indica a continuación:

Designación de Celdas	Celda	Denominación	Ubicación
KZ01	Celda K01	Salida	Transformador TPR
KZ02	Celda K02	Reserva	
KZ03	Celda K03	Entrada	Molino 1
KZ04	Celda K04	Entrada	Transformador TAG 1
KZ05	Celda K05	Salida	Transformador TSA 1
KZ06	Celda K06	Medida	Barra 1
KZ07	Celda K07	Acople	
KZ08	Celda K08	Medida	Barra 2
KZ05	Celda K09	Salida	Transformador TSA 2
KZ05	Celda K10	Entrada	Transformador TAG 1
KZ03	Celda K11	Entrada	Molino 2
KZ01	Celda K12	Entrada	Transformador TES

Tabla 31. Celdas del centro de fuerza de la Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

En los siguientes puntos se procederá a realizar la descripción de este centro de fuerza, el criterio de desarrollo de este subcapítulo es similar a los citados anteriormente, determinándose los equipos, la comunicación, como se estableció el sistema de interconexión y distribución de energía eléctrica con sus respectivas protecciones.

2.2.3.1. Lista de Equipos de las Celdas del Centro de Fuerza de la Central Mazar

En la Central Mazar se tiene dentro de los centros de fuerza los equipos que se detallan a continuación, sus características técnicas principales y la serie de fabricación. El sistema posee gran similitud con respecto a la central Molino y a la presa Daniel Palacios enfocándonos a los centros de fuerza sobre todo en el tipo de celda, lo que varía son los transformadores de corriente, se adiciona pararrayos, y otros fusibles. En la siguiente tabla se indican los aspectos más sobresalientes de los dispositivos:

Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios del Diagrama Unifilar General		
Equipo y Descripción	Datos técnicos	Fabricante
Celda Simoprime W	IP 40	Siemens Simoprime
Interruptor de potencia 1 bobina de cierre 1 bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC; 12 NA + 12 NC	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30



Lista de Equipos del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios del Diagrama Unifilar General		
Relé de protección 50/50N, 51/51N, 27 67; Funciones de Medida: V, A, kW, kVAR, KVA, kWh, kVARh, kVAh, cos Phi 11 BI - 6 BO.	Vaux: 110-250 VDC; In: 5 A.	Siemens 7SJ6245-5EB90-1FE4-LOS
Panel de Medición; Visualización: V, A, kW, kVAR, KVA, kWh, kVARh, kVAh, cos Phi	MODBUS; Vn: 110 VLL	Siemens Simeas P
Fusible para protección primaria PTS	In: 32 A; V= 24 KV	
Fusible para protección primaria PTS	In: 63 A; V= 24 KV	
Fusible para protección primaria PTS	In: 3 A	Siemens
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	200/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA72
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	100/5 A; 10 VA; 5P20	Siemens 4MA74
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	100/5A, 10VA, CL 0.5	Siemens
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	200/5A, 10VA, CL 0.5	Siemens
Transformador de Corriente. Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo	200/1A, 10VA, 5P20	Siemens
Transformador de Tensión	13800/ $\sqrt{3}$:115/ $\sqrt{3}$ V; 50 VA; CL 0,5	Siemens 4 MR12
Seccionador 3 Posiciones	400 A - 24 KV	
Pararrayos	UR= 12 KV	
Cuchilla de puesta a tierra para montaje en celda Simoprime	4 NA + 4 NC con y sin bobina de enclavamiento	Siemens

Tabla 32. Celdas del centro de fuerza de la Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.2.3.2. Diagrama unifilar centro de fuerza de la Central Mazar

Lo concerniente al diagrama unifilar de distribución de energía eléctrica en las celdas que comprenden la central Mazar, es realizar una breve descripción del mismo, las entradas de tensión pueden darse de tres maneras: la primera se autoalimenta de las dos unidades de generación que posee Mazar a partir de las celdas K04 y K10 para



suministrar las dos barras denominadas Ma1 y Ma2. La segunda opción es suministrar mediante la interconexión con Molino y Presa correspondiendo las celdas de entrada K03 y K11 que será el objeto de nuestro estudio; pero cuenta con la tercera opción que es autoalimentarse mediante el grupo electrógeno que comprende el Generador de Emergencia esto se da por medio de la celda de entrada K12.

Se tiene un interruptor normalmente abierto entre las dos barras, en la celda de acople K07, que permite interconectar este sistema por cualquier caso de contingencia y se desee suplir la misma. Las celdas de salida son tres las que distribuyen tensión a los servicios auxiliares de Mazar directamente a los tres transformadores que posee cada una siendo estos el TPR, TSA1 y TSA2; las protecciones se comunican mediante MODBUS implementando con el sistema SCADA y esto determina la actuación de cualquiera en presencia de falla; en el Anexo 2 se indicará el diagrama unifilar correspondiente a la central Mazar y a continuación se muestra los parámetros de las barras:

Barra Ma1

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	25 kA.

Barra Ma2

Sistema:	Trifásico Corriente Alterna.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje de Operación:	13.8 kV.
Voltaje Nominal:	17.5 kV.
BIL:	95 kV.
Corriente Nominal:	1250 A.
Corriente de Cortocircuito:	25 kA.



2.2.3.3. Diagrama de Principio centro de fuerza de la Central Mazar

Los diagramas de principio desarrollados en el DIGSI determinan el funcionamiento de la lógica de control de la apertura y cierre del interruptor encargado de disipar la falla cuando la situación lo amerite, además del control lógico del carro del interruptor el encargado de iniciar el movimiento de apertura y cierre del sistema.

Tal como se mencionó en los centros de fuerza anteriores, se desarrolla con compuertas lógicas para establecer el funcionamiento requerido; la transición se realiza mediante el sistema SCADA y también el acople, a continuación se detalla el control lógico y la celda a la que le corresponde en la tabla y Anexo 6:

Celdas	Lógica de Control	Designación del Relé	Características Relés
K02	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 Siemens 7SJ6245
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
K03 - K11-	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 - 67 Siemens 7SJ6125
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
K04 - K10 -	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 - 67 Siemens 7SJ6125
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
K05 - K09-	Cierre del Interruptor	F003	Relé de protección 50/50N - 51/51N - 27 - 67 Siemens 7SJ6125
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		
K07	Cierre del Interruptor		
	Apertura del Interruptor		
	Carro del Interruptor		

Tabla 33. Celdas y lógica de control de Interruptor Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.4. Sistema SCADA para los Relés de la Central Mazar

El sistema SCADA (Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos en tiempo real) corresponde al sistema de comunicación de los relés de la central Mazar mediante MODBUS, con la UTR (Unidad Terminal Remota) que permite que se establezca la comunicación enviando las señales que miden los transformadores de instrumento y la posición que posee el interruptor proporcionado por los relés, sube los parámetros tomados hacia el SCADA, de esta manera se comunican los relés y actúan por las señales que les envía la UTR en presencia de falla y cual equipo de protección debe actuar.

El Anexo 3 correspondiente a este inciso nos muestra la configuración del sistema de comunicación mediante la conexión que se posee y el tipo de red que se consideró.



2.2.3.5. Sistema de Corriente Continua en la Central Mazar

El sistema corriente continua establecido por las baterías es un sistema independiente al igual que en los demás centros de fuerza, el nivel de tensión establecido es de 125 Vcc los cuales se suministran a equipos de protección como el relé, y demás que requieran este servicio.

2.2.3.6. Celda KZ01 de la Central Mazar

Se trata de dos celdas que contiene cada una con un seccionador de tres posiciones, protegida por un fusible dirigida hacia el transformador TPR el cual será alimentado por la barra Ma1 en el caso de la celda K01 de salida, mientras que para la otra celda K12 de entrada a la cual proporciona energía eléctrica el grupo electrógeno del generador de emergencia conjuntamente con el transformador TES de igual manera con el seccionador de tres posiciones protegido con un fusible y forma parte de la barra Ma2; forman parte de las designación de celda KZ01.

El Anexo 2 de la central Mazar muestra el diagrama unifilar de las celdas K01 y K12, y en la siguiente tabla los equipos que conforman la distribución de energía eléctrica.

Celda KZ01		
Designación	Equipo	Características Técnicas
F9	Fusible	32A - 24 KV
Q1	Seccionador 3 Posiciones	400A - 24 KV
F9	Fusible	63A - 24 KV

Tabla 34. Equipos y Elementos de la celda KZ01 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.7. Celda KZ02 de la Central Mazar

Esta celda corresponde únicamente a la K02 de Reserva y forma parte de la KZ02 respectivamente, esta celda se utiliza para casos de contingencia y de esta manera suplir con el servicio. Consta de un interruptor de potencia encargado de abrir o cerrar el circuito, que funciona conjuntamente con el sistema de protecciones que lo conforma un transformador de corriente y un relé; además posee un panel de medición que permite visualizar valores de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia.

En la tabla que se muestra a continuación se detallan las características principales de los equipos de los centros de fuerza en el Anexo 2 se muestra el diagrama unifilar.



Celda KZ02				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
P07	Panel de Medición Simeas P	Siemens	VLL= 110 VAC	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	100/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	100/5 A, 10 VA, CL 0.5	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - L0S	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 35. Equipos y Elementos de la celda KZ02 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.8. Celda KZ03 de la Central Mazar

La celda designada KZ03 está comprendida con la K03 y la K11; estas celdas son la entrada por líneas de la central Molino mediante la interconexión con la Presa Daniel Palacios, corresponde a la segunda opción de suministrar energía eléctrica a los servicios auxiliares. Estas celdas contienen lo mismo que la celda de reserva en cuanto a los equipos, además de un transformador de potencial, otro fusible para el TP y un pararrayos.

El diagrama unifilar se muestra en el Anexo 2y a continuación se indican los datos técnicos más sobresalientes de los equipos que componen esta celda:

Celda KZ03				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
P07	Panel de Medición Simeas P	Siemens	VLL= 110 VAC	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	100/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección



Celda KZ03				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
				de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	100/5 A, 10 VA, CL 0.5	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - L0S	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/√3:115/√3 V; 50 VA; CL 0.5	
F5	Fusible	Siemens	In: 3 A	Para Protección primaria de PTS

Tabla 36. Equipos y Elementos de la celda KZ03 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.9. Celda KZ04 de la Central Mazar

La celda KZ04 es de entrada de suministro eléctrico, compuesta por las celdas K04 del Transformador TAG 1 que proviene de la autoalimentación mediante la unidad de generación UG 01 de Mazar, y la celda K10 del transformador TAG 2 proveniente de la unidad de generación UG 02. Esta celda de entrada tiene como equipos para protección el interruptor de potencia, fusibles, transformadores de corriente y potencial, y el relé multifunción con el panel de medición Simeas P de Siemens.

El detalle del diagrama unifilar se indica en el Anexo 2 y en la tabla siguiente se detallan los equipos principales:



Celda KZ04				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
P07	Panel de Medición Simeas P	Siemens	VLL= 110 VAC	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	200/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	200/5 A, 10 VA, CL 0.5	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	200/1 A, 20 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27 - 67	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - L0S	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _{kA} : 25 kA; V _{op} : 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC
T5	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/√3:115/√3 V; 50 VA; CL 0.5	
F5	Fusible	Siemens	In: 3 A	Para Protección primaria de PTS

Tabla 37. Equipos y Elementos de la celda KZ04 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.10. Celda KZ05 de la Central Mazar

La celda KZ05 es de salida, conformada por K05 denominada TSA1 por el hecho que se dirige hacia ese transformador ubicado en la barra Ma1, mientras tanto que la celda K09 es TSA2 por el mismo hecho que suministra el servicio de energía eléctrica a ese transformador pero ubicado en la otra barra Ma2.

Los equipos que posee son los mismo que se han detallado en las tablas anteriores, lo que varía es la conexión directa del relé de protección con el TP de la celda de



medida 1. A continuación se detalla la tabla de dispositivos y el diagrama unifilar en el Anexo 2 correspondiente.

Celda KZ05				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
P07	Panel de Medición Simeas P	Siemens	VLL= 110 VAC	Montaje en celda Simoprime
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA74	100/5 A, 10 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	100/5 A, 10 VA, CL 0.5	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
T1	Transformador de Corriente	Siemens 4MA72	200/1 A, 20 VA, 5P20	Con accesorio para sistema de detección de tensión capacitivo
XT1	Borne con puente de separación	Siemens 8WA1 011 - 1MH15	44 A - 500 VAC	Con terminal de prueba para circuitos de corriente
F003	Relé de Protección 50/50N - 51/51N - 27 - 67	Siemens 7SJ6125 - 5EB90 - 1FA0 - L0S	Vaux: 110 - 250 VDC, In: 5 A, Puerto IEC 61850 (Fibra optica)	F 11 BI - 6 BO
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, IkA: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 38. Equipos y Elementos de la celda KZ05 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.11. Celda KZ06 y KZ08 de la Central Mazar

Es la celda de Medida de la barra Ma1, la cual posee un transformador de potencial y un fusible, la cual toma los valores de voltaje y los envía a los relés de la celda K05 y la celda K02 respectivamente. En cuanto a la celda KZ08 que comprende la K08 es la celda de Medida de la barra Ma2, la que permite tomar datos por el TP y lo envía al relé de la celda K09; ambos poseen el mismo criterio. El sistema es muy sencillo, el diagrama unifilar de cada uno se observa en el Anexo 2 y a continuación se detallan las especificaciones técnicas de los equipos.



Celda KZ06 – KZ08				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
T15	Transformador de Tensión	Siemens 4MR12	13800/ $\sqrt{3}$:115/ $\sqrt{3}$ V; 50 VA; CL 0.5	
F15	Fusible	Siemens		Para Protección primaria de PTS

Tabla 39. Equipos y Elementos de la celda KZ06 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.2.3.12. Celda KZ07 de la Central Mazar

Esta celda es la de Acople y permite la transición del servicio eléctrico, cuando se cierra el interruptor de potencia ubicado entre las dos barras, como característica principal este interruptor posee la posición de normalmente abierto, y en presencia de alguna contingencia, este se cierra para proceder a dar la continuidad del servicio.

Se detalla a continuación las características principales del interruptor y el Anexo 2 nos muestra el diagrama unifilar.

Celda KZ07				
Designación	Equipo	Fabricante	Características Técnicas	Descripción
Q1	Accesorio para montaje de Interruptor 3AH5	Siemens	4NA + 4NC	
Q0	Interruptor de potencia	Siemens 3AH5204-2MZ90-5ZM6-Z K1D+L1D+P1D+F20+F28+F30	In: 1250 A, Vn: 17,5 kV, I _k A: 25 kA; Vop: 13,8 kV; BIL: 95 kV 12NA + 12NC	1 Bobina de cierre, 1 Bobina de apertura a 125 VDC; Motorizado a 125 VDC

Tabla 40. Equipos y Elementos de la celda KZ06 Central Mazar

FUENTE: Autores.

2.3. LEVANTAMIENTO DE PARÁMETROS

Los parámetros que consideraremos en este punto comprenden los datos de cada barra del respectivo centro de fuerza, para esto nos basamos en los valores que necesitamos para desarrollar el estudio de cortocircuito que es nuestro primer paso en lo que respecta a cálculos.

Los datos que se manejan aquí fueron facilitados por el personal de Mantenimiento Eléctrico del campamento de Guarumales, estos parámetros corresponden a la central Molino y a la presa Daniel Palacios; para la central Mazar el personal de Operación fueron quienes nos facilitaron estos datos; y algunos nos correspondió realizar el levantamiento respectivo.



Los parámetros a utilizar son: voltajes nominales, voltajes de operación, impedancias que facilita el fabricante, corrientes nominales, potencia aparente, potencia activa, conductores con sus respectivos calibres, distancias de los puntos de conexión, tipos de estructuras ya sea de interconexión o distribución para las cargas, valores de placa de los transformadores, interruptores, tipos de conexiones y si se utilizaron redes aéreas o subterráneas.

2.3.1. Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Central Molino

En el inciso presente se procederá a destacar los aspectos más sobresalientes de la interconexión y de las cargas del centro de fuerza que concierne a la central Molino, para esto se detallarán los parámetros que posee el sistema hacia las celdas o las torres de las líneas de interconexión de la etapa con la presa Daniel Palacios.

Los puntos siguientes a tratar conciernen al tipo de líneas de las cargas que puede ser aérea o subterránea, los transformadores de las cargas con los datos que proporciona el fabricante para destacar, las estructuras que soporten el conductor, los datos nominales de las barras, las distancias que recorren el conductor con su tipo y calibre.

En el párrafo anterior se mencionó algunos de los parámetros que consideraremos, es por esto, que en los puntos siguientes se detallarán cada uno de los datos con la finalidad de determinar los datos necesarios para realizar los cálculos determinados y así poder ingresar los datos al programa DIGSILENT y establecer las corrientes de cortocircuito y luego realizar la coordinación de protecciones con selectividad cronométrica en el siguiente capítulo.

2.3.1.1. Líneas de Interconexión del centro de fuerza de la Central Molino

Las líneas del sistema de interconexión del centro de fuerza de la central Molino inician la etapa hacia la presa Daniel Palacios por medio de la Línea JL y la Línea KM por cada barra y se puede observar en el Anexo del Diagrama Unifilar General. Los datos se establecen en primer lugar por el tipo de torre que más se utilizó durante toda la trayectoria esa configuración se establecerá como principal, el nivel de tensión, la distancia y el tipo de conductor que se utilizó. El esquema de la estructura de la torre AR se indica en el Anexo 7 y en la tabla siguiente se resume los parámetros más importantes.

Línea JL	
Estructura	AR
Distancia	7 Km
Conductor Fase	300 ACAR
Conductor Hilo de Guarda	OPGW35E44z



Línea JL	
Sistema	Trifásico doble circuito
Tensión	13.8 KV
Potencia	8 MVA
Sistema Teleprotección	Hilo de Guarda con Fibra Óptica

Tabla 41. Línea de Interconexión Central Molino JL

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Línea KM	
Estructura	AR
Distancia	7 Km
Conductor Fase	300 ACAR
Conductor Hilo de Guarda	OPGW35E44z
Sistema	Trifásico doble circuito
Tensión	13.8 KV
Potencia	3 MVA
Sistema Teleprotección	Hilo de Guarda con Fibra Optica

Tabla 42. Línea de Interconexión Central Molino KM

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

En cuanto a las líneas que van hacia Sopladora 1 y 2 poseen un sistema de interconexión mediante torres de la que consideraremos la estructura AR y se detallan los parámetros más importantes en la tabla 43.

Línea De Interconexión	Sopladora 1	Sopladora 2
Estructura	AR	AR
Distancia	7 Km	8 Km
Conductor Fase	300 ACAR	300 ACAR
Conductor Hilo de Guarda	OPGW35E44z	OPGW35E44z
Sistema	Trifásico doble circuito	Trifásico doble circuito
Tensión	13.8 KV	13.8 KV
Sistema Teleprotección	Hilo de Guarda con Fibra Optica	Hilo de Guarda con Fibra Optica

Tabla 43. Línea de Interconexión Sopladora

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



2.3.1.2. Líneas Aéreas de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino

El centro de fuerza de Guarumales es el único que posee líneas de distribución aérea en la parte de Molino, se detallarán los parámetros tal como se estipulo y se determinaran así como se describió en el inciso anterior. La estructura utilizada es la HR establecida por el manual de estructuras de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur; en el Anexo 5 se detalla la estructura HR con un gráfico y a continuación se detallan los parámetros.

Línea Guarumales	
Estructura	HR
Distancia	0.75 Km
Conductor Fase	2 ACSR
Conductor Hilo de Guarda	4 ACSR
Sistema	Trifásico
Tensión	13.8 KV

Tabla 44. Línea de Distribución Aérea Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.1.3. Líneas Subterráneas de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino

La central Molino en cuanto a sus centros de fuerza posee una distribución subterráneo con la configuración de los tres conductores juntos tal como se muestra en la figura 17. En un cuadro se describen los parámetros de las líneas subterráneas y de las características principales que tienen y el centro de fuerza al que pertenecen ver Tabla 45.

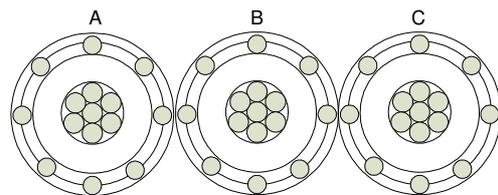


Figura 17. Configuración de los Conductores de Fase de la Distribución Subterránea

FUENTE: Autores.

Distribución Subterránea Centro de Fuerza Central Molino				
Línea	Distancia	Conductor Fase	Sistema	Tensión
Casa de Máquinas 1	0.4 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV
Transelectric 1	0.15 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV
CCG 1	0.10 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV
Transelectric 2	0.15 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV
Casa de Máquinas 2	0.4 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV

Tabla 45. Línea Subterránea Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



2.3.1.4. Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Central Molino

En el inciso presente se describirá los aspectos principales de los transformadores de cada una de las cargas que comprenden este centro de fuerza, es la transición de la celda hacia la ubicación de cada transformador los cuales poseen la conexión D-Yn1 con un sistema de puesta a tierra directamente, en la siguiente tabla podemos apreciar lo más relevante y que se obtuvo como parámetro.

Transformadores de Distribución Centro de Fuerza Central Molino				
Transformadores de Distribución	Denominación	Potencia	Voltaje MT	Voltaje BT
Sopladora 1	TRSop 1	1.5 MVA	13.8 KV	220 V
Casa de Máquinas 1	TRB	0.75 MVA	13.8 KV	480 V
Transelectric 1	TRE	0.5 MVA	13.8 KV	480 V
CCG 1	TRCCG1	75 KVA	13.8 KV	208 V
Campamento Guarumales	TRG	1.75 MVA	13.8 KV	220 V
Transelectric 2	TRF	0.5 MVA	13.8 KV	480 V
Casa de Máquinas 2	TRA	0.75 MVA	13.8 KV	480 V
Sopladora 2	TRSop 2	1.5 MVA	13.8 KV	220 V

Tabla 46. Transformadores de Distribución CF Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.1.5. Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Central Molino

En la primera parte de este levantamiento de parámetros consideraremos los transformadores de corriente, de cada celda de la central Molino, cada TC con los datos de potencia, corriente y clase que posee; en la tabla a continuación se indica:

Transformadores de Corriente Centro de Fuerza Central Molino				
Ubicación	Potencia	Corriente P	Corriente S	Clase
Terciario AT1 - Terciario AT2	15 VA	1200 -200 A	5.00 A	0.2sFS10
	5 VA	1200 -200 A	5.00 A	5P10
	30 VA	1200 A	5.00 A	5P20
Sopladora 1 - Sopladora 2	10 VA	600 A	5.00 A	0.5FS10
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20
Casa de Máquinas 1 y 2	10 VA	75 A	5.00 A	5P20
Transelectric 1 y 2	10 VA	50 A	5.00 A	5P20
CCG 1	10 VA	50 A	5.00 A	5P20
Campamento Guarumales	10 VA	150 A	5.00 A	5P20
Línea Presa JL - Línea Presa KM	10 VA	600 A	5.00 A	0.5FS10
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20



Tabla 47. Transformadores de Corriente CF Central Molino

FUENTE: Autores.

La otra parte de este detalle se considera los transformadores de potencial TP, de la celda a la cual se encuentran conectados, los valores de voltaje a transformar con la clase y potencia que poseen mostrándose en la siguiente tabla:

Transformadores de Potencial Centro de Fuerza Central Molino				
Ubicación	Potencia	Voltaje P	Voltaje S	Clase
Terciario AT1 - Terciario AT2	10 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.2
Sopladora 1 - Sopladora 2	10 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5
Medición 1 - Medición 2	20 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5
Línea Presa JL - Línea Presa KM	10 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5

Tabla 48. Transformadores de Potencial CF Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.1.6. Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Central Molino

El interruptor de potencia es el encargado de aislar una celda en caso de falla, o de cerrar el circuito obviamente con la finalidad de garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica, estos reciben la señal que le envía el relé de cuando debe actuar si se presenta alguna falla en el sistema de distribución, todas las celdas poseen el mismo interruptor y a continuación se detallan las características principales.

Interruptor de Potencia	
Corriente Nominal In	1250 A
Voltaje Nominal Vn	17 KV
Corriente de Cortocircuito I _{kA}	31.5 KA
Voltaje de Operación V _{op}	13.8 KV
Secuencia de Maniobra Asignada	0.3 s - CO - 3 min - CO
Tiempo de Cierre	65 ms
Tiempo de Apertura	55 ms

Tabla 49. Interruptores de Potencia CF Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.1.7. Relés del centro de fuerza de la Central Molino

Los relés que se han utilizado como se mencionaron de marca Siemens, los tipos son de multifunción de las series 7SD610, 7SJ61 y 7SJ62, cada uno cumple una función determinada es por esto que en este inciso, se tratará los parámetros que necesitamos de cada tipo de relé conjuntamente con la función de protección que cumple; las curvas que utilizaremos son las basadas en las normas IEC 60255 a partir de esta se



determinaran las características principales de los relés multifunción. En las tablas que se describen a continuación detallan los parámetros a utilizar.

Relé de Protección Siemens 7SJ61

Este tipo de relé de protección es utilizado en los centros de fuerza solamente para protecciones de sobrecorriente instantánea en caso de falla entre fases con la función de protección 50 o para falla entre fase y tierra 50N; mientras que la temporizada para falla entre fase 51 o entre fase y tierra 51N. En las tablas a continuación se describe las características principales de los relés.

Protección de Sobrecorriente temporizada Independiente o Instantánea 50/ 50N			
Régimen de Funcionamiento		Trifásico	
Rango de Ajuste			Escalonamiento
Arranque de Corriente $I>$, $I>>$ Fase	$I_n = 5 \text{ A}$	0.10 A - 35.00 A o Inactivo	0.01 A
Arranque de Corriente $Ie>$, $Ie>>$ Tierra	$I_n = 5 \text{ A}$	0.10 A - 35.00 A o Inactivo	0.01 A
Temporización T		0 s - 60.00 s o Inactivo	0.01 s
Tiempos de Reposición T_d		0 s - 60.00 s	0.01 s
Tiempos			
Tiempo de Respuesta	Con estabilización + 10 ms		
$I>$, $I>>$, $Ie>$, $Ie>>$	2 veces valor de ajuste		aprox. 30 ms
	5 veces valor de ajuste		aprox. 25 ms
Relación de Reposición			
Relación de Reposición	aprox. 0.95 para $I/I_n \geq 0.3$		
Tolerancias			
Arranques de corriente	2% del valor de ajuste - o - 50 mA para $I_n = 5 \text{ A}$		
Temporización T	1 % - o - 10 ms		

Tabla 50. Protección de Sobrecorriente temporizada Independiente o Instantánea 50/ 50N

FUENTE: Siemens, Manual Siprotec Protección Multifuncional 7SJ61, 2006.

Protección de Sobrecorriente Dependiente o Temporizada 51/ 51N			
Régimen de Funcionamiento		Trifásico	
Rango de Ajuste			Escalonamiento
Arranque de Corriente I_p Fase	$I_n = 5 \text{ A}$	0.50 A - 20.00 A o Inactivo	0.01 A
Arranque de Corriente I_{ep} Tierra	$I_n = 5 \text{ A}$	0.25 A - 20.00 A o Inactivo	0.01 A
Multiplicador de tiempo T curvas norma IEC para I_p - I_{ep}		0.05 s - 3.20 s o Inactivo	0.01 s



Umbral de Reposición	
IEC sin emulación de disco	aprox. 1.05 - Valor de ajust I_p para $I_p/I_n \geq 0.3$ que corresponde aprox. 0.95 valor de respuesta
IEC con emulación de disco	Aprox.0.90 - valor de ajuste I_p
Tolerancias	
Umbral de arranque de reposición $I_p - I_{ep}$	2% del valor de ajuste - o - 50 mA para $I_n = 5$ A
Tiempo de arranque para $2 \leq I/I_p \leq 20$	5% del valor teórico + 2% de la tolerancia de intensidad o 30 ms
Tiempo de arranque para $0.05 \leq I/I_p \leq 0.90$	5% del valor teórico + 2% de la tolerancia de intensidad o 30 ms

Tabla 51. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Dependiente o Temporizada 51/ 51N

FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección Multifuncional 7SJ61*, 2006.

Relé de Protección Siemens 7SJ62

Además de poseer protecciones de sobrecorriente 50/50N y la función de protección 51/51N, tiene la función 27 que es aquella de mínima tensión encargada de detectar ausencia de voltaje en cierto rango y habilitar se es necesario con el interruptor y mantener la continuidad del servicio eléctrico en el centro de fuerza de Molino y permitir la interconexión con la presa Daniel Palacios y Sopladora. En las tablas que se indican a continuación se describe las características principales este tipo de relé.

Protección de Sobrecorriente de Tiempo Definido o Instantánea 50/50N			
Régimen de Funcionamiento		Trifásico	
Procedimiento de Medida		$I_{>>} - I_{e>>}$ Valores Instantáneos	
		Todos los escalones: Onda fundamental valor efectivo (True) RMS	
Rango de Ajuste			Escalonamiento
Arranque de Corriente Fase	$I_n = 5$ A	0.50 A - 175.00 A o Inactivo	0.01 A
Arranque de Corriente Tierra	$I_n = 5$ A	0.25 A - 175.00 A o Inactivo	0.01 A
Tiempo de Retardo T		0 s - 60.00 s o Inactivo	0.01 s
Tiempos de Retardo de recaída T RR S/I td FAS		0 s - 60.00 s	0.01 s



Tiempos		
Tiempo de Respuesta	Con estabilización + 1 periodo	
Onda fundamental, valor efectivo	2 veces valor de ajuste	aprox. 30 ms
	10 veces valor de ajuste	aprox. 20 ms
Valor momentáneo	2 veces valor de ajuste	aprox. 16 ms
	10 veces valor de ajuste	aprox. 16 ms
Tiempo de Reposición	Onda fundamental, valor efectivo	aprox. 30 ms
	Valor momentáneo	aprox. 40 ms
Relación de Recuperación		
Relación de Reposición Onda fundamental Valor efectivo	aprox. 0.95 para $I/I_n \geq 0.3$	
Relación de Reposición valor momentáneo	aprox. 0.90 para $I/I_n \geq 0.3$	
Tolerancias		
Arranques de intensidad	2% del valor de ajuste - o - 50 mA para $I_n = 5 A$	
Temporización T	1 % - o - 10 ms	

Tabla 52. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Definido o Instantánea 50/ 50N

FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección Multifuncional con función de mando 7SJ62*, 2009.

Protección de Sobrecorriente de Tiempo Inverso o Temporizada 51/51N			
Régimen de Funcionamiento		Trifásico	
Procedimiento de Medida		Todos los escalones: Onda fundamental valor efectivo (True) RMS	
Rango de Ajuste			Escalonamiento
Excitaciones de Intensidad I_p Fase	$I_n = 5 A$	0.50 a 20.00 A	0.01 s
Excitaciones de Intensidad I_{ep} Tierra	$I_n = 5 A$	0.25 a 20.00 A	0.01 s
Factor de Tiempo para I_p , I_{ep} curva norma IEC		0.05 s - 3.20 s o inefectivo	0.01 s
Umbral de Reposición			
IEC sin emulación de disco		aprox. 1.05 a el valor de ajuste I_p para $I_p/I_n \geq 0.3$, corresponde aprox. a 0.94 el valor de arranque	
IEC con emulación de disco		aprox. 0.90 a valor de ajuste I_p	
Tolerancias			
Umbrales de excitación de recaída $I_p - I_{ep}$		2% del valor de ajuste - o - 50 mA para $I_n = 5 A$	
Tiempo de excitación para $2 \leq I/I_p \leq 20$		5% del valor teórico + 2% de la tolerancia de intensidad o 30 ms	
Tiempo de reposición para $I/I_p \leq 0.90$		5% del valor teórico + 2% de la tolerancia de intensidad o 30 ms	

Tabla 53. Protección de Sobrecorriente de Tiempo Inverso o Temporizado 51/ 51N



FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección Multifuncional con función de mando 7SJ62*, 2009.

Protección de Subtensión 27			
Rango de Ajuste - Escalonamiento			
Subtensiones $U<$ - $U<<$			
Valores de Medida Utilizados en tensiones trifásicas	Sistema de Secuencia Positiva de Tensiones		
	Menor Tensión Fase - Fase		
	Menor Tensión Fase - Tierra		
Valores de Medida Utilizados en tensiones monofásicas	Tensión Monofásica Fase - Fase conectada		
	Tensión Monofásica Fase - Tierra		
Conexión de Tensiones Fase - Tierra			Escalonamiento
Evaluación de tensiones fase – tierra	10 V - 120 V	1 V	
Evaluación de tensiones fase – fase	10 V - 210 V	1 V	
Evaluación Sistema de Secuencia Positiva	10 V - 210 V	1 V	
Conexión: Tensiones Fase – Fase	10 V - 120 V	1 V	
Conexión: Monofásica	10 V - 120 V	1 V	
Relación Reposición r para $U<$ - $U<<$	0.10 - 3.00	0.01	
Umbral de Reposición para (r a $U<$) o (r a $U<<$)	máx. 120 V con Tensión Fase - Fase		
	máx. 120 V con Tensión Fase - Tierra		
	Histéresis mínima 0.6 V		
Temporizaciones $T_{U<}$ - $T_{U<<}$	0 s - 100.00 s o inefectivo	Escalones 0.01 s	
Criterio de intensidad $I_p >$	$I_n = 5$ A	0.20 A - 5.00 A	Escalones 0.01 A
Tiempos			
Tiempos de Respuesta Subtensión	$U<$ - $U<<$ - $U1<$ - $U1<<$	aprox. 50 ms	
Tiempos de Recaída Subtensión	$U<$ - $U<<$ - $U1<$ - $U1<<$	aprox. 50 ms	
Tolerancias			
Valores límites de tensión	3 % del valor del ajuste o 1 V		
Tiempo de retardo T	1 % del valor del ajuste o 10 ms		

Tabla 54. Protección de Subtensión 27

FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección Multifuncional con función de mando 7SJ62*, 2009.

Relé de Protección Siemens 7SD610

El relé 7SD610 tiene por funciones de protección la 50/50N, 51/51N y además posee la protección diferencial de línea 87L; la función 87 L recibe dos valores de corriente tomados por los TC y de la diferencia que tenga de las mismas se determina la actuación o continúa en normal funcionamiento de acuerdo al ajuste. La protección diferencial entra en un sistema de teleprotección enlazada con fibra óptica. Las funciones de sobrecorriente forman parte de un sistema de protección de respaldo en caso de falla de la protección principal en este caso la diferencial; a continuación se muestra las tablas de características de cada una de las funciones que posee este relé.



Protección Diferencial 87L			
Valores de Respuesta			Escalonamiento
Corriente Diferencial	$I_{DIF}>$	0.50 A - 100.00 A	0.01 A
Corriente Diferencial al conectar	$I_{DIF\ CIERRE}>$	0.50 A - 100.00 A	0.01 A
Corriente Diferencial Escalón de carga		2.50 A - 200.00 A o escalon desactivado	0.01 A
Tolerancias	Nivel $I_{DIF}>$	5 % Valor de Ajuste	
	Nivel $I_{DIF}>>$	5 % Valor de Ajuste	
Tiempos propios			
Dependen de la velocidad de comunicación			
Tiempo de Respuesta/Disparo de los escalones			$I_{DIF}>>$ aprox.
Velocidad de Transmisión	Mínimo (50 o 60 Hz)		Típica
512 KBps	16 ms		20 ms
128 KBps	18 ms		23 ms
64 KBps	24 ms		32 ms
Tiempo de Recuperación de los escalones			$I_{DIF}>>$ aprox.
Velocidad de Transmisión	Típica		
512 KBps	39 ms		
128 KBps	42 ms		
64 KBps	52 ms		
Tiempo de Respuesta/Disparo de los escalones			$I_{DIF}>$ aprox.
Velocidad de Transmisión	Mínimo (60 Hz)		Típica
512 KBps	32 ms		38 ms
128 KBps	36 ms		44 ms
64 KBps	43 ms		57 ms
Tiempo de Recuperación de los escalones			$I_{DIF}>$ aprox.
Velocidad de Transmisión	Típica		
512 KBps	30 ms		
128 KBps	35 ms		
64 KBps	45 ms		
Tiempos de Retardo			Escalonamiento
Retardo del Escalón	$I_{DIF}> - T_{I_{DIF}>}$	0s a 60.00 s o Desactivado	0.01 s
Retardo del Escalón con Excitación monofásica	$I_{DIF}> - T_{3I0\ 1F}$	0s a 60.00 s o Desactivado	0.01 s
Tolerancias de Desarrollo		1% del valor del ajuste o 10 ms	

Tabla 55. Protección de Diferencial 87L

FUENTE: Siemens, Manual Siprotec Protección Diferencial 7SD610, 2003.



Protección de Sobreintensidad Diferida funciones 50/50N - 51/51N			
Modo de Funcionamiento	Protección de Sobreintensidad Diferida de emergencia o reserva		
	Emergencia	Se activa si falla la comunicación	
	Reserva	Se activa con total independencia	
Curvas Características	Escalones Independientes (S/lt.def.)	$I_{Fa}>> - 3I_{0}>> - I_{Fa}> - 3I_{0}>$	
	Escalones dependientes de la I (S/lt.def.)	$I_p - 3I_{0p}$ - Según la curva	
Escalones de Intensidad			Escalonamiento
Escalones de alta Intensidad para función 50/50N	$I_{Fa}>>$ Fase	0.5 A - 125 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{Fa.i}>>$ Fase	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
	$3I_{0}>>$ Tierra	0.25 A - 125 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{3I_0}>>$ Tierra	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
Escalones de Sobrentensidad para función 50/50N	$I_{Fa}>$ Fase	0.5 A - 125 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{Fa.i}>$ Fase	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
	$3I_{0}>$ Tierra	0.25 A - 125 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{3I_0}>$ Tierra	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
Escalones de Intensidad Dependiente IEC para función 51/51N	$I_p>$ Fase	0.5 A - 20 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{IP}>$ Fase	0.05 s - 3 s - Inactivo	0.01 s
	$T_{IPret}>$ Fase	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
	$3I_{0p}>$ Tierra	0.25 A - 20 A - Inactivo	0.01 A
	$T_{3I_0p}>$ Tierra	0.05 s - 3 s - Inactivo	0.01 s
	$T_{3I_0Pret}>$ Tierra	0 s - 30 s - Inactivo	0.01 s
Tolerancias			
Tolerancias Nominal (S/lt.idéf.) para función 50/50N	Corriente	3% del valor de Ajuste o 1% corriente	
	Tiempos	1% del valor de Ajuste o 10 ms	
Tolerancias Nominal (S/lt.idéf.) IEC para función 51/51N	Corriente	Respuesta a $1.05 \leq I/I_p \leq 1.15$; o $1.05 \leq I/3I_{0p} \leq 1.15$	
	Tiempos	5% \pm 15 ms para $2 \leq I/I_p \leq 20 - T_{IP}/s \geq 1$ 2% \pm 15 ms para $2 \leq I/3I_{0p} \leq 20 - T_{3I_0p}/s \geq 1$	



Tiempos propios de los escalones independientes	
Tiempo de respuesta: mínimo	aprox. 21 ms con $f_N = 60$ Hz.
Tiempo de respuesta: típico	aprox. 26 ms con $f_N = 60$ Hz.
Tiempo de recuperación: típico	aprox. 27 ms con $f_N = 60$ Hz.
Relaciones de Recuperación	
Escalones de Intensidad	aprox. 0.95 con $I/I_N \geq 0.5$

Tabla 56. Protección de Sobreintensidad Diferida 50/50N y 51/51N

FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección Diferencial 7SD610*, 2003

Observación: Se trata de destacar que las curvas características de los tres tipos de relé de acuerdo a la función de protección requerida son establecidas bajo la normativa IEC 60255 y las curvas mencionadas se mostrarán en el siguiente capítulo con la respectiva fórmula que determina el tiempo.

2.3.2. Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

En el inciso presente, detallaremos los parámetros más relevantes acerca de los equipos que se disponen a volver a ajustar y coordinar, es por esto que utilizaremos la misma estructura como en la central Molino y de esta manera enlistar dichos parámetros. El sistema de interconexión y distribución es del tipo aéreo en su totalidad, y cabe destacar que continua con la última etapa de interconexión entre las barras de los centros de fuerza a través de este sistema y de teleprotección.

Se tomará en cuenta la distribución que posee cada celda y su ubicación, es por esto que, la determinación de las distancias, los datos que propone el fabricante para el funcionamiento de los equipos que conforman el sistema de protección, presentan un grado de importancia muy elevado para poder desarrollar el estudio de cortocircuitos y el de coordinar y ajustar las protecciones.

2.3.2.1. Líneas de Interconexión del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

Estas líneas continúan la parte de la interconexión de los centros de fuerza para llegar a la barra de la central Mazar, las torres a considerar es igual que en Molino la AR que se detalla en al Anexo5. Dentro de las características principales tenemos que por medio del hilo de guarda tiene el sistema de teleprotección, estos parámetros nos servirán para determinar las impedancias características de estas líneas que ayudan a suministrar la energía eléctrica de manera continua; a continuación se detallan en las siguientes tablas estas características.



Línea LMa1	
Estructura	AR
Distancia	7.2 Km
Conductor Fase	300 ACAR
Conductor Hilo de Guarda	OPGW35E44z
Sistema	Trifásico doble circuito
Tensión	13.8 KV
Potencia	1.5 MVA
Sistema Teleprotección	Hilo de Guarda con Fibra Optica

Tabla 57. Línea de Interconexión Presa Daniel Palacios LMa1

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Se indica en cada tabla las dos líneas de la interconexión de los centros de fuerza siendo más específicos la línea LMa1 y MMA2.

Línea MMA2	
Estructura	AR
Distancia	7.2 Km
Conductor Fase	300 ACAR
Conductor Hilo de Guarda	OPGW35E44z
Sistema	Trifásico doble circuito
Tensión	13.8 KV
Potencia	1.5 MVA
Sistema Teleprotección	Hilo de Guarda con Fibra Optica

Tabla 58. Línea de Interconexión Presa Daniel Palacios MMA1

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.2.2. Líneas Aéreas de Cargas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

El sistema es aéreo en su totalidad, donde la celda de reserva se convierte en la celda que suministra el servicio a la Cantera de río negro y la celda Draga 2 se encuentra desconectada, todo el sistema es trifásico que llega hacia las barras y luego hacia los transformadores. Las estructuras soporte de los conductores son HR al igual que en molino y se puede observar en el Anexo5; mientras tanto que en la tabla detallamos las características que utilizaremos para nuestro estudio.

Distribución Aérea Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios					
Línea		Distancia	Conductor Fase	Sistema	Tensión
Cantera Río Negro		5 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Presa		0.4 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Presa	Tramo Desmontable	0.8 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Presa	Asensor Presa	1 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV



Distribución Aérea Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios					
Línea		Distancia	Conductor Fase	Sistema	Tensión
Presas	CT Presa	0.6 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Peñas Arenales		3.1 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Peñas Arenales	Campamento Arenales	3.4 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Peñas Arenales	Peñas Coloradas	3.3 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Peñas Arenales	Playa de Hierro	3.5 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Draga 1		0.2 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Draga 1	Draga 1	0.5 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV
Draga 1	Lechuguines	0.8 Km	1/0 ACSR	3F	13.8 KV

Tabla 59. Línea Aérea de Cargas Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.2.3. Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

El centro de fuerza de la presa Daniel Palacios consta de 9 transformadores de las cargas, los cuales podemos apreciar en la tabla los parámetros más relevantes como son la potencia, el voltaje en el lado de Media Tensión y Baja tensión incluyendo la denominación de cada uno de los transformadores de acuerdo a su ubicación; estos datos son muy representativos para el desarrollo del análisis de cortocircuito de los centros de fuerza.

Transformadores de Distribución Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios				
Transformadores de Distribución	Denominación	Potencia	Voltaje MT	Voltaje BT
Cantera Río Negro	TCantRN	1.6 MVA	13.8 KV	220 V
Tramo Desmontable	CTP 1	0.1125 MVA	13.8 KV	220 V
Asensor Presa	CTP 2	0.2 MVA	13.8 KV	440 V
CT Presa	CTP 3	0.15 MVA	13.8 KV	480 V
Campamento Arenales	CTP 7	1.4 MVA	13.8 KV	220 V
Peñas Coloradas	CTP 6	0.63 MVA	13.8 KV	220 V
Playa de Hierros	CTP 8	50 KVA	13.8 KV	220 V
Draga 1	CTP 4	1.1 MVA	13.8 KV	6.6 KV
Lechuguines	CTP 5	0.1125 MVA	13.8 KV	220 V

Tabla 60. Transformadoresde Cargas Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.2.4. Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

En un sistema de protección tal como se describió sus elementos en el capítulo primero, los instrumentos de medida son los encargados de tomar los datos de corriente o voltaje y enviar hacia los relés estos datos para que se determine una falla



no; es por esto que cada celda se encuentra equipada con estos equipos. Los datos de los TC y los TP se detallan a continuación:

Transformadores de Corriente Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios				
Ubicación	Potencia	Corriente P	Corriente S	Clase
Línea JL - Línea KM	10 VA	600 A	5.00 A	0.5FS10
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20
Línea LMa1 - Línea MMA2	10 VA	600 A	5.00 A	0.5FS10
	10 VA	600 A	5.00 A	5P20
Presas - Cantera Rio Negro - Peñas Arenales - Draga 1	10 VA	75 A	5.00 A	5P20

Tabla 61. Transformadores de Corriente Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Transformadores de Potencial Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios				
Ubicación	Potencia	Voltaje P	Voltaje S	Clase
Línea JL - Línea KM	10 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5
Línea LMa1 - Línea MMA2	10 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5
Medición 1 - Medición 2	20 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	120 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5

Tabla 62. Transformadores de Potencial Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.2.5. Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

Los interruptores de potencia cumplen la función de restaurar el servicio de energía eléctrica es por esto que nos interesa sobre todo el valor de corriente nominal y de cortocircuito con la finalidad de establecer su coordinación con el nivel de la corriente en caso de falla, con esto se garantiza la operación correcta de este dispositivo en la tabla 62 se indica las características mencionadas.

Interruptor de Potencia	
Corriente Nominal I_n	1250 A
Voltaje Nominal V_n	17 KV
Corriente de Cortocircuito I_{kA}	25 KA
Voltaje de Operación V_{op}	13.8 KV
Secuencia de Maniobra Asignada	0.3 s - CO - 3 min - CO
Tiempo de Cierre	65 ms
Tiempo de Apertura	55 ms

Tabla 63. Interruptores de Potencia CF Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



2.3.2.6. Relés del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

Los relés que posee el centro de fuerza de la presa Daniel Palacios corresponden a los que fueron descritos en el inciso de relés de la central Molino, es por esto que para observar los detalles de cada uno ver las tablas 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56.

En la presa Daniel Palacios los relés de protección multifunción Siemens son los que se muestran en las tablas que se indican, estos equipos son 7SJ61, 7SJ62, 7SD610 con las funciones de protecciones de sobrecorriente instantánea 50/50N, protección de sobrecorriente temporizada 51/51N, protección diferencial de línea 87L y la protección de subtensión 27.

2.3.3. Parámetros del Sistema del centro de fuerza de la Central Mazar

Lo que corresponde a los centros de fuerza de la central Mazar es destacar las características más representativas de los equipos para establecer en el próximo capítulo un estudio de cortocircuito. Los puntos que nos interesa detallar son los equipos de las barras Ma1 y Ma2, y los dispositivos que los comprenden hasta los transformadores TPR, TSA 1 y TSA 2; además verificar los equipos de protección del secundario de las unidades de generación G1 y G2 de la central Mazar y del transformador del generador de emergencia GE.

En los siguientes puntos se procederá a describir tal como se lo realizó en los otros puntos de interconexión de los centros de fuerza.

2.3.3.1. Líneas Subterráneas de Cargas del centro de fuerza de la Central Mazar

Las líneas subterráneas se encuentran conformada por tres líneas que van hacia los transformadores TPR, TSA 1 y TSA 2; dentro de este sistema podemos destacar los siguientes aspectos como son: despreciar las distancias que recorre el conductor subterráneo por el hecho que son muy cortas y obviamente la impedancia que generan también se considera despreciable $Z = 0 \Omega$.

Distribución Subterránea Centro de Fuerza Central Mazar				
Línea	Distancia	Conductor Fase	Sistema	Tensión
LTPR	0 Km	2 XLP Cu	3F	13.8 KV
LTSA 1			3F	13.8 KV
LTSA 2			3F	13.8 KV

Tabla 64. Línea de Distribución Subterránea Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



2.3.3.2. Transformadores de Cargas del centro de fuerza de la Central Mazar

Los transformadores que conforman las cargas de este centro de fuerza son los tres que han sido mencionados, estos son el TPR, el TSA 1 y el TSA 2 con cada una de sus características más relevantes; todo esto podemos apreciar en la tabla a continuación.

Transformadores de Distribución Centro de Fuerza Central Mazar					
Transformadores de Distribución	Conexión	Potencia	Voltaje MT	Voltaje BT	Impedancia
TPR	$\Delta - Yn1$	0.5 MVA	13.8 KV	480 V	5.75 %
TSA 1	$\Delta - Yn1$	1.25 MVA	13.8 KV	480 V	5.75 %
TSA 2	$\Delta - Yn1$	1.25 MVA	13.8 KV	480 V	5.75 %

Tabla 65. Transformador de Distribución Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.3.3. Transformadores de Instrumento del centro de fuerza de la Central Mazar

A partir de lo establecido, y de acuerdo a las líneas que llegan a cada transformador se ubican los transformadores de corriente para protección de TSA 1 y TSA 2, en el TPR no se tiene ningún TC y para acotar, de igual manera solo las líneas que se mencionaron los transformadores se tienen los de potencial TP. Todos estos detalles se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Transformadores de Corriente Centro de Fuerza Central Mazar				
Ubicación	Potencia	Corriente P	Corriente S	Clase
TSA 1	10 VA	100 A	5.00 A	5P20
	10 VA	100 A	5.00 A	CL 0.5
	20 VA	200 A	1.00 A	5P20
TSA 2	10 VA	100 A	5.00 A	5P20
	10 VA	100 A	5.00 A	CL 0.5
	20 VA	200 A	1.00 A	5P20

Tabla 66. Transformador de Corriente Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Transformadores de Potencial Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios				
Ubicación	Potencia	Voltaje P	Voltaje S	Clase
TSA 1	50 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	115 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5
TSA 2	50 VA	13.8 KV/ $\sqrt{3}$	115 V/ $\sqrt{3}$	CL 0.5

Tabla 67. Transformador de Potencial Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



2.3.3.4. Interruptores de Potencia del centro de fuerza de la Central Mazar

Los interruptores de potencia de la central Mazar se ubican en las celdas de cada transformador que se detallaron en el inciso correspondiente, y también en la celda de acople de la barra Ma1 y Ma2 en la tabla 68 se indica las características de este elemento.

Interruptor de Potencia	
Corriente Nominal In	1250 A
Voltaje Nominal Vn	17 KV
Corriente de Cortocircuito I _{kA}	25 KA
Voltaje de Operación Vop	13.8 KV
Secuencia de Maniobra Asignada	0.3 s - CO - 3 min - CO
Tiempo de Cierre	65 ms
Tiempo de Apertura	55 ms

Tabla 68. Interruptores de Potencia CF Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.3.5. Seccionadores del centro de fuerza de la Central Mazar

Los seccionadores representan dispositivos de maniobran que seccionan circuitos sobre todo a los transformadores, en este caso mediante el seccionador fusibles aíslan de otros elementos; en la tabla que se presenta a continuación detallamos los seccionadores que poseeeste centro de fuerza.

Seccionadores		
Ubicación	Corriente Nominal In	Voltaje Nominal Vn
TPR	400 A	24 KV

Tabla 69. Seccionadores Centro de Fuerza Central Mazar

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.3.3.6. Relés del centro de fuerza de la Central Mazar

El sistema de protección conformado por los relés multifunción de Siemens son únicamente de la serie 7SJ62 del que se han utilizado las funciones de protección de sobrecorriente instantánea 50/50N, la de sobrecorriente 51/51N y la de subtensión 27. Los valores característicos más representativos se pueden verificar en las tablas 52, 53, 54; donde se manifiestan los valores que establece el fabricante y que son muy importantes para enfocarnos en este estudio.



2.4. EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES

En esta parte del capítulo, vamos a realizar el estudio de cómo se encuentran funcionando los equipos de protección de los centros de fuerza de la empresa CELEC Hidropaute. Esto nos sirve para determinar si resulta justificable el paso de coordinar protecciones aplicando selectividad lógica luego de analizar el sistema como funciona en estos momentos con selectividad cronométrica.

Para el desarrollo de este punto, se nos ha facilitado por parte del personal de mantenimiento eléctrico de la empresa los datos parametrizados en el software DIGSI que poseen el enlace y los tiempos de actuación de cada relé, nuestra misión es determinar que tan preciso y beneficioso es aplicar este nuevo método de coordinar protecciones y que ventajas obtendríamos si se ejecutara.

2.4.1.1. Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SJ61

El relé de protección Siemens Siprotec 7SJ61 presenta la funcionalidad de protección contra sobrecorriente instantánea para fallas entre fases y tierra, además de sobrecorriente temporizada para fallas entre fases y tierra; de acuerdo a la norma ANSI 50/50N y 51/51N. Obviamente estos equipos se encuentran instalados en los centros de fuerza para esto se analizaron los valores parametrizados de los relés pertenecientes a estas celdas.

Los tiempos que se indicaran a continuación son los cuales están funcionando actualmente, para esto, iniciamos el Digsi 4.82 y cargamos el programa parametrizado de los equipos, la curva utilizada del relé es la IEC normal inversa; luego de que se cargaron los datos se abrió el archivo de cada celda y del centro de fuerza respectivo para estos se ejecutó el ‘Setting’ de cada función de protección y se inició con el ‘Customize’ para observar los tiempos que se destinó cada función de protección para que realice su acción, vale mencionar que no se tienen los datos de Mazar por el hecho de que la interconexión llega hasta las barras de este centro de fuerza y porque tienen sistema SCADA para la comunicación, mientras tanto que en Molino y la Presa poseen el protocolo IEC 61850.

Centro de Fuerza Central Molino

Este tipo de relé se encuentra conectado en las celdas KZ04 y en la siguiente tabla se mostrarán los tiempos de actuación para los que han sido establecidos:



Relé 7SJ61 Central Molino			
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación
KZ04	K04	Casa de Máquinas 1	51: 200 ms 50: 150 ms
	K05	Transelectric 1	
	K06	CCG 1	
	K11	Guarumales	
	K12	Transelectric 2	
	K13	Casa de Máquinas 2	

Tabla 70. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ61 Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

En lo que respecta a la Presa Daniel Palacios este tipo de relé denominado para las celdas KZ04, posee un tiempo de actuación no tan alto como el anterior que comprende a Molino.

Relé 7SJ61 Presa Daniel Palacios			
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación
KZ04	K03	Cantera Río Negro	51: 100 ms 50: Instantánea 51N: 100 ms 50N: Instantánea
	K02	Presa	
	K11	Peñas – Arenales	
	K12	Draga 1	

Tabla 71. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ61 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.4.1.2. Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SJ62

La funcionalidad del relé 7SJ62 es de protección para sobrecorriente instantánea y temporizada para fallas de fase y tierra; además de mínima tensión (27) esta se opera cuando se proceda a realizar la interconexión.

Centro de Fuerza Central Molino

Este equipo de protección tiene los siguientes tiempos de actuación de acuerdo a la parametrización establecida en el software Digsig.

Relé 7SJ62 Central Molino				
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación	Tiempo de Actuación
KZ01	K01	Terciario AT1	51: 200 ms-50: 300 ms 51N: 200 ms	27: 1.5 seg - 0.5 seg
	K17	Terciario AT2		
KZ02	K02	Sopladora 1	51: 200 ms-50: 300 ms 51N: 200 ms	
	K16	Sopladora 2		
KZ03	K03	Presa 1	51: 200 m -50: 150 ms 51N: 200 ms	
	K15	Presa 2		



Tabla 72. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ62 Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

En la presa se establecen tiempos un poco menores que en inciso anterior, esto lo podemos observar en el cuadro siguiente:

Relé 7SJ62 Presa Daniel Palacios				
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación	Tiempo de Actuación
KZ02	K04	Entrada Molino 1	51: 100 ms-50: 200 ms	27: 1.5 seg - 0.5 seg
	K10	Entrada Molino 2	51N: 100 ms-50N: 200 ms	
KZ03	K05	Salida Mazar 1	51: 50 ms-50: Instantánea	
	K09	Salida Mazar 2	51N: 50 ms	

Tabla 73. Tiempo de Actuación del Relé 7SJ62 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.4.1.3. Parámetros del Relé de Protección Siemens 7SD610

El relé de protección 7SD610 tiene como funciones de protección la de sobrecorriente 50/50N y 51/51N, además de la protección diferencial de línea 87L que conforma el sistema de teleprotección comunicado por medio de fibra óptica.

Centro de Fuerza Central Molino

Este equipo de protección se encuentra instalado en las celdas KZ02 y KZ03 utilizadas para que se realice la interconexión con los demás centros de fuerza, en la tabla siguiente se indica los tiempos:

Relé 7SD610 Central Molino			
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación
KZ02	K02	Sopladora 1	51: 500 ms-50: 50 ms 51N: 200 ms-50N: 100ms
	K16	Sopladora 2	
KZ03	K03	Salida Presa 1	51: 200 ms
	K15	Salida Presa 2	

Tabla 74. Tiempo de Actuación del Relé 7SD610 Central Molino

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

En lo que respecta a la Presa Daniel Palacios, las celdas KZ02 y KZ03 poseen este relé para continuar con la interconexión con el sistema de Teleprotección, a continuación en la tabla se determina los tiempos:



Relé 7SD610 Presa Daniel Palacios			
Celda	Denominación	Ubicación	Tiempo de Actuación
KZ02	K04	Entrada Molino 1	51: 50 ms-50: 50 ms 51N: 200 ms-50N: 100ms
	K10	Entrada Molino 2	
KZ03	K05	Salida Mazar 1	51: 50 ms-50: 50 ms 51N: 200 ms-50N: 100ms
	K09	Salida Mazar 2	

Tabla 75. Tiempo de Actuación del Relé 7SD610 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

2.4.1.4. Evaluación de los Tiempos de Actuación

La normativas de acuerdo a los criterios de ajuste y coordinación de protecciones consideran que el tiempo de actuación de un relé debe ser lo más corto posible, es decir que la velocidad de respuesta en presencia de falla sería casi inmediata incluyendo la espera que debe tener la de respaldo.

En los puntos anteriores se mostraron los tiempos para los cuales ha sido parametrizado los relés de cada centro de fuerza, cabe mencionar que ahora se consideraría para la coordinación de la protección la entrada a Sopladora porque el hecho de que tiene un tiempo de actuación establecido en el Digsy no se encuentra conectado.

Los equipos que se encuentran instalados en los centros de fuerza Siemens Siprotec son digitales, operan a tiempos muy elevados considerando los tiempos de 200 ms o 300ms pero comparándolos con la tabla 76 se recomienda que operan a 4 ciclos inclusive se toleraría hasta 5 ciclos; a partir de lo siguiente se demuestra la necesidad de mejorar el ajuste y coordinación de las protecciones al mismo tiempo que los equipos permite una nueva parametrización y obviamente se procedería a realizar la coordinación cronométrica y luego dar el paso de cambiar a la selectividad lógica que en cuanto a reducción de tiempos de actuación es una gran ventaja que posee.

Tiempos para Coordinación de los Relés			
Tipo de Relé	Tiempo del Relé	Reposición del Relé	Margen de Operación
Digitales	2 ciclos	1 ciclos	4 ciclos
	33 ms	17 ms	67 ms
Electromecánicos	4 ciclos	8 ciclos	8 ciclos
	67 ms	133 ms	133 ms

Tabla 76. Tiempo para Coordinación de Relés

FUENTE: COES SINAC, *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*, 2008.

Si consideramos los tiempos que debería actuar los interruptores también poseen una recomendación que es muy importante destacarla debido a que deben brindar un alto grado de fiabilidad en su actuación conjuntamente con una velocidad de respuesta precisa cuando interviene en una falla; de acuerdo a lo que se destaca de la tabla



siguiente podemos determinar que de igual manera los 4 ciclos representa el tiempo ideal para su participación.

Tiempo de Operación de Interruptores		
Nivel de Tensión	Tensión	Tiempo de Interrupción
Muy Alta Tensión	550 KV - 362 KV	2 ciclos = 33 ms
Alta Tensión	245 KV - 145 KV	3 ciclos = 50 ms
Media y Alta Tensión	72.5 KV - 52 KV- 36 KV	4 ciclos = 67 ms

Tabla 77. Tiempo de Operación de Interruptores

FUENTE: COES SINAC, *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN, 2008.*

Entonces para que un equipo de protección actúe se estimaría los siguientes tiempos considerando el límite de operación del relé, del interruptor y se considera un margen de tiempo por lo general de 2 ciclos; esto se indica a continuación:

$$t = t_R + t_{S2} + t_m$$

$$t = 5 + 6 + 2$$

$$t = 13 \text{ ciclos}$$

$$t = 217 \text{ ms}$$

Donde los tiempos que se consideran son:

t_R → Tiempo de Actuación del Relé

t_{S2} → Tiempo de Operación del Interruptor

t_M → Margen de Tiempo de seguridad

El valor límite de actuación del equipo de protección debe considerarse como un valor máximo de 11 ciclos o 183 ms, a partir de este valor podemos determinar que la mayoría de los relés han sido ajustados para un tiempo límite de operación y otros sobrepasan los 183 ms como lo son la salida a Sopladora, la salida a Mazar mostradas en las tablas 70, 72, 73 y 74.

2.4.1.5. Fallas Sucedidas en los Centros de Fuerza

Para finalizar esta evaluación del sistema de protecciones en los centros de fuerza, se tomará como punto de partida el historial de fallas que posee el software Digsig de acuerdo a lo que han sido parametrizados los relés a partir del ‘Trip Log’ que representa los avisos de disparos que han tenido los relés de la celda respectiva, cuenta con los tiempos que ha tardado para despejar la anomalía, y lo podemos verificar con una representación gráfica que facilita el Digsig con la aplicación denominada ‘Análisis de Perturbografías’, el cual determina la falla no solo en



tiempo sino también permite observar otros disturbios del sistema como armónicos, vectores de corriente de las componentes de secuencia y otras aplicaciones más de manera gráfica.

Fallas Centro de Fuerza Molino

Las fallas han acontecido en el centro de fuerza Molino donde se puede verificar en el cuadro el ‘Trip’ o disparo del relé de las protecciones 51 con un tiempo de disipación de falla alto y que no cumple con los estándares, además de un gráfico con cada tiempo de este suceso.

Celda K01

51 Trip → $t = 1094 \text{ ms}$

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause	State
00301	Power System fault	7 - ON	26.03.2010 12:40:15.673			
00302	Fault Event	7 - ON	26.03.2010 12:40:15.673			
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms			
01761	50(N)/51(N) O/C PICKUP	ON	0 ms			
01762	50/51 Phase A picked up	ON	0 ms			
01763	50/51 Phase B picked up	ON	0 ms			
01820	51 picked up	ON	0 ms			
01764	50/51 Phase C picked up	ON	10 ms			
01810	50-1 picked up	ON	21 ms			
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	618 ms			
01791	50(N)/51(N) TRIP	ON	618 ms			
01815	50-1 TRIP	ON	618 ms			
00533	Primary fault current Ia	1,20 kA	655 ms			
00534	Primary fault current Ib	1,20 kA	655 ms			
00535	Primary fault current Ic	1,20 kA	655 ms			
01825	51 TRIP	ON	1094 ms			

Tabla 78. Aviso de Falla en la Celda K01 de Molino

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute, *Aviso de Falla Digsí*.

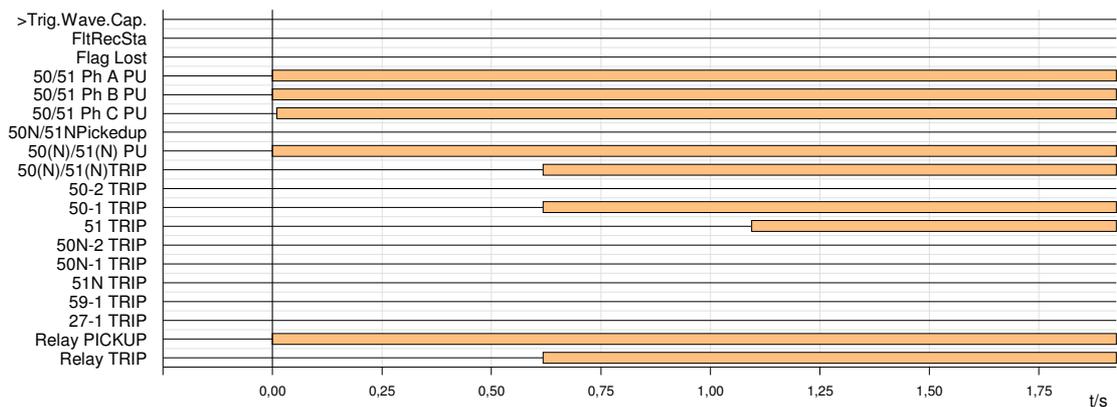


Figura 18. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K01 de Molino

FUENTE: Autores.

Celda K16

51 Trip → $t = 567 \text{ ms}$



Number	Indication	Value	Date and time	Initiator
00301	Power System fault	11 - ON	27.03.2010 10:03:44.035	
00302	Fault Event	11 - ON	27.03.2010 10:03:44.035	
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms	
01761	50(N)/51(N) O/C PICKUP	ON	0 ms	
01762	50/51 Phase A picked up	ON	0 ms	
01764	50/51 Phase C picked up	ON	0 ms	
01810	50-1 picked up	ON	0 ms	
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	0 ms	
01791	50(N)/51(N) TRIP	ON	0 ms	
01815	50-1 TRIP	ON	0 ms	
01820	51 picked up	ON	0 ms	
01763	50/51 Phase B picked up	ON	4 ms	
00533	Primary fault current Ia	0.60 kA	34 ms	
00534	Primary fault current Ib	0.60 kA	34 ms	
00535	Primary fault current Ic	0.60 kA	34 ms	
01825	51 TRIP	ON	567 ms	
01763	50/51 Phase B picked up	OFF	27.03.2010 10:08:04.820	
01762	50/51 Phase A picked up	OFF	27.03.2010 10:08:04.830	
01764	50/51 Phase C picked up	OFF	27.03.2010 10:08:04.830	
01810	50-1 picked up	OFF	27.03.2010 10:08:04.830	
01761	50(N)/51(N) O/C PICKUP	OFF	27.03.2010 10:08:04.830	
01820	51 picked up	OFF	27.03.2010 10:08:04.830	
00301	Power System fault	11 - OFF	27.03.2010 10:08:04.833	

Tabla 79. Aviso de Falla en la Celda K16 de Molino

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute, *Aviso de Falla Digsí*.

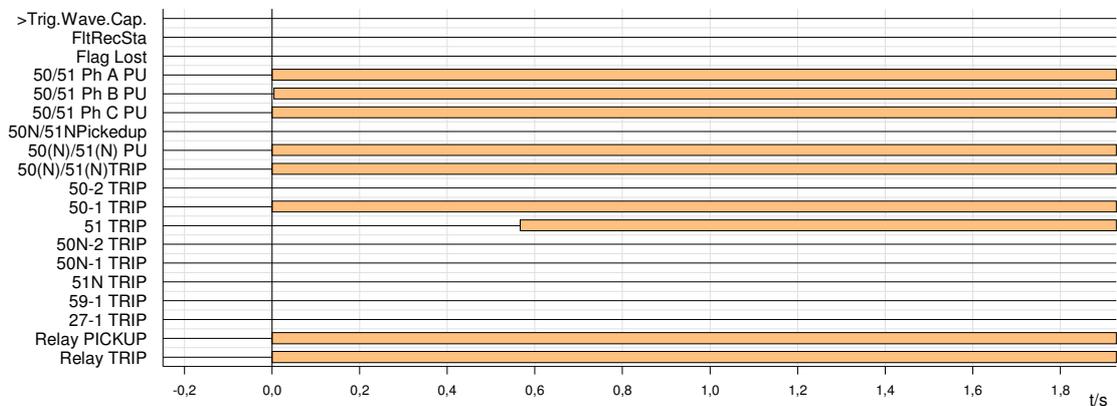


Figura 19. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K16 de Molino

FUENTE: Autores.

Celda K05

51 Trip → $t = 1886 \text{ ms}$

Number	Indication	Value	Date and time	Initiator	Cause
00301	Power System fault	4 - ON	26.03.2010 11:30:51.882		
00302	Fault Event	4 - ON	26.03.2010 11:30:51.882		
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms		
01761	50(N)/51(N) O/C PICKUP	ON	0 ms		
01762	50/51 Phase A picked up	ON	0 ms		
01763	50/51 Phase B picked up	ON	0 ms		
01764	50/51 Phase C picked up	ON	0 ms		
01820	51 picked up	ON	0 ms		
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	1886 ms		
01791	50(N)/51(N) TRIP	ON	1886 ms		
01825	51 TRIP	ON	1886 ms		
00533	Primary fault current Ia	0.05 kA	1926 ms		
00534	Primary fault current Ib	0.05 kA	1926 ms		
00535	Primary fault current Ic	0.05 kA	1926 ms		
01762	50/51 Phase A picked up	OFF	28836 ms		
01763	50/51 Phase B picked up	OFF	28836 ms		
01764	50/51 Phase C picked up	OFF	28836 ms		
01820	51 picked up	OFF	28836 ms		
01761	50(N)/51(N) O/C PICKUP	OFF	28836 ms		
00301	Power System fault	4 - OFF	26.03.2010 11:31:20.719		

Tabla 80. Aviso de Falla en la Celda K05 de Molino

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute, *Aviso de Falla Digsí*.

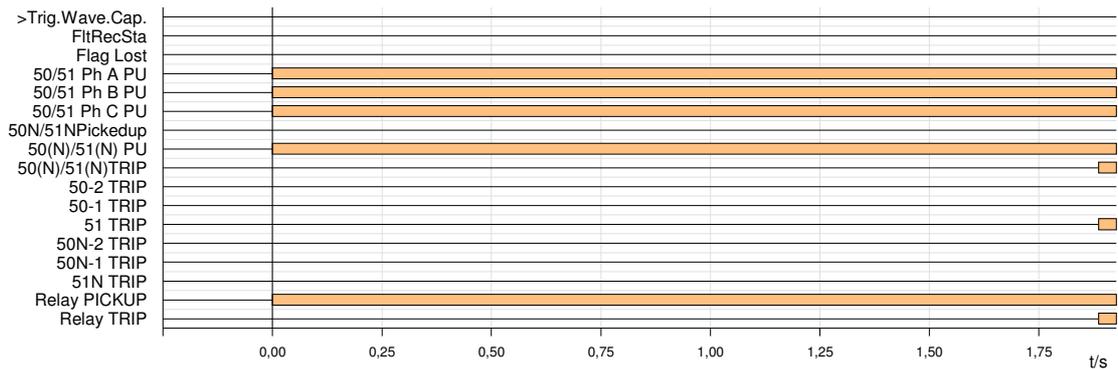


Figura 20. Tiempo de Despeje de Falla protección 51 en la Celda K05 de Molino

FUENTE: Autores.

A partir del análisis de perturbografías que realiza el Digsig archivando un record de fallas se mostró las más críticas que han sucedido, debido al tiempo de despeje las fallas ocurridas podemos determinar que se debe mejorar la coordinación de protecciones y aplicar la selectividad lógica ya que no es admitido un tiempo de 1 segundo como se observó en una de las celdas.

2.5. ANÁLISIS Y RESUMEN

En el inciso presente, se determinará los aspectos más relevantes de este capítulo donde podemos destacar todo el levantamiento de parámetros técnicos que tienen los equipos que conforman todo este sistema de interconexión y distribución; además de representar la justificación de este estudio de mejoramiento del sistema de protecciones de los centros de fuerza mencionados.

2.5.1. Análisis

Los aspectos más importantes que podemos destacar para comenzar el análisis de este capítulo son como se encuentra conectados los centros de fuerza, para esto determinamos un diagrama unifilar general con todos los elementos que poseen y lo que resulta de mayor relevancia los equipos del sistema de protección.

Se procedió a realizar un levantamiento de datos para iniciar la descripción de este sistema de distribución de la siguiente manera:

- Establecer la conexión de los centros de fuerza.
- Verificar la interconexión de los centros de fuerza por medio del sistema de teleprotección.
- El sistema de interconexión y distribución es del tipo radial.



- La funcionalidad de los relés Siemens Siprotec protegen de sobrecorrientes de manera instantánea y temporizada de fallas de fases o fase y tierra 50/50N y 51/51N.
- Posee la protección para mínima tensión 27 en ausencia de voltaje en barras y realizar la interconexión.
- La protección diferencial comunicada por el protocolo IEC 61850 por medio de fibra óptica en las torres de interconexión en el cable de guarda.
- Indicar los diagrama de principio que realiza la apertura y cierra del interruptor y de la cuchilla.
- Se indicó los valores nominales o la conexión de los equipos que conforman este sistema.

Todos los puntos anteriores representan de vital importancia para conocer cómo funciona en la actualidad los centros de fuerza, para el momento de determinar las corrientes de cortocircuito saber los valores que tienen y proceder a coordinar las protecciones.

El análisis se fundamenta sobre todo a los tiempos de actuación de los relés, porque a partir de esto se justifica nuestro estudio, se lo obtuvo utilizando el Digsy y verificar los cómo se realizó la comunicación y con los datos que se parametrizó cada relé con su respectiva función de protección.

Tiempos Recomendados		
Tiempo del Relé	Reposición del Relé	Margen de Operación
2 ciclos	1 ciclos	4 ciclos
33 ms	17 ms	67 ms
Relé Siemens - 50/50N - 51/51N		
Tiempo de Respuesta	Sin estabilización de irrupción - Con estabilización +10 ms	
I>, I>>, IE>, IE>>	2 veces valor de ajuste	aprox. 30 ms
	5 veces valor de ajuste	aprox. 25 ms
Tiempo de Reposición	I>, I>>, IE>, IE>>	aprox. 40 ms
Tiempos de Actuación Centros de Fuerza		
Función ANSI	Función IEC	Tiempo de Actuación
50	I>>	300 ms
50 N	IE>>	200 ms
51	I>	200 ms
51 N	IE>	200 ms

Tabla 81. Cuadro Comparativo de Tiempos de Actuación de Relés

FUENTE: Autores.

En el cuadro comparativo de la tabla 81 podemos observar una diferencia en los tiempos notable; los valores recomendados se establece en 67 ms, mientras tanto que el dato que se refiere a relé Siemens son proporcionados por el fabricante y con la



actuación total para despejar una falla puede llegar hasta los 67 ms que se recomienda o en el peor de los casos si demora la apertura el interruptor conjuntamente se podría llegar hasta 100 ms lo que corresponde a 6 ciclos. Mientras tanto que los relés de los centros de fuerza casi la mitad de estos funcionan con tiempos elevados es por esto que en la tabla anterior se colocó los valores más altos con los que actúan, con esto se demuestra la necesidad de volver a coordinar las protecciones con la misma curva normalmente inversa de la norma IEC 60255 y aplicar la selectividad lógica.

2.5.2. Resumen

Para finalizar este capítulo es necesario presentar un resumen de lo más destacado, para iniciar podemos citar que la interconexión entre los centros de fuerza empieza en la barra de Molino con la alimentación del Terciario conformado por un transformador en la barra J y dos transformadores en paralelo de la barra K; se destaca que todo el sistema posee un nivel de 13.8 KV; se determina como un sistema de interconexión se estableció con estructuras como torres de doble circuito y con un hilo de guarda, el cual se encarga de comunicar los centros de fuerza mediante fibra óptica y con el protocolo de comunicaciones IEC 61850.

El sistema de distribución de cargas comprende el tipo aéreo y subterráneo trifásico hacia cada punto de ubicación, tiene la particularidad este sistema radial que entre cada barra de cada centro de fuerza tiene un interruptor de potencia encargado de conectar en ausencia de voltaje y de esta manera mantener el suministro de energía eléctrica entre los mismo ya que representan cada uno de vital importancia para que se cumplan todas las actividades auxiliares para que funcione en su totalidad la empresa.

Los equipos Siemens Siprotec tiene la ventaja de que se pueden volver a parametrizar y al ser digitales aplicar la selectividad lógica a partir de compuertas lógicas estableciendo los diagramas de principio para determinar la actuación de los relés en presencia de falla; vale la pena recalcar que se encuentran instalados pero funcionan con selectividad cronométrica.

La comunicación con Mazar no se puede realizar porque ellos poseen sistema SCADA con Modbus mientras que Molino y la Presa Daniel Palacios el IEC 61850. Luego que se determinaron todos los puntos de descripción y levantamiento de parámetros, se procedió a establecer la evaluación con los tiempos que han sido parametrizados los relés, con esto demostramos que sus tiempos son elevados en comparación a lo que establece la norma y lo que el fabricante recomienda, se hizo la explicación del porque se argumenta el objeto de nuestro estudio.



CAPITULO III

ANÁLISIS, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS CENTROS DE FUERZA DE LA CENTRAL MOLINO Y PRESA DANIEL PALACIO.

3.1. ANÁLISIS DE DEMANDA

El análisis de demanda para nuestro caso es el estudio de las cargas a las cuales se encuentra conectadas a las diversas barras que conforman los centros de fuerza; se hace mención a la capacidad de lo que han sido dimensionadas, obviamente resulta importante resaltar los valores que establecen cada una para el sistema de interconexión de energía eléctrica y abastecer con el suministro las cargas en los servicios auxiliares.

El centro de fuerza hace referencia a los servicios auxiliares que necesita en baja tensión una central hidroeléctrica para su funcionamiento, los servicios auxiliares comprenden las cargas que se encuentran conectadas en las barras de cada centro de fuerza, toman el voltaje en nivel de media tensión de 13.8 KV hacia los transformadores de cada carga y cambiar el nivel a baja tensión como por ejemplo 220 o 440V.

3.1.1. Cargas del Centro de Fuerza de la Central Molino

Para comenzar este análisis, en primer lugar nos basamos en el diagrama unifilar general en el Anexo 1, donde determinamos cuales son las cargas que conforman este centro de fuerza a partir de cada barra y cuales están conectadas y desconectadas, vamos a destacar los valores más influyentes en sistemas que suministran energía eléctrica, conjuntamente con la capacidad actual de los interruptores para los cuales han sido dimensionados. El análisis consiste en dividir el potencial de cada barra tal como se lo indica a continuación.

Barra J Centro de Fuerza Central Molino

El terciario AT1 alimenta la barra J por medio del transformador respectivo con una potencia de 15 MVA, observando los resultados de las cargas es de 11,8 MVA en la tabla 79 donde nos damos cuenta que se tiene una reserva de potencia para sustentar los servicios auxiliares, los datos considerados son corrientes de línea y están acorde a la capacidad de interruptores por el hecho que la carga soportada en servicio



continuo establecida por el fabricante es 1250 A de corriente, mientras que la barra posee 1087 A de corriente funcionando al 100%.

Análisis de Carga Centro de Fuerza Central Molino					
Barra	Fuente	S (MVA)	V (kV)	I (A) 100%	I (A) 70 %
J	AT1	15	13,8	1087	761
Capacidad Actual				1000 A	
Capacidad Actual Interruptores				1250 A	
Carga		V (kV)	S (MVA)	I (A) 100%	I (A) 70 %
Sopladora 1		13,8	1,5	109	76
Presa JL		13,8	8	580	406
Casa de Máquinas 1		13,8	0,75	54	38
Transelectric 1		13,8	0,5	36	25
CCG 1		13,8	0,075	5	4
Reserva desconectada		13,8	1	72	51
Total			11,8	857	600

Tabla 82. Carga centro de fuerza central Molino barra J

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute.

Barra K Centro de Fuerza Central Molino

La barra K se alimenta por el terciario AT2 con los transformadores en paralelo dando una potencia de 7,5 MVA y observando los resultados de las cargas es de 7,3 MVA en la tabla 83 donde nos damos cuenta que se encuentra al límite de potencia para sustentar los servicios auxiliares a pesar que abastecen los transformadores al 50 % de la carga en su mayoría y una desconectada, los datos considerados de corriente son de línea y están acorde a la capacidad de interruptores.

Análisis de Carga Centro de Fuerza Central Molino					
Barra	Fuente	S (MVA)	V (kV)	I (A) 100%	I (A) 70 %
K	AT2	7,5	13,8	543	380
Capacidad Actual				1000 A	
Capacidad Actual Interruptores				1250 A	
Carga		V (kV)	S (MVA)	I (A) 100%	I (A) 70 %
Sopladora 2		13,8	1,5	109	76
Presa KM		13,8	3	217	152
Casa de Máquinas 2		13,8	0,75	54	38
Transelectric 2		13,8	0,5	36	25
CCG 2 desconectada		13,8	0,075	5	4
Guarumales		13,8	1,75	127	89
Total			7,6	549	384

Tabla 83. Carga centro de fuerza central Molino barra K

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute.



3.1.2. Cargas del Centro de Fuerza de la Presa Daniel Palacios

En este punto el análisis es muy similar en el punto anterior, y nos podremos dar cuenta que la Central de Mazar es considerada una carga de los centros de fuerza y como se indico se abastece cuando esta central no genera, y las cargas de la Presa Daniel Palacios también se pueden observar en el Anexo 1 en el diagrama unifilar general y se examinará por barra.

Barra L Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

La alimentación de la barra L se establece mediante la interconexión con la línea de de interconexión Presa JL de 8 MVA de potencia y observando los resultados de las cargas es de 8,1 MVA en la tabla 84 donde nos damos cuenta excede en 1 MVA para sustentar los servicios auxiliares y de igual manera que en el punto anterior los transformadores de las cargas funcionan al 50 % alrededor, los datos considerados de corriente son de línea y están acorde a la capacidad de interruptores.

Análisis de Carga Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios					
Barra	Fuente	S (MVA)	V (kV)	I (A) 100%	I (A) 70 %
L	Presa JL	8	13,8	580	406
Capacidad Actual				1000 A	
Capacidad Actual Interruptores				1250 A	
Carga		V (kV)	S (MVA)	I (A) 100%	I (A) 70 %
Presa		13,8	0,5	36	25
Draga 2 desconectada		13,8	5	362	254
Cantera Río Negro – Reserva		13,8	1	72	51
Mazar 1		13,8	1,55	112	79
Total			8,1	583	408

Tabla 84. Carga centro de fuerza Presa Daniel Palacios barra L

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute.

Barra M Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

La alimentación de la barra Mse establece por la interconexión de la línea Presa KM suministrando una potencia de 3 MVA y observando los resultados de las cargas es de 6,3 MVA en la tabla 85 donde nos damos cuenta que excedela potencia instalada para sustentar los servicios auxiliares a pesar que abastecen los transformadores al 50 % de la carga en su mayoría, los datos considerados de corriente son de línea y están acorde a la capacidad de interruptores.



Análisis de Carga Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios					
Barra	Fuente	S (MVA)	V (kV)	I (A) 100%	I (A) 70 %
M	Presa KM	3	13,8	217	152
Capacidad Actual				1000 A	
Capacidad Actual Interruptores				1250 A	
Carga		V (kV)	S (MVA)	I (A) 100%	I (A) 70 %
Peñas - Arenales		13,8	3,7	268	188
Draga 1		13,8	1,1	80	56
Mazar 2		13,8	1,5	109	76
Total			6,3	457	320

Tabla 85. Carga centro de fuerza Presa Daniel Palacios barra M

FUENTE: Mantenimiento Celec Hidropaute.

3.2. DETERMINACIÓN DE IMPEDANCIAS EQUIVALENTES Y PARÁMETROS DE SECUENCIA

Este estudio de impedancias equivalentes y parámetros de secuencia son lo principal para realizar un análisis de cortocircuitos los cuales serán ingresados al software Digsilent Power Factory 14.0.512; solamente se ingresan los que comprenden las líneas de carga subterráneas, mientras tanto que para la comprobación de valores se representará el cálculo de una línea de interconexión a partir de la estructura AR y de la línea de carga aérea con la estructura HR por el hecho que Digsilent los calcula mediante la modelación de cada estructura que podemos crear en la base de datos; los cálculos de estos parámetros se indican más adelante para determinar las impedancias se utilizará las ecuaciones de Carson mientras tanto que para establecer las impedancias de secuencia la reducción de Kron.

3.2.1. Modelación Línea de Interconexión

La línea de interconexión es soportada por la estructura AR la cual se puede observar el Anexo 6 donde se encuentra todo su dimensionamiento, los criterios de modelación se determinaron con un programa de cálculo en el software Matlab y se indica a continuación.

Estructura AR

La estructura soporte AR es Trifásica con doble Circuito y con hilo de guarda.

Línea de Interconexión

La línea de interconexión al ser de 13.8 kV y por ser de distancias cortas no presenta transposición.



Determinación de la Disposición Geométrica

Es representar las dimensiones más relevantes de la estructura AR y se puede observar en el siguiente gráfico.

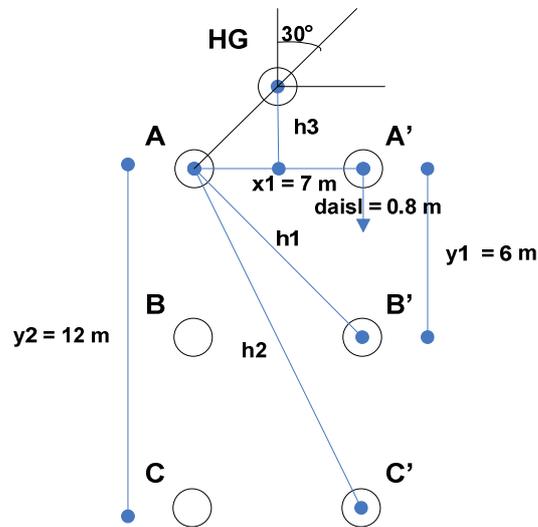


Figura 21. Disposición Geométrica Estructura AR.

FUENTE: Autores.

En la figura 21 observamos las distancias más sobresalientes de la configuración de este tipo de estructura y la incógnitas respectivas.

Distancia Media Geométrica

Es un sistema de 3 fases con doble circuito quiere decir que cada fase es independiente de la distancia de la una con la otra; se calcularán las siguientes distancias medias geométricas o DMG en la unidad *pies*:

Distancia Media Geométrica Fases

Primer Circuito:

DMG AB – DMG AC – DMG AR – DMG AS – DMG AT
 DMG BA – DMG BC – DMG BR – DMG BS – DMG BT
 DMG CA – DMG CB – DMG CR – DMG CS – DMG CT

Segundo Circuito:

DMG RA – DMG RB – DMG RC – DMG RS – DMG RT
 DMG SA – DMG SB – DMG SC – DMG SA – DMG ST
 DMG TA – DMG TB – DMG TR – DMG TS – DMG TC



Distancia Media Geométrica Fase – Hilo de Guarda

DMG AHG – DMG BHG – DMG CHG – DMG RHG – DMG SHG – DMG THG

Las distancias se obtienen a partir de la resolución de las dimensiones geométricas que representa esta estructura se indicaron las DMG principales para el otro circuito se utilizan las que tienen similitud.

Radio Medio Geométrico

El radio medio geométrico o RMG se determina a partir del tipo de conductor es establecido por el fabricante convertirlos en unidad de longitud *pies* se tienen los siguientes:

Radio medio geométrico para las fases.

RMG A – RMG B – RMG C – RMR R – RMG S – RMG T

Radio medio geométrico para el Hilo de Guarda.

RMG HG

Ecuaciones de Carson Modificada

La ecuación de Carson modificada nos permite calcular las impedancias de las diversas configuraciones que tiene los sistemas de distribución, de subtransmisión y transmisión, para esto la resistencia R_i es proporcionada por el fabricante del conductor dada en $\frac{\Omega}{milla}$ mientras tanto que el DMG o RMG debe ser convertido a *pies*.

➤ *Ecuaciones de Carson Modificada Impedancia Propia Fase*

$$Z_{ii} = (R_i + 0.0953) + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{RMG_i} \right) + 7.93402 \right) \quad \left[\frac{\Omega}{milla} \right] \text{Ec. 1}$$

➤ *Ecuaciones de Carson Modificada Impedancia Propia Hilo de Guarda*

$$Z_{nn} = (R_{hg} + 0.0953) + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{RMG_{nn}} \right) + 7.93402 \right) \quad \left[\frac{\Omega}{milla} \right] \text{Ec. 2}$$

➤ *Ecuaciones de Carson Modificada Impedancia Mutua Fase - Fase*

$$Z_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{DMG_{ij}} \right) + 7.93402 \right) \quad \left[\frac{\Omega}{milla} \right] \text{Ec. 3}$$



➤ **Ecuaciones de Carson Modificada Impedancia Mutua Fase –Hilo de Guarda**

$$Z_{in} = 0.0953 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{DMG_{in}} \right) + 7.93402 \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right] \text{ Ec. 4}$$

Matriz de Impedancia Equivalente Primitiva

Esta matriz se forma a partir de todas las impedancias que posee esta estructura al ser trifásica de doble circuito convierte una matriz de 7x7 como se muestra a continuación:

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ar} & Z_{as} & Z_{at} & \vdots & Z_{ahg} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{br} & Z_{bs} & Z_{bt} & \vdots & Z_{bhg} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cr} & Z_{cs} & Z_{ct} & \vdots & Z_{chg} \\ Z_{ra} & Z_{rb} & Z_{rc} & Z_{rr} & Z_{rs} & Z_{rt} & \vdots & Z_{rhg} \\ Z_{sa} & Z_{sb} & Z_{sc} & Z_{sr} & Z_{ss} & Z_{st} & \vdots & Z_{shg} \\ Z_{ta} & Z_{tb} & Z_{tc} & Z_{tr} & Z_{ts} & Z_{tt} & \vdots & Z_{thg} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \vdots & \dots \\ Z_{hga} & Z_{hgb} & Z_{hgc} & Z_{hgr} & Z_{hgs} & Z_{hgt} & \vdots & Z_{hg} \end{bmatrix} \text{ Ec. 5}$$

A partir de la matriz de impedancia primitiva y de la división de los efectos entre fases y efectos entre fase e hilo de guarda, representamos una matriz de submatrices de la siguiente manera:

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_1 & \vdots & \mathbf{Z}_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ \mathbf{Z}_3 & \vdots & \mathbf{Z}_4 \end{bmatrix} \text{ Ec. 6}$$

Reducción de Kron

La reducción de Kron consiste en disminuir las dimensiones de las matrices en este caso de 7x7 pasar a una de 6x6 a partir de la matriz de impedancia primitiva de la ecuación Ec. 6, entonces la reducción se aplica con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_1 - (\mathbf{Z}_2 \times \mathbf{Z}_3^{-1} \times \mathbf{Z}_4) \text{ Ec. 7}$$

Matriz de Impedancia de Secuencia

Esta matriz se determina a partir del resultado de la ecuación Ec.7 de la matriz de 6x6 aplicando la siguiente transformación para componentes de secuencia:

$$\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}_s^{-1} \times \mathbf{Z} \times \mathbf{A}_s \text{ Ec. 8}$$

Donde: $a_s = 1 \angle 120^\circ \text{ Ec. 9}$



$$\mathbf{A}_s = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s^2 & a_s & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s & a_s^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s^2 & a_s \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 10}$$

$$\mathbf{A}_s^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s & a_s^2 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s^2 & a_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s & a_s^2 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s^2 & a_s \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 11}$$

Programa de Cálculo en Matlab

El programa de cálculo se lo desarrollo a partir del criterio anterior de modelación en Matlab con un archivo de M-file, pero se utilizaron los siguientes datos de ingreso al programa con un ‘for’ y luego al terminar de ingresar las fórmulas se coloca un ‘end’; vale la pena acotar que los datos en metros se convierten a la unidad pies, el resultados nos da en $\Omega/milla$ pero debemos transformarlo a Ω/Km ; el conductor utilizado es el ACAR 300 para la fase, mientras que para el hilo de guarda es el conductor OPGW 35E44z.

Datos a Ingresar Estructura AR	
y1	6 m
y2	12 m
x1	7 m
Resistencia Fase ACAR 300	0,322 $\Omega/milla$
RMG Fase ACAR 300	0,0243 pies
Angulo hilo de guarda	30 °
Distancia aislador	0,8 m
Resistencia Hilo de Guarda OPGW 35E44z	1,16 $\Omega/milla$
RMG Hilo de Guarda OPGW 35E44z	0,0197 pies

Tabla 86. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura AR

FUENTE: Autores.

Resultados de Matriz de Impedancias de Secuencia

La siguiente matriz de impedancia de secuencia es el resultado de cálculo, nosotros vamos a separar los valores de estas impedancias porque se tienen propias y mutuas obviamente entre secuencias debido a los dos circuitos, es decir solamente se separan las de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa.



$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.4683 + j1.3425 & 0.0171 - j0.0249 & -0.0019 - j0.0183 & \vdots & 0.2682 + j0.7752 & 0.0110 - j0.0214 & 0.0043 - j0.0148 \\ -0.0019 - j0.0183 & 0.2008 + j0.5217 & -0.0292 + j0.0174 & \vdots & 0.0043 - j0.0148 & 0.0007 + j0.0303 & -0.0168 + j0.0103 \\ 0.0171 - j0.0249 & 0.0301 + j0.0164 & 0.2008 + j0.5217 & \vdots & 0.0110 - j0.0214 & 0.0178 + j0.0093 & 0.0007 + j0.0303 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0.2682 + j0.7752 & 0.0110 - j0.0214 & 0.0043 - j0.0148 & \vdots & 0.4683 + j1.3425 & 0.0171 - j0.0249 & -0.0019 - j0.0183 \\ 0.0043 - j0.0148 & 0.0007 + j0.0303 & -0.0168 + j0.0103 & \vdots & -0.0019 - j0.0183 & 0.2008 + j0.5217 & -0.0292 + j0.0174 \\ 0.0110 - j0.0214 & 0.0178 + j0.0093 & 0.0007 + j0.0303 & \vdots & 0.0171 - j0.0249 & 0.0301 + j0.0164 & 0.2008 + j0.5217 \end{bmatrix}$$

Ec. 12

Nota: La matriz está en la siguiente unidad $\frac{\Omega}{Km}$.

Impedancia de Secuencia Cero

Por el hecho de poseer doble circuito esta estructura trifásica con la finalidad de establecer el equivalente primero obtenemos los valores de la impedancia de secuencia cero de la ecuación Ec.12:

$$Z_{0-11} = 0.4683 + j1.3425 \quad \text{Ec. 13} \qquad Z_{0-14} = 0.2682 + j0.7752 \quad \text{Ec. 14}$$

$$Z_{0-41} = 0.2682 + j0.7752 \quad \text{Ec. 15} \qquad Z_{0-44} = 0.4683 + j1.3425 \quad \text{Ec. 16}$$

Para encontrar un equivalente se resuelve realizando el circuito serie de la impedancia de cada circuito pero entre el efecto propio y efecto mutuo:

$$Z_{0-1} = Z_{0-11} + Z_{0-14} \quad \text{Ec. 17}$$

$$Z_{0-1} = 0.4683 + j1.3425 + 0.2682 + j0.7752 \quad \text{Ec. 18}$$

$$Z_{0-1} = 0.7365 + j2.1177 \quad \text{Ec. 19}$$

Como el efecto debe ser el mismo en un circuito el otro presenta cantidades iguales entonces tenemos que:

$$Z_{0-2} = 0.7365 + j2.1177 \quad \text{Ec. 20}$$

Debemos resolver el paralelo de los dos resultados:

$$Z_{00} = \frac{Z_{0-1} \times Z_{0-2}}{Z_{0-1} + Z_{0-2}} \quad \text{Ec. 21}$$

$$Z_{00} = \frac{(0.7365 + j2.1177)(0.7365 + j2.1177)}{(0.7365 + j2.1177 + 0.7365 + j2.1177)} \quad \text{Ec. 22}$$

$$Z_{00} = 0.368 + j1.06 \quad \frac{\Omega}{Km} \quad \text{Ec. 23}$$



Impedancia de Secuencia Positiva e Impedancia de Secuencia Negativa

Las dos impedancias tienen los mismos valores, el procedimiento de resolución es igual que cuando obtuvimos la impedancia de secuencia cero, a partir de este principio lo mostramos a continuación.

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{1-22} = 0.2008 + j0.5217 \quad \text{Ec. 24} \qquad Z_{1-25} = 0.0007 + j0.0303 \quad \text{Ec. 25}$$

$$Z_{1-52} = 0.0007 + j0.0303 \quad \text{Ec. 26} \qquad Z_{1-55} = 0.2008 + j0.5217 \quad \text{Ec. 27}$$

$$Z_{1-1} = Z_{1-22} + Z_{1-25} \quad \text{Ec. 28}$$

$$Z_{1-1} = 0.2008 + j0.5217 + 0.0007 + j0.0303 \quad \text{Ec. 29}$$

$$Z_{1-1} = 0.2015 + j0.552 \quad \text{Ec. 30}$$

$$Z_{1-2} = 0.2015 + j0.552 \quad \text{Ec. 31}$$

$$Z_{11} = \frac{Z_{1-1} \times Z_{1-2}}{Z_{1-1} + Z_{1-2}} \quad \text{Ec. 31}$$

$$Z_{11} = \frac{(0.2015 + j0.552)(0.2015 + j0.552)}{(0.2015 + j0.552 + 0.2015 + j0.552)} \quad \text{Ec. 32}$$

$$Z_{11} = 0.1 + j0.276 \quad \frac{\Omega}{Km} \quad \text{Ec. 33}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_{22} = 0.1 + j0.276 \quad \frac{\Omega}{Km} \quad \text{Ec. 34}$$

3.2.2. Modelación Línea de Carga Aérea

Este inciso trata de determinar las impedancias de secuencia para la línea de carga, a partir de la estructura HR utilizada para grandes distancias y es la que mas sobresale en las líneas de carga aérea en los centros de fuerza, para esto la podemos observar en el Anexo 7 donde se encuentra su grafico con las dimensiones respectivas.

Estructura HR

Es una estructura soporte de una línea de carga trifásica de media tensión con un conductor de neutro.



Línea de Carga Aérea

Esta línea posee un nivel de voltaje de 13.8 kV para media tensión en los centros de fuerza.

Determinación de la Disposición Geométrica

Las dimensiones y los datos considerados para la realización de la modelación se representan en el siguiente gráfico:

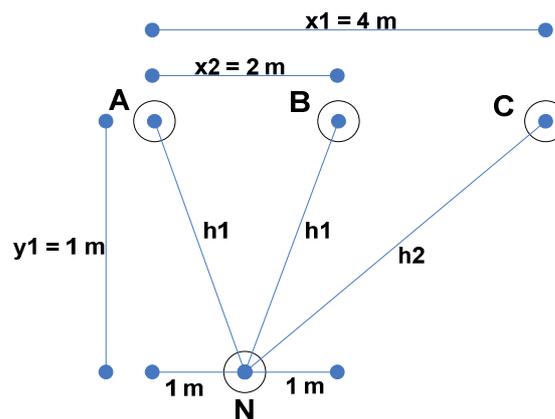


Figura 22. Disposición Geométrica Estructura HR.

FUENTE: Autores.

En la figura 22 se pueden observar las distancias dadas y las que debemos determinar para realizar el cálculo respectivo.

Distancia Media Geométrica

La distancia media geométrica es determinada a partir de las dimensiones de la estructura en la figura 22 y de las distancias que se debe encontrar; las DMG para las fases son:

$$\text{DMG AB} - \text{DMG AC} - \text{DMG BC}$$

La distancia media geométrica entre las fases y el neutro son:

$$\text{DMG AN} - \text{DMG BN} - \text{DMG CN}$$

Radio Medio Geométrico

El radio medio geométrico o RMG lo determina el fabricante del conductor, en este caso los calibres y tipo de cable son 4 AWG, 2 AWG y 1/0 AWG todos ACSR según la característica de la línea, los RMG a utilizar son los siguientes:

$$\text{RMG A} - \text{RMG B} - \text{RMG C} - \text{RMG N}$$



Ecuaciones de Carson Modificada

Las ecuaciones de Carson de la misma manera se utilizan para determinar las impedancias de secuencia tal como se realizó en la línea de interconexión se aplicaran las mismas ecuaciones Ec. 1, Ec. 2, Ec. 3 y Ec. 4, se utiliza igualmente la DMG y RMG debe estar en la unidad *pies*; mientras tanto que la resistencia debe estar en $\frac{\Omega}{milla}$.

Matriz de Impedancia Equivalente Primitiva

Esta matriz se establece por ser una línea trifásica con neutro, es decir se obtiene una matriz de 4×4 la cual debe ser reducida a una de 3×3 , se consideran los efectos de las fases y de las fases con el neutro.

$$\mathbf{Zabc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & \vdots & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & \vdots & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & \vdots & Z_{cn} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & \vdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 35}$$

Se mantiene el criterio de establecer una matriz conformada de submatrices a partir de la ecuación Ec. 35 donde se observa una línea de división y nos queda de la siguiente manera:

$$\mathbf{Zabc} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_1 & \vdots & \mathbf{Z}_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ \mathbf{Z}_3 & \vdots & \mathbf{Z}_4 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 36}$$

Reducción de Kron

La reducción de Kron consiste en disminuir las dimensiones de las matrices en este caso de 4×4 pasar a una de 3×3 a partir de la matriz de impedancia primitiva de la ecuación Ec. 36, entonces la reducción se aplica con la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_1 - (\mathbf{Z}_2 \times \mathbf{Z}_3^{-1} \times \mathbf{Z}_4) \quad \text{Ec. 37}$$

Matriz de Impedancia de Secuencia

Esta matriz se determina a partir del resultado de la ecuación Ec.37 de la matriz de 3×3 aplicando la siguiente transformación para componentes de secuencia:

$$\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}_s^{-1} \times \mathbf{Z} \times \mathbf{A}_s \quad \text{Ec.3 8}$$

Donde: $a_s = 1 \angle 120$ Ec. 39



$$\mathbf{A}_S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_S^2 & a_S \\ 1 & a_S & a_S^2 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 40}$$

$$\mathbf{A}_S^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_S & a_S^2 \\ 1 & a_S^2 & a_S \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 41}$$

Programa de Cálculo en Matlab

El programa es muy similar al que se utilizó en el cálculo de la línea de interconexión, con un ‘for’ y luego se ingresan los datos que se indican en la tabla siguiente, luego se utilizan las fórmulas y el método de cálculo explicado hasta obtener los resultados y luego se coloca un ‘end’ para finalizar el cálculo.

Datos a Ingresar Estructura HR	
x1	4 m
x2	2 m
y1	1,1 m
Resistencia Fase 1/0 AWG ACSR	1,12 Ω/milla
RMG Fase 1/0 AWG ACSR	0,00446 pies
Resistencia Neutro 2 AWG ACSR	1,65 Ω/milla
RMG Neutro 2 AWG ACSR	0,00504 pies

Tabla 87. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura HR – 3(1/0)(2)

FUENTE: Autores.

Datos a Ingresar Estructura HR	
x1	4 m
x2	2 m
y1	1,1 m
Resistencia Fase 2 AWG ACSR	1,65 Ω/milla
RMG Fase 2 AWG ACSR	0,00504 pies
Resistencia Neutro 4 AWG ACSR	2,55 Ω/milla
RMG Neutro 4 AWG ACSR	0,00452 pies

Tabla 88. Datos a Ingresar Programa en Matlab Estructura HR – 3(2)(4)

FUENTE: Autores.

Resultados de Matriz de Impedancias de Secuencia

Los resultados de las impedancias de secuencia se muestran en la siguiente matriz, para dos configuraciones que son: 3(1/0)(2) AWG ACSR y para 3(2)(4) AWG ACSR, estos resultados son los definitivos debido a que son un solo circuito aquí radica la diferencia de la modelación de una línea de carga con una línea de interconexión.



➤ **Línea de Carga 3(1/0)(2) AWG ACSR**

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 1.1101 + j1.5168 & 0.0089 - j0.0258 & 0.0028 - j0.0055 \\ 0.0028 - j0.0055 & 0.6966 + j0.5669 & -0.0300 + j0.0182 \\ 0.0089 - j0.0258 & 0.0295 + j0.0172 & 0.6966 + j0.5669 \end{bmatrix} \text{ Ec. 42}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_{00} = 1.1101 + j1.5168 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 43}$$

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{11} = 0.6966 + j0.5669 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 44}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_{22} = 0.6966 + j0.5669 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 45}$$

➤ **Línea de Carga 3(2)(4) AWG ACSR**

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 1.4348 + j1.6344 & 0.0130 - j0.0224 & -0.0022 - j0.0037 \\ -0.0022 - j0.0037 & 1.0259 + j0.5579 & -0.0301 + j0.0180 \\ 0.0130 - j0.0224 & 0.0297 + j0.0172 & 1.0259 + j0.5579 \end{bmatrix} \text{ Ec. 46}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_{00} = 1.4348 + j1.6344 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 47}$$

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{11} = 1.0259 + j0.5579 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 48}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_{22} = 1.0259 + j0.5579 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 49}$$

3.2.3. Modelación Línea de Carga Subterránea

En una línea subterránea la modelación para encontrar las impedancias de secuencia el criterio a utilizar es un poco diferente en lo que concierne a establecer la distancia media geométrica o el radio medio geométrico sobre todo por los efectos que generan los neutros concéntricos propios del conductor de la fase por el hecho de aislar con la pantalla semiconductor.

Línea de Carga Subterránea



Son líneas trifásicas con nivel de voltaje de 13.8 kV, abastecen los centros de fuerza de la central Molino; los conductores se encuentran juntos.

Determinación de la Disposición Geométrica

Para establecer la disposición geométrica debemos considerar como se encuentran configurados los conductores de fase y a continuación en la figura se indica las distancias que necesitamos.

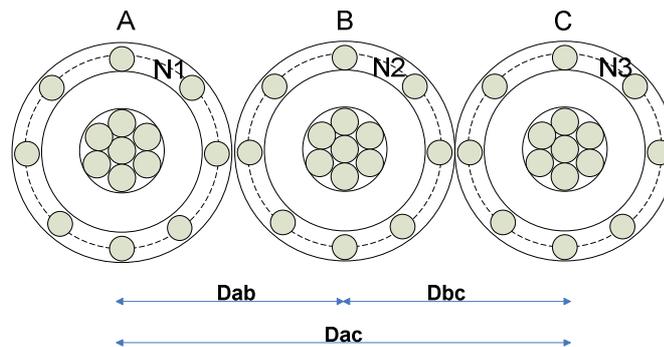


Figura 23. Disposición Geométrica Conductores Subterráneos.

FUENTE: Autores.

Un conductor de una línea subterránea tiene varias zonas de aislamiento, una pantalla semiconductora y se consideran los diámetros de la fase, del neutro concéntrico y también el total del conductor; los cuales podemos observar en el siguiente gráfico.

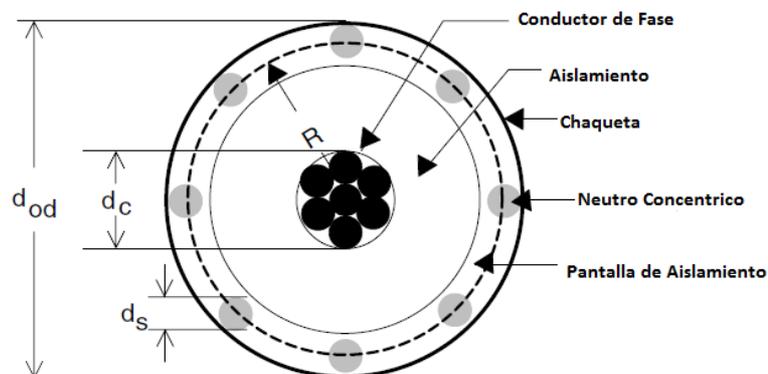


Figura 24. Conductor Subterráneo con Neutro Concéntrico.

FUENTE: Kersting, William, *Distribution System Modeling and Analysis*, Editorial CRC Press, Florida – Estados Unidos 2002, p. 96.

Donde los diámetros que se deben considerar mediante el gráfico son:

- d_c : Diámetro del conductor de la Fase (*pulg*)
- d_{od} : Diámetro nominal (*pulg*)
- d_s : Diámetro del Neutro concéntrico (*pulg*)



Además de los datos de diámetros que proporciona el fabricante, se consideran los siguientes:

- RMG_C : Radio medio geométrico de la fase (*pies*)
- RMG_S : Radio medio geométrico del neutro concéntrico (*pies*)
- r_C : Resistencia del conductor de fase ($\Omega/milla$)
- r_S : Resistencia del neutro concéntrico ($\Omega/milla$)
- k : Número de Neutros concéntricos
- R : Radio centro del conductor al neutro concéntrico (*pies*)

Las siguientes fórmulas nos ayudan a calcular cantidades importantes para continuar con el desarrollo de la modelación de esta línea.

- Radio Medio Geométrico del neutro concéntrico agrupado

$$RMG_{CN} = \sqrt[k]{RMG_S \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad (\text{pies}) \quad \text{Ec. 50}$$

- Radio centro del conductor al neutro concéntrico

$$R = \frac{d_{od} - d_S}{24} \quad (\text{pies}) \quad \text{Ec. 51}$$

- Resistencia del neutro concéntrico

$$r_{CN} = \frac{r_S}{k} \quad (\Omega/milla) \quad \text{Ec. 52}$$

Distancia Media Geométrica

Las distancias medias geométricas se establecen de los diámetros de los conductores de las fases y dependen también los neutros concéntricos que posee el cable subterráneo de cobre, con el criterio inicial y los diámetros establecidos se deben encontrar las siguientes DMG:

Las DMG fases: DMG AB – DMG AC – DMG BC

Las DMG neutros concéntricos: DMG N1N2 – DMG N1N3 – DMG N2N3

Las DMG entre fases y neutros concéntricos: DMG AN1 – DMG AN2 – DMG AN3 – DMG BN1 – DMG BN2 – DMG BN3 – DMG CN1 – DMG CN2 – DMG CN3.

Radio Medio Geométrico

Este dato lo proporciona el fabricante del conductor de cobre 2 XLPE C para la fase, el neutro concéntrico 10x14 XLP Cu, los radios medios geométricos a considerar son los siguientes:



RMG fases: $RMG_C A - RMG_C B - RMG_C C$

RMG neutro concéntrico agrupado: $RMG_{CN} NN$

Ecuaciones de Carson Modificada

Las ecuaciones de Carson a utilizar son las mismas que fueron planteadas para el inciso de línea de interconexión, es un tipo de ecuación que estandariza el cálculo de las impedancias a partir del uso del radio medio geométrico, distancia media geométrica y de las resistencias de los conductores, entonces de igual manera utilizaremos las ecuaciones Ec. 1, Ec. 2, Ec. 3, Ec. 4.

Matriz de Impedancia Primitiva

La matriz de impedancia primitiva es de orden 6x6 por el hecho de tener un sistema trifásico que contiene 3 conductores neutros concéntricos uno por cada fase el cual muestra los efectos propios y mutuos de cada impedancia.

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & \vdots & Z_{an_1} & Z_{an_2} & Z_{an_3} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & \vdots & Z_{bn_1} & Z_{bn_2} & Z_{bn_3} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & \vdots & Z_{cn_1} & Z_{cn_2} & Z_{cn_3} \\ \dots & \dots & \dots & \vdots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n_1a} & Z_{n_1b} & Z_{n_1c} & \vdots & Z_{n_1n_1} & Z_{n_1n_2} & Z_{n_1n_3} \\ Z_{n_2a} & Z_{n_2b} & Z_{n_2c} & \vdots & Z_{n_2n_1} & Z_{n_2n_2} & Z_{n_2n_3} \\ Z_{n_3a} & Z_{n_3b} & Z_{n_3c} & \vdots & Z_{n_3n_1} & Z_{n_3n_2} & Z_{n_3n_3} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 53}$$

Con los mismos criterios representamos la matriz de impedancia primitiva con submatrices para luego reducirla:

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_1 & \vdots & \mathbf{Z}_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ \mathbf{Z}_3 & \vdots & \mathbf{Z}_4 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 54}$$

Reducción de Kron

Con la ecuación Ec. 54 procedemos a aplicar el método de reducción de Kron de matrices de 6x6 a una de 3x3 que luego convertiremos a una matriz de impedancia de secuencia.

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}_1 - (\mathbf{Z}_2 \times \mathbf{Z}_3^{-1} \times \mathbf{Z}_4) \quad \text{Ec. 55}$$

Matriz de Impedancia de Secuencia

Esta matriz se determina a partir del resultado de la ecuación Ec.55 de la matriz de 6x6 aplicando la siguiente transformación para componentes de secuencia:



$$\mathbf{Z}_{012} = \mathbf{A}_S^{-1} \times \mathbf{Z} \times \mathbf{A}_S \text{ Ec. 56}$$

Donde: $a_s = 1 \angle 120^\circ$ Ec. 57

$$\mathbf{A}_S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s^2 & a_s & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s & a_s^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s^2 & a_s \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \text{ Ec. 58}$$

$$\mathbf{A}_S^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s & a_s^2 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & a_s^2 & a_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s & a_s^2 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & a_s^2 & a_s \end{bmatrix} \text{ Ec. 59}$$

Programa de Cálculo en Matlab

El programa es similar a los anteriores utilizando un ‘for’ para hacer el cálculo con los datos a ingresar y se finaliza con un ‘end’, pero con la formulas descritas para este caso, a continuación se indican los datos que se necesitan:

Datos a Ingresar Línea Subterránea	
Diámetro Fase Dc 2 XLP Cu	0,292 pulg
Resistencia Fase rc 2 XLP Cu	0,964 Ω/milla
RMG fase - RMG c 2 XLP Cu	0,00883 pies
Diámetro Neutro concetrico Ds 14 XLP Cu	0,0641 pulg
Resistencia Neutro concetrico rs 14 XLP Cu	14,8722 Ω/milla
RMG Neutro concetrico - RMG s 14 XLP Cu	0,00208 pies
Diámetro Nominal	0,98 pulg
Número Neutro concetrico	10

Tabla 89. Datos a Ingresar Programa en Matlab Línea Subterránea

FUENTE: Autores.

Resultados de Matriz de Impedancias de Secuencia

La primera matriz que se muestra es la matriz de impedancia primitiva que representa las impedancias mutuas y propias de las fases y entre las fases con el neutro concéntrico que posee el conductor para línea subterránea.



$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0.6584 + j0.9550 & 0.0592 + j0.7872 & 0.0592 + j0.7350 & \vdots & 0.0592 + j0.8446 & 0.0592 + j0.7872 & 0.0592 + j0.7350 \\ 0.0592 + j0.7872 & 0.6584 + j0.9550 & 0.0592 + j0.7872 & \vdots & 0.0592 + j0.7872 & 0.0592 + j0.8446 & 0.0592 + j0.7872 \\ 0.0592 + j0.7350 & 0.0592 + j0.7872 & 0.6584 + j0.9550 & \vdots & 0.0592 + j0.7350 & 0.0592 + j0.7350 & 0.0592 + j0.8446 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0.0592 - j0.8446 & 0.0592 - j0.7872 & 0.0592 - j0.7350 & \vdots & 9.3024 + j0.8492 & 0.0592 + j0.7872 & 0.0592 + j0.7350 \\ 0.0592 - j0.7872 & 0.0592 - j0.8446 & 0.0592 - j0.7350 & \vdots & 0.0592 + j0.7872 & 9.3024 + j0.8492 & 0.0592 + j0.7872 \\ 0.0592 - j0.7350 & 0.0592 - j0.7872 & 0.0592 - j0.8446 & \vdots & 0.0592 + j0.7350 & 0.0592 + j0.7872 & 9.3024 + j0.8492 \end{bmatrix}$$

Ec. 60

Luego de realizar la reducción y la transformación necesaria podemos encontrar la matriz de impedancia de secuencia, los resultados de esta matriz son los definitivos y los que se utilizarán para ingresar en el software Digsilent Power Factory 14.0.512.

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.2150 + j2.6371 & 0.0175 - j0.0017 & -0.0175 - j0.0157 \\ -0.0164 - j0.0160 & 0.5981 + j0.1852 & -0.0302 + j0.0169 \\ 0.0164 - j0.0015 & 0.0302 + j0.0180 & 0.5981 + j0.1852 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 61}$$

Impedancia de Secuencia Cero

$$Z_{00} = 0.2150 + j2.6371 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 62}$$

Impedancia de Secuencia Positiva

$$Z_{11} = 0.5981 + j0.1852 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 63}$$

Impedancia de Secuencia Negativa

$$Z_{22} = 0.5981 + j0.1852 \quad \Omega/Km \quad \text{Ec. 64}$$

3.3. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO UTILIZANDO EL SOFTWARE DIGSILENT

En este punto se determinará las corrientes de cortocircuito que son el punto de partida para proceder a ajustar y coordinar protecciones eléctricas para los centros de fuerza, para esto nos basamos en el diagrama unifilar general ubicado en el Anexo 1 donde se indica la configuración y los parámetros que debemos considerar e ingresar tal como de las barras, de las líneas de interconexión y de las líneas de las cargas, como datos en el programa y por último efectuar la simulación del cortocircuito según la norma IEC 60909.

3.3.1. Digsilent Power Factory

Es un software de simulación de sistemas y redes eléctricas de cualquier índole o etapa como generación, transmisión y distribución a los cuales se puede efectuar



análisis de flujo de potencia, cortocircuitos, despacho económico, confiabilidad, estabilidad, transitorios y optimización por mencionar los principales.

Posee diversas funciones para utilizar como cuenta de administrador, cuenta con librerías, base de datos inclusive crear nuevos proyectos o prototipos de elementos como estructuras de líneas de transmisión o de líneas distribución.

3.3.1.1. Análisis de Cortocircuito en Digsilent

Un cortocircuito es un incremento anormal y considerable de las corrientes de un sistema en este caso para los centros de fuerza; ocasionado de manera accidental generando daños por lo general en los equipos, desabastecimiento del suministro de energía eléctrica y puede producir inclusive incendios en el peor de los casos cuando las protecciones no actúan.

Digsilent Power Factory presenta diversos métodos de análisis de cortocircuitos por las diversas normas vigentes, nosotros consideramos la norma IEC 60909 para realizar el cálculo la cual se indicará los aspectos más importantes de la misma en el siguiente punto.

3.3.1.2. Norma IEC 60909

La Norma IEC 60909 es un estándar utilizado para calcular corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos desde baja tensión hasta alta tensión con 230 kV, a frecuencias de 50 Hz o 60 Hz; esta norma considera solo dos tipos de falla que son los más influyentes como son: falla trifásica y la falla monofásica.

Luego de indicar para qué tipo de falla se aplica esta norma para calcular las corrientes de cortocircuito, presenta dos tipos de valores que se consideran y se explican a continuación:

- Máximas corrientes de cortocircuito.- Para determinar las capacidades de los equipos.
- Mínimas corrientes de cortocircuito.- Para determinar el ajuste y coordinación de las protecciones.

La norma IEC 60909 distingue para el cálculo lo siguiente:

- Cortocircuito lejos del Generador: Las corrientes de cortocircuito no presentan disminución de la componente de AC.
- Cortocircuito cerca del Generador: Las corrientes de cortocircuito presentan disminución de la componente de AC.

Los resultados más relevantes son los que nombraremos a pesar que se puede obtener otros más y se pueden observar en el Digsilent; nos muestra los siguientes:



- i_p : Corriente Pico
- I_K : Componente AC de la corriente de cortocircuito permanente
- S_K : Potencia Aparente de la corriente de cortocircuito

El método de cálculo se basa en la introducción de una fuente de tensión en el lugar del cortocircuito.

- Todos los alimentadores, máquinas síncronas y asíncronas se remplazan por sus impedancias equivalentes.
- Se desprecian todas las admitancias en paralelo y cargas no rotativas.
- Se recomienda seleccionar un factor C entre +5% a 10% de la tensión nominal.

El factor C depende del nivel de tensión del sistema y se encuentra involucrado directamente con las fórmulas que nos permiten calcular el nivel y tipo de cortocircuito de acuerdo a la magnitud que se desea establecer.

3.3.2. Simulación de Cortocircuito en Digsilent

Para ejecutar la simulación de cortocircuitos en Digsilent Power Factory debemos crear un proyecto en el software, luego dibujar el diagrama unifilar general en el programa considerando las barras principales de cada centro de fuerza y las barras de las cargas, debemos crear las líneas de interconexión en la base de datos a partir de las dimensiones de la estructura AR con las características de los conductores y las distancias que poseen.

En la línea de carga aérea debemos crear en la base de datos la estructura en este caso la HR por ser la más utilizada en los centros de fuerza con sus dimensiones y características del conductor, para la línea de carga subterránea se ingresa los parámetros de impedancias de secuencia directamente.

3.3.2.1. Parámetros de las Líneas en Digsilent

Los datos de las líneas que conforman los centros de fuerza en sus etapas de interconexión y de carga se indican en la siguiente tabla, la configuración de los conductores subterráneos ha sido representada de esta manera OOO porque hace mención a que se encuentran juntos esto ha sido considerado para tener referencia.



DATOS DE LÍNEAS EN DIGSILENT							
Centro de Fuerza	Línea	Distancia (Km)	Sistema	Tipo	Estructura o Configuración	Conductor Fase	Conductor Neutro o HG
Central Molino	L_JL	7	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
	L_Sop1	7	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
	L_CMaq1	0.4	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	2 XLP Cu	—
	L_Trans1	0.15	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	2 XLP Cu	—
	L_CCG1	0.10	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	2 XLP Cu	—
	L_Guar	0.75	Trifásico AC	Aéreo	HR	2 ACSR	4 ACSR
	L_Trans2	0.15	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	2 XLP Cu	—
	L_CMaq2	0.4	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	2 XLP Cu	—
	L_Sop2	8	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
	L_KM	7	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
Presa Daniel Palacios	L_LMa1	7.2	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
	L_CRN	5	Trifásico AC	Aéreo	HR	1/0 ACSR	2 ACSR
	L_Pres	0.4	Trifásico AC	Aéreo	HR	1/0 ACSR	2 ACSR
	L_Peñ_Ar	3.1	Trifásico AC	Aéreo	HR	1/0 ACSR	2 ACSR
	L_Drag1	0.2	Trifásico AC	Aéreo	HR	1/0 ACSR	2 ACSR
	L_MMa2	7.2	Trifásico AC	Aéreo	AR	300 ACAR	OPGW35E44z
Central Mazar	L_TPR	0	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	—	—
	L_TSA1	0	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	—	—
	L_TSA2	0	Trifásico AC	Subterráneo	OOO	—	—

Tabla 90. Datos a Ingresar Líneas en Digsilent

FUENTE: Autores.

3.3.2.2. Parámetros de Transformadores en Digsilent

Los datos de los transformadores que componen las cargas de los centros de fuerza tienen sus propias características que deben ser consideradas y luego ingresadas, por el hecho que son parámetros que necesita el programa para determinar las corrientes de cortocircuito.



DATOS DE TRANSFORMADORES EN DIGSILENT										
Centro de Fuerza	Transformador	Potencia Nominal (MVA)	Frecuencia (Hz)	Vnom.Prim. (KV)	Vnom.Sec. (KV)	Vcc (%)	Pérd. Cu (KW)	ukR0 (%)	u0k (%)	Conexión
Central Molino	AT1	15	60	13.8	13.8	5.18	0	0	5.18	Dyn1
	AT2	3.75	60	13.8	13.8	7.6	0	0	7.6	Dyn1
	TRSOP1	1.5	60	13.8	0.22	10	0.1783	0.01188	4.5	Dyn5
	TRSOP2	1.5	60	13.8	0.22	10	0.1783	0.01188	4.5	Dyn5
	TRA	0.75	60	13.8	0.48	5.75	0.1783	0.02377	3	Dyn5
	TRB	0.75	60	13.8	0.48	5.75	0.1783	0.02377	3	Dyn5
	TRE	0.5	60	13.8	0.48	5	3.36	0.672	3.5	Dyn1
	TRF	0.5	60	13.8	0.48	5	3.36	0.672	3.5	Dyn1
	TRCCG1	0.075	60	13.8	0.208	2.24	0.9553	1.273	3	Dyn5
	TRG	1.75	60	13.8	0.22	3.41	0	0	2	Dyn1
Presa Daniel Palacios	TCANTRN	1.6	60	13.8	0.22	10	0.1783	0.0111	4.5	Dyn5
	CTP1	0.1125	60	13.8	0.22	3.41	1.191	1.05	3.4	Dyn5
	CTP2	0.2	60	13.8	0.44	5	0	0	1	Dyn5
	CTP3	0.15	60	13.8	0.48	5	0	0	2	Dyn5
	CTP4	1.1	60	13.8	6.6	13.84	0.1783	0.01620	4.5	Dyn5
	CTP5	0.1125	60	13.8	0.22	3.41	0	0	1	Dyn5
	CTP6	0.63	60	13.8	0.22	4.57	0	0	3	Dyn5
	CTP7	1.4	60	13.8	0.44	5.75	0.1783	0.0127	3	Dyn5
Central Mazar	CTP8	0.05	60	13.8	0.22	2	0.78	1.56	1	Dyn5
	TAG1	3.5	60	13.8	13.8	5.63	0	0	5.63	Dyn1
	TAG2	3.5	60	13.8	13.8	5.63	0	0	5.63	Dyn1
	TES	1	60	13.8	0.48	6.05	0	0	6.05	Ynyn0
	TPR	0.5	60	13.8	0.48	5.75	0	0	5.75	Dyn1
	TSA1	1.25	60	13.8	0.48	5.75	0	0	5.75	Dyn1
TSA2	1.25	60	13.8	0.48	5.75	0	0	5.75	Dyn1	

Tabla 91. Datos a Ingresar Transformadores en Digsilent

FUENTE: Autores.

3.3.2.3. Corriente de Cortocircuito en el Terciario

La alimentación de los centros de fuerza la abastece los transformadores del terciario, en el Digsilent son considerados una red externa que suministran voltaje y potencia por defecto en por unidad (pu) pero se consideran los datos de corrientes de cortocircuito máximo y mínimo en la barra del terciario con la potencia de cortocircuito en la siguiente tabla podemos observar estos datos.



Datos a Ingresar en Digsilent Terciario AT1		
Valor Máximo	Magnitud	
Potencia de Cortocircuito	Sk max	960,99 MVA
Corriente de Cortocircuito	Ik max	40,20 kA
Valor Mínimo	Magnitud	
Potencia de Cortocircuito	Sk min	259,96 MVA
Corriente de Cortocircuito	Ik min	10,876 kA

Tabla 92. Datos a Ingresar Terciario AT1 en Digsilent

FUENTE: Autores.

Datos a Ingresar en Digsilent Terciario AT2		
Valor Máximo	Magnitud	
Potencia de Cortocircuito	Sk max	960,99 MVA
Corriente de Cortocircuito	Ik max	40,20 kA
Valor Mínimo	Magnitud	
Potencia de Cortocircuito	Sk min	259,96 MVA
Corriente de Cortocircuito	Ik min	10,876 kA

Tabla 93. Datos a Ingresar Terciario AT2 en Digsilent

FUENTE: Autores.

3.3.3. Resultados de Análisis de Cortocircuito en Digsilent

Para poder establecer los valores de corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se determinó a partir de todas las posibles interconexiones que se puede presentar por medio de los acoples y del funcionamiento normal sin acoples de los interruptores de potencia esto se estableció con la finalidad de garantizar que el sistema de protecciones funcione para todos las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse; los niveles de corriente de cortocircuito son considerados los de las barras.

3.3.3.1. Resultados de Cortocircuito sin Acoples

En el Anexo 8 podemos apreciar los esquemas de cada tipo de falla con los resultados obtenidos, en el inciso presente se determinan las corrientes de cortocircuito de las fallas que puedan presentarse como son monofásicas a tierra y trifásicas de acuerdo a lo determinado por el método de cálculo según la Norma IEC 60909 y sin acoples este sería el funcionamiento normal de los centros fuerza.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo

Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo			
Barra	Ikss_min_1F(A)	Ip_min_1F (A)	Sk_min_1F (MVA)
B_MA1	832	1609	6,63
B_L	1509	3070	12,02
B1_CRN	684	1059	5,45
B2_CRN	33454	67510	4,25
B1_PRESA	1386	2645	11,04
B2_TRAM	8063	15798	1,02
B2_A_PRE	6572	17904	1,67
B2_CT_PR	4226	11615	1,17
B_J	6907	18148	55,03
B1_SOP1	1509	3071	12,02
B2_SOP1	39799	103115	5,06
B1_CMAQ1	5046	10568	40,21
B2_CMAQ1	16978	46158	4,71
B1_TRANS1	6082	14491	48,46
B2_TRANS1	12396	29335	3,44
B1_TRCCG1	6337	15570	50,49
B2_TRCCG1	7957	12938	0,96
B_MA2	809	1586	6,44
B_M	1432	2975	11,41
B1_PEÑ_AR	848	1377	6,75
B2_CAMP_AR	46881	95438	5,95
B2_PEÑ_COL	30521	67692	3,88
B2_PLA_HIE	7375	10927	0,94
B1_DRAG1	1375	2761	10,95
B2_DRAG1	818	2178	3,12
B2_LECH	10420	28689	1,32
B_K	5490	14608	43,75
B1_GUAR	3335	5882	26,57
B2_GUAR	103706	233538	13,17
B1_TRANS2	4960	12141	39,52
B2_TRANS2	12259	29079	3,4
B1_CMAQ2	4255	9286	33,9
B2_CMAQ2	16719	45487	4,63
B1_SOP2	1294	2655	10,31
B2_SOP2	38577	99217	4,9

Tabla 94. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo sin Acople

FUENTE: Autores.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Máximo

Cortocircuito Monofásico a Tierra Máximo			
Barra	Ikss_max_1F (A)	Ip_max_1F (A)	Sk_max_1F (MVA)
B_MA1	969	1942	7,72
B_L	1804	3760	14,38
B1_CRN	826	1313	6,58
B2_CRN	38307	81009	4,87
B1_PRESA	1657	3243	13,2
B2_TRAM	8971	17605	1,14
B2_A_PRE	7333	20138	1,86
B2_CT_PR	4702	13003	1,3
B_J	10803	29493	86,07
B1_SOP1	1805	3760	14,38
B2_SOP1	45309	119415	5,76
B1_CMAQ1	7131	14651	56,82
B2_CMAQ1	19281	52887	5,34
B1_TRANS1	9079	21817	72,34
B2_TRANS1	13976	33079	3,87
B1_TRCCG1	9594	23980	76,44
B2_TRCCG1	8838	14343	1,06
B_MA2	939	1911	7,48
B_M	1703	3633	13,57
B1_PEÑ_AR	1015	1701	8,09
B2_CAMP_AR	54181	115283	6,88
B2_PEÑ_COL	34642	79816	4,4
B2_PLA_HIE	8226	12191	1,04
B1_DRAG1	1636	3375	13,03
B2_DRAG1	916	2467	3,49
B2_LECH	11604	32138	1,47
B_K	7902	21764	62,96
B1_GUAR	4442	7800	35,39
B2_GUAR	124398	288838	15,8
B1_TRANS2	6944	17315	55,32
B2_TRANS2	13818	32785	3,83
B1_CMAQ2	5753	12572	45,83
B2_CMAQ2	18979	52089	5,26
B1_SOP2	1531	3231	12,2
B2_SOP2	43884	114930	5,57

Tabla 95. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Máxima sin Acople

FUENTE: Autores.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima

Cortocircuito Trifásico Mínimo			
Barra	Ikss_min_3F (A)	Ip_min_3F (A)	Sk_min_3F (MVA)
B_MA1	1417	2740	33,87
B_L	2304	4689	55,08
B1_CRN	981	1519	23,45
B2_CRN	25164	50780	9,59
B1_PRESA	2108	4023	50,38
B2_TRAM	7879	15437	3
B2_A_PRE	4779	13019	3,64
B2_CT_PR	3346	9195	2,78
B_J	5702	14981	136,28
B1_SOP1	2304	4689	55,08
B2_SOP1	31024	80380	11,82
B1_CMAQ1	5258	11012	125,68
B2_CMAQ1	13991	38037	11,63
B1_TRANS1	5552	13228	132,7
B2_TRANS1	10945	25899	9,1
B1_TRCCG1	5605	13770	133,96
B2_TRCCG1	8754	14235	3,15
B_MA2	1349	2647	32,26
B_M	2127	4420	50,85
B1_PEÑ_AR	1227	1993	29,32
B2_CAMP_AR	35354	71971	13,47
B2_PEÑ_COL	24804	55011	9,45
B2_PLA_HIE	5815	8617	2,22
B1_DRAG1	2042	4101	48,82
B2_DRAG1	620	1650	7,08
B2_LECH	7890	21725	3,01
B_K	4701	12507	112,36
B1_GUAR	3392	5983	81,08
B2_GUAR	81434	183384	31,03
B1_TRANS2	4603	11268	110,02
B2_TRANS2	10784	25580	8,97
B1_CMAQ2	4413	9631	105,47
B2_CMAQ2	13728	37349	11,41
B1_SOP2	1970	4044	47,1
B2_SOP2	29890	76873	11,39

Tabla 96. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima sin Acople

FUENTE: Autores.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima

Cortocircuito Trifásico Máximo			
Barra	Ikss_max_3F (A)	Ip_max_3F (A)	Sk_max_3F (MVA)
B_MA1	1748	3504	41,78
B_L	3016	6284	72,08
B1_CRN	1242	1974	29,69
B2_CRN	28994	61313	11,05
B1_PRESA	2737	5357	65,41
B2_TRAM	8792	17255	3,35
B2_A_PRE	5337	14657	4,07
B2_CT_PR	3727	10307	3,1
B_J	9918	27075	237,05
B1_SOP1	3016	6284	72,08
B2_SOP1	35504	93572	13,53
B1_CMAQ1	8831	18143	211,08
B2_CMAQ1	15993	43867	13,3
B1_TRANS1	9547	22940	228,2
B2_TRANS1	12420	29396	10,33
B1_TRCCG1	9677	24187	231,31
B2_TRCCG1	9754	15829	3,51
B_MA2	1654	3365	39,53
B_M	2743	5850	65,56
B1_PEÑ_AR	1547	2591	36,98
B2_CAMP_AR	41164	87587	15,69
B2_PEÑ_COL	28352	65323	10,8
B2_PLA_HIE	6499	9631	2,48
B1_DRAG1	2625	5415	62,73
B2_DRAG1	695	1873	7,95
B2_LECH	8796	24361	3,35
B_K	7418	20431	177,31
B1_GUAR	4910	8621	117,36
B2_GUAR	99264	230480	37,82
B1_TRANS2	7218	18000	172,54
B2_TRANS2	12233	29025	10,17
B1_CMAQ2	6835	14938	163,38
B2_CMAQ2	15682	43041	13,04
B1_SOP2	2513	5306	60,08
B2_SOP2	34167	89483	13,02

Tabla 97. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima sin Acople

FUENTE: Autores.

3.3.3.2. Resultados de Corrientes de Cortocircuito Tabuladas



Luego de analizar todas las posibilidades de acoples por el motivo de abastecer de energía eléctrica en los centros de fuerza garantizando la continuidad del servicio del suministro, se determinaron las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito que puede presentar por cada tipo de falla en este sistema las cuales han sido tabuladas y se muestran a continuación.

Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo Tabulado

Cortocircuito Monofásico a Tierra Mínimo			
Barra	Ikss_min_1F(A)	Ip_min_1F (A)	Sk_min_1F (MVA)
B_MA1	809	1586	6,44
B_L	1432	2975	11,41
B1_CRN	670	1047	5,34
B2_CRN	33007	66879	4,19
B1_PRESA	1321	2576	10,53
B2_TRAM	8038	15769	1,02
B2_A_PRE	6536	17810	1,66
B2_CT_PR	4210	11572	1,17
B_J	5490	14607	43,74
B1_SOP1	1432	2975	11,41
B2_SOP1	39148	101591	4,97
B1_CMAQ1	4255	3390	9286
B2_CMAQ1	16719	45487	4,63
B1_TRANS1	4960	12140	39,51
B2_TRANS1	12259	29079	3,4
B1_TRCCG1	5126	12885	40,84
B2_TRCCG1	7935	12921	0,95
B_MA2	809	1586	6,44
B_M	1432	2975	11,41
B1_PEÑ_AR	848	1377	6,75
B2_CAMP_AR	46881	95438	5,95
B2_PEÑ_COL	30521	67692	3,88
B2_PLA_HIE	7375	10927	0,94
B1_DRAG1	1375	2761	10,95
B2_DRAG1	818	2178	3,12
B2_LECH	10420	28689	1,32
B_K	5490	14608	43,75
B1_GUAR	3335	5882	26,57
B2_GUAR	103706	233538	13,17
B1_TRANS2	4960	12141	39,52
B2_TRANS2	12259	29079	3,4
B1_CMAQ2	4255	9286	33,9
B2_CMAQ2	16719	45487	4,63
B1_SOP2	1294	2655	10,31
B2_SOP2	38577	99217	4,9



Tabla 98. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásica a Tierra Mínima

FUENTE: Autores.

Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásico a Tierra Máximo Tabulado

Cortocircuito Monofásico a Tierra Máximo			
Barra	Ikss_max_1F (A)	Ip_max_1F (A)	Sk_max_1F (MVA)
B_MA1	969	1942	7,72
B_L	1804	3760	14,38
B1_CRN	826	1313	6,58
B2_CRN	38307	81009	4,87
B1_PRESA	1657	3243	13,2
B2_TRAM	8971	17605	1,14
B2_A_PRE	7333	20138	1,86
B2_CT_PR	4702	13003	1,3
B_J	10803	29493	86,07
B1_SOP1	1805	3760	14,38
B2_SOP1	45309	119415	5,76
B1_CMAQ1	7131	14651	56,82
B2_CMAQ1	19281	52887	5,34
B1_TRANS1	9079	21817	72,34
B2_TRANS1	13976	33079	3,87
B1_TRCCG1	9594	23980	76,44
B2_TRCCG1	8838	14343	1,06
B_MA2	969	1942	7,72
B_M	1804	3760	14,38
B1_PEÑ_AR	1048	1728	8,35
B2_CAMP_AR	55291	116994	7,02
B2_PEÑ_COL	35098	80630	4,46
B2_PLA_HIE	8245	12212	1,05
B1_DRAG1	1728	3481	13,77
B2_DRAG1	925	2491	3,52
B2_LECH	11655	32276	1,48
B_K	10803	29492	86,07
B1_GUAR	5117	8523	40,77
B2_GUAR	130489	299869	16,57
B1_TRANS2	9079	21817	72,34
B2_TRANS2	13976	33079	3,87
B1_CMAQ2	7131	14651	56,82
B2_CMAQ2	19281	52887	5,34
B1_SOP2	1612	3329	12,84
B2_SOP2	44624	116698	5,67

Tabla 99. Resultados Corrientes de Cortocircuito Monofásica a Tierra Máxima

FUENTE: Autores.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima Tabulada

Cortocircuito Trifásico Mínimo			
Barra	Ikss_min_3F (A)	Ip_min_3F (A)	Sk_min_3F (MVA)
B_MA1	1349	2647	32,36
B_L	2127	4420	50,85
B1_CRN	954	1490	22,81
B2_CRN	24778	50227	9,45
B1_PRESA	1962	3824	46,89
B2_TRAM	7842	15385	2,99
B2_A_PRE	4750	12945	3,62
B2_CT_PR	3330	9154	2,77
B_J	4701	12507	112,36
B1_SOP1	2127	4420	50,85
B2_SOP1	30433	78974	11,6
B1_CMAQ1	4413	9631	105,47
B2_CMAQ1	13728	37349	11,41
B1_TRANS1	4603	11268	110,02
B2_TRANS1	10784	25580	8,97
B1_TRCCG1	4637	11656	110,84
B2_TRCCG1	8716	14194	3,14
B_MA2	1349	2647	32,26
B_M	2127	4420	50,85
B1_PEÑ_AR	1227	1993	29,32
B2_CAMP_AR	35354	71971	13,47
B2_PEÑ_COL	24804	55011	9,45
B2_PLA_HIE	5815	8617	2,22
B1_DRAG1	2042	4101	48,82
B2_DRAG1	620	1650	7,08
B2_LECH	7890	21725	3,01
B_K	4701	12507	112,36
B1_GUAR	3392	5983	81,08
B2_GUAR	81434	183384	31,03
B1_TRANS2	4603	11268	110,02
B2_TRANS2	10784	25580	8,97
B1_CMAQ2	4413	9631	105,47
B2_CMAQ2	13728	37349	11,41
B1_SOP2	1970	4044	47,1
B2_SOP2	29890	76873	11,39

Tabla 100. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Mínima

FUENTE: Autores.



Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima Tabulada

Cortocircuito Trifásico Máximo			
Barra	Ikss_max_3F (A)	Ip_max_3F (A)	Sk_max_3F (MVA)
B_MA1	1748	3504	41,78
B_L	3016	6284	72,08
B1_CRN	1242	1974	29,69
B2_CRN	28994	61313	11,05
B1_PRESA	2737	5357	65,41
B2_TRAM	8792	17255	3,35
B2_A_PRE	5337	14657	4,07
B2_CT_PR	3727	10307	3,1
B_J	9918	27075	237,05
B1_SOP1	3016	6284	72,08
B2_SOP1	35504	93572	13,53
B1_CMAQ1	8831	18143	211,08
B2_CMAQ1	15993	43867	13,3
B1_TRANS1	9547	22940	228,2
B2_TRANS1	12420	29396	10,33
B1_TRCCG1	9677	24187	231,31
B2_TRCCG1	9754	15829	3,51
B_MA2	1748	3504	41,78
B_M	3016	6284	72,08
B1_PEÑ_AR	1619	2671	38,71
B2_CAMP_AR	42122	89129	16,05
B2_PEÑ_COL	28810	66183	10,98
B2_PLA_HIE	6514	9649	2,48
B1_DRAG1	2871	5784	68,62
B2_DRAG1	703	1894	8,04
B2_LECH	8840	24481	3,37
B_K	9918	27075	237,05
B1_GUAR	5751	9579	137,46
B2_GUAR	105115	241558	40,05
B1_TRANS2	9547	22940	228,2
B2_TRANS2	12420	29396	10,33
B1_CMAQ2	8831	18143	211,08
B2_CMAQ2	15993	43867	13,3
B1_SOP2	2740	5660	65,5
B2_SOP2	34842	91117	13,28

Tabla 101. Resultados Corrientes de Cortocircuito Trifásica Máxima

FUENTE: Autores.



3.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Las protecciones de sobrecorriente son los equipos que más han sido utilizados para despejar fallas en los centros de fuerza y el motivo de la aplicación es coordinar de manera eficiente este tipo de protecciones tal como se estipula en la filosofía de las mismas, que en presencia de alguna falla se despeje la misma y no se comprometa el servicio de energía eléctrica de cada carga y se garantice la continuidad del suministro, el criterio para establecer el ajuste y la coordinación se detallan a continuación.

3.4.1. Protección de Sobrecorriente Temporizada 51

Para proceder al cálculo del ajuste de la protección 51 procedemos a utilizar el siguiente criterio:

En la corriente pick up del relé que se determina para protección de barras, líneas de interconexión y de carga se puede utilizar el 50 % más de la corriente de carga de la barra para la relación de transformación del TC (Transformador de Corriente).

$$I_P = \frac{1.5I_{CARGA}}{RTC} \quad \text{Ec. 65}$$

La corriente de cortocircuito que siente el relé para este ajuste debe ser la trifásica mínima, se determina de la siguiente manera:

$$I = \frac{I_{K_{3F_min}}}{RTC} \quad \text{Ec. 66}$$

El tap de corriente se obtiene de la siguiente relación:

$$TAP = \frac{I}{I_P} \quad \text{Ec. 67}$$

El dial de tiempo se selecciona de acuerdo a la prioridad de la coordinación el mínimo se escoge para la protección que se encuentra aguas debajo de todo el sistema.

$$DIAL = TMS \quad \text{Ec. 68}$$

La curva a que utilizaremos para coordinar los relés es la IEC normalmente inversa y el tiempo de actuación a partir de esta curva se obtiene de la fórmula que se indica a continuación:

$$t = TMS \cdot \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_P}\right)^{0.02} - 1} \quad \text{Ec. 69}$$

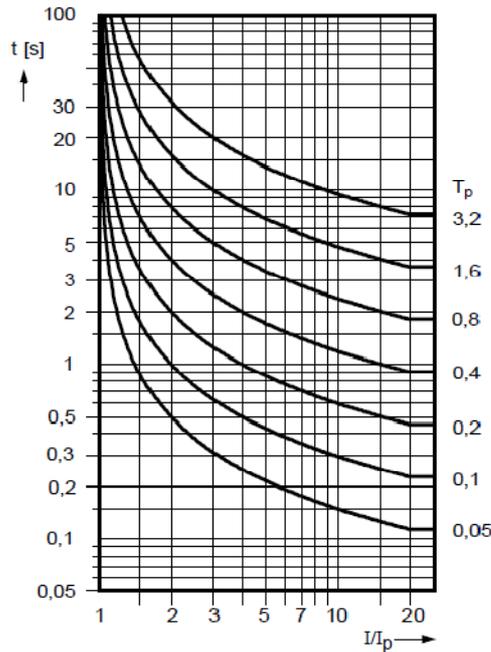


Figura 25. Curva IEC Normal Inversa para Tiempos de Disparo.

FUENTE: Siemens, *Manual Siprotec Protección 7SJ62*, 2003.

3.4.2. Protección de Sobrecorriente Temporizada 51N

La corriente pick up que representa la puesta en funcionamiento del relé se determina por la siguiente fórmula:

$$I_p = \frac{0.3I_{CARGA}}{RTC} \quad \text{Ec. 70}$$

La corriente de cortocircuito que debemos utilizar es la corriente de falla monofásica a tierra mínima para la relación del TC.

$$I = \frac{I_{K_{1F_min}}}{RTC} \quad \text{Ec. 71}$$

El tap de corriente también se obtiene de la división de la corriente de cortocircuito para la corriente pick up, tal como se observa en la ecuación Ec. 67.

El dial de tiempo se selecciona de acuerdo a la actuación de relés por prioridad tal como se indica en la ecuación Ec. 68.

La curva para coordinar las protecciones temporizadas es la IEC normalmente inversa y el tiempo de actuación se calcula con la ecuación Ec 69.



3.4.3. Protección de Sobrecorriente Instantánea 50

Esta protección debe actuar de forma inmediata cuando se presenta una falla para esto consideramos lo siguiente:

La corriente de cortocircuito debe ser la mínima trifásica al cincuenta por ciento:

$$I = \frac{0.5 \cdot I_{K-3F-\min}}{RTC} \quad \text{Ec. 72}$$

El trip de corriente o disparo es el valor aproximado o redondeado de I :

$$I_{trip} \approx I \quad \text{Ec. 73}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo a partir del tap o se puede escoger el siguiente:

$$t = 0.15 \quad \text{seg.} \quad \text{Ec. 74}$$

3.4.4. Protección de Sobrecorriente Instantánea 50N

En caso de falla monofásica mínima actúa esta protección y se considera el siguiente procedimiento de cálculo:

La corriente de cortocircuito debe ser la mínima monofásica a tierra al veinte por ciento:

$$I = \frac{0.2 \cdot I_{K-1F-\min}}{RTC} \quad \text{Ec. 75}$$

El trip de corriente o disparo es el valor aproximado o redondeado de I :

$$I_{trip} \approx I \quad \text{Ec. 76}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo a partir del tap o se puede escoger el siguiente igual que para la protección 50:

$$t = 0.15 \quad \text{seg.} \quad \text{Ec. 77}$$

3.5. SECCIONADORES

Los seccionadores que presenta los centros de fuerza son utilizados para maniobra, es decir para apertura o cierre cuando se realice el mantenimiento, es importante tener referencia de la corriente para actuación del seccionador fusible porque actúa instantáneamente en presencia de una corriente que sobrepase su dimensionamiento mientras que el seccionador cuchilla es solo para maniobra.



3.5.1. Seccionador Cuchilla

El seccionador cuchilla es utilizado para conectar o desconectar efectuando maniobras de operación o de mantenimiento, obviamente la finalidad es aislar ciertos tramos de un circuito, en el anexo 1 podemos apreciar donde se cuenta con este tipo de elemento.

Las características de un seccionador cuchilla para seleccionar se muestran a continuación:

- *Voltaje nominal*
- *Nivel de aislamiento*
- *Frecuencia nominal*
- *Corriente nominal*
- *Corriente nominal de cortocircuito*

3.5.2. Seccionador Fusible

El seccionador fusible no solo es un equipo de maniobra sino también tiene por misión interrumpir las corrientes de falla que circulen a través del elemento fusible cuando sobrepasa la capacidad nominal, el fusible utilizado es del tipo K con característica de rápido cabe recalcar que no serán coordinados solo se determinará su dimensionamiento; en el anexo 1 podemos observar donde se tiene seccionador fusible en el diagrama unifilar general.

La especificación del fusible es establecido por los siguientes aspectos:

- *Voltaje nominal*
- *Corriente nominal*
- *Corriente nominal de interrupción*
- *Tiempo de respuesta*

Para determinar el valor de la corriente nominal del fusible se aumenta el 20% de la corriente de carga: $I_{NOM_FUS} = 1.2 \cdot I_{CARGA}$ **Ec. 78**

3.6. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La protección diferencial 87 se debe ajustar y calibrar para los relés de las líneas de interconexión entre el centro de fuerza de la central Molino y de la presa Daniel Palacios siendo las líneas L_JL y L_KM.

3.6.1. Criterio de Cálculo de la Protección Diferencial

El criterio para ajustar este tipo de protección es el que se detalla a continuación:



Se determina una corriente de carga incrementada al 20% para asegurar un correcto funcionamiento del relé:

$$I = 1.2 \cdot I_{CARGA} \quad \text{Ec. 79}$$

Las corrientes que pasan por los dos Transformadores de Corriente es la de carga incrementada en un 20% se divide para la relación del TC:

$$I_{DIF1} = \frac{I_1}{RTC} \quad \text{Ec. 82} \qquad I_{DIF2} = \frac{I_2}{RTC} \quad \text{Ec. 80}$$

Con las corrientes definidas se procede a realizar la diferencia entre las dos de la siguiente manera:

$$I_R = I_{DIF1} - I_{DIF2} \quad \text{Ec. 81}$$

El tiempo de actuación es instantáneo o se puede establecer un tiempo mínimo recomendado por el fabricante de $t = 15 \text{ mseg.}$

3.7. AJUSTE Y COORDINACIÓN

Con los criterios analizados en los incisos anteriores se procederá a realizar el ajuste y la coordinación de las protecciones de los centros de fuerza; para esto iniciaremos con las líneas de interconexión las cuales deben poseer selectividad en su funcionamiento para cuando se presente una falla en cuanto a la protección de sobrecorriente temporizada manteniendo la prioridad desde aguas abajo hacia aguas arriba. Se ajustará las protecciones diferenciales de los centros de fuerza siendo más específicos las de la interconexión entre la central Molino y la presa Daniel Palacios que son las que se encuentran conectadas, las protecciones de mínima tensión se ajustará para realizar los acoples cuando sea necesario abastecer con energía eléctrica cuando este fuera de funcionamiento uno de los terciarios o una de las líneas de interconexión.

3.7.1. Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente

Las protecciones de sobrecorriente fueron ajustadas y coordinadas según el criterio que se estableció, presentó un inconveniente por los valores de corriente de cortocircuito era muy elevado en comparación del que podía disminuir el transformador de corriente por esto se coordinó estableciendo una corriente pick up de acuerdo a la que se mantenía en la barra y la relación de transformación utilizada para las corrientes de cortocircuitos fue la del TC inmediato superior en caso que fuese muy alta, es decir se modifica de manera ficticia la relación del TC para mantenerse en el rango de ajuste que nos brinda cada relé en cuanto al tap y los



podemos observar porque en el ajuste tendremos una relación del TC solo para la corriente de cortocircuito y se la representó como R_{TC_Ikss} .

3.7.1.1. Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Temporizada 51

En la siguiente tabla se determinó todos los valores para ajustar y coordinar las protecciones, tomando como base las líneas de interconexión de las barras por el hecho que las cargas se vuelven independientes a la coordinación para su actuación.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51 de la Líneas JL - LMa1

En la figura 26 mostramos las barras con los relés que posee como protecciones para sobrecorriente temporizada 51 y los parámetros más relevantes para realizar el ajuste.

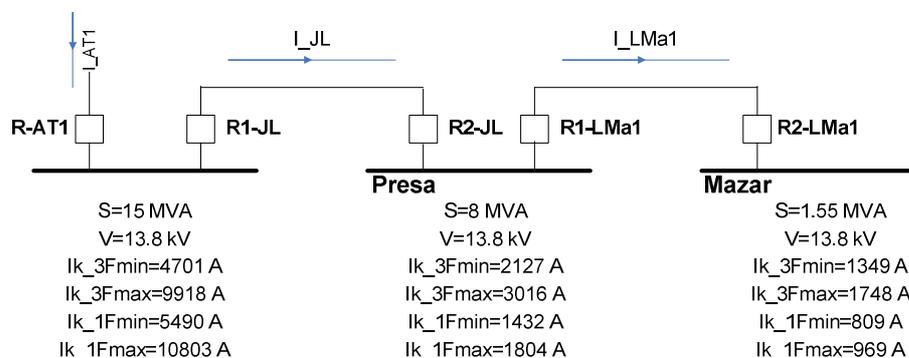


Figura 26. Líneas de Interconexión JL - LMa1 para Ajustar y Coordinar Protecciones.

FUENTE: Autores.

En la tabla que muestra a continuación se puede observar los resultados para actuación de los relés y su operación tanto en el tap, el dial y el tiempo para despejar fallas.

Coordinación Protección Sobrecorriente Temporizada 51																
Barra	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	$I_{kss\ 3F\ min}$ (A)	I (A)	$I_p\ pre\ via$ (A)	I_p (A)	I/I _p	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	1349	11	0,92	1,50	7,49	7,50	0,05	0,170
Presa	R1_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	1349	11	0,92	1,50	7,49	7,50	0,1	0,320
	R2_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	2127	18	1,96	2,00	8,86	9,00	0,14	0,470
Molino	R1_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	2127	18	1,96	2,00	8,86	9,00	0,2	0,620
	R_AT1	2830000	13800	118,40	275,29	1200	5	240	4701	20	1,72	2,00	9,79	10,00	0,25	0,770

Tabla 102. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Línea JL – LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51 de la Línea KM – MMA2

Para ajustar y coordinar las protecciones de la otra parte del centro de fuerza nos basamos en la figura 27 y utilizamos el mismo criterio que en el cálculo anterior.

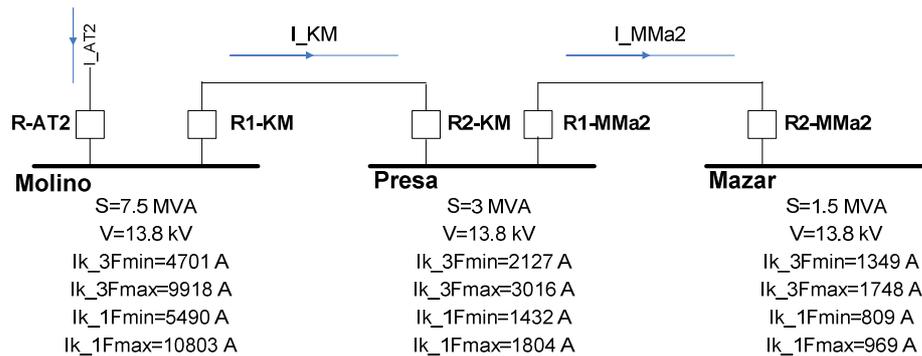


Figura 27. Líneas de Interconexión KM–MMa2 para Ajustar y Coordinar Protecciones.

FUENTE: Autores.

La siguiente tabla nos muestra los resultados del ajuste y coordinación de protecciones con el tap, dial y tiempo de actuación para los relés.

Coordinación Protección Sobrecorriente Temporizada 51																
Barra	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 3F min (A)	I (A)	Ip_previa (A)	Ip (A)	I/Ip	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_MMa2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	1349	11	0,65	1,50	7,49	7,50	0,05	0,170
Presa	R1_MMa2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	1349	11	0,65	1,50	7,49	7,50	0,1	0,320
	R2_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	2127	18	2,37	2,40	7,39	8,00	0,14	0,470
Molino	R1_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	2127	18	2,37	2,40	7,39	8,00	0,19	0,620
	R_AT2	4500000	13800	188,27	378,21	1200	5	240	4701	20	2,36	2,50	7,84	8,00	0,23	0,770

Tabla 103. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Línea KM – MMa2

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51 de la Barra Presa Daniel Palacios

Coordinación Protección Sobrecorriente Temporizada 51																
Barra Presa	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	RTC_ Ikss	I kss 3F min (A)	I (A)	Ip_previa (A)	Ip (A)	I/Ip	Tap	Dial	t (seg)
L	R1_CRN	1600000	13800	66,94	100	5	20	120	954	7,95	5,02	5,00	1,59	2,00	0,05	0,501
	R1_Presa	500000	13800	20,92	100	5	20	120	1962	16,35	1,57	4,00	4,09	4,00	0,05	0,249
M	R1_Druga1	1210000	13800	50,62	100	5	20	120	2042	17,02	3,80	4,00	4,25	4,25	0,05	0,238
	R1_Peñ-Ar	2080000	13800	87,02	100	5	20	120	1227	10,23	6,53	5,00	2,05	2,00	0,05	0,501

Tabla 104. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Barra Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.



Ajuste y Coordinación de Protecciones 51 de la Barra Central Molino

Coordinación Protección Sobrecorriente Temporizada 51																
Barra Molino	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	RTC_ks	I kss 3F min (A)	I (A)	Ip_pre via (A)	Ip (A)	I/Ip	Tap	Dial	t (seg)
J	R1_Sop1	1500000	13800	62,76	600	5	120	240	2127	8,86	0,78	3,00	2,95	3,00	0,05	0,315
	R1_CMaq1	750000	13800	31,38	75	5	15	240	4413	18,39	3,14	3,50	5,25	5,00	0,05	0,214
	R1_Trans1	500000	13800	20,92	50	5	10	240	4603	19,18	3,14	3,50	5,48	5,50	0,05	0,202
	R1_CCG1	75000	13800	3,14	50	5	10	240	4637	19,32	0,47	3,50	5,52	5,50	0,05	0,202
K	R1_CGuar	1750000	13800	73,21	150	5	30	240	3392	14,13	3,66	3,50	4,04	4,00	0,05	0,249
	R1_Trans2	500000	13800	20,92	50	5	10	240	4603	19,18	3,14	3,50	5,48	5,50	0,05	0,202
	R1_CMaq2	750000	13800	31,38	75	5	15	240	4413	18,39	3,14	3,50	5,25	5,25	0,05	0,208
	R1_Sop2	1500000	13800	62,76	600	5	120	240	1970	8,21	0,78	3,00	2,74	2,75	0,05	0,342

Tabla 105. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51 Barra Central Molino

FUENTE: Autores.

3.7.1.2. Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Temporizada 51N

En este punto se ajustará y coordinará las protecciones de sobrecorriente 51N, para fallas a tierra las cuales considera las corrientes de cortocircuito monofásica a tierra mínima, a continuación se procederá a calcular con los criterios utilizados.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51N de la Líneas JL - LMa1

Utilizamos la figura 26 para tener una referencia de que protección debe estar coordinada desde aguas abajo hacia la de aguas arriba y consideramos los parámetros que se indican en la misma figura.

Coordinación Protección Sobrecorriente a Tierra Temporizada 51N																
Barra	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	Ip_pre via (A)	Ip (A)	I/Ip	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	809	6,7	0,18	0,50	13,48	13,50	0,05	0,131
Presa	R1_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	809	7	0,18	0,50	13,48	13,50	0,11	0,281
	R2_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	1432	12	0,39	0,75	15,91	16,00	0,16	0,431
Molino	R1_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	1432	12	0,39	0,75	15,91	16,00	0,24	0,581
	R_AT1	2830000	13800	118,40	275,29	1200	5	240	5490	23	0,34	1,25	18,30	18,50	0,30	0,731

Tabla 106. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Línea JL – LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51N de la Líneas KM – MMA2

De igual manera, consideramos la figura 27 para tener una referencia de que protección debe estar coordinada desde aguas abajo hacia la de aguas arriba y consideramos los parámetros que podemos observar en la figura mencionada.



Coordinación Protección Sobrecorriente a Tierra Temporizada 51N																
Barra	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	I _p prev (A)	I _p (A)	I/I _p	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_Ma2	1250000	13800	52,30	52,30	100	5	120	809	6,7	0,13	0,50	13,48	13,50	0,05	0,131
Presa	R1_Ma2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	809	7	0,13	0,50	13,48	16,00	0,11	0,281
	R2_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	1432	12	0,47	0,75	15,91	16,00	0,18	0,431
Molino	R1_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	1432	12	0,47	0,75	15,91	18,00	0,24	0,581
	R_AT2	4500000	13800	188,27	378,21	1200	5	240	5490	23	0,47	1,25	18,30	18,00	0,31	0,731

Tabla 107. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Línea KM – MMA2

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51N de la Barra Presa Daniel Palacios

Coordinación Protección Sobrecorriente a Tierra Temporizada 51N																
Barra Presa	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	RTC Iks	I kss 1F min (A)	I (A)	I _p prev (A)	I _p (A)	I/I _p	Tap	Dial	t (seg)
L	R1_CRN	1600000	13800	66,94	100	5	20	120	670	5,58	1,00	1,00	5,6	6,0	0,05	0,192
	R1_Presa	500000	13800	20,92	100	5	20	120	1321	11,01	0,31	1,00	11,0	11,0	0,05	0,142
M	R1_Draga1	1210000	13800	50,62	100	5	20	120	1375	11,46	0,76	1,00	11,5	12,0	0,05	0,137
	R1_Peñ-Ar	2080000	13800	87,02	100	5	20	120	848	7,07	1,31	1,00	7,1	7,0	0,05	0,176

Tabla 108. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Barra Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 51N de la Barra Central Molino

Coordinación Protección Sobrecorriente a Tierra Temporizada 51N																
Barra Molino	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	RTC Iks	I kss 1F min (A)	I (A)	I _p prev (A)	I _p (A)	I/I _p	Tap	Dial	t (seg)
J	R1_Sop1	1500000	13800	62,76	600	5	120	120	1432	11,93	0,16	1,25	9,55	10,0	0,05	0,149
	R1_CMaq1	750000	13800	31,38	75	5	15	240	4255	17,73	0,63	1,25	14,18	14,0	0,05	0,129
	R1_Trans1	500000	13800	20,92	50	5	10	240	4960	20,67	0,63	1,25	16,53	16,5	0,05	0,121
	R1_CCG1	75000	13800	3,14	50	5	10	240	5126	21,36	0,09	1,25	17,09	17,0	0,05	0,120
K	R1_CGuar	1750000	13800	73,21	150	5	30	240	3335	13,90	0,73	1,25	11,12	11,0	0,05	0,142
	R1_Trans2	500000	13800	20,92	50	5	10	240	4960	20,67	0,63	1,40	14,76	15,0	0,05	0,126
	R1_CMaq2	750000	13800	31,38	75	5	15	240	4255	17,73	0,63	1,25	14,18	14,0	0,05	0,129
	R1_Sop2	1500000	13800	62,76	600	5	120	120	1294	10,78	0,16	1,25	8,63	9,0	0,05	0,156

Tabla 109. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 51N Barra Central Molino

FUENTE: Autores.



3.7.1.3. Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Instantánea 50

En este inciso realizaremos el ajuste y coordinación de la protección de sobrecorriente 50 instantánea, la cual actúa en presencia del cortocircuito trifásico máximo y disipa la falla de manera inmediata, a continuación se indican los resultados de los ajustes.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50 de la Líneas JL - LMa1

Podemos considerar el esquema de la figura 26 para tener referencia de las protecciones que actúan para la protección de las líneas y barras; cabe mencionar que estas protecciones operan de manera independiente por el hecho que se disparan en presencia del cortocircuito trifásico máximo.

Coordinación de Protección Sobrecorriente Instantanea 50													
Barr a	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	ITC prim (A)	ITC sec (A)	RTC	I kss 3F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	1349	5,62	6,00	720,00	0,08
Presa	R1_LMa1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	1349	5,62	6,00	720,00	0,16
	R2_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	2127	8,86	9,00	1080,00	0,24
Molino	R1_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	2127	8,86	9,00	1080,00	0,32
	R_AT1	2830000	13800	118,40	275,29	1200	5	240	4701	9,79	10,00	2400,00	0,40

Tabla 110. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Línea JL – LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50 de la Líneas KM – MMa2

Para ajustar las protecciones de estas líneas y barras podemos tomar en cuenta el esquema de la figura 27 y los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Coordinación de Protección Sobrecorriente Instantanea 50													
Barr a	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	ITC prim (A)	ITC sec (A)	RTC	I kss 3F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
Mazar	R2_MMa2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	1349	5,62	6,00	720,00	0,08
Presa	R1_MMa2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	1349	5,62	6,00	720,00	0,16
	R2_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	2127	8,86	9,00	1080,00	0,24
Molino	R1_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	2127	8,86	9,00	1080,00	0,32
	R_AT2	4500000	13800	188,27	378,21	1200	5	240	4701	9,79	10,00	2400,00	0,40

Tabla 111. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Línea KM – MMa2

FUENTE: Autores.



Ajuste y Coordinación de Protecciones 50 de la Barra Presa Daniel Palacios

Coordinación de Protección Sobrecorriente Instantanea 50												
Barra Presa	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 3F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
L	R1_CRN	1600000	13800	66,94	100	5	20	954	23,85	24,00	480,00	0,08
	R1_Presa	500000	13800	20,92	100	5	20	1962	49,05	49,00	980,00	0,08
M	R1_Draga1	1210000	13800	50,62	100	5	20	2042	51,05	51,00	1020,00	0,08
	R1_Peñ-Ar	2080000	13800	87,02	100	5	20	1227	30,68	31,00	620,00	0,08

Tabla 112. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Barra Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50 de la Barra Central Molino

Coordinación de Protección Sobrecorriente Instantanea 50												
Barra Molino	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 3F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
J	R1_Sop1	1500000	13800	62,76	600	5	120	2127	8,86	9	1080	0,08
	R1_CMaq1	750000	13800	31,38	75	5	15	4413	147,10	147	2205	0,08
	R1_Trans1	500000	13800	20,92	50	5	10	4603	230,15	230	2300	0,08
	R1_CCG1	75000	13800	3,14	50	5	10	4637	231,85	232	2320	0,08
K	R1_CG uar	1750000	13800	73,21	150	5	30	3392	56,53	57	1710	0,08
	R1_Trans2	500000	13800	20,92	50	5	10	4603	230,15	230	2300	0,08
	R1_CMaq2	750000	13800	31,38	75	5	15	4413	147,10	147	2205	0,08
	R1_Sop2	1500000	13800	62,76	600	5	120	1970	8,21	8	960	0,08

Tabla 113. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50 Barra Central Molino

FUENTE: Autores.

3.7.1.4. Ajuste y Coordinación Protección de Sobrecorriente Instantánea 50N

La protección de sobrecorriente 50N hace referencia a las fallas monofásicas a tierra máxima que la despeja de manera instantánea y se utiliza los criterios que han sido considerados para cada tipo de función de protección.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50N de la Líneas JL - LMa1

La figura 26 nos muestra las protecciones principales de las líneas y de las barras a las que se ajustara y se mostrará los resultados en la siguiente tabla.



Coordinación Protección Sobrecorriente Instantanea 50N													
Barr a	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	ITC prim (A)	ITC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
Maz ar	R2_L Ma1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	809	1,35	1,40	168,00	0,08
Pres a	R1_L Ma1	1750000	13800	73,21	73,21	600	5	120	809	1,35	1,40	168,00	0,16
	R2_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	1432	2,39	2,40	288,00	0,24
Moli no	R1_JL	2000000	13800	83,67	156,89	600	5	120	1432	2,39	2,40	288,00	0,32
	R_AT1	2830000	13800	118,40	275,29	1200	5	240	5490	4,58	4,50	1080,00	0,40

Tabla 114. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Línea JL – LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50N de la Líneas KM – MMA2

En la figura 27 podemos observar las protecciones principales de las líneas y de las barras a las que se ajustara y se mostrarán los resultados en la tabla siguiente.

Coordinación Protección Sobrecorriente Instantanea 50N													
Bar ra	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I barra (A)	ITC prim (A)	ITC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)
Maz ar	R2_M Ma2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	809	1,35	1,40	168,00	0,08
Pres a	R1_M Ma2	1250000	13800	52,30	52,30	600	5	120	809	1,35	1,40	168,00	0,16
	R2_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	1432	2,39	2,40	288,00	0,24
Moli no	R1_KM	3290000	13800	137,64	189,94	600	5	120	1432	2,39	2,40	288,00	0,32
	R_AT2	4500000	13800	188,27	378,21	1200	5	240	5490	4,58	4,50	1080,00	0,40

Tabla 115. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Línea KM – MMA2

FUENTE: Autores.

Ajuste y Coordinación de Protecciones 50N de la Barra Presa Daniel Palacios

Coordinación Protección Sobrecorriente Instantanea 50N													
Barra Presa	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	ITC prim (A)	ITC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	I trip(A)	I trip prim(A)	t (seg)	
L	R1_CR N	1600000	13800	66,94	100	5	20	670	6,70	7,00	140,0	0,08	
	R1_Presa	500000	13800	20,92	100	5	20	1321	13,21	13,00	260,0	0,08	
M	R1_Draga1	1210000	13800	50,62	100	5	20	1375	13,75	14,00	280,0	0,08	
	R1_Peñ-Ar	2080000	13800	87,02	100	5	20	848	8,48	8,50	170,0	0,08	

Tabla 116. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Barra Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.



Ajuste y Coordinación de Protecciones 50N de la Barra Central Molino

Coordinación Protección Sobrecorriente Instantanea 50N												
Barra Molino	Relé	Potencia (VA)	Voltaje (V)	I fase carga (A)	I TC prim (A)	I TC sec (A)	RTC	I kss 1F min (A)	I (A)	I trip (A)	I trip prim(A)	t (seg)
J	R1_Sop 1	1500000	13800	62,76	600	5	120	1432	2,39	2,5	300,00	0,08
	R1_CM aq1	750000	13800	31,38	75	5	15	4255	56,73	57	855,00	0,08
	R1_Tra ns1	500000	13800	20,92	50	5	10	4960	99,20	99,25	992,50	0,08
	R1_CC G1	750000	13800	3,14	50	5	10	5126	102,52	103	1030,00	0,08
K	R1_CG uar	1750000	13800	73,21	150	5	30	3335	22,23	22,25	667,50	0,08
	R1_Tra ns2	500000	13800	20,92	50	5	10	4960	99,20	99,25	992,50	0,08
	R1_CM aq2	750000	13800	31,38	75	5	15	4255	56,73	57	855,00	0,08
	R1_Sop 2	1500000	13800	62,76	600	5	120	1294	2,16	2,0	240,00	0,08

Tabla 117. Resultados Ajuste y Coordinación de Protección 50N Barra Central Molino

FUENTE: Autores.

3.7.2. Ajuste y Coordinación Protección Diferencial

Para ajustar la protección diferencial primero determinamos el sistema de teleprotección de las líneas L_JL y L_KM para la interconexión entre los centros de fuerza, esta protección es instantánea y se aplica el criterio que se explicó en el inciso respectivo de este capítulo que menciona la protección diferencial, el sistema de teleprotección consiste en proteger las líneas de interconexión a través de la comunicación por fibra óptica que posee el hilo de guarda con esto se garantiza que si varía la diferencia de corriente los relés detectan la falla y despejan.

3.7.2.1. Ajuste y Coordinación Protección Diferencial Línea L_JL

La figura 28 nos muestra como se tiene protegida la línea de interconexión con la protección diferencial de línea 87L y que se debe ajustar solamente las dos por el hecho que se encuentran comunicadas por el protocolo IEC 61850 lo que no permite la interconexión de la Presa a Mazar.

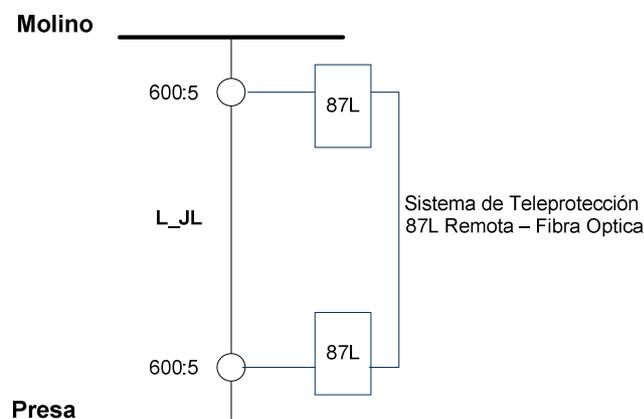




Figura 28. Protección Diferencial 87L Línea de Interconexión JL.

FUENTE: Autores.

En la tabla siguiente nos muestra los resultados de las corrientes que se deben ajustar estas protecciones.

Ajuste de la Protección Diferencial 87L									
Barra	Relé	I carga (A)	I (A)	TC prim (A)	TC sec (A)	RTC	Idiff (A)	Ir=I1-I2	t (ms)
Presa	R4_JL	156,89	188,27	600	5	120	1,6	0,00	15,00
Molino	R3_JL	156,89	188,27	600	5	120	1,6		

Tabla 118. Resultados Ajuste de la Protección 87L Línea L_JL

FUENTE: Autores.

3.7.2.2. Ajuste y Coordinación Protección Diferencial Línea L_KM

El razonamiento para esta protección de la otra línea es el mismo, en la figura 29 podemos observar la interconexión de la línea con la protección 87L.

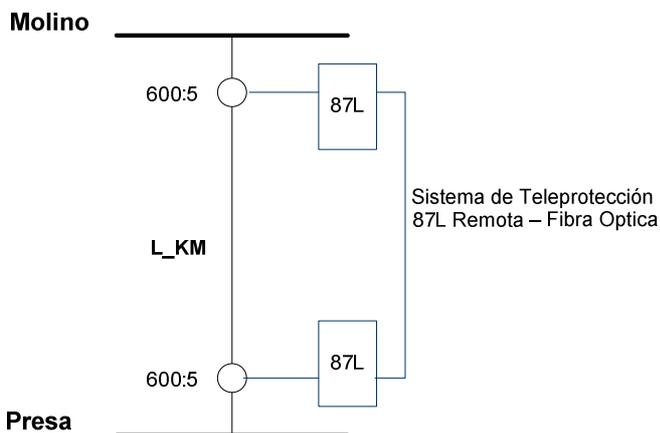


Figura 29. Protección Diferencial 87L Línea de Interconexión KM.

FUENTE: Autores.

Los resultados del ajuste de la protección diferencial de línea 87L se indican en la tabla que se observa a continuación.

Ajuste de la Protección Diferencial 87L									
Barra	Relé	I carga (A)	I (A)	TC prim (A)	TC sec (A)	RTC	Idiff (A)	Ir=I1-I2	t (ms)
Presa	R4_KM	189,94	227,93	600	5	120	1,9	0,00	15,00
Molino	R3_KM	189,94	227,93	600	5	120	1,9		

Tabla 119. Resultados Ajuste de la Protección 87L Línea L_KM

FUENTE: Autores.

3.7.3. Ajuste y Coordinación Protección Mínima Tensión

La protección de mínima tensión 27 ayuda a mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica en los centros de fuerza, ayudan a acoplar las barras con la finalidad



de establecer la interconexión y suplir cuando sale de servicio una barra o uno de los dos transformadores del terciario; en los siguientes puntos se muestra el desarrollo del ajuste de esta protección.

3.7.3.1. Criterio de Ajuste Protección Mínima Tensión

Para ajustar la protección de mínima tensión 27 se establecen dos estados: el primero de alarma cuando empieza a detectar la caída de tensión y el otro estado es el disparo o trip de la protección para realizar los acoples.

Ajuste de Alarma de la Protección de Mínima Tensión 27

El voltaje nominal se le aplica el 90% y se obtiene el primer voltaje de caída de tensión: $V_{PRIM_90\%} = 0.9 \cdot V_N$ Ec. 82

Luego con la relación de transformación del transformador de potencial TP, el voltaje establecido en la ecuación Ec. 85 debe ser relacionado al voltaje secundario:

$$V_{SEC_90\%} = \frac{V_{PRIM_90\%}}{RTP} \quad \text{Ec. 83}$$

El voltaje para el cual debe realizarse el aviso de alarma del relé debe ser el que se calcula al 90% del secundario y el tiempo para que se active la alarma es el siguiente:

$$t = 2 \quad \text{seg.} \quad \text{Ec. 84}$$

Ajuste de Disparo de la Protección de Mínima Tensión 27

El voltaje nominal se le aplica el 80% y se obtiene el primer voltaje de caída de tensión: $V_{PRIM_80\%} = 0.8 \cdot V_N$ Ec. 85

Luego con la relación de transformación del transformador de potencial TP, el voltaje establecido en la ecuación Ec. 88 debe ser relacionado al voltaje secundario:

$$V_{SEC_80\%} = \frac{V_{PRIM_80\%}}{RTP} \quad \text{Ec. 86}$$

El voltaje para el cual debe realizarse el aviso de alarma del relé debe ser menor que el que se calcula al 80% del secundario y el tiempo para que se active la alarma es el siguiente: $t = 0.5 \quad \text{seg.}$ Ec. 87

3.7.3.2. Ajuste de la Protección Mínima de Tensión 27 Alarma

Para realizar el ajuste procedemos a considerar el criterio de ajuste explicado, se aplicará a todas las funciones 27 del relé multifunción que lo posee y se puede verificar más adelante.



Ajuste interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1

Protección Mínima Tensión 27 - Alarma								
Línea	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	90% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
L_LMa1	R2_LMa1	13800	120	115	13800	12420	108	2
	R1_LMa1	13800	120	115	13800	12420	108	2
L_JL	R2_JL	13800	120	115	13800	12420	108	2
	R1_JL	13800	120	115	13800	12420	108	2
AT1	R_AT1	13800	120	115	13800	12420	108	2
L_Sop1	R2_Sop1	13800	120	115	13800	12420	108	2

Tabla 120. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Interconexión AT1 - L_JL – L_LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2

Protección Mínima Tensión 27 - Alarma								
Línea	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	90% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
L_MMa2	R2_MMa2	13800	120	115	13800	12420	108	2
	R1_MMa1	13800	120	115	13800	12420	108	2
L_KM	R2_KM	13800	120	115	13800	12420	108	2
	R1_KM	13800	120	115	13800	12420	108	2
AT2	R_AT2	13800	120	115	13800	12420	108	2
L_Sop2	R2_Sop2	13800	120	115	13800	12420	108	2

Tabla 121. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Interconexión AT2 - L_KM – L_MMa2

FUENTE: Autores.

Ajuste de la Protección para Alarma de los Acoples de Barras

Protección Mínima Tensión 27 - Alarma								
Barra	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	90% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
Acople_JK	R1_Acople	13800	120	115	13800	12420	108	2
Acople_LM	R2_Acople	13800	120	115	13800	12420	108	2

Tabla 122. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Alarma Acople de Barras

FUENTE: Autores.

3.7.3.3. Ajuste de la Protección Mínima de Tensión 27 Disparo

Este ajuste nos permite acoplar las barras y se realice el disparo de la protección para mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica en los centros de fuerza.



Ajuste interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1

Protección Mínima Tensión 27 - Disparo								
Línea	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	80% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
L_LMa1	R2_LMa1	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
	R1_LMa1	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
L_JL	R2_JL	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
	R1_JL	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
AT1	R_AT1	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
L_Sop1	R2_Sop1	13800	120	115	13800	11040	96	0,5

Tabla 123. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Interconexión AT1 - L_JL – L_LMa1

FUENTE: Autores.

Ajuste interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2

Protección Mínima Tensión 27 - Disparo								
Línea	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	80% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
L_MMa2	R2_MMa2	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
	R1_MMa1	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
L_KM	R2_KM	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
	R1_KM	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
AT2	R_AT2	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
L_Sop2	R2_Sop2	13800	120	115	13800	11040	96	0,5

Tabla 124. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Interconexión AT2 - L_KM – L_MMa2

FUENTE: Autores.

Ajuste de la Protección para Disparo de los Acoples de Barras

Protección Mínima Tensión 27 - Disparo								
Barra	Relé	TP_Prim	TP_Sec	RTP	V (V)	80% Vn (V)	Vsec_tp (V)	t (seg)
Acople_JK	R1_Acople	13800	120	115	13800	11040	96	0,5
Acople_LM	R2_Acople	13800	120	115	13800	11040	96	0,5

Tabla 125. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo Acople de Barras

FUENTE: Autores.

Trip de la Protección de Mínima Tensión 27

Trip 27	
Vset < 96 V	t = 500 ms

Tabla 126. Resultados Ajuste de la Protección 27 para Disparo

FUENTE: Autores.



3.7.4. Dimensionamiento de Seccionadores

Los seccionadores que han sido utilizados para protección en los centros de fuerza para los transformadores son utilizados para maniobras en mantenimiento, siendo estos los seccionadores cuchilla y los seccionadores fusibles, los cuales se pueden ubicar en el diagrama unifilar general en el Anexo 1, en este inciso determinaremos las características de su operación obviamente se encuentran instalados y funcionando solamente para tener referencia de las corrientes de operación.

3.7.4.1. Dimensionamiento de Seccionadores Cuchilla

Las características de los seccionadores cuchilla y las celdas que los poseen se indican a continuación, con esto nos queda demostrado que está acorde al funcionamiento de los servicios auxiliares para las cargas que tienen este elemento, las barras tienen por ejemplo voltaje de operación de 13,8 KV y su máxima tensión es 17,5 KV, mientras que la corriente llega al orden de los 1000 A y el seccionador cuchilla funciona a 1250 A.

Dimensionamiento Seccionador Cuchilla						
Celda	Tensión de Operación (kV)	Tensión Máxima (kV)	Corriente Nominal (A)	Corriente Pico (kA)	Corriente de Corta duración RMS a 3 seg (kV)	BIL
Cmaq 1	13,8	17,5	1250	99	38,1	95
Trans 1	13,8	17,5	1250	99	38,1	95
Cmaq 2	13,8	17,5	1250	99	38,1	95
Trans 2	13,8	17,5	1250	99	38,1	95

Tabla 127. Ajuste de los Seccionadores Cuchilla

FUENTE: Autores.

3.7.4.2. Dimensionamiento de Seccionadores Fusible

Los seccionadores fusible protegen a los transformadores de las celdas de los centros de fuerza de la presa Daniel Palacios, de los cuales se determinaron las características de su funcionamiento en cuanto sobrepasen los valores incrementado un 20 % más, se detalla en las siguientes tablas.

Características de los Fusibles									
Tipo					K				
Corrientes	1	2	6	8	10	12	15	20	25
	30	40	50	65	80	100	140	200	A
Capacidad de Interrupción	50 kA			100 kA			200 kA		
Tiempos de Fusión	Capacidad < 100 A				0,1 - 300 seg.				
	Capacidad > 100 A				0,1 - 600 seg.				

Tabla 128. Característica Seccionador Fusible tipo K

FUENTE: Autores.



Dimensionamiento Seccionador Fusible					
Transformador	Potencia (MVA)	Voltaje (kV)	I carga (A)	I 20% carga	I fusible (A)
CTP 1	0,1125	13,8	4,71	5,65	6
CTP 2	0,2	13,8	8,37	10,04	10
CTP 3	0,15	13,8	6,28	7,53	8
CTP 6	0,63	13,8	26,36	31,63	30
CTP 7	1,4	13,8	58,57	70,29	80
CTP 8	0,05	13,8	2,09	2,51	6

Tabla 129. Ajuste Seccionador Fusible tipo K

FUENTE: Autores.

Se puede concluir que el fusible deberá tener una capacidad de interrupción de 50 KA y el tiempo de fusión comienza a partir de los 0,1 segundos lo que se encuentra por tiempos acorde a lo que funcionarían los relés a pesar que no ha sido estipulado coordinado con los fusibles de las cargas podemos obtener una visión de su dimensionamiento.

3.8. ANÁLISIS Y RESUMEN

Para concluir con este capítulo se realizará un análisis de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente temporizada en base a las curvas con los resultados obtenidos donde se podrá observar la selectividad en el funcionamiento de los relés mediante la coordinación por tiempo que se estableció.

El resumen contiene todo lo concerniente a este capítulo mediante la descripción muy breve de todo lo que se desarrollo que poco a poco nos determinó cada parámetro que fue importante en la realización de este punto muy importante porque se determina un punto de inflexión del proyecto presente para dar paso a las aplicaciones de selectividad lógica y de proceder al enlace de la comunicación de los equipos de protección.

3.8.1. Análisis

El objetivo principal de este capítulo es ajustar y coordinar protecciones, las de mayor importancia son las protecciones de barras y líneas que permiten la interconexión, las protecciones de sobrecorriente instantánea 50 y 50N las consideramos por el hecho de que al ajustar el tap de corriente del relé automáticamente en presencia de un valor de corriente de cortocircuito se dispara y despeja la falla, algo similar es la protección 51 y 51N pero depende del tiempo al que fue ajustada y coordinada a través del dial de tiempo de la curva del relé considerando que se debe coordinar de aguas abajo hacia aguas arriba.



Por este motivo se indicará solamente las curvas obtenidas para las protecciones dependientes de tiempo de las líneas de interconexión ya que los relés de las cargas se vuelven independientes en cierto grado por el hecho de que se ajustaron cada uno con el dial más bajo con respecto al relé principal que serían los de cada terciario en el caso de las barras de Molino, mientras tanto que para las cargas de la barra de la Presa se ajustaron con el dial más bajo con respecto al relé de la línea de interconexión que se conecta a la barra mencionada.

3.8.1.1. Curvas de la Coordinación de la Protección de Sobrecorriente 51.

Para establecer la prioridad de actuación de los relés podemos considerar las figuras 26 y 27 como punto de partida, donde se observa la ubicación de cada protección, vamos a analizar por partes, es decir por interconexión.

Curvas de Coordinación de Protección 51 Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1

Con la ayuda de la siguiente tabla vamos a observar el Tap que fue seleccionado al igual que el Dial de tiempo del relé para determinar con la curva IEC normalmente inversa la selectividad y la coordinación entre las protecciones.

Resultados Coordinación Protección 51				
Barra	Relé	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	7,50	0,05	0,170
Presa	R1_LMa1	7,50	0,1	0,320
	R2_JL	9,00	0,14	0,470
Molino	R1_JL	9,00	0,20	0,620
	R_AT1	10,00	0,25	0,770

Tabla 130. Resultados de la Coordinación entre AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51

FUENTE: Autores.

En la tabla 130 podemos concluir que la selectividad por tiempo fue realizada satisfactoriamente manteniendo la selectividad en la actuación del relé que debe despejar las fallas cuando la situación lo amerite, a pesar de tener tiempos de cierto modo cortos esto se corregirá en el siguiente capítulo con la aplicación de la selectividad lógica, en la gráfica podemos verificar que la coordinación fue realizada con los criterios que establecen las normas de fiabilidad y de selectividad en su actuación.

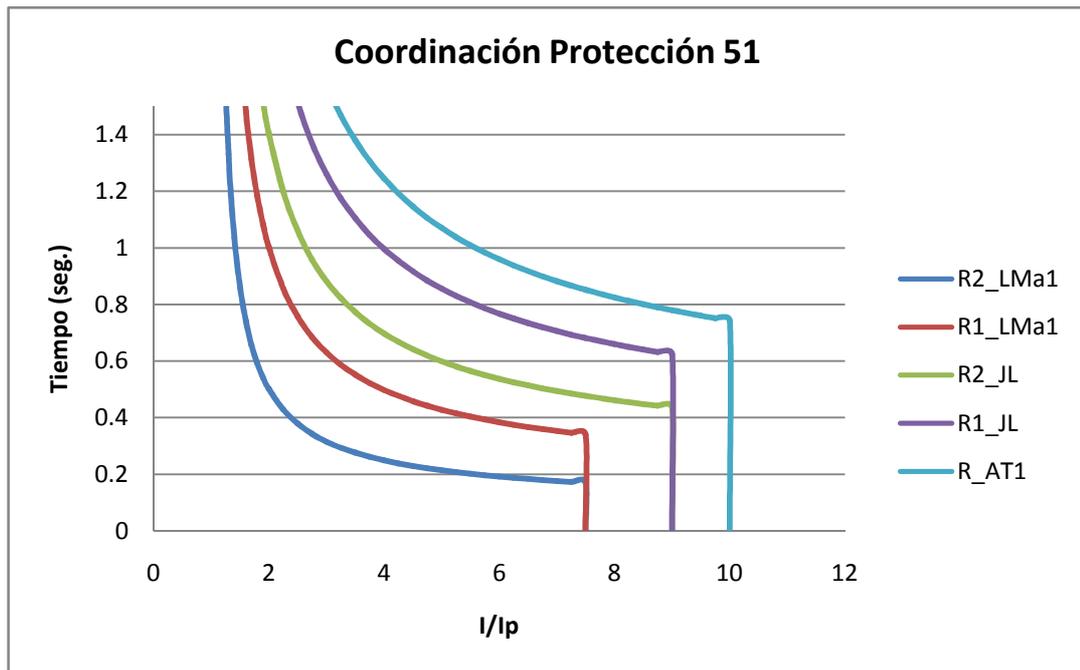


Figura 30. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51 Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1.

FUENTE: Autores.

Curvas de Coordinación de Protección 51 Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2

En la tabla que se muestra a continuación se indican los resultados de la coordinación de acuerdo a los parámetros que se ajusta un relé.

Resultados Coordinación Protección 51				
Barra	Relé	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_MMa2	7,50	0,05	0,170
Presa	R1_MMa2	7,50	0,1	0,320
	R2_KM	8,00	0,14	0,470
Molino	R1_KM	8,00	0,19	0,620
	R_AT2	8,00	0,23	0,770

Tabla 131. Resultados de la Coordinación entre AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51

FUENTE: Autores.

De acuerdo a los resultados obtenidos procedemos a verificar las curvas, las cuales se encuentran coordinadas las protecciones manteniendo la selectividad de los relés para su actuación en caso de falla.

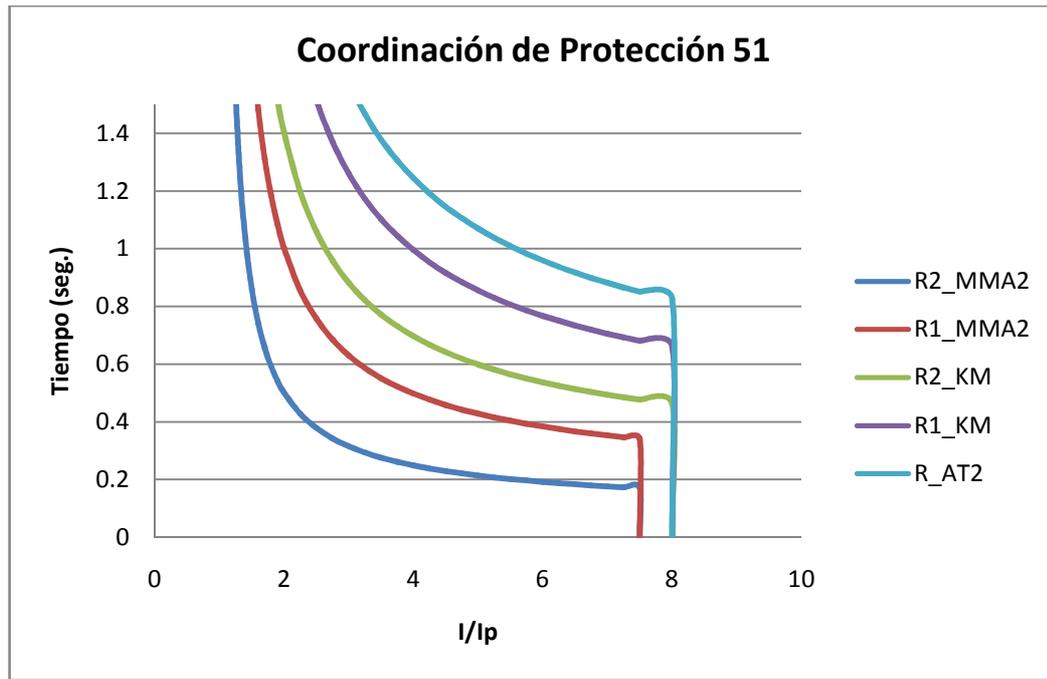


Figura 31. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51 Interconexión AT2 – L_KM – L_MMA2.

FUENTE: Autores.

3.8.1.2. Curvas de la Coordinación de la Protección de Sobrecorriente 51N.

El análisis en este inciso es muy similar al anterior lo que varía es la protección, siendo la 51 N dotada para despejar fallas a tierra, el estudio se realizará de acuerdo a la actuación de los relés y por la interconexión.

Curvas de Coordinación de Protección 51N Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1

Se muestra el cuadro de resultados de los parámetros de los relés para los que deben ser ajustados y son el punto de partida para demostrar la coordinación mediante las curvas.

Resultados Coordinación Protección 51N				
Barra	Relé	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	13,50	0,05	0,131
Presa	R1_LMa1	13,50	0,11	0,281
	R2_JL	16,00	0,16	0,431
Molino	R1_JL	16,00	0,24	0,581
	R_AT1	18,50	0,30	0,731

Tabla 132. Resultados de la Coordinación entre AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51N

FUENTE: Autores.

En la siguiente gráfica podemos observar que se encuentran coordinadas las protecciones de acuerdo a la selectividad cronométrica y que se garantiza el funcionamiento de los equipos de protección.

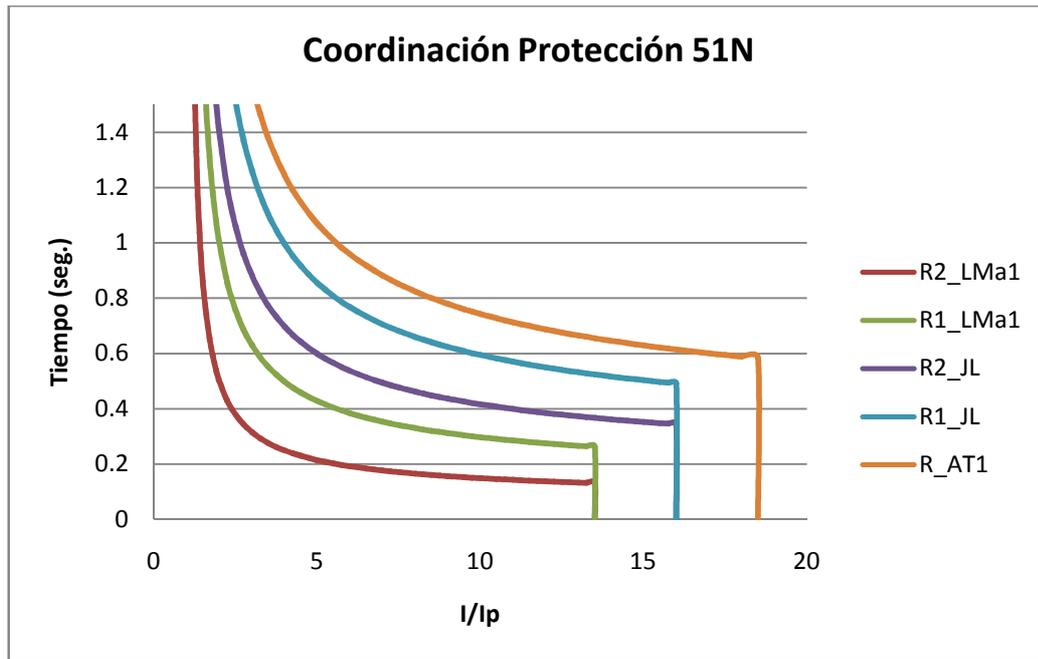


Figura 32. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51N Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1.

FUENTE: Autores.

Curvas de Coordinación de Protección 51N Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2

Los resultados de esta coordinación son de igual manera los que actuaran los relés en presencia de falla y se observara la selectividad del funcionamiento de cada uno con las curvas más adelante.

Resultados Coordinación Protección 51N				
Barra	Relé	Tap	Dial	t (seg)
Mazar	R2_MMa2	13,5	0,05	0,131
Presa	R1_MMa2	16,0	0,11	0,281
	R2_KM	16,0	0,18	0,431
Molino	R1_KM	18,0	0,24	0,581
	R_AT2	18,0	0,31	0,731

Tabla 133. Resultados de la Coordinación entre AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51N

FUENTE: Autores.

Para finalizar este análisis nos queda por demostrar con las curvas de los relés de acuerdo al ajuste han sido coordinados satisfactoriamente y que poseen la selectividad para su funcionamiento.

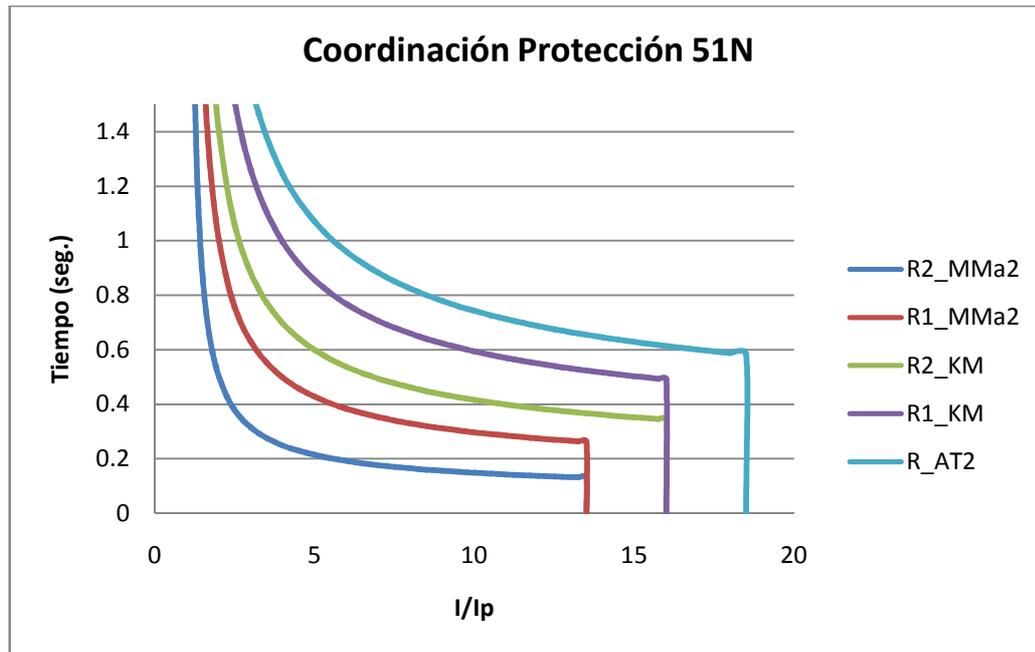


Figura 33. Curvas de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente 51N Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2.

FUENTE: Autores.

3.8.2. Análisis Corriente versus Tiempo

El análisis de corriente versus tiempo involucra directamente a todos los relés que comprenden la interconexión entre barras de cada centro de fuerza, el eje de las abscisas representa las corrientes de cortocircuito desde el nivel más bajo o mínimo hasta el máximo que pueda presentarse en todas las etapas de cada interconexión, el eje de las ordenadas representa el tiempo de actuación de cada relé para cualquier nivel de corriente, cada curva de dial constituye la de un relé del sistema de protecciones de los servicios auxiliares; las curvas corriente versus tiempo establece que cada relé se encuentre bien ajustado y coordinado con la finalidad de verificar gráficamente que funcionará para los valores de corriente para los que van a ser ajustados y determinar si están bien coordinados con los otros equipos.

3.8.2.1. Curva I vs T Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51

En esta parte de la interconexión determinaremos que se encuentran bien coordinadas y ajustadas las protecciones para que actúe en caso de falla, la protección que esta aguas abajo es la R2_LMa1 y la coordinación termina con la protección que se encuentra aguas arriba que es la de el terciario R_AT1, a partir de la grafica determinamos que se encuentra protegida toda la zona de interconexión, si tuviéramos una falla de 1000 A de acuerdo a los niveles de corriente de cortocircuito en las barras actuarían solamente las protecciones de la barra de la presa Daniel Palacios el R2_JL y luego el R1_JL si la falla persiste y estarían los relés que se



encuentran aguas arriba porque han sido ajustados para una corriente superior pero se observa de todas formas una jerarquía en el funcionamiento de cada protección.

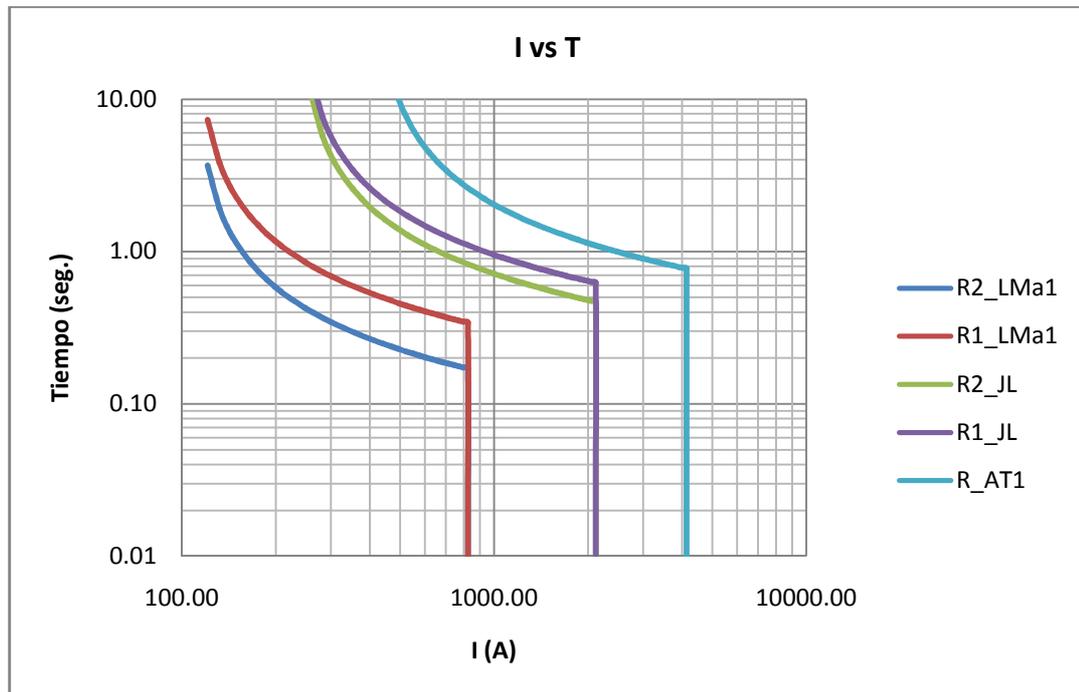


Figura 34. Curvas I vs. T Interconexión AT1 – L_JL – L_LMa1 Protección 51.

FUENTE: Autores.

3.8.2.2. Curva I vs T Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51

Nuestro análisis se enfoca en la coordinación de los relés ha sido bien determinada porque en la figura se observa que toda la interconexión se encuentra protegida manteniendo la jerarquización de la actuación de los equipos desde aguas abajo con el R2_MMa2 hacia aguas arriba con el R_AT2, para el caso de una corriente de falla de 7000 A deberá actuar los relés de la barra del centro de fuerza de la Central Molino a partir del R1_KM o el R_AT2 si la misma persiste y concluimos despejarían la falla de manera eficiente ya que los otros relés no estarían involucrados porque el nivel de cortocircuito es menor.

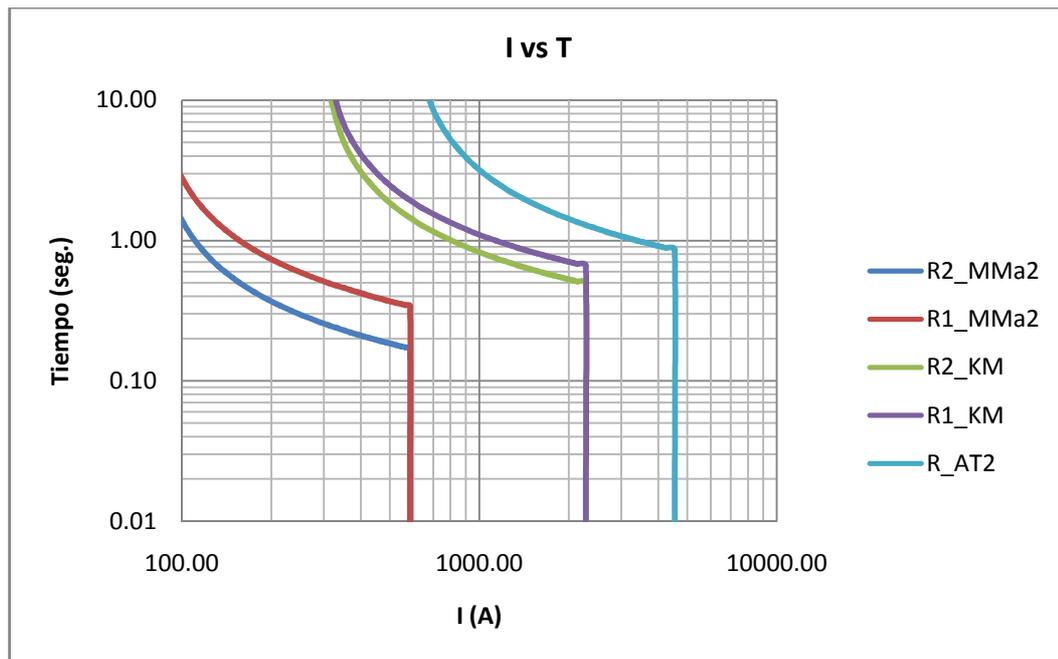


Figura 35. Curvas I vs. T Interconexión AT2 – L_KM – L_MMa2 Protección 51.

FUENTE: Autores.

3.8.3. Resumen

En el capítulo presente se desarrollo todo lo concerniente a realizar un estudio de corrientes de cortocircuito y extenderlo a un ajuste y coordinación de protecciones, para esto iniciamos por determinar la importancia del suministro de energía eléctrica en los centros de fuerza a partir de un análisis de cargas y su dimensionamiento de las barras estaba de acuerdo a su capacidad lo que se pudo determinar es que en ciertas barras sobrepasa el valor de la capacidad nominal de carga por unos valores no muy altos, lo destacable es que a pesar de que consumen por promedio las cargas el 50 % no se ve afectada por sobrecarga, obviamente cuando está en operación.

Se determinó las impedancias de secuencia que transportan las líneas de interconexión, de carga aérea y de carga subterránea, los resultados de esta modelación se encuentran en $\frac{\Omega}{Km}$ entonces verificando las distancias de cada línea y realizando el producto obtendremos las impedancias de secuencia en Ω .

Las corrientes de cortocircuito se obtuvieron a partir de la simulación en el software Digsilent Power Factory ingresando los parámetros más relevantes que posee el centro de fuerza en la base de datos que se crea por proyecto en este programa. Se calcularon los cortocircuitos para el funcionamiento normal el cual no tiene el acople entre las barras y estos datos fueron tabulados y el esquema de cada tipo de cortocircuito se observa en el anexo correspondiente, mientras que se analizó todas las posibles combinaciones que se puede dar mediante los acoples para determinar los valores máximos y mínimos de corrientes de cortocircuito de todo el sistema para tomarlos como referencia para ajustar y coordinar las protecciones. Las corrientes de



cortocircuito también pueden ser utilizadas para dimensionar los equipos en este caso cuando son corrientes máximas de cortocircuito y para comprobar que los equipos han sido seleccionados acorde a esta estipulación por ejemplo el interruptor para el centro de fuerza de la Central Molino tiene una capacidad corriente de cortocircuito de corte de 31,5 KA mientras que la máxima corriente de cortocircuito en la barra es de 10,8 KA entonces se puede concluir que está bien dimensionado.

El ajuste y coordinación de protecciones fue realizado de acuerdo al criterio explicado antes de realizar los cálculos, las dos únicas novedades que se presentaron fue la primera se trató de ajustar el tap de corriente a partir de la prioridad de despeje de falla manteniendo la selectividad entre las curvas y la segunda fue que la relación del transformador de corriente para referirla la corriente de cortocircuito al secundario se utilizó la del inmediato superior para disminuir este efecto y mantener la misma cantidad para los dos relés por barra obviamente la relación del TC es distinta para la corriente pick up, con estos ajustes se pudo coordinar todas las funciones de protección satisfactoriamente y se observó en los resultados y las curvas obtenidas la selectividad cronométrica en la actuación para cada relé.



CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SELECTIVIDAD LÓGICA EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1. ANTECEDENTES

El método de selectividad lógica en lo concerniente a coordinación de protecciones, se debe aplicar para reducir los tiempos de actuación de los relés de acuerdo a la coordinación de protecciones realizada en el capítulo anterior.

En los resultados del ajuste y coordinación de protecciones se puede observar que el tiempo para despejar falla es alto sobre todo el del relé de entrada a los terciarios, siendo el arco producido por la corriente de falla que es demasiado elevada el deterioro de los equipos, por este motivo se procede a cambiar el método de selectividad cronométrica a selectividad lógica, con esto se garantiza el funcionamiento de las protecciones agilizando su actuación.

La aplicación de la selectividad lógica se aplicará a los relés que se deben hacer responsables de cada barra y a los relés que están en cascada formando un esquema radial, incluyendo si se produce algún acople, con esto se establece que no a todos los relés se aplicará este método y obviamente se parametrizan con los valores encontrados en el capítulo preliminar teniendo en referencia las I_{kss} .

Es importante determinar los diagramas de principio o esquemas lógicos que controlarán a cada relé, y como se empieza a trabajar en el software Digsí, además considerar que se debe aplicar la comunicación mediante el protocolo IEC 61850, los datos de cómo han sido parametrizados los relés, los interruptores y la comunicación que tienen se encuentran en un archivo para software Digsí, entonces a partir de ese documento digital nosotros vamos a realizar los cambios adicionando la selectividad lógica en un archivo para lenguaje CFC (Continuous Function Chart) y proceder con la comunicación entre los equipos en el archivo IEC 61850 que el Digsí nos permite crear y modificar.



4.2. CRITERIO DE SELECTIVIDAD LÓGICA

El criterio de selectividad lógica se aplica de acuerdo a los aspectos siguientes: en presencia de falla debe actuar la protección que se encuentra cerca de la misma, este relé primero envía mensajes de *bloqueo* o espera lógica a los relés aguas arriba, por lo que despejará la falla el relé que tenga presencia de I_{pick_Up} y *no haya recibido una señal de bloqueo*, el bloqueo o espera lógica persistirá durante un tiempo determinado, pasado este tiempo el cual considera el tiempo de apertura del interruptor actuara la siguiente protección si la falla persiste; los tiempos de actuación de los equipos deben ser rápidos para esto se debe crear un circuito lógico para coordinar las protecciones y son comunicadas las mismas por los mensajes Goose del protocolo IEC61850.

Se utilizarán los relés principales de cada barra y se considerarán si se presenta un acople entre barras para suplir con energía eléctrica en caso de contingencia para una protección lógica en barras, mientras que para la selectividad lógica en la configuración radial es necesario enviar mensajes de bloque para que solo actúe la protección aguas abajo más cercana a la falla. El lenguaje CFC será la herramienta principal para crear el diagrama de principio el cual emite la orden de actuación y bloqueo del relé que posee esta lógica; vale la pena mencionar que existe ya un diagrama de principio como se explicó en el capítulo 2 para la lógica de control de los interruptores; el criterio a utilizar se explica más adelante uno por cada barra de los centros de fuerza de la central Molino y de la presa Daniel Palacios y relés de interconexión.

4.2.1. Criterio de Selectividad Lógica para la configuración radial

Como se observa en el esquema comunicación de protecciones de la figura 34 existen dos configuraciones radiales las cuales involucra para la primera a las protecciones R_AT1 y R1_JL de la barra J interconectadas con los relés R2_JL, y R1_LMa1 que se encuentran en la barra L. Para la segunda lógica radial esta en las barras K y M entre los relés R_AT2, R1_KM, R2_KM y R1_MMa2.

Para esta configuración radial la selectividad lógica se aplica desde los últimos relés aguas abajo hacia arriba; al existir una falla debajo uno de estos relés, detectara la corriente *pick_up* y realizara una orden de espera lógica o temporización de disparo, este tiempo está definido en la parametrización del relé bajo la protección instantánea *50-2 Time Delay (por lo que no será instantáneo)*, en este tiempo se considera, el retardo de envío de mensajes GOOSE con orden de bloque al relé aguas arriba más próximo, si este relé también siente la corriente *pickup* servirá de respaldo con una temporización mayor e igualmente enviando un mensaje de bloque aguas arriba al relé más próximo, así sucesivamente hasta que algún relé no siente esta corriente.

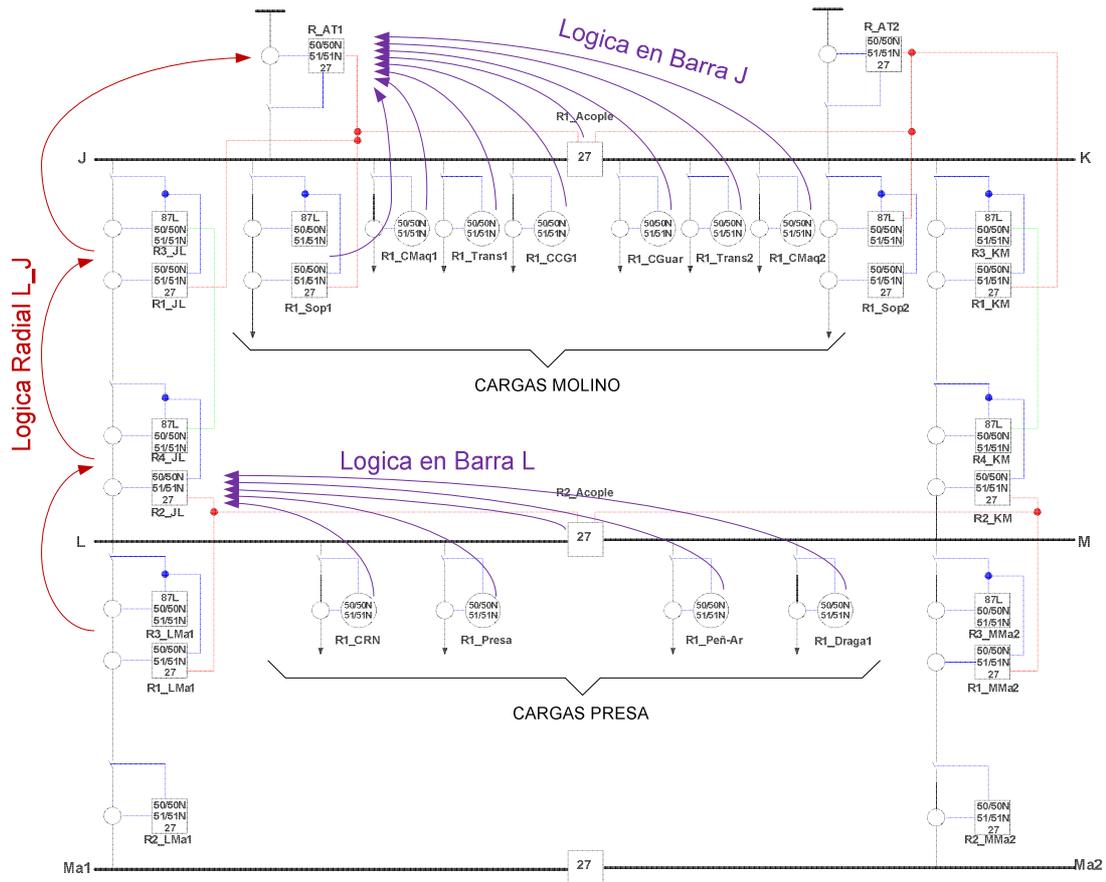


Figura 36. Esquema de Comunicación de Protecciones y configuraciones lógicas.

FUENTE: Autores

4.2.2. Criterio de Selectividad lógica en Barras

Para aplicar la selectividad lógica en barras primero debemos observar el esquema de comunicación de protecciones, conectadas en cada barra de la figura 36, podemos destacar que debe coordinarse todos los relés de sobrecorriente (cargas) 50/50N y 51/51N con los relés de alimentación tanto para Molino (terciarios) como para la Presa.

Hay que tener presente que no se considera los relés que llegan de la Daniel Palacios en las barras de molino como cargas ni los relés de mazar sobre las barras de la Presa Daniel Palacios, debido a que estos relés se utilizan en la Selectividad Lógica Radial, recordando que todos los relés se encuentran comunicados mediante el protocolo IEC 61850 debido a esto se encuentran en capacidad de enviarse mensajes GOOSE que sirven para emitir mensajes de bloqueo entre relés con el objetivo de que actúe la protección más cercana a la falla y disminuir el tiempo de actuación del relé que esta sobre la alimentación de cada barra, por esto la selectividad lógica se creará para los relés R_AT1 y R_AT2 en molino y R2_JL y R2_KM en el centro de fuerza Daniel Palacios, que son los responsables de evitar que las fallas perduren durante un tiempo



demasiado elevado y que el arco creado por este genera degradación de los elementos de potencia.

Los Relés de las Cargas al detectar una I_{Pickup} , esperan un tiempo de actuación muy bajo *Time Delay* estos valores son parametrizados sobre 50-1 o 50-2 dependiendo del archivo proporcionado por Mantenimiento eléctrico de CELEC Hidropaute, el tiempo de espera *Time Delay* está determinado por el retardo de envío de mensajes de bloque (GOOSE) al relé aguas arriba o relé principal de alimentación para la barra, este relé principal debe tener en cuenta la recepción de mensajes de bloqueo enviado por las diferentes cargas, además tener presente el estado del interruptor de acople, al estar cerrado los mensajes de bloqueo de las cargas de la barra acoplada debe llegar al relé principal. Además de que los relés principales sirve para evacuar fallas en las barras estos deben servir de respaldo para los relés de las cargas con un tiempo de actuación de respaldo más elevado como se explica más adelante con los diagramas de principio.

3.8.3. Datos y Bloques CFC para aplicar el criterio de Selectividad Lógica.

CFC sobre Digsig es un editor gráfico de funciones para la automatización de procesos, en nuestro caso para la selectividad lógica de protecciones, el cual proporciona una manera fácil de programación al poseer un interfaz muy amigable con el usuario. En la sección 1.4.2 ya dimos a conocer algunos bloques lógicos que se va a utilizar, aquí se proporcionará datos más específicos de estos orientados a los diagramas de principio, a los tipos de mensajes de entradas y salidas al relé proporcionadas por la comunicación (GOOSE), tipos de entradas internas del relé y salidas para control de bloqueo

4.2.2.1. Bloque CFC compuestas lógicas

En las compuestas lógicas vale la pena recalcar maneja datos booleanos 0 o 1 por lo que necesario convertir las señales o de mensajes de doble punto a booleano que se utiliza por lo general para determinar el estado del interruptor. Adviértase también que no podemos sobrepasar los 16 bloques en total dentro de la hoja CFC y en total tenemos 32 bloques para el relé.

Los bloques lógicos a ocupar son:

AND: En el Digsig la compuerta AND en la aplicación CFC se puede asignar varias entradas y la representación se indica a continuación con su respectiva tabla de verdad:

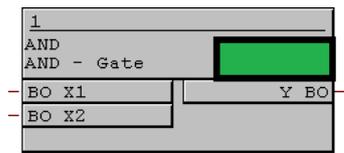


Figura 37. Bloque CFC AND en DIGSI.

X1 input	X2 input	Y output
0	0	0
0	1	0
1	0	0
1	1	1

Tabla 134. Tabla de verdad compuerta AND

NOT: En el software Digsí la compuerta de negación se la encuentra representada de la siguiente forma con su respectiva tabla de verdad:

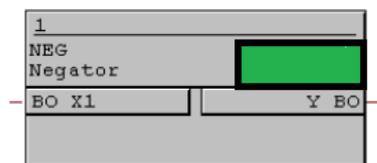


Figura 38. Bloque CFC NEG en DIGSI.

X1 input	Y output
0	1
1	0

Tabla 135. Tabla de verdad compuerta NEG

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

OR: El software Digsí nos muestra la compuerta lógica OR en la aplicación CFC puede tener varias entradas hasta 120 en total al igual que la compuerta AND, el bloque OR se muestra en la figura siguiente con su respectiva tabla de verdad:

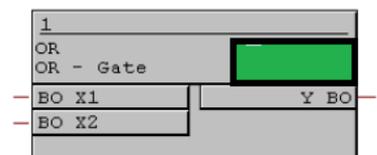


Figura 39. Bloque CFC OR en DIGSI.

X1 input	X2 input	Y output
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	1

Tabla 136. Tabla de verdad compuerta OR

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

4.2.2.2. Bloque CFC de temporización y reloj

Nos vamos a centrar en una específicamente que es la más básica ya que nosotros necesitamos para la temporización de los boqueo de los relés por lo que utilizaremos **TIMER_SHORT** que tiene un tiempo de temporización de hasta 65535 seg con una resolución de 1ms, hay que tener presente que el tiempo mas bajo de temporización es de 10ms debido a la resolución de tiempo del dispositivo que en este caso es el 7SJ61 y 7SJ62.



Podemos colocar un máximo de 30 temporizadores contando todos los niveles de desarrollos lógicos dentro del dispositivo. A continuación observamos el bloque que representa Time Short dentro de CFC con sus respectivos significados de entradas y salidas.



Figura 40. Bloque CFC TIMER_SHORT en DIGSI.

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

	Nombre	Tipo de Dato	Comentario	Configuración por defecto
Entradas	Reset	BOOL	Reset input	0
	Start	BOOL	Start Input	0
	Tx1ms	UINT	Valor de tiempo resolución 1ms	0
Salida	QT	BOOL	Tiempo continúa corriendo	0

Tabla 137. Tabla de asignación de entradas y salidas del TIMER SHORT

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

Este bloque puede ser activado nuevamente cuando este contando, al recibir un flanco positivo 0 a 1 en Start y nuevamente empieza a contar desde cero el tiempo. Al recibir un Reset las salidas van a cero, como se indica en la figura 39 donde indica el diagrama funcional de este bloque

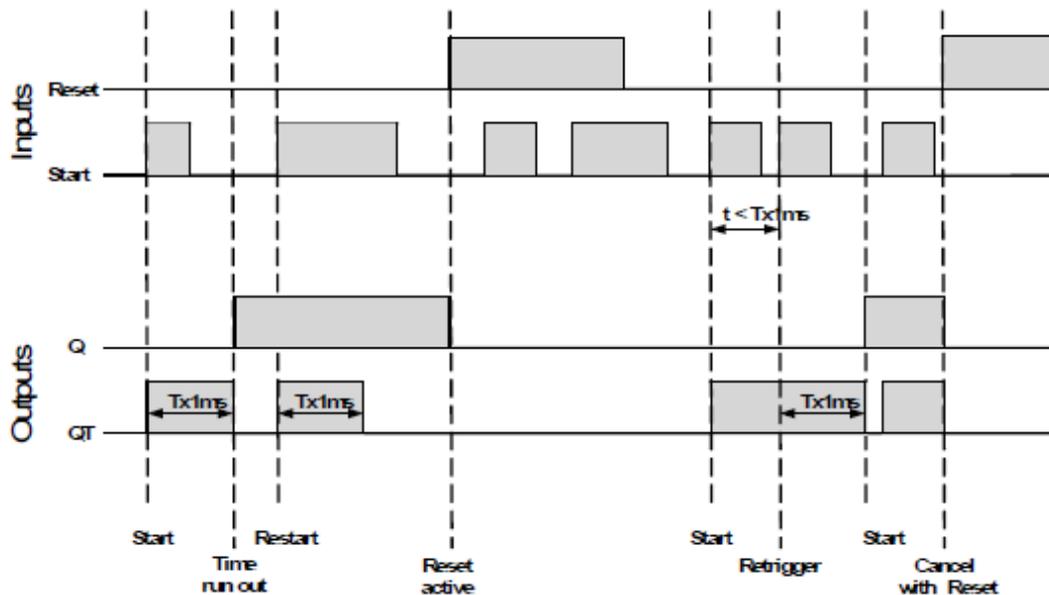


Figura 41. Diagrama funcional de TIMER_SHORT

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

4.2.2.3. Bloque CFC tipo de convertidores

Con este bloque podemos configurar el tipo de dato por ejemplo para este caso convertiremos el dato de GOOSE que esta en doble punto, de posición del interruptor a booleano para operar dentro de la lógica por lo que utilizaremos un convertido de Doble Punto a Booleano el diagrama.

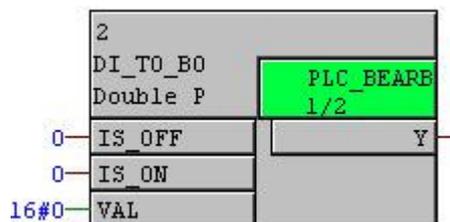


Figura 42. Bloque CFC DO_TO_BO en DIGSI.

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

	Nombre	Tipo de Dato	Comentario	Configuración por defecto
Inputs:	IS_OFF	BOOL	Pregunta de OFF	0
	IS_ON	BOOL	Pregunta de ON	0
	VAL	WORD	Indicador doble punto	16#0000
Outputs:	y	BOOL	Resultado	0

Tabla 138. Tabla de asignación de entradas y salidas de DO_TO_BO

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.



Los siguientes valores pueden estar presentes sobre Input VAL:

Valor	Significado de DP_I (indicador doble punto con distinción de posición intermedia)	Significado de DP (indicador doble punto)
0000	IINTERMEDIO (Posición Intermedia 00) Indefinido	Indefinido (correspondiente a 00)
0001	OFF (correspondiente a 01)	OFF (correspondiente a 01)
0002	ON (correspondiente a 10)	ON (correspondiente a 10)
0003	IINTERMEDIO (Posición Intermedia 11)	INTERMEDIO (correspondiente a 00)

Tabla 139. Tabla de asignación de entradas VAL

FUENTE: Siemens, *Manual CFC DIGSI*, 2006.

4.3. PROTOCOLO IEC 61850 PARA LA APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA

El protocolo IEC 61850 se lo utilizará para establecer la selectividad lógica en la coordinación de protecciones de los centros de fuerza, debido que enlaza los relés en el sistema de comunicación a través de este protocolo por medio de fibra óptica, esto sucede por el hecho que los equipos Siemens Siprotec poseen el terminal para uso del IEC 61850.

El software Digsig cuenta no solo con la aplicación CFC para crear el diagrama de principio lógico, sino también cuenta con la aplicación IEC 61850 Substation donde se establece la comunicación de los equipos siendo estos los relés parametrizando el emisor y el receptor de los mensajes GOOSE que contiene la señal en este caso del relé que debe actuar para despejar una falla para lo cual va a ser enfocado y envía automáticamente la orden de espera a la protección inmediata superior que debería actuar en caso que el despeje no sea exitoso.

4.3.1. Red de Comunicación IEC 61850

Este estándar se refiere a la comunicación en las subestaciones eléctricas, su objetivo es la interoperabilidad entre los equipos dentro de las barras de la subestación y para la transmisión de datos se utiliza el sistema de red Ethernet.

El sistema de comunicación para cada centro de fuerza se puede apreciar en el anexo 4, a partir de esto se puede determinar la topología de la red de comunicación en



anillo que cuenta con un switch para Ethernet en se interconecta con todos los relés a través de fibra óptica con el protocolo IEC 61850 el cual por medio de una red LAN de Ethernet con fibra 100BaseFX para comunicar los IED que para este caso son los relés. El tipo de fibra óptica es multimodo, el protocolo IEC 61850 sobre TCP/IP para poder integrar el sistema de comunicación a los relés con el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol) que los sincroniza por tiempo a través del switch de Ethernet, esta sincronización ya se encuentra establecida en el programa de Digsí para los centros de fuerza, el SNTP puede ser sincronizado por ejemplo por GPS.

4.3.1.1. Switch Ethernet RuggedCOM

El switch de Ethernet de fabricación RuggedCOM es el encargado de crear el enlace de datos a través de la red de Ethernet que poseen los centros de fuerza y se interconecta con los relés mediante fibra óptica multimodo con conectores para este tipo, a continuación se detalla la característica del switch de Ethernet RuggedCOM.

El switch es el RS8000H, el cual posee 4 puertos 100BaseFX y 4 puertos 10/100BaseTx con 4 conectores RJ45 y 4 conectores SC.

El MLFB que representa la serie de este switch es el siguiente:

RuggedCOM: *RS8000H-HI-MMSC-MS*

4.3.1.2. Sincronización de Tiempo

El tiempo de los IED (Intelligent Electronics Devices) que para nuestro caso de estudio son los relés que cumplen la función de analizar eventos a través de una secuencia la cual ha sido sincronizada por el SNTP (Simple Network Time Protocol) donde los relés están conectados a la red LAN de esta manera se justifica el uso del SNTP. El reloj maestro es quien sincroniza los IED a través de la red LAN de Ethernet.

En la siguiente figura se puede observar como ha sido parametrizado el tiempo de sincronización para los relés en el software Digsí los cuales tienen el mismo criterio, esto se da para los relés 7SJ61 y 7SJ62 para redes de comunicación de 100Mbit.

La figura 43 nos indica que el tiempo de sincronización utiliza como fuente el Ethernet NTP, donde también se puede observar el tiempo para monitorear cada equipo y la zona horaria. Mientras tanto que la figura 43 nos indica el ajuste para la interface de los dispositivos a través de Ethernet donde se destaca la operación a través del switch.

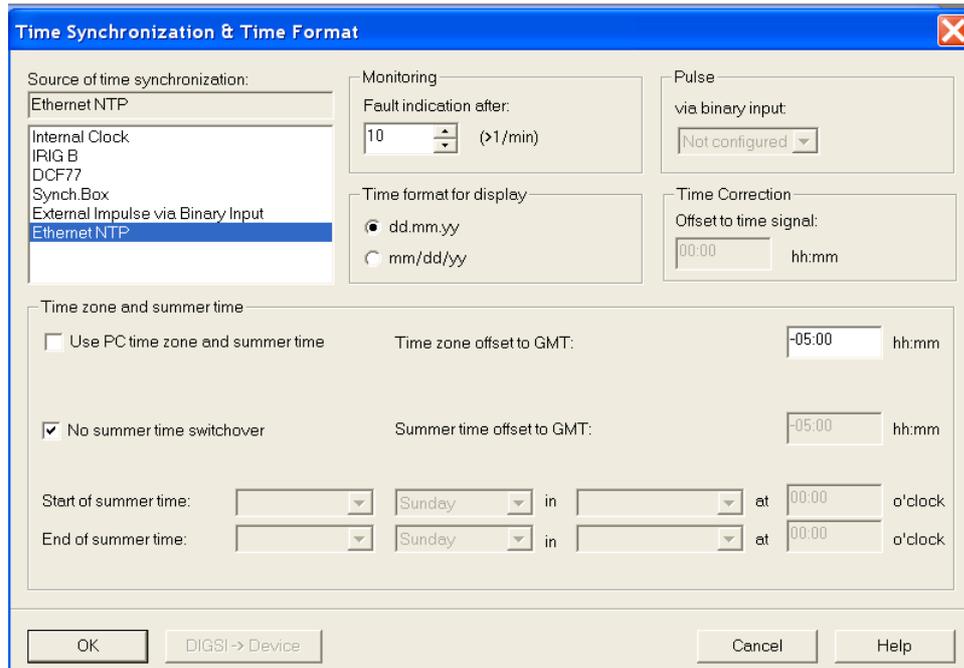


Figura 43. Tiempo de Sincronización en DIGSI.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

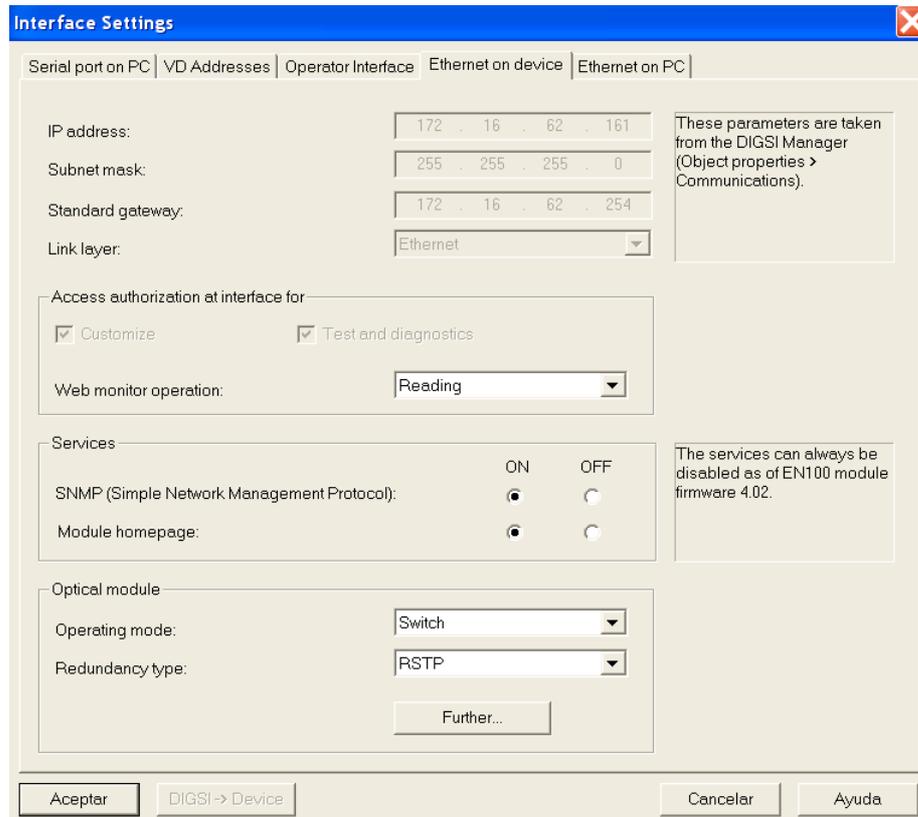


Figura 44. Ajuste de la Interfase de Ethernet en DIGSI.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



El switch de Ethernet utiliza un protocolo RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) siendo un protocolo de red que permite enlazar equipos mediante la transmisión de datos que reduce el tiempo de convergencia de las señales de acuerdo a la topología, monitoreando las trayectorias que componen el enlace, además en RSTP el flujo de datos se controla mediante la asignación de prioridades para cada switch.

4.3.1.3. Comunicación con Fibra Óptica

Para determinar cómo se estableció la comunicación entre los equipos, hemos tomado como referencia de las interfaces de comunicación los parámetros más relevantes que el fabricante propone.

Interfaz de servicio/modem

Se utilizó fibra de vidrio de 62,5/125 μm , para una longitud de onda de 820 nm con conectores del tipo ST, este sistema posee una atenuación máxima de 8 dB, puede ser puenteable hasta 1,5 Km

Interfaz del sistema

A partir de las características del conductor de fibra óptica que se estableció con el enunciado anterior, el Ethernet nos da una velocidad de transferencia de datos de 100Mbps de acuerdo al Ethernet 100BaseTX.

4.3.2. Jerarquía IEC 61850

El protocolo IEC 61850 presenta una jerarquía de acuerdo a los equipos y funciones que cumplen para acoplarlos a la red de comunicación, esto se crea con la finalidad de proceder a desarrollar que el sistema diseñado cumpla con la función establecida y cada uno de estos se conforma de acuerdo a las necesidades del sistema de protecciones y de hecho para seleccionar los equipos. En la siguiente figura se puede observar como se ha desarrollado el protocolo IEC 61850 para los centros de fuerza.

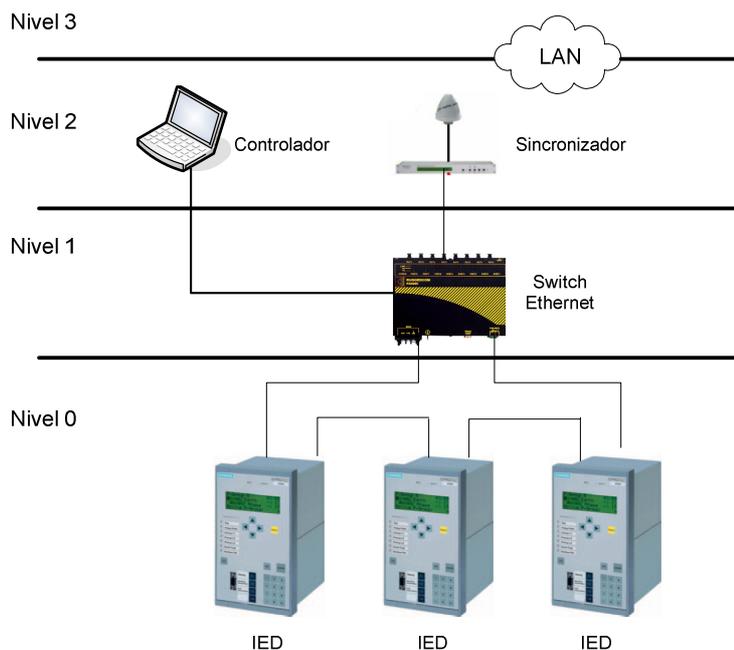


Figura 45. Diagrama de comunicación mediante el Protocolo IEC 61850.

FUENTE: Autores.

La figura 45 nos indica cuatro niveles, donde el nivel 3 establece la comunicación a través de la red LAN que es tomada por el sincronizador en el nivel 2 y se encuentra un equipo controlador que manifiesta las funciones mediante la base de datos. El nivel 1 representa la conexión del switch de Ethernet con el controlador y el sincronizador de tiempo y sirve para acoplar los equipos IED o relés en el sistema de protecciones en el nivel 0 y de esta manera cumplan las funciones que han sido establecidas, para este caso se presentaría por selectividad lógica; es por este motivo el switch cumple la función de comunicar es un enrutador de la red de Ethernet.

4.3.3. Mensaje GOOSE

Los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) basado en la norma IEC 61850 son paquetes de datos que se pueden transmitir a través del sistema de comunicación Ethernet de forma cíclica y controlada por los sucesos que se presenten como son las fallas; sirven para intercambiar información directa entre los equipos mediante el envío de los mensajes estableciendo la comunicación entre los relés de cada celda.

El tiempo para la transmisión de mensajes GOOSE, en estado de arranque del relé de protección, depende del número de equipos conectados al canal IEC 61850 a través de la fibra óptica y las señales emitidas por el switch, además hay que considerar la prioridad que posee cada mensaje y los switch mediante el protocolo RSTP son los encargados de hacerlo.

Los mensajes GOOSE tienen una duración de 12us con un periodo fundamental de 0.5s, cuando no existe un cambio de estado del mensaje, ahora cuando el estado del



mensaje cambia los mensajes GOOSE se envía espontáneamente después de 1ms, 2ms, 4ms, 8ms, etc, hasta volver al periodo fundamenta si no cambia de estado. La transmisión cíclica permite a los comunicadores detectar un fallo usando un bloque lógico cuando un transmisor a fallado o cuando un canal de comunicación está interrumpido.

Podemos representar esto con un ejemplo asignando una señal de I_{pickup} sobre el mensaje GOOSE, para representarlo como se indica en la figura 46.

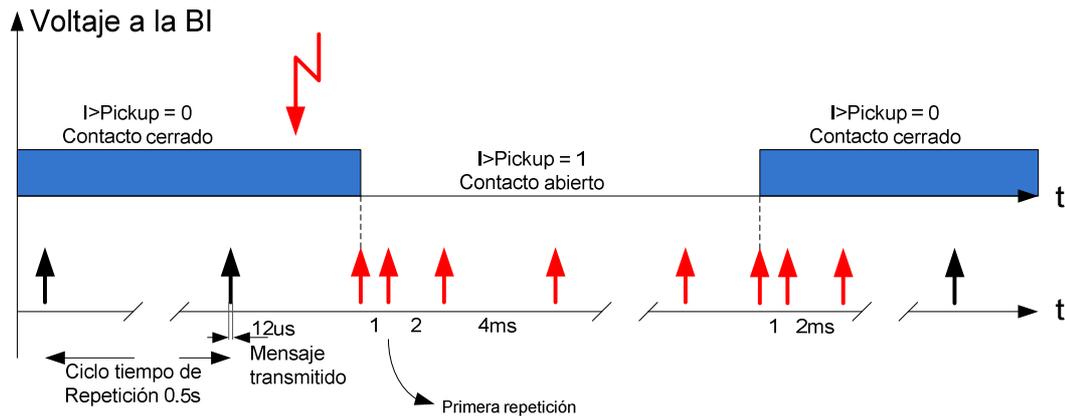


Figura 46. Estado binario como son transmitidos los mensajes GOOSE

FUENTE: IEC61850_applications_en.pdf

4.3.3.1. Aplicación IEC 61850 en Digsí

El archivo que nos fue facilitado por Mantenimiento Eléctrico de Celec Hidropaute, el cual contiene la parametrización de los relés con selectividad cronométrica a la cual se agregará la selectividad lógica, la comunicación de los equipos a través del protocolo IEC 61850 para el acople de barras y para las protecciones diferenciales, estos archivos contienen su propia lógica de control de los interruptores en la aplicación CFC.

En este archivo de Digsí nosotros vamos a adicionar la aplicación de la comunicación enfocada a la selectividad lógica creando dentro de la subestación que representa cada centro fuerza la comunicación por medio de los mensajes GOOSE; a continuación se explicará cómo crear los mensajes GOOSE en Digsí.

➤ *Abrir el protocolo IEC 61850 dentro de Digsí*

En la figura 45 observamos en la parte izquierda las carpetas que conforman el proyecto de cada centro de fuerza y el protocolo de comunicaciones, para esto seleccionamos la carpeta IEC y abrimos el proyecto ‘IEC61850 station’.

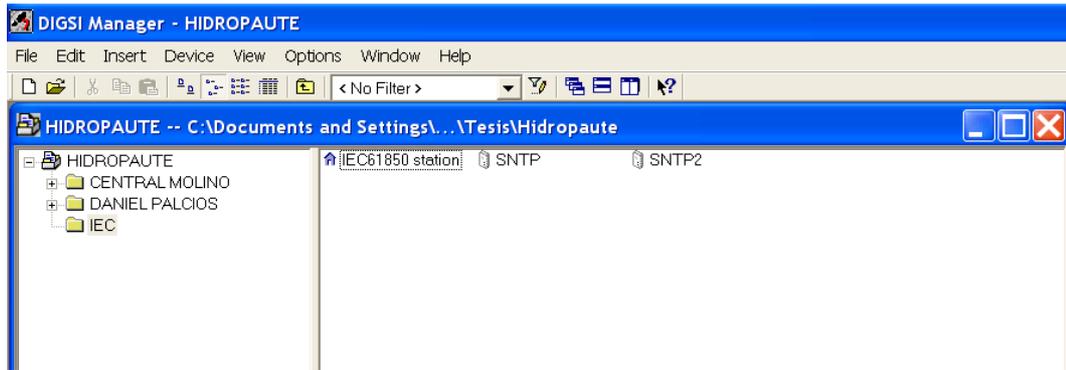


Figura 47. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

➤ *Aplicación IEC 61850 station Network*

Luego de abrir el archivo IEC 61850 station, se accede a este enlace se presenta la opción ‘Network’ la cual ejecutando ‘New Devices’ se crean nuevas subestaciones ‘Subnet 1’ y también cada celda con su respectivo relé, la dirección IP se crea por defecto para cada dispositivo o devices, el SNTP hace referencia a la sincronización de tiempo que llega al switch de Ethernet.

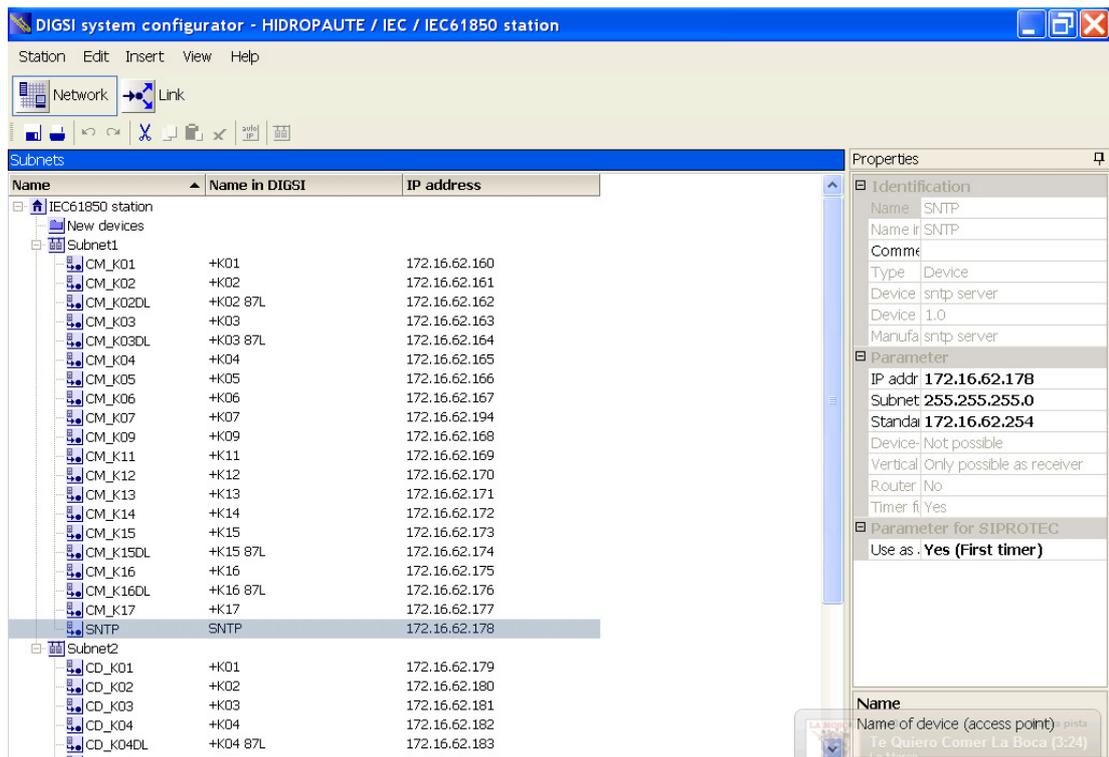


Figura 48. Interfaz de Digsí para la aplicación IEC 61850 station Network.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

➤ *Aplicación IEC 61850 station Link*

El enlace ‘Link’ nos muestra las fuentes que emiten señales ‘Sources’ y quienes las reciben ‘Destination’, en cada Subestación se han creado dos aplicaciones, la primera



hace referencia a la falla para que actúen los relés diferenciales, la segunda demuestra la Transferencia entre barras o acoples cuando una de las dos celdas deja de suministrar energía activan o desactivan el relé de la celda de acople mediante el disparo o trip de la función 27. Cada aplicación tiene su prioridad en este caso la de falla es baja mientras que la transferencia posee alta prioridad y le vamos a cambiar a prioridad media esto se puede modificar en propiedades ‘Properties’ debido a que los mensajes de protecciones son alta prioridad. En la parte inferior en ‘Sources’ se adicionan las fuentes o emisores de una función determinada por un relé de la celda que proviene mientras que junto a esta columna se tienen los destinos ‘Destination’ que representa a que relé de una celda recibirá el mensaje GOOSE y provoque una acción como por ejemplo de disparo, de medida o de control.

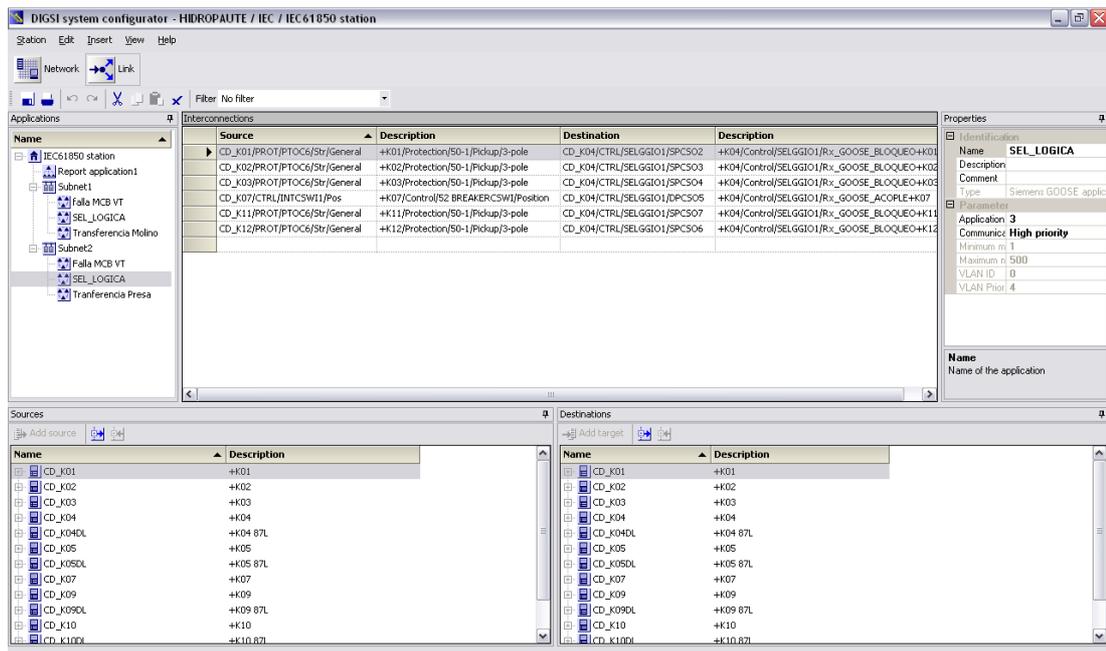


Figura 49. Interfaz de Digs para la aplicación IEC 61850 station Link. Selectividad lógica sobre la Presa en le barra L.

FUENTE: Autores

4.3.3.2. Mensajes GOOSE en Digs

En el punto anterior se indicó las funciones que contiene el archivo que realiza el control de la operación y comunicación de los centros de fuerza, ahora se indicará como crear una aplicación de mensajes GOOSE tanto para el ‘Source’ como para el ‘Destination’, para esto se configura previamente los ‘Source’ y los ‘Destinatin’ en la matriz de entradas y salidas (Matrix I/O) adicionando la aplicación requerida como por ejemplo de control (CTRL).

➤ Adicionar Aplicación GOOSE

Se presiona click derecho sobre la subestación que se quiere aplicar ‘Subnet 1’, y aparece ‘Add GOOSE application’, se crea una nueva aplicación la cual se puede renombrar.

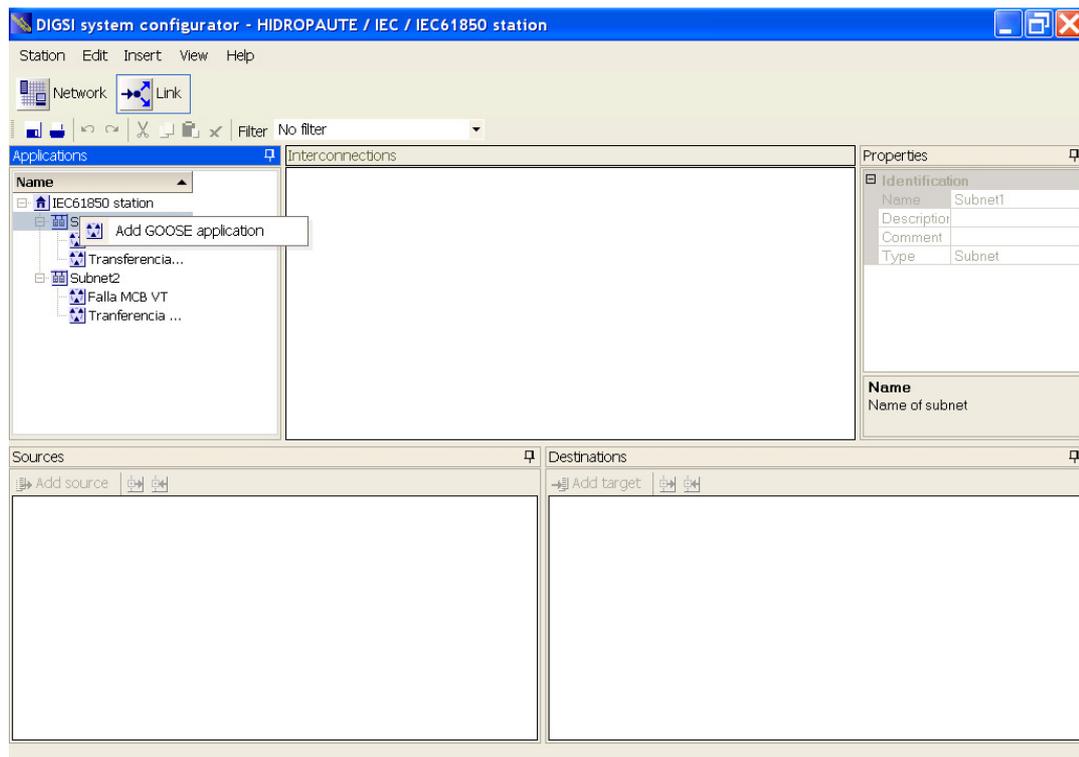


Figura 50. Interfaz de Digi para la aplicación IEC 61850 station agregar aplicación GOOSE.

FUENTE: Autores

➤ **Propiedades Aplicación GOOSE**

En la opción ‘Link’ nos ubicamos en propiedades ‘Properties’, en la cual nosotros en identificación en la opción ‘Name’ renombramos la aplicación y en la opción parámetros ‘Parameters’ se selecciona el nivel de la prioridad en este caso se selecciona ‘High priority’ por el hecho de que se va a configurar la comunicación para la coordinación de protecciones.

➤ **Matriz de Entradas y Salidas**

Luego de crear la aplicación de mensajes GOOSE cerramos el IEC 61850 station de acuerdo a la celda que se necesite configurar se abre la opción ‘Settings’ a la que pertenece la celda y buscamos la matriz de entradas y salidas ‘Matrix I/O’ tal como se muestra la figura 49 aquí nosotros seleccionamos el proceso de que realizará la protección tal como se muestra, siendo estos control, medida, procesoso o podemos crear nuestro propio grupo donde colocaremos todos los elementos para realizar la selectividad lógica sobre dicho relé, Creado nuestro gupro insertamos información tal como indicadores, comandos y valores medidos, los que utilizaremos serán los indicadores externos de simple y doble punto “*external sinlge point on/off (ExSP)*” o “*external double point on/off (ExDP)*” como se indica en la figura 50



parametrización utilizamos DO SPCSO “Single point controllable status output” es un punto simple de salida de estado controlable, y se indica en la figura 53.

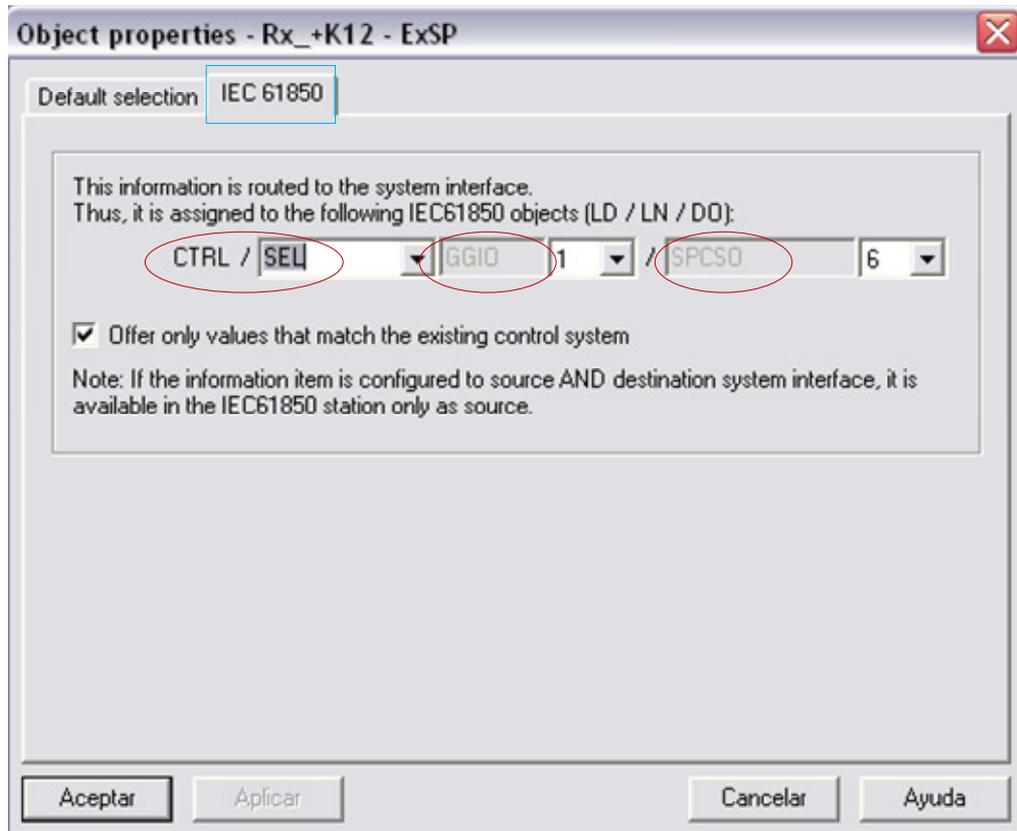


Figura 53. Interfaz de Digsi para la configuración de la Propiedades del Objeto en función del IEC 61850.

FUENTE: Autores

➤ *Envío y Recepción de mensajes GOOSE*

Luego de configurar la matriz I/O se debe cerrar la aplicación para abrir el IEC 61850 station, como creamos la aplicación GOOSE nos ubicamos en ‘Source’ y buscamos la función y el nivel jerárquico del objeto en IEC 61850 y se selecciona por ejemplo la representación del mensaje y se aplica el ‘Add Source’ y en el cuadro de fuentes y destinos se carga el mensaje.

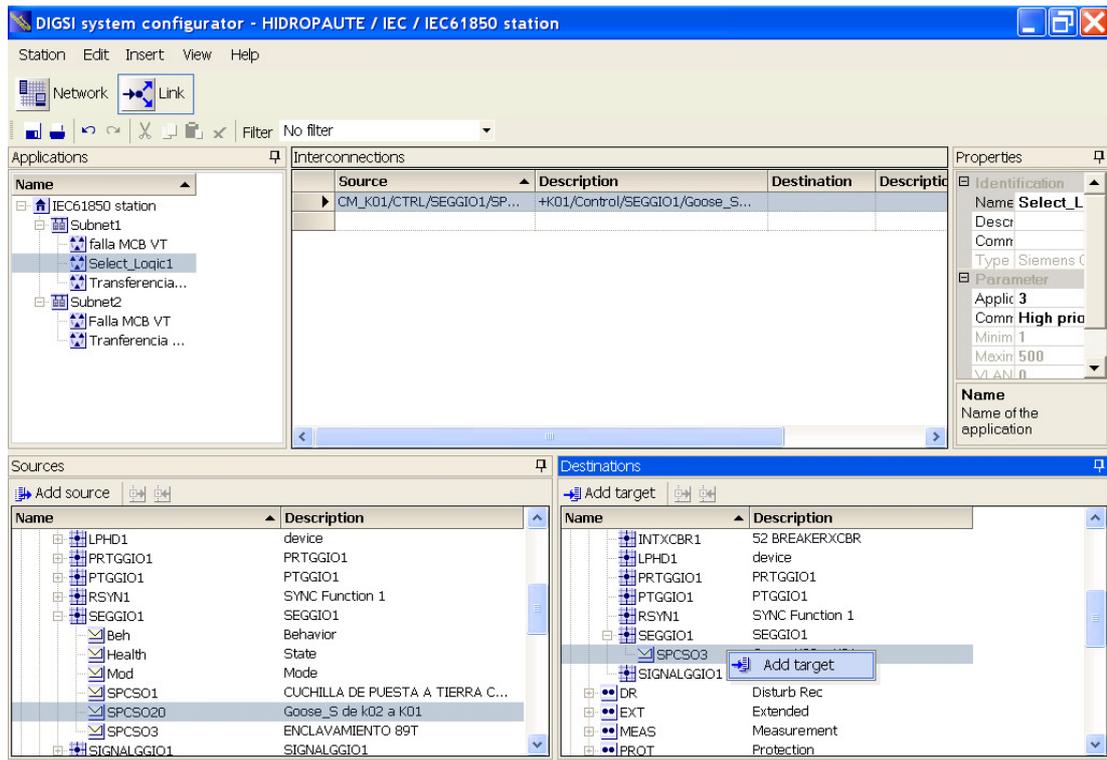


Figura 54. Interfaz de Digi de IEC 61850 station agregar fuente.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.

El procedimiento para agregar el destino para la comunicación es igual que en la fuente, luego de haber creado el destino en la matriz I/O buscamos en la ventana ‘Destination’ del IEC 61850 station y buscamos el relé con el dispositivo lógico y su respectivo nodo lógico representado en el mensaje y presionamos ‘Add target’ y se carga en la ventana de interconexiones estableciendo la comunicación.

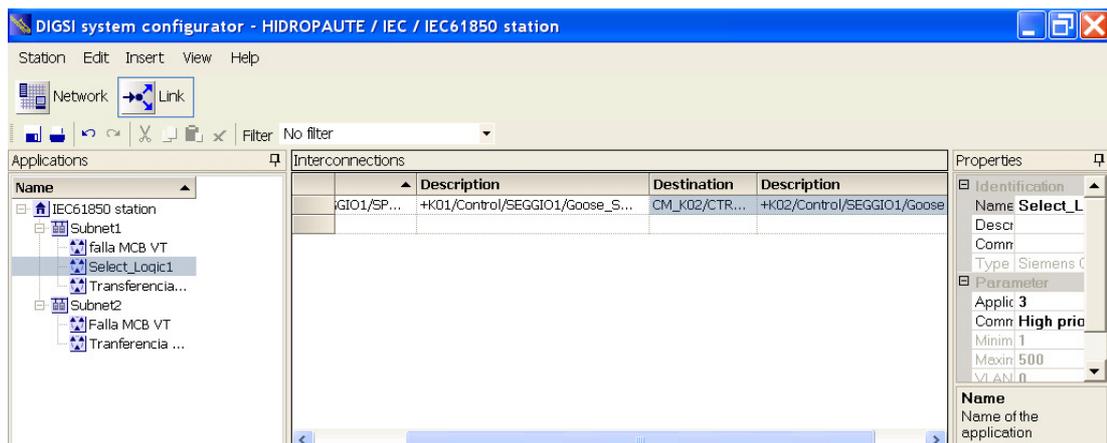


Figura 55. Interfaz de Digi de IEC 61850 station agregar destino en Interconexiones.

FUENTE: Mantenimiento CELEC Hidropaute.



4.3.4. Nomenclatura estructura de mensajes GOOSE en IEC 61850

Esta nomenclatura representa una estructura funcional para establecer la comunicación a través de los mensajes GOOSE por medio del protocolo IEC 61850, estas son las funciones que pueden habilitar los relés acorde a la estructura jerárquica de la aplicación en la bahía de la comunicación. La estructura funcional se representa de la siguiente manera: LD/LN/DO, donde:

LD: Dispositivo lógico (Logical Devices)

LN: Nodo lógico (Logical Node)

DO: Objeto de dato (Data Objet)

4.3.4.1. Nomenclatura para Dispositivos Lógicos LD

Los dispositivos lógicos son formados por un número de nodos lógicos LN para una función determina y estos se programan en el Digi si aunque el estándar no proporciona nombres específicos de estos, pero podemos enumerar algunos usados en diferentes marcas de relés:

Dispositivo Lógico LD	
CTRL	Control de Dispositivo Lógico
DR	Registro de Perturbación de Dispositivo Lógico
EXT	Extensión de Dispositivo Lógico
MEAS	Medición de Dispositivo Lógico
PROT	Protección de Dispositivo Lógico

Tabla 140. Nomenclatura Dispositivos Lógicos

FUENTE: Autores.

4.3.4.2. Nomenclatura para Nodos Lógicos LN

Estos están representados en la tabla 7 de forma general aquí se especifica su funcionamiento dentro de cada grupo

Nodo Lógico LN	
LPHD	Dispositivo físico
LLNO	Nodo lógico 0
PDIF	Protección diferencial
PDIS	Protección de distancia
PIOC	Protección de sobrecorriente instantánea
PSCH	Disparo Remoto
PTOC	Protección de sobrecorriente temporizada
PTOV	Protección de sobrevoltaje
PTRC	Condición para disparo de protección
PTUV	Protección de bajo voltaje
RBRF	Falla de interruptor



Nodo Lógico LN	
RFLO	Localizador de falla
RPSB	Detección de bloqueo de oscilación de potencia
RREC	Auto cierre
RSYN	Señal de Sincronismo
GGIO	Proceso genérico de entrada y salida I/O
MMTR	Medidor de Potencia
MSQI	Medición de valores - Componentes Simétricas
MMXN	Medición no relacionada a fase
MMXU	Medición trifásica
CALH	Resumen de eventos de Alarmas
XCBR	Interruptor

Tabla 141. Nomenclatura Nodos Lógicos

FUENTE: Autores.

Aquí algunos ejemplo de los nodos lógicos en sus respectivos grupos

Grupos de Nodos Lógicos	
Función de Protección (P)	PDIF
	PDIR
	PIOC
	PTOC
	PTOF
	PTOV
Medición (M)	MADV
	MDIF
	MMXU
	MMTR
	MSQI1
Control (C)	CILO
	CPOW
	CSWI

Tabla 142. Grupos de Nodos Lógicos

FUENTE: Autores.

Los nodos lógicos al inicio se detallan la función comprimida FC para establecer la característica del mismo y su operación.

Funciones Comprimidas	
FC	Semántica
ST	Información de Estado
MX	Medidas
SP	Punto de ajuste
SV	Sustitución
CF	Configuración



Funciones Comprimidas	
DC	Descripción
SG	Grupo de ajuste
SE	Grupo de ajuste editable
SR	Servicios de respuesta
EX	Respuesta Extensa
XX	Datos de Atributos

Tabla 143. Nomenclatura de Funciones Comprimidas

FUENTE: Autores.

4.3.4.3. Nomenclatura para Objeto de Dato DO

EL objeto de dato o data object corresponde a las funciones más específicas de los nodos lógicos que cumple la interoperabilidad de los equipos que conforman la subestación, en la tabla que se muestra a continuación se indican algunos de los data object.

Atributos de Dato de Objeto					
Mod	Modo	Proxy	LN esta destinado	GriFltNum	Número de Fallas en Grid
Beh	Funcionamiento	TotW	Potencia activa total	LEDRs	Reseteo de los diodos que emiten luz
Health	Estado de Operación	TotVA	Volto amperios total	Rel	Relevar
NamPlt	Nombre de placa	TotVAr	Volto amperios reactivos total	VInd	Indicación de Voltaje
Op Tmh	Operación en tiempo/hora	TotPF	Factor de Potencia total	AngInd	Indicación de Ángulo
Str	Iniciar	PPV	Voltaje fase - fase	HzInd	Indicación de Frecuencia
Tr	Disparo	PhV	Voltaje de fase	SynPrg	Sincronización en Progreso
Loc	Local	A	Corriente	DifVClc	Voltaje diferencial calculado
OpCnt	Contador de operación	SupWh	Sumnistro en Vatios hora	DifHzClc	Frecuencia de diferencia calculada
Pos	Posición	SupVArh	Sumnistro en Volto amperios reactivos hora	DifAngClc	Ángulo de diferencia calculado
BlkOpn	Bloqueo en Apertura	DmdWh	Demanda en Vatios hora	GrAlm	Grupo de Alarma
BlkCls	Bloqueo en Cierre	DmdVArh	Demanda en Volto amperios reactivos hora	GrWrn	Grupo de Advertencia



Atributos de Dato de Objeto					
CBOpCap	Capacidad de operación del Interruptor	SeqA	Corriente de secuencia	CtlNum	Control Numérico
SumSwARs	Suma de interrupción en Amperios reseteable	SeqV	Voltaje de secuencia	PhyNam	Nombre físico
PhyHealth	Estado de Operación físico	RcdMade	Grabación completa de Perturbaciones	RcdStr	Grabación de procesos de Inicio de Perturbaciones
FitNum	Número de Fallas				

Tabla 144. Nomenclatura de Objeto de Datos

FUENTE: Autores.

4.4. DIAGRAMA DE PRINCIPIO PARA LA APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA

Los esquemas que controlaran las protecciones mediante circuitos lógicos son los diagramas de principio, considerando el criterio de selectividad lógica de los relés 7SJ62 serán los responsables de llevar a cabo la coordinación de las protecciones tal como explicó en el inciso 4.1 y representado en la figura 36, los responsables de crear la selectividad lógica son los relés de los terciarios y para la selectividad radial la interconexión con la barra de la presa.

4.4.1. Diagramas de Principio

Los diagramas de principio también consideran la interconexión de las barras a través de los acoples, comunicados a través de los mensajes GOOSE de recepción Rx y de transmisión Tx, estos diagramas de principio funcionarán para cualquier tipo de falla conocida de acuerdo a que simplemente se definirá la selectividad de la actuación de los relés en presencia de una anomalía y disminuye el tiempo de despeje de la misma.

4.4.1.1. Diagramas de Principio para la configuración radial

En el diagrama de principio se consideran practicamente solo la alimentación y las líneas de interconexión entre barras, se lo utilizará para las fallas de fase – fase tomando en referencia la parametrización del relé sobre 50-1

Vamos a explicar los esquemas de principio sobre la configuración radial 1 que consiste de los siguientes relés: R_AT1, R1_JL del Centro de Fuerza Molino (CFM) y R2_JL, R1_LMa1 del Centro de Fuerza de la Presa (CFP), por lo que la

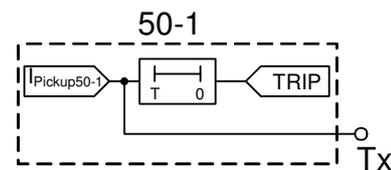


configuración radial 2 es análoga y se indicara en cual relé va el diagrama correspondiente.

RELÉ: R1_LMa1 y R1_LMa2 (CFP)

En al diagrama de la figura 56 observamos el esquema de principio a realizar sobre CFC, pero no es necesario hacerlo porque la función 50-1 lo realiza internamente el relé, lo necesario seria enviar un mensaje GOOSE indicando la detección de la I_{pickup} para bloquear al relé más próximo aguas arriba.

Figura 56. Esquema lógico sobre los relés R1_LMa1 y R1_LMa2
FUENTE: Autores.

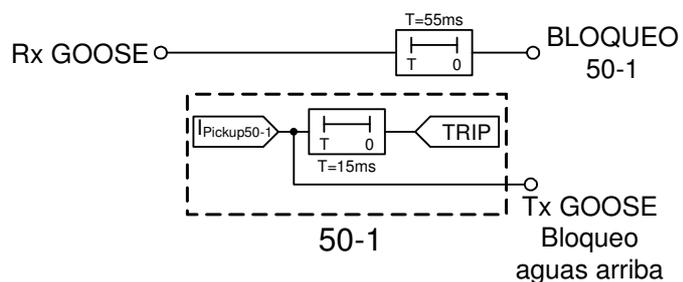


RELÉS: R2_JL (CFP) y R1_JL, R_AT1 (CFM) Análogo a R2_KM (CFP) y R1_KM, R_AT2 (CFM)

Estos relés tiene la misma función de relé anterior pero adicionalmente tiene la señal de bloqueo, este bloque funcionara durante un tiempo determinado de 55ms + 15 ms este ultimo de temporización del 50-1, con un total de 70ms tiempo suficiente para abrir el interruptor del relé aguas abajo, por lo cual no sirve como respaldo por si existe algún problema con el interruptor aguas abajo, algo importante de recalcar es que las corrientes de cortocircuito parametrizadas sobre 50-1 de cada relé, son muy diferentes en magnitud con respecto a la protección en las barras por ejemplo la corriente de cortocircuito del relé R1_LMa1 \ll R2_JL por lo que un fallo en la línea de interconexión entre la presa y mazar actuara el diferencial y de no ser así la protección de sobre corriente del R1_LMa1 pero esta corriente no la sentirá la protección de la barra ya que la corriente de esta es mayor. En conclusión máximo se podrá sentir la corriente de falla sobre el relé mas próximo a la falla y sobre el relé aguas arriba a este y eso en la líneas de interconexión.

Figura 57. Esquema lógico sobre los relés R2_JL, R1_JL y R_AT1 también R2_KM, R1_KM y R_AT2

FUENTE: Autores.



4.4.1.2. Diagramas de Principio para la configuración en Barras

En el diagrama de principio del centro de fuerza de la Central Molino se consideran todas las cargas de las dos barras y obviamente el acople si se presenta, donde cada barra posee 4 cargas y se lo utilizará para las fallas de fase – fase de cualquier índole; a continuación se esquematiza el diagrama de principio para este servicio auxiliar.

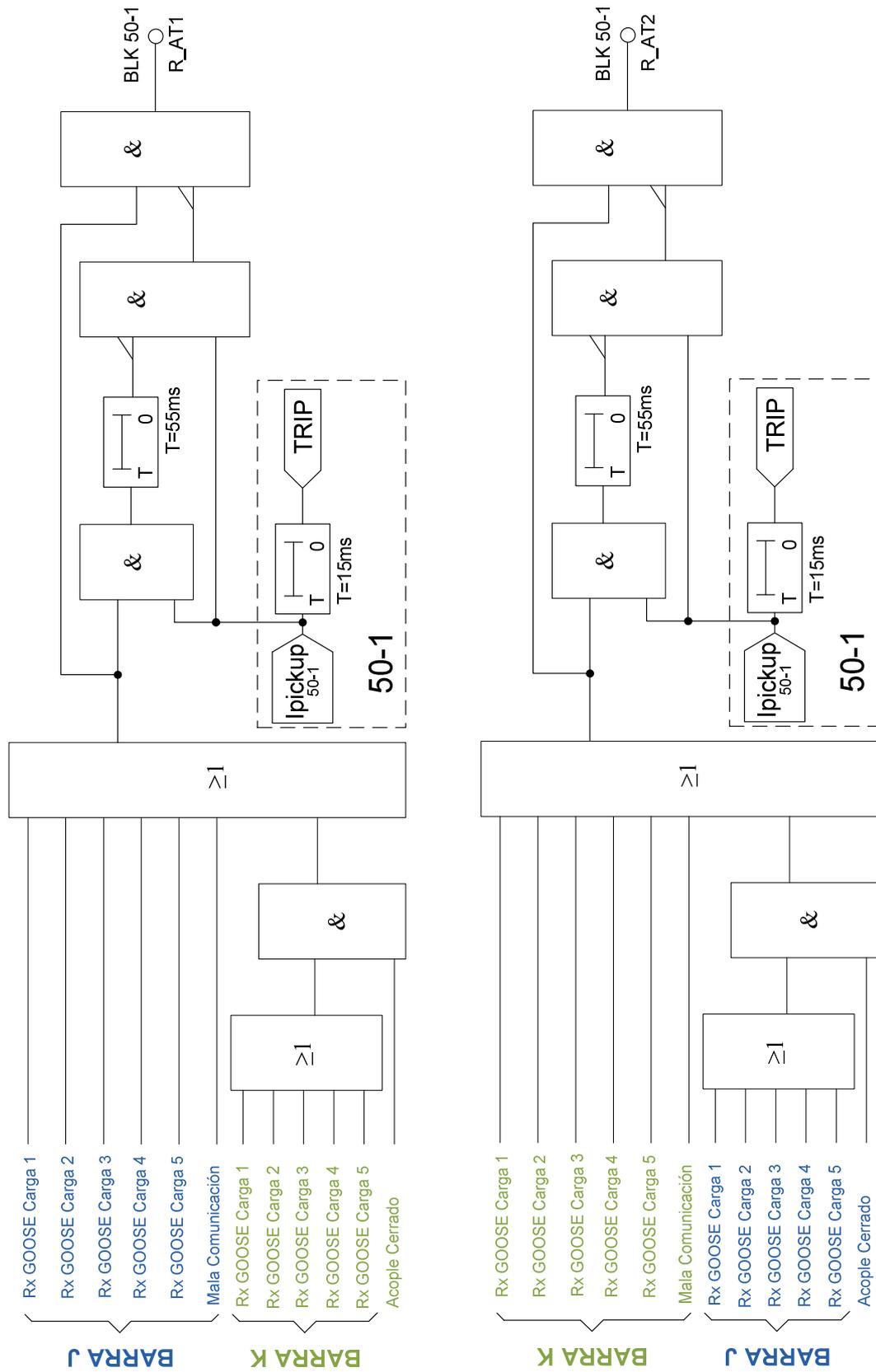


Figura 58. Diagrama de principio Centro de Fuerza Central Molino

FUENTE: Autores.

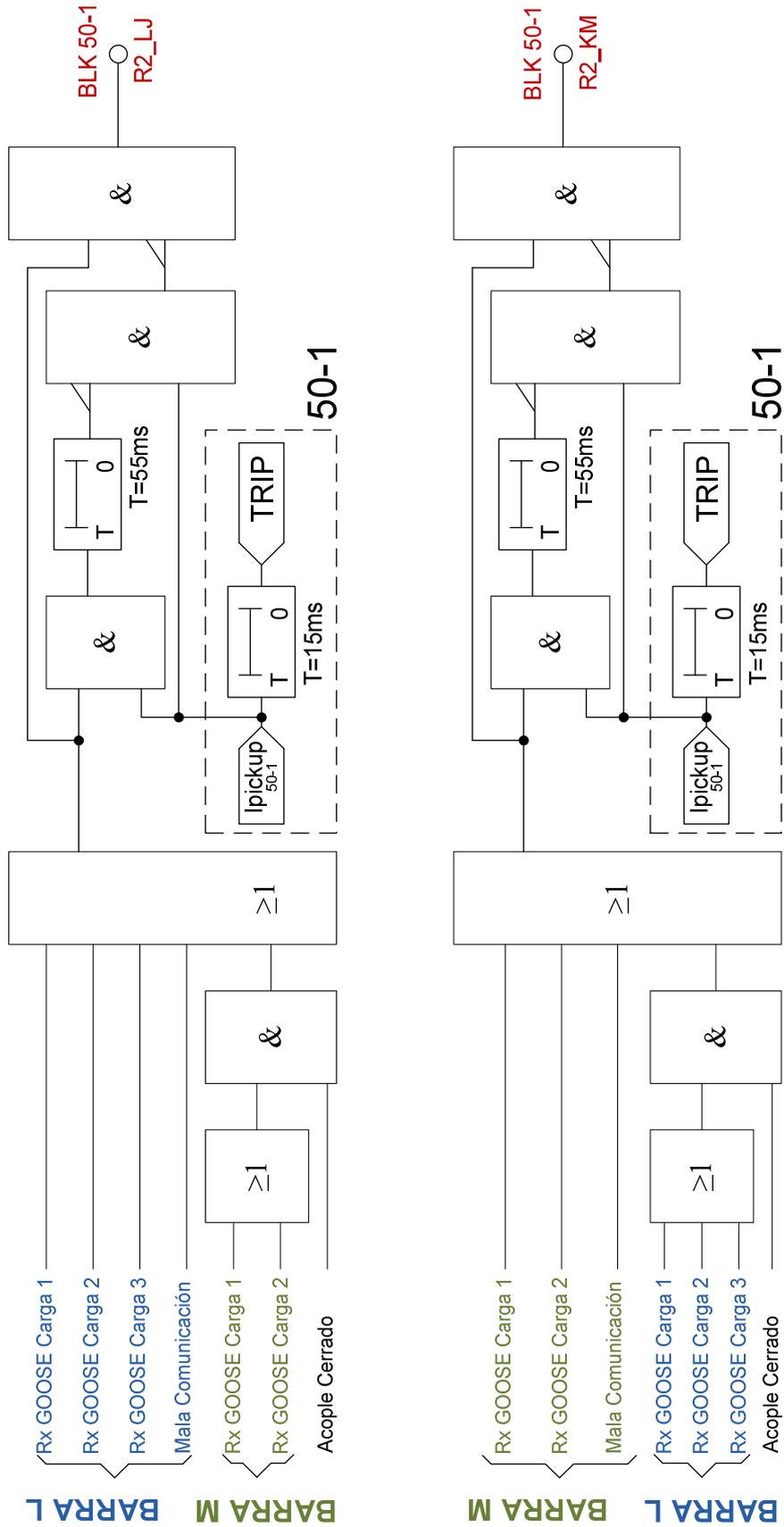


Figura 59. Diagrama de principio centro de fuerza Presa Daniel Palacios.

FUENTE: Autores.



Se utilizaron las compuertas descritas al inicio del capítulo, cada Rx GOOSE representa los mensajes recibidos por cada carga de acuerdo al estado de operación de su relé, se observa la señal del acople cerrado para el caso de que uno de los terciarios no esté suministrando energía y el otro cumpla esta función para que lleguen las señales a una compuerta OR de cada carga, las señales de las cargas de la otra barra y una de mala comunicación para ordenar el bloqueo de R_AT1 y R_AT2, este bloqueo permanece durante 55ms que es de respaldo si que el interruptor de las cargas no funcionan después de este tiempo el relé empieza a contar los 15ms dado por la parametrización del 50-1.

El criterio utilizado para el centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios es muy similar al anterior, cambia solamente en que disminuye la cantidad de cargas de cada barra y de igual manera está destinada a funcionar para cualquier tipo de falla.

Es muy importante la función de comunicación de los mensajes GOOSE para crear los Rx que enlazan cada protección y genera la actuación de la protección destinada como son los relés de la interconexión que llegan a esta barra el R2_JL y el R2_KM y de igual manera consideramos si se presenta el acople de la barras.

Las *cargas corresponden a cada celda* que comprende los centros de fuerza para proveer los servicios auxiliares del suministro de energía eléctrica, no es necesario realizar diagrama lógico ya que la carga siente la I de falla y mediante la temporización 50-1 espera para reportar al relé principal aguas arriba enviándole una señal de bloqueo (GOOSE).

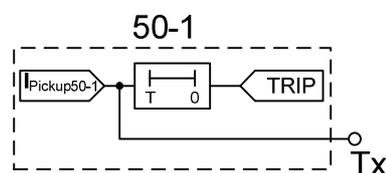


Figura 60. Diagrama de principio Cargas centro de fuerza.

FUENTE: Autores.

4.4.2. Aplicación CFC en Digsig

La aplicación CFC en Digsig comprende el control lógico de la operación en este caso de un sistema de protección donde se esquematiza los diagramas de principio pero esto sucede luego de la configuración de la Matriz I/O donde se crean las entradas y salidas de la operación destinada y de la creación de la comunicación mediante los mensajes GOOSE en la IEC 61850 station.

El diagrama de principio se dibuja en la ventana CFC insertando la compuerta lógica que se necesita y se debe conectar las entradas y salidas de acuerdo al esquema lógico previamente creado, el CFC se utiliza no solamente en selectividad lógica sino también para controlar las operaciones de apertura o cierre de interruptores y



cuchillas tal como se encuentra en el archivo de Digsy proporcionado por el personal de mantenimiento.

4.4.2.1. Archivo CFC en Digsy

En el inciso presente describirá cómo funciona la aplicación CFC en Digsy con enfocándonos a la creación de un nuevo proyecto correspondiente a la selectividad lógica adjunto a los controles lógicos mencionados.

➤ *Crear aplicación CFC*

Luego de cargar el archivo y seleccionar la celda destinada a crear la selectividad lógica, nos ubicamos en ‘Settings’ y presionamos click derecho y seleccionamos ‘Insert CFC chart’ para crear una nueva aplicación gráfica.

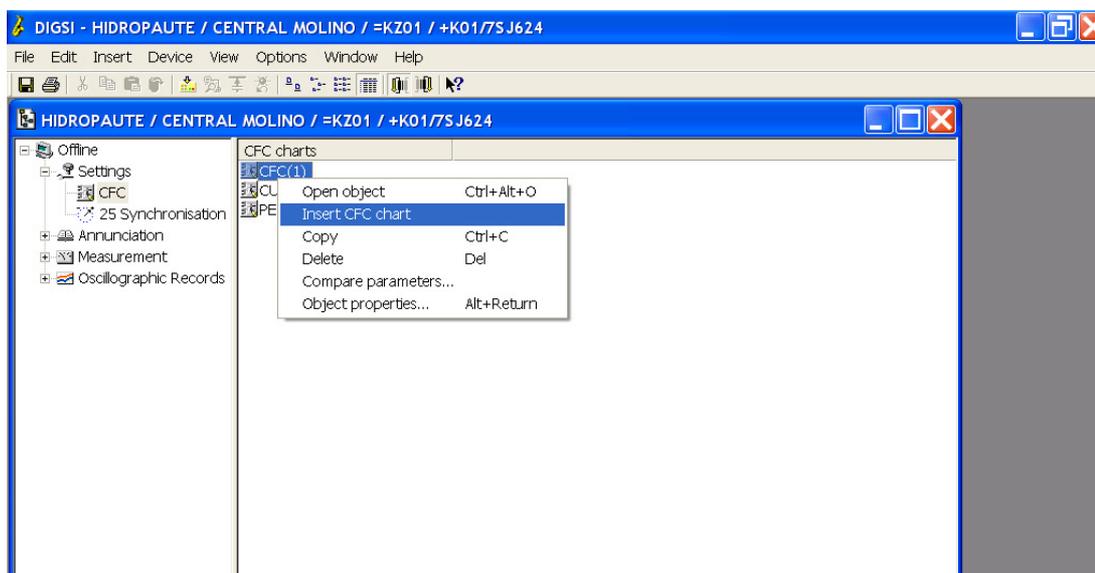


Figura 61. Nueva aplicación CFC chart.

FUENTE: Autores.

Para cambiar el nombre y establecer las propiedades de la nueva aplicación con click derecho en la misma y seleccionamos ‘Object properties’.

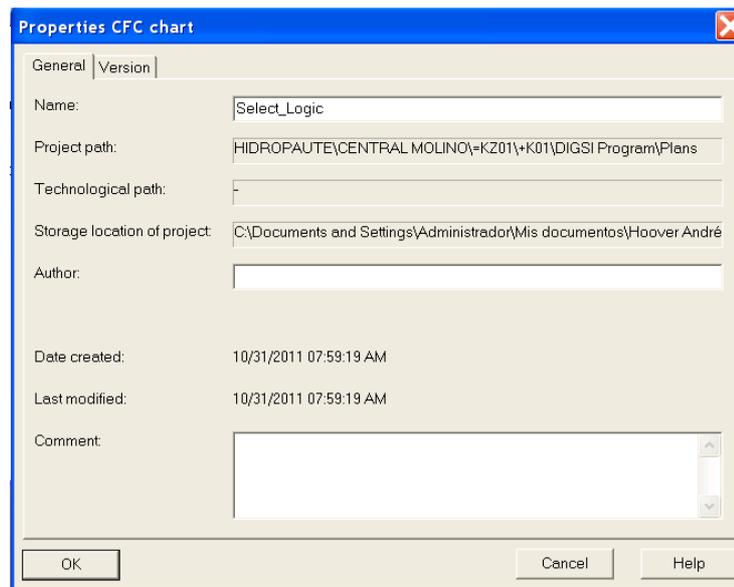


Figura 62. Propiedades del nuevo CFC Chart.

FUENTE: Autores.

➤ ***Abrir aplicación CFC***

Se creó la nueva aplicación, ahora para abrir el archivo con doble click izquierdo en la misma y se abre la siguiente ventana.

En el chart del CFC en la parte izquierdo se encuentran los bloques del CFC, a nosotros nos corresponden los ‘Base Logic’ que contienen las compuertas lógicas pero antes debemos ir hacia otra ventana que explicaremos a continuación.

➤ ***Abrir ‘Runtime Editor’***

Para ir a la ventana del ‘Runtime editor’ presionamos el botón  y se habilitan el tipo de bloque a utilizar según una secuencia, es decir cada bloque ‘Bearb’ es utilizado para una función específica.

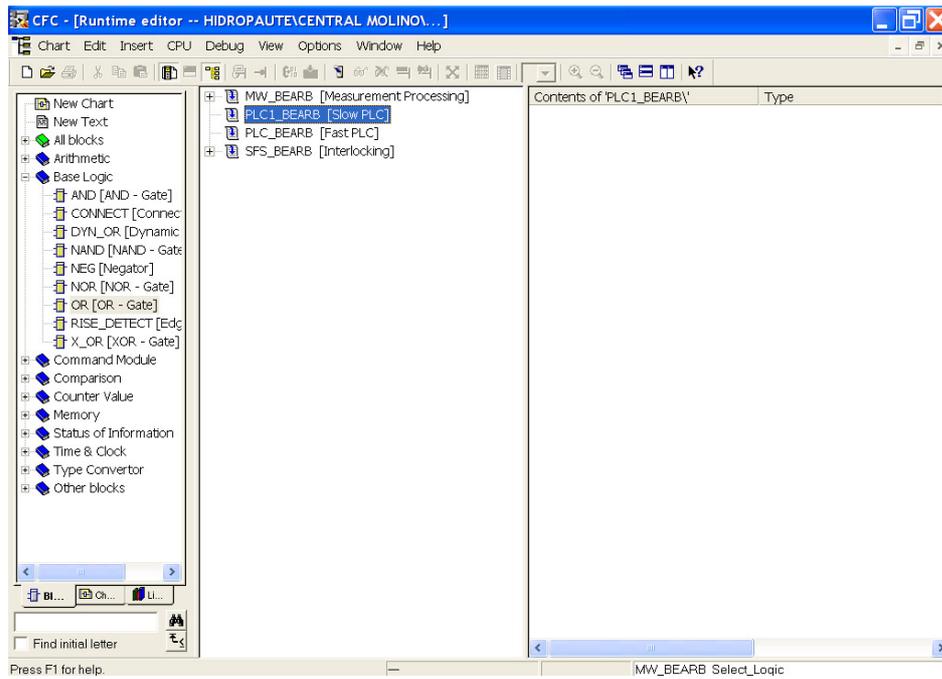


Figura 63. Editor Runtime en CFC.

FUENTE: Autores.

Se escoge un ‘Bearb’ con click derecho sobre el tipo que necesitamos y nos ubicamos en ‘Predecessor for insert position’ para habilitar que cada bloque CFC según la prioridad del funcionamiento en el chart se inserte con la característica requerida.

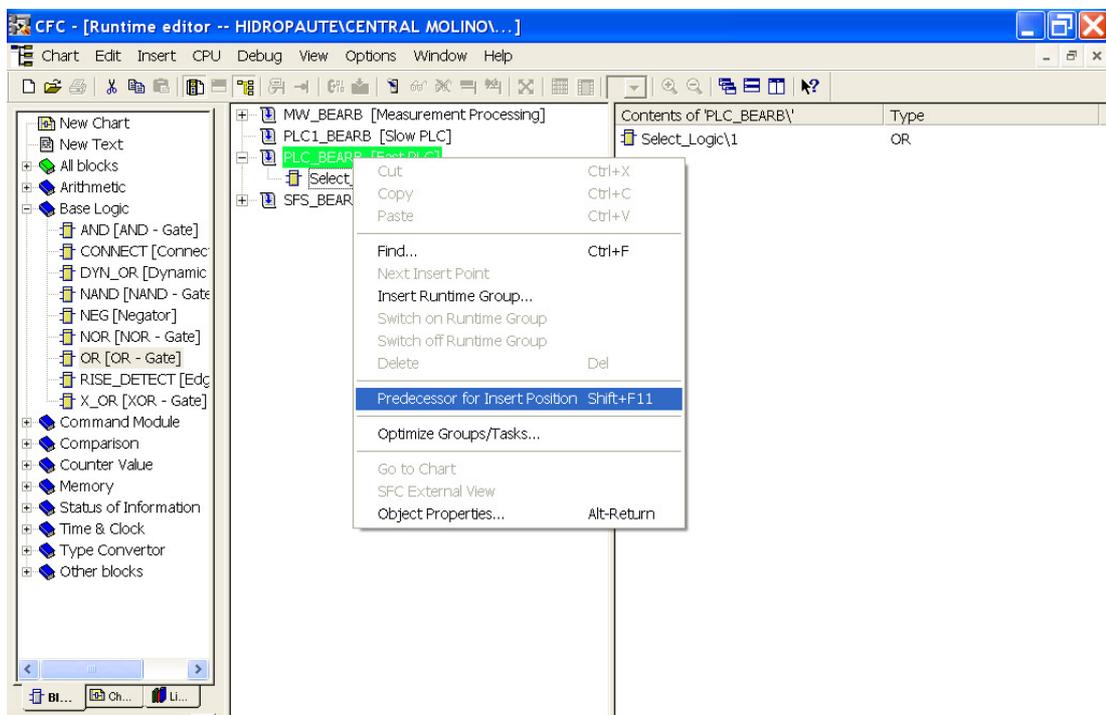


Figura 64. Selección de prioridad de funcionamiento de bloque CFC.

FUENTE: Autores.



➤ *Inserción y conexión Bloque CFC en chart*

Para insertar un bloque CFC retornamos al chart, buscamos los bloques que necesitamos en este caso ‘Base logic’, se puede observar las compuertas lógicas, se selecciona la requerida y se arrastra hacia la pantalla principal, así con todos los bloques que necesitemos, para asignar una entrada es necesario dar clic sobre una entrada de bloque y presionar F3 la cual nos indica las diferentes entradas que podemos al bloque deseado como se observa en la figura, lo mismo se realiza para las salidas, la conexión entre bloques se realizan dando click sobre dos entradas o salidas o combinado.

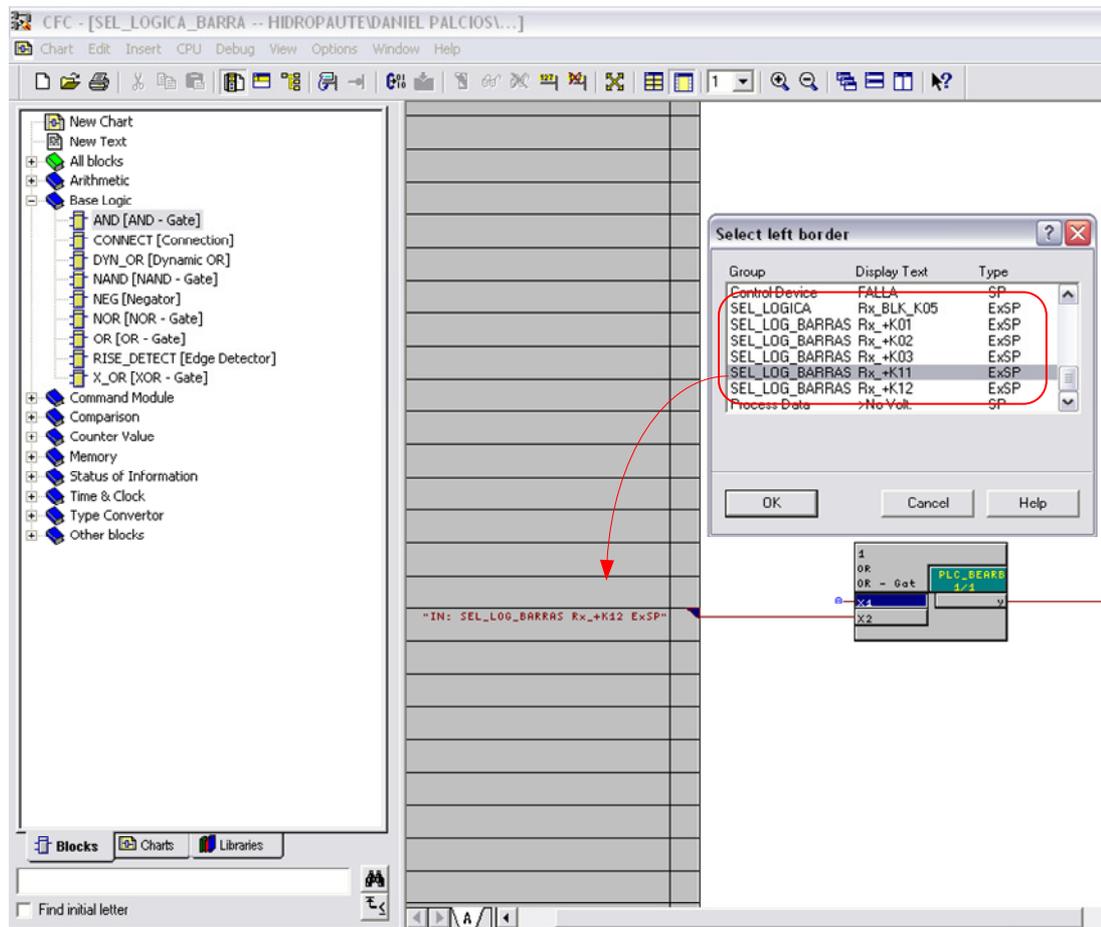


Figura 65. Selección de bloque CFC y tipos de entradas.

FUENTE: Autores.

➤ *Conexión Bloques CFC*

Luego de insertar los bloques que se necesitan para el diagrama de principio representarlo en CFC, se presiona el bloque y se ajusta el número de entrada que se necesitan, pero para proceder a la interconexión se presiona la entrada por ejemplo X1 y seleccionamos ‘Interconnection to Address’ para buscar cual función y con quien debe conectarse el bloque figura 63, para la selectividad lógica debe ser para comunicación mediante mensajes GOOSE.



Luego de seleccionar ‘Interconnection Address’ se abre una ventana que contiene la función creada en la Matriz I/O de acuerdo a la configuración de la aplicación del Dispositivo lógico y del Nodo lógico correspondiente se escoge la necesaria y se presiona ‘Ok’ y se empieza a interconectar los bloques, para las salidas se realiza el mismo procedimiento hasta establecer todo el diagrama de principio en lenguaje CFC.

4.4.2.2. Clases de prioridades de Bloques en CFC

Las prioridades en CFC son asignadas a los bloques de acuerdo al proceso o aplicación que deben cumplir. Los tipos de prioridades que podemos asignar a un bloque son las siguientes:

- *Fast PLC processing (PLC_BEARB / PLC)*.-Este tipo de prioridad es asignada a todo lo que corresponde a funciones de protección considerada de alta prioridad y es la que debemos utilizar.
- *Slow PLC processing (PLC1_BEARB / PLC1)*.-Es utilizada para aplicaciones de control de eventos o procesos, en comparación al Fast PLC tiene menor prioridad.
- *Measured value processing (MW_BEARB / MEASURE)*.-Se utiliza para procesos que necesitan medición de valores o parámetros, representa un procedimiento cíclico debido a que se mide cantidades.
- *Interlocking (SFS_BEARB / INTERLOCK)*.- Es utilizada para funciones de bloqueo como por ejemplo para el uso de dispositivos de maniobra controlándolos.

4.5. PARAMETRIZACIÓN Y AJUSTE

De todo lo explicado anteriormente se precederá a tabular los resultados, por ejemplo los mensajes GOOSE en la matriz de cada dispositivo, los elementos que se envían desde la *IEC61850 station* y el siguiente capítulo el ajuste de los parámetros de falla de la protección de sobre corriente 50-1 y 50-2.

4.5.1. Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas

En las siguientes tablas se indica los parámetros a modificar para poder, ya sea enviar y recibir mensajes entre dispositivos (GOOSE) y activar los parámetros a utilizar sobre los diagramas de principio en CFC.

Por lo que, marca con X para activar dicho parámetro, en este caso, de ‘s’ *información del sistema*, y ‘c’ *CFC*, teniendo en cuenta si es destino o fuente.

Hay que tener en cuenta que se muestra solo los datos a modificar sobre la tabla para realizar la selectividad lógica por lo tanto los otros datos quedan por defecto.



4.5.1.1. Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas del centro de fuerza Central Molino

Estos son los parámetros a modificar para poder realizar la comunicación mediante mensajes GOOSE y para realizar el diagrama de principio en CFC para la selectividad lógica tanto en la configuración radial como en la configuración de barras.

Masking I/O RELE =KZ01/+K01/7SJ624 → R_AT1

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	FUENTE		DESTINO	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K03_RA	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K03_RADIAL	ExSP	X			X
SEL_LOG_BARRAS	Rx_+K02	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02	ExSP	X			X
	Rx_+K04	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K04	ExSP	X			X
	Rx_+K05	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05	ExSP	X			X
	Rx_+K06	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K06	ExSP	X			X
	Rx_+K07	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K07	ExSP	X			X
	Rx_ACOP	RX_GOOSE_ACOUPLE_+K09	ExDP	X			X
	Rx_+K11	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11	ExSP	X			X
	Rx_+K12	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12	ExSP	X			X
	Rx_+K13	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K13	ExSP	X			X
	Rx_+K14	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K14	ExSP	X			X
	Rx_+K16	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K16	ExSP	X			X

Tabla 145. Configuración de Matriz en el relé K01 → R_AT1

FUENTE: Autores.

Masking I/O RELE =KZ01/+K17/7SJ624 → R_AT2

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	FUENTE		DESTINO	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K15_RA	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K15_RADIAL	ExSP	X			X



Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	FUENTE		DESTINO	
				S	C	S	C
SEL_LOG_BARRAS	Rx_+K02	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02	ExSP	X			X
	Rx_+K04	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K04	ExSP	X			X
	Rx_+K05	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05	ExSP	X			X
	Rx_+K06	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K06	ExSP	X			X
	Rx_+K07	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K07	ExSP	X			X
	Rx_ACOP	RX_GOOSE_ACOPLA_+K09	ExDP	X			X
	Rx_+K11	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11	ExSP	X			X
	Rx_+K12	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12	ExSP	X			X
	Rx_+K13	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K13	ExSP	X			X
	Rx_+K14	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K14	ExSP	X			X
	Rx_+K16	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K16	ExSP	X			X

Tabla 146. Configuración de Matriz en el relé K17 → R_AT2

FUENTE: Autores.

Sobre el relé R1_JL es necesario recibir información del relé R2_JL para la selectividad lógica radial y gual sobre los relés R1_KM de R2_KM.

Masking I/O RELE =KZ03/+K03/7SJ624 → R1_JL

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	SOURCE		DESTINA	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K04_PRES	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K04_PRESA	ExSP	X			X

Tabla 147. Configuración de Matriz en el relé K03 → R1_JL

FUENTE: Autores.

Masking I/O RELE =KZ03/+K15/7SJ624 → R1_KM

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	SOURCE		DESTINA	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K10_PRES	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K10_PRESA	ExSP	X			X

Tabla 148. Configuración de Matriz en el relé K15 → R1_KM

FUENTE: Autores.

4.5.1.2. Parametrización de la Matriz de Entradas y Salidas del centro de fuerza Presa Daniel Palacios

Estos son los parámetros a modificar para poder realizar la comunicación mediante mensajes GOOSE y para realizar el diagrama de principio en CFC para la selectividad lógica.



Masking I/O RELE =KZ02/+K04/7SJ624 → R2_JL

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	FUENTE		DESTINO	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K05_RA	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05_RADIAL	ExSP	X			X
SEL_LOG_BARRAS	Rx_+K01	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K01	ExSP	X			X
	Rx_+K02	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02	ExSP	X			X
	Rx_+K03	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K03	ExSP	X			X
	Rx_ACOP	RX_GOOSE_ACOUPLE_+K07	ExDP	X			X
	Rx_+K11	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11	ExSP	X			X
	Rx_+K12	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12	ExSP	X			X

Tabla 149. Configuración de Matriz en el relé K04 → R2_JL

FUENTE: Autores.

Masking I/O RELE =KZ02/+K10/7SJ624 → R2_KM

Nombre de grupo	Identificación	Comentario	Tipo de Dato	FUENTE		DESTINO	
				S	C	S	C
50/51 Overcur.	>BLOCK 50-1	>BLOCK 50-1	SP		X		
	50-1 Picked up	50-1 Picked up	OUT			X	X
SEL_LOGICA	Rx_+K09_RA	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K09_RADIAL	ExSP	X			X
SEL_LOG_BARRAS	Rx_+K01	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K01	ExSP	X			X
	Rx_+K02	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02	ExSP	X			X
	Rx_+K03	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K03	ExSP	X			X
	Rx_ACOP	RX_GOOSE_ACOUPLE_+K07	ExDP	X			X
	Rx_+K11	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11	ExSP	X			X
	Rx_+K12	RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12	ExSP	X			X

Tabla 150. Configuración de Matriz en el relé K10 → R2_KM

FUENTE: Autores.

En los relés que protegen las cargas de las barras no es necesario realizar cambios sobre la matriz, debido a que la configuración por defecto ya establece los datos necesarios tanto para la comunicación como para el CFC, por lo que solo es necesario escoger los datos sobre el IEC61850 station tanto para la configuración radial como para.

4.5.2. Mensajes GOOSE para la comunicación de relés

Como se explico anteriormente en la sección 4.3.3.2 ahora se precede a configurar el intercambio de información mediante la envío de mensajes GOOSE teniendo configurada la matriz de cada relé, ahora se explicara específicamente los tipos de LD, LN, DO, y atributo, para la necesidad requerida.



4.5.2.1. Mensajes GOOSE para comunicar relés del centro de fuerza de la Central Molino

FUENTE	DESCRIPCION	DESTINO	DESCRIPCION
CM_K02/PROT/PTOC6/Str/General	+K02/Protection/50-1 /Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO2	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO2	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K02
CM_K04/PROT/PTOC6/Str/General	+K04/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO3	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K04
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO3	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K04
CM_K05/PROT/PTOC6/Str/General	+K05/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO4	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO4	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05
CM_K06/PROT/PTOC6/Str/General	+K06/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO5	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K06
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO5	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K06
CM_K07/PROT/PTOC6/Str/General	+K07/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO6	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K07
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO6	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K07
CM_K09/CTRL/INTCSWI 1 IPos	+K09/Control/52 BREAKERC5WI/Position	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO7	+K01/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_ACOPL_+K09
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO7	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_ACOPL_+K09
CM_KI 1 /PROT/PTOC6/Str/General	+K 11 /Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO8	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO8	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K11
CM_K12/PROT/PTOC6/Str/General	+K12/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO9	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO9	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K12
CM_K13/PROT/PTOC6/Str/General	+K13/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO10	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K13
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO10	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K13
CM_K14/PROT/PTOC6/Str/General	+K1 4/Protecton/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO11	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K14
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO11	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K14
CM_K16/PROT/PTOC6/Str/General	+K 16/Protection/50-1 /Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCSO12	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K16
		CM_K17/CTRL/SELGGIO1/SPCSO12	+K17/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K16



Tabla 151. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración en barras de Molino.

FUENTE: Autores.

FUENTE	DESCRIPCION	DESTINO	DESCRIPCION
CM_K03/PROT/PTOC6/Str/General	+K03/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K01 /CTRL/SELGGIO1/SPCS01	+K01 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K03_RADIAL
CM_K15/PROT/PTOC6/Str/General	+K04/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K17 /CTRL/SELGGIO1/SPCS01	+K17 /Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K15_RADIAL

Tabla 152. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración radial de Molino.

FUENTE: Autores.

4.5.2.2. Mensajes GOOSE para comunicar relés del centro de fuerza de la Presa Daniel Palacios

FUENTE	DESCRIPCION	DESTINO	DESCRIPCION
CD_K01/PROT/PTOC6/Str/General	+K01/Protection/50-1/PickUP/3-pole	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS02	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K01
		CD_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCS04	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K01
CD_K02/PROT/PTOC6/Str/General	+K02/Protection/50-1/PickUP/3-pole	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS03	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K02
		CD_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCS05	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K02
CD_K03/PROT/PTOC6/Str/General	+K03/Protection/50-1/PickUP/3-pole	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS04	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K03
		CD_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCS06	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K03
CD_K01/CTRL/INTCSWI1/Pos	+K07/Control/52 BREAKERCSWI/Position	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS05	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_ACOUPLE+K07
		CD_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCS03	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_ACOUPLE+K07
CD_K11/PROT/PTOC6/Str/General	+K01/Protection/50-1/PickUP/3-pole	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS07	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K11
		CD_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCS01	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K11
CD_K12/PROT/PTOC6/Str/General	+K01/Protection/50-1/PickUP/3-pole	CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS06	+K04/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K12
		CD_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCS02	+K10/Control/SELGGIO1/Rx_GOOSE_BLOQUEO+K12

Tabla 153. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración en barras en la Presa.

FUENTE: Autores.



FUENTE	DESCRIPCION	DESTINO	DESCRIPCION
CM_K05/PROT/PTOC6/Str/General	+K05/Protection/50-1 /Pickup/3-pole	CM_K04/CTRL/SELGGIO1/SPCSO1	+K04/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K05_RADIAL
CM_K09/PROT/PTOC6/Str/General	+K09/Protection/50-1/Pickup/3-pole	CM_K10/CTRL/SELGGIO1/SPCSO1	+K10/Control/SELGGIO1/RX_GOOSE_BLOQUEO_+K09_RADIAL

Tabla 154. Interconexiones de mensajes GOOSE para la configuración radial en la Presa.

FUENTE: Autores.



4.5.3. Parametrización de bloques CFC de Selectividad Lógica

Teniendo los datos necesarios para realizar los diagramas de principio se procede a realizarlos sobre el Editor CFC, en este vamos a trabajar para generar las diferentes lógicas ya sea para Selectividad lógica Radial o para la que existe en las Barras.

Hay que destacar que las cargas no contienen ningún esquema lógico por lo tanto no hay necesidad de realizar un esquema en CFC, debido que las cargas son solo encargadas de enviar mensajes de bloqueo y por supuesto de actuar en caso de falla cuando estas sienten una corriente pickup.

4.5.3.1. Diagrama de Principio en CFC de Digi para el centro de fuerza molino

La diferencia con respecto a los diagramas de principio es la nomenclatura y además la adición de un bloque que realiza la transformación de información en doble punto a punto simple, y por último que sobre la hoja de esquema de CFC se va a unir los esquemas de principio para la configuración radial y la configuración en barras mediante una compuerta OR que será la encargada de enviar la señal de bloqueo aguas arriba, como se indica en las figuras.

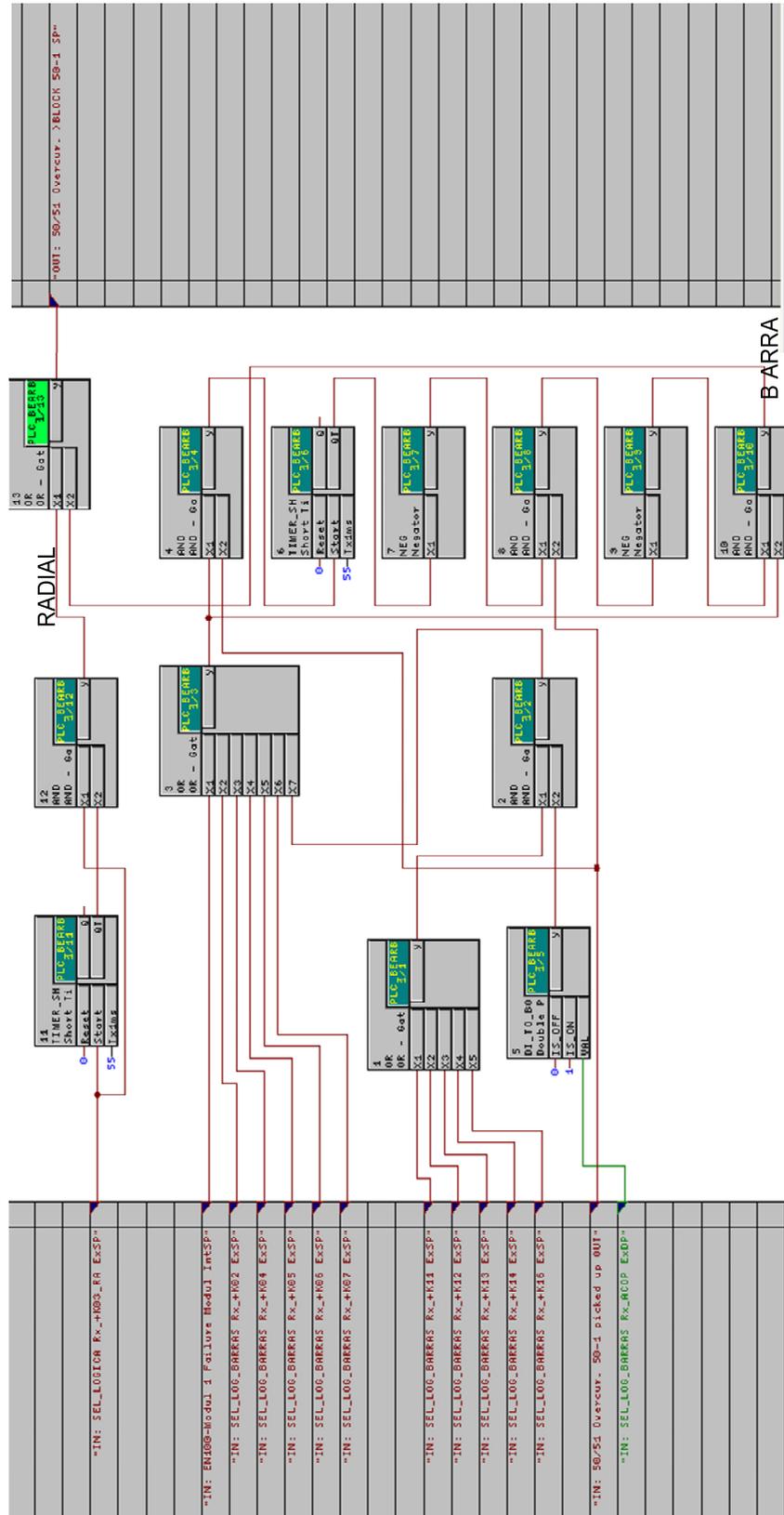


Figura 66. Diagrama de principio en CFC del relé en Molino K01 o R_AT1

FUENTE: Autores.

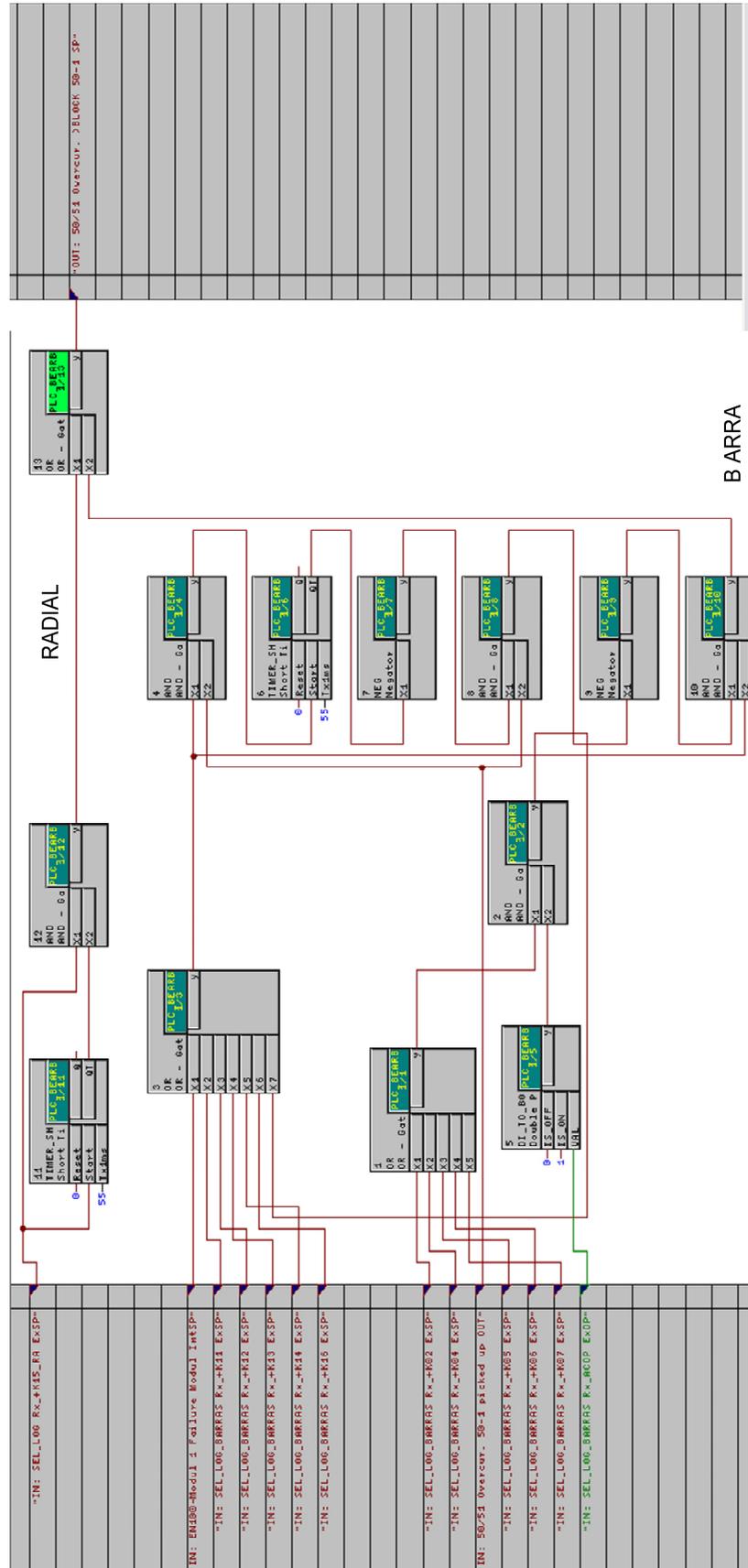


Figura 67. Diagrama de principio en CFC del relé en Molino K17 o R_AT2

FUENTE: Autores.



4.5.3.2. Diagrama de Principio en CFC de Digi para la configuración del centro de fuerza Danial Palacios

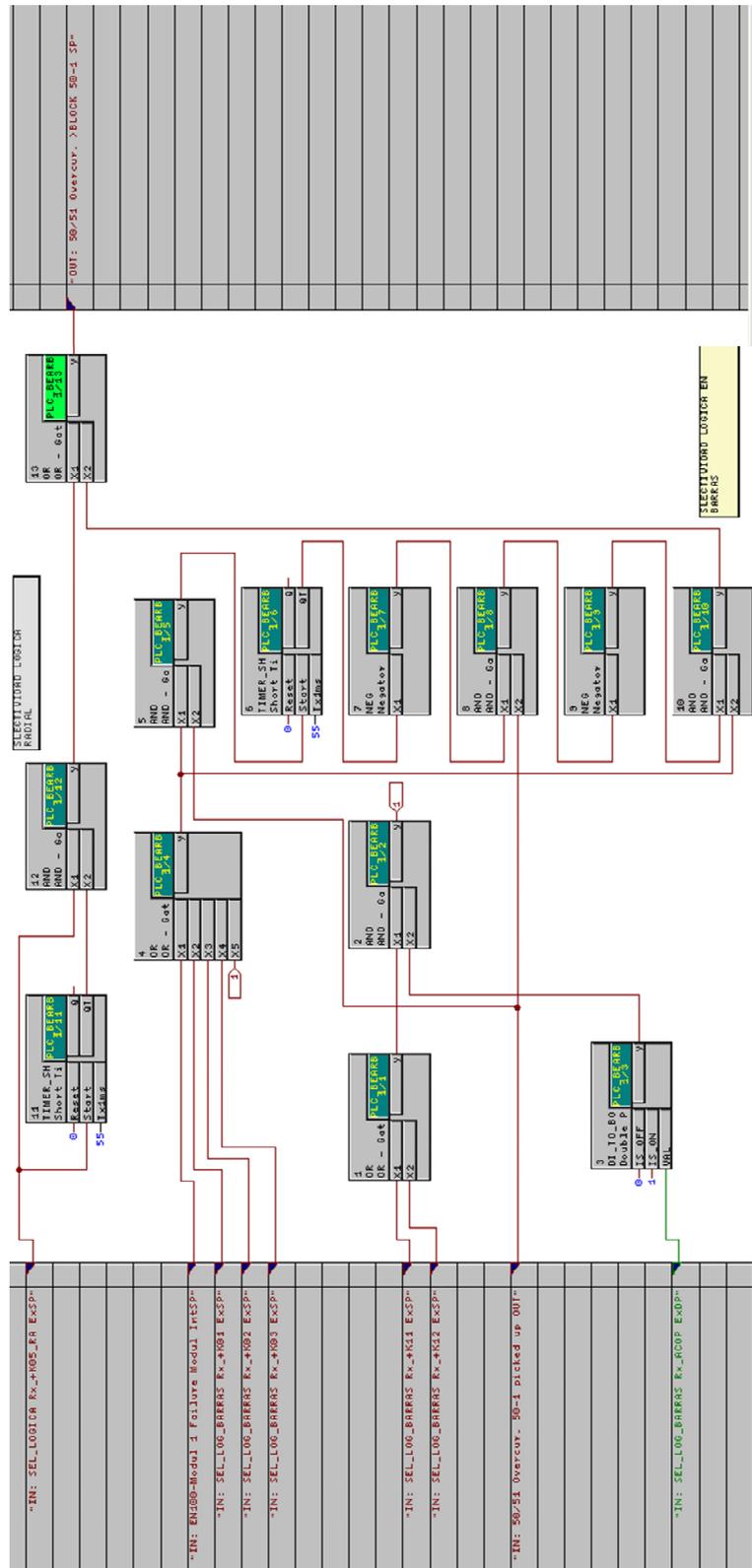


Figura 68. Diagrama de principio en CFC del relé en Presa K04 o R2_JL

FUENTE: Autores.

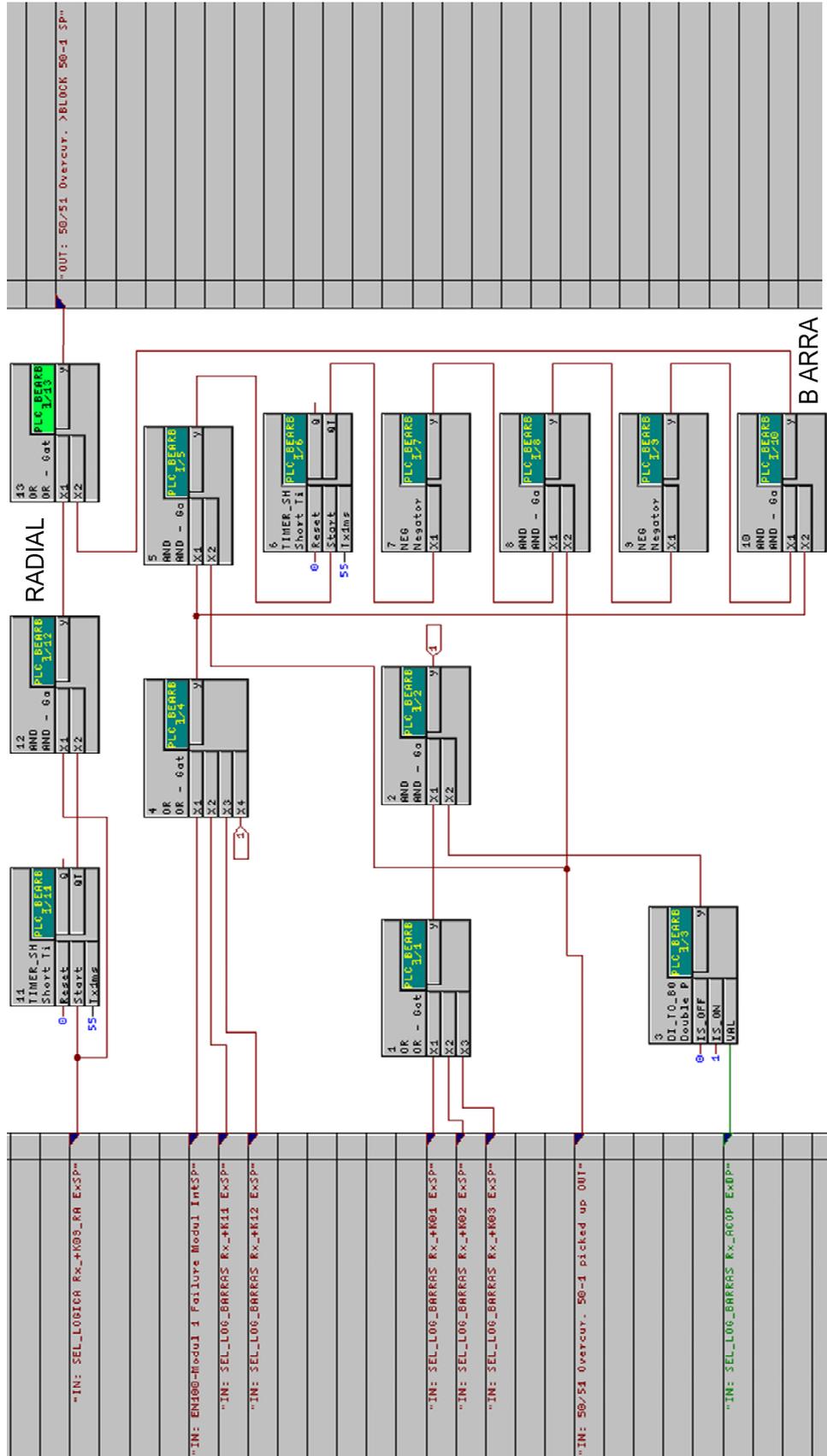


Figura 69. Diagrama de principio en CFC del relé en Presa K10 o R2_KM

FUENTE: Autores.



4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y RESUMEN

La necesidad de realizar una selectividad de protecciones lógica se vuelve esencial para evacuar una falla lo más pronto posible sobre todo el arco producido en el tiempo de falla. En este capítulo se explica como una falla debe ser evacuada en 15ms+ actuación del interruptor, en condiciones normales, ahora también se incluye en el circuito lógico un respaldo por parte del relé más cercano aguas arriba, el cual también sienta la I_{pickup} , estableciendo un tiempo de espera necesario para que la falla aguas abajo actúe, de no ser así actuaría la siguiente protección en la configuración radial y la protección principal en la configuración en barra.

4.6.1. Análisis de Resultados

En la selectividad lógica de la configuración radial hay que destacar que solo se envían mensajes en cascada, por ejemplo cuando se dé una falla el relé más próximo envía mensajes de bloqueo al relé más próximo aguas arriba y este a su vez, si siente la corriente de falla envía su mensaje al relé más próximo aguas arriba, y así hasta que algún relé no siente la corriente de falla.

Dentro de lo anterior diríamos que sería necesario establecer otro tiempo de espera lógica para cuando un tercer relé sienta la corriente de falla, esto debido a que el relé número 2 y 3 acabarían la temporización al mismo instante y por lo tanto los dos mandarían a desbloquear la protección y se produciría una doble apertura de los interruptores. Ahora en este sistema en específico, se analizaron las corrientes de cortocircuito y se concluyó que una corriente de falla máxima se sentirá sobre el relé que tiene la falla y el relé más próximo a esta, debido a que la corriente de cortocircuito de cada barra tienen una diferencia muy elevada.



CAPÍTULO V

PARAMETRIZACIÓN DE LOS RELÉS UTILIZANDO SOFTWARE DIGSI 4.82 (SIEMENS)

5.1. ANTECEDENTES

En el capítulo presente realizaremos la parametrización de todos los relés que conforman el sistema de protecciones de los servicios auxiliares a partir de los valores encontrados en el capítulo 3 en la coordinación de protecciones, los parámetros que utilizaremos se detallaran en el inciso siguiente en una breve explicación de los ajustes generales de la protección y de las funciones que se habilitadas de los equipos Siemens Siprotec en el software Digsí.

La parametrización concluye el estudio presente por el hecho que en el capítulo 4 ya se aplicó el criterio de selectividad lógica y se estableció la comunicación entre los equipos del sistema de protección, entonces la actuación de cada relé se establecerá por los parámetros para los que van a ser ajustados como por ejemplo corrientes pickup, dial de tiempo, el tipo de curva a utilizar y de acuerdo a la norma; a continuación se detallará cada protección y su función específica como acceder a ajustar y los parámetros que debemos ingresar.

5.2. CRITERIO DE PARAMETRIZACIÓN UTILIZANDO SOFTWARE DIGSI

El criterio de parametrización para funciones de protección de equipos Siemens Siprotec es primero determinar el MFLB del relé que representa la serie a la que pertenece y sus aplicaciones en una codificación esto sucede si se está creando un nuevo proyecto; para objeto de nuestro estudio se modificarán los ajustes o ‘Settings’ de los relés que componen cada celda; donde nosotros debemos habilitar la función de protección que necesitamos y dentro de cada una parametrizar con los valores característicos para actuación de los relés.



5.2.1. Ajuste General de las Funciones de Protección en Digsí

En este inciso vamos a explicar cómo establecer que funciones de protección se van a utilizar habilitándolas y obviamente a deshabilitar las que no se considerarán; para esto vamos a explicar gráficamente hacia donde debemos dirigirnos en Digsí y en los puntos siguientes se detallará como parametrizar cada relé.

➤ ***Abrir ‘Settings’***

Luego de seleccionar la celda respectiva habilitamos el relé y se carga la ventana correspondiente con las funciones que se pueden modificar, para esto seleccionamos ‘Setting’ y abrimos la aplicación.

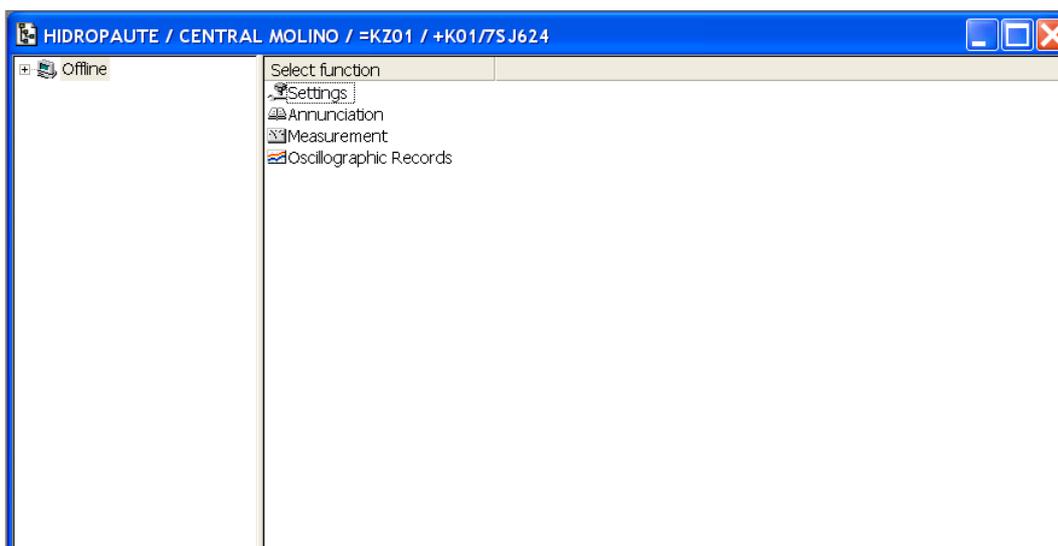


Figura 70. Opción Ajustes en Digsí.

FUENTE: Autores.

➤ ***Opción ‘Device Configuration’***

La opción ‘Device Configuration’ contiene las funciones para habilitar o configurar del relé, esta configuración de dispositivo varía según el equipo multifunción Siemens Siprotec los cuales serán explicados más adelante.

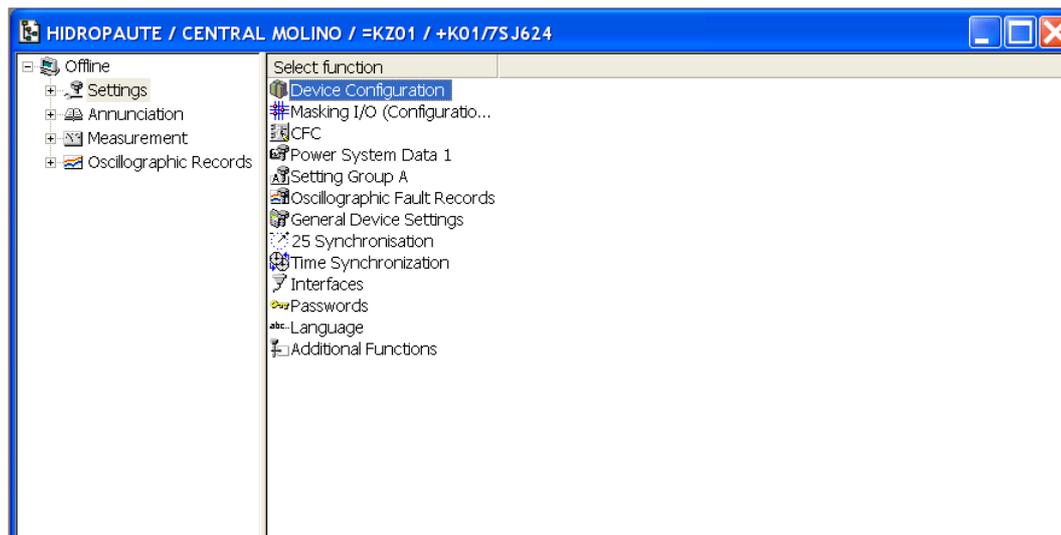


Figura 71. Opción Configuración de Dispositivo en Digsí.

FUENTE: Autores.

5.2.1.1. Ajuste General Relé 7SJ61

Las funciones que debemos habilitar en la opción configuración de dispositivos para el relé 7SJ61 son simplemente las de sobrecorriente instantánea y temporizada para fallas de fases y de fases a tierra. En la figura siguiente se activan con ‘Enabled’ la aplicación deseada, en nuestro caso se activan las funciones de protección 50/51 y 50N/51N a partir del tipo de curva tal como se indica de acuerdo a la norma IEC; mientras tanto las funciones que no han sido habilitadas se colocan ‘Disabled’.

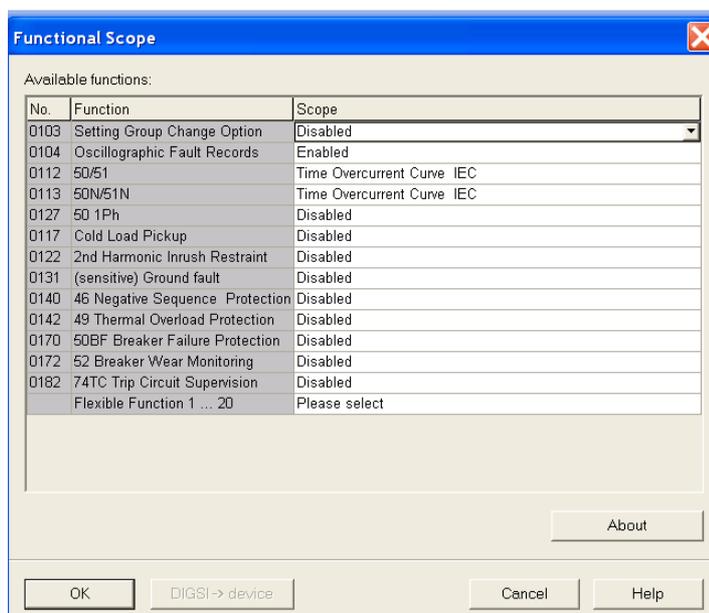


Figura 72. Configuración de Dispositivo 7SJ61 en Digsí.

FUENTE: Autores.



5.2.1.2. Ajuste General Relé 7SJ62

El criterio de configuración es el mismo en lo que respecta a activar las funciones 50/51 y 50N/51N que fue citado en el punto anterior, para este relé debemos también activar la función de mínimo voltaje 27 para establecer la interconexión cuando sea necesaria para esto se determina ‘Enabled’ en la función respectiva y de esta manera queda configurado este relé.

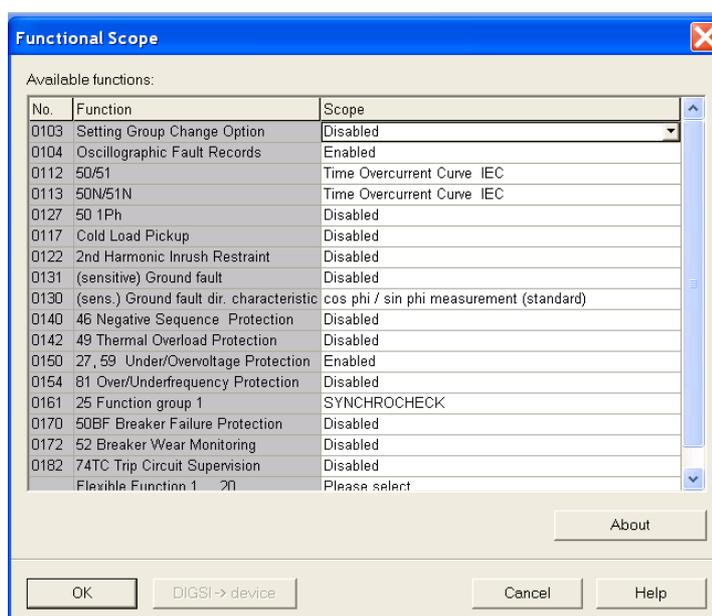


Figura 73. Configuración de Dispositivo 7SJ62 en Digi.

FUENTE: Autores.

5.2.1.3. Ajuste General Relé 7SD610

En este relé deben ser activadas las funciones de protección diferencial 87 para la protección de las líneas de interconexión además de las funciones de protección de sobrecorriente, todo esto lo activamos con el criterio que ha sido explicado.

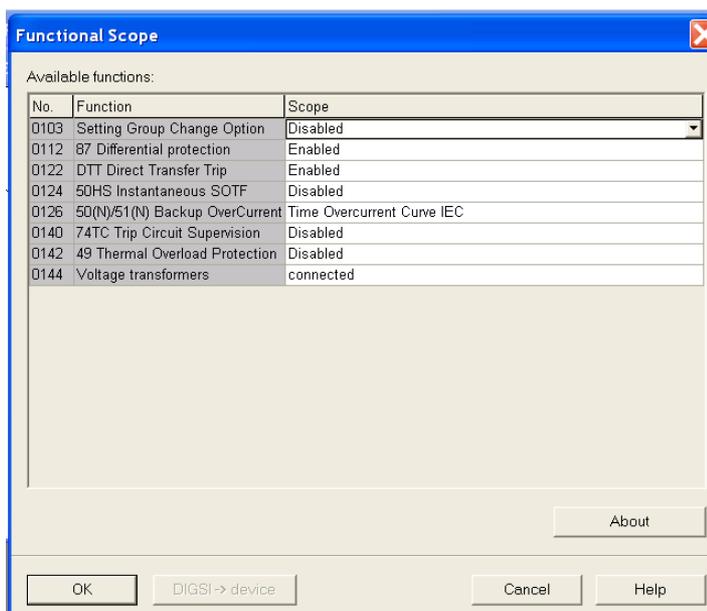


Figura 74. Configuración de Dispositivo 7SD610 en Digsy.

FUENTE: Autores.

5.2.2. Ajuste de Parámetros en Digsy

El ajuste de parámetros es más específico por que se activan las funciones de protección para que operen para las cantidades establecidas en el ajuste de las protecciones que fueron determinados en el capítulo 3, para ello nos ubicamos en la opción ‘Setting Group A’ tal como se indica a continuación.

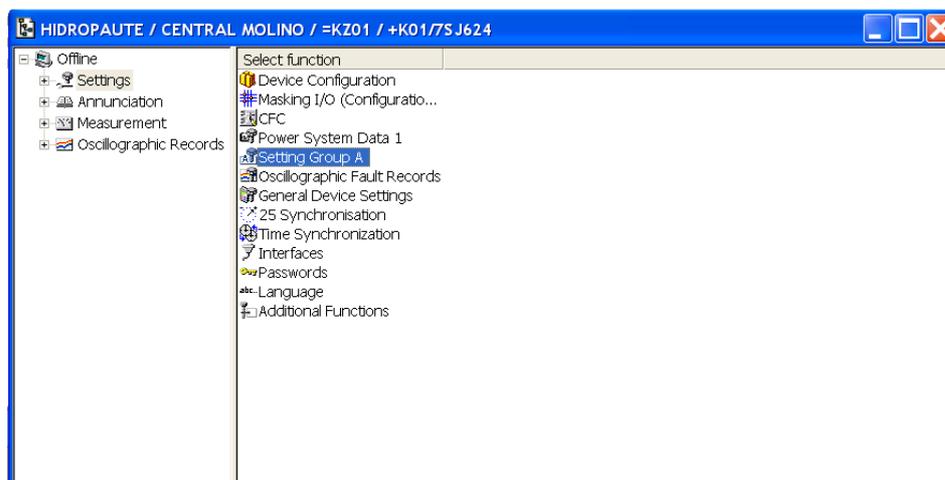


Figura 75. Ajustes de Grupo de Funciones en Digsy.

FUENTE: Autores.

Cuando ejecutamos la opción ‘Setting Group A’ se abrirá una nueva ventana la cual dependerá del tipo de relé y de su configuración en ‘Device Configuration’ para esto se mostrará las ventanas de configuración para cada relé; para proceder a parametrizar cada función de protección debemos presionar en ‘Customize’.



➤ Ventana ‘Setting Group A’ del relé 7SJ61

Debemos seleccionar ‘50/51 Phase/Ground Overcurrent’ y presionamos ‘Customize’.

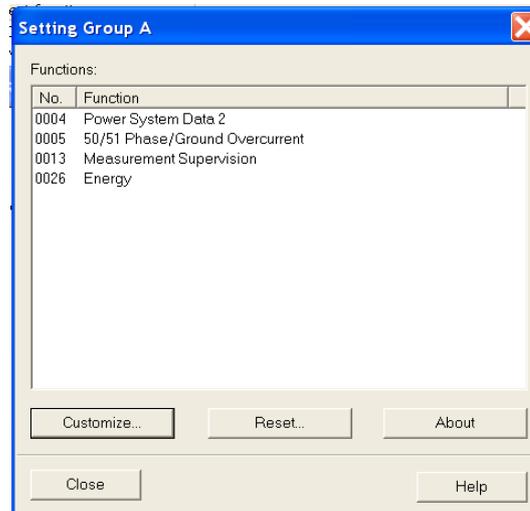


Figura 76. Ajustes de Grupo Relé 7SJ61 en Digi.

FUENTE: Autores.

➤ Ventana ‘Setting Group A’ del relé 7SJ62

Se deben seleccionar ‘50/51 Phase/Ground Overcurrent’ y la opción ‘27/59 Under/Over Voltage’ y por cada una presionar ‘Customize’ para continuar con la parametrización.

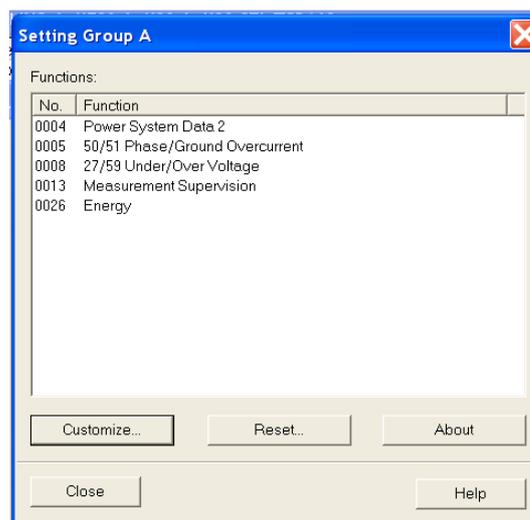


Figura 77. Ajustes de Grupo Relé 7SJ62 en Digi.

FUENTE: Autores.



➤ Ventana ‘Setting Group A’ del relé 7SD610

Nosotros debemos abrir las opciones ‘87 Differential Protection’, ‘DTT Direct Transfer Trip’ y ‘50(N)/51(N) Backup Overcurrent’ son las que debemos considerar para parametrizar obviamente previo de la habilitación de la opción ‘Customize’.

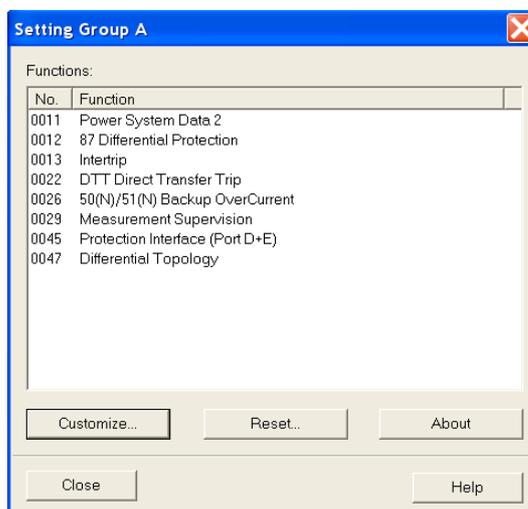


Figura 78. Ajustes de Grupo Relé 7SD610 en Digsi.

FUENTE: Autores.

5.2.2.1. Ajuste de Parámetros Función de Protección 51

En la figura podemos observar los parámetros que debemos ingresar para ajustar la función de protección 51 en el software Digsi, donde consideramos el valor de la corriente pickup, el tipo de curva, el dial de tiempo que presenta la curva y se estableció en la coordinación.

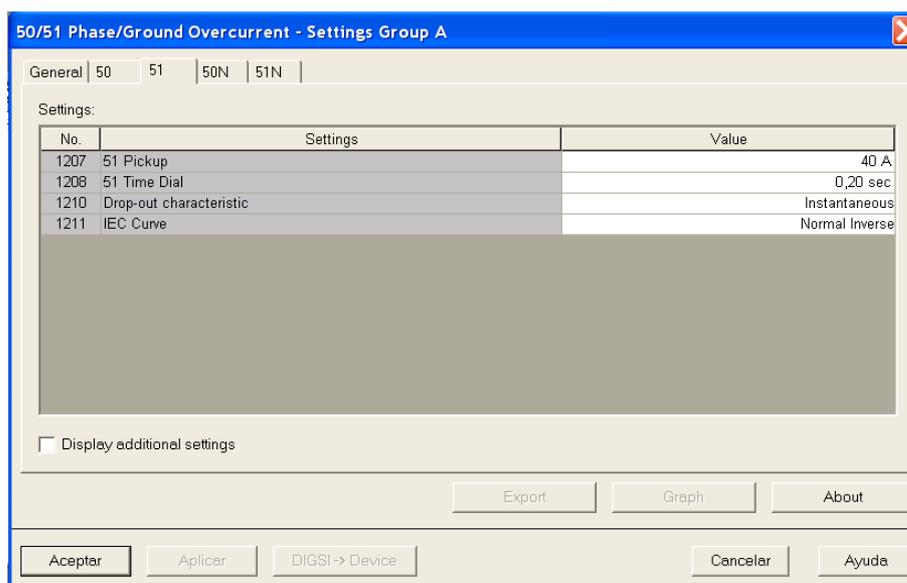


Figura 79. Ajuste Función de Protección 51 en Digsi.

FUENTE: Autores.



5.2.2.2. Ajuste de Parámetros Función de Protección 51N

Para la función de protección 51N destacamos los siguientes parámetros, corriente pickup, el dial de tiempo y la característica de la curva según la normativa.

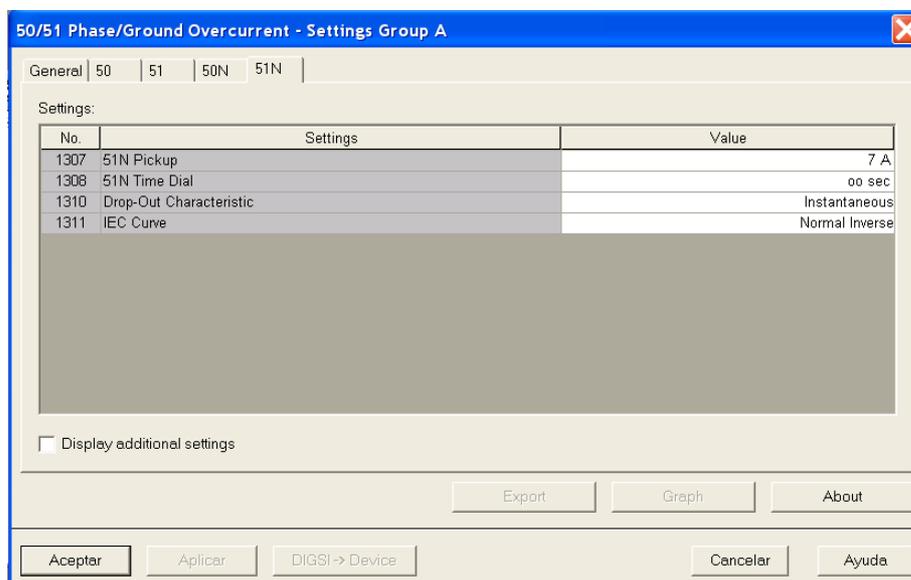


Figura 80. Ajuste Función de Protección 51N en Digsi.

FUENTE: Autores.

5.2.2.3. Ajuste de Parámetros Función de Protección 50

La función de sobrecorriente instantánea para falla de fases debe ser seleccionada un grupo de parámetros para ajustar, como se muestra en la figura los del grupo 2 los cuales deben ajustarse los valores de corriente pickup y el tiempo de actuación a pesar de ser instantánea se considera un valor muy bajo de temporización.

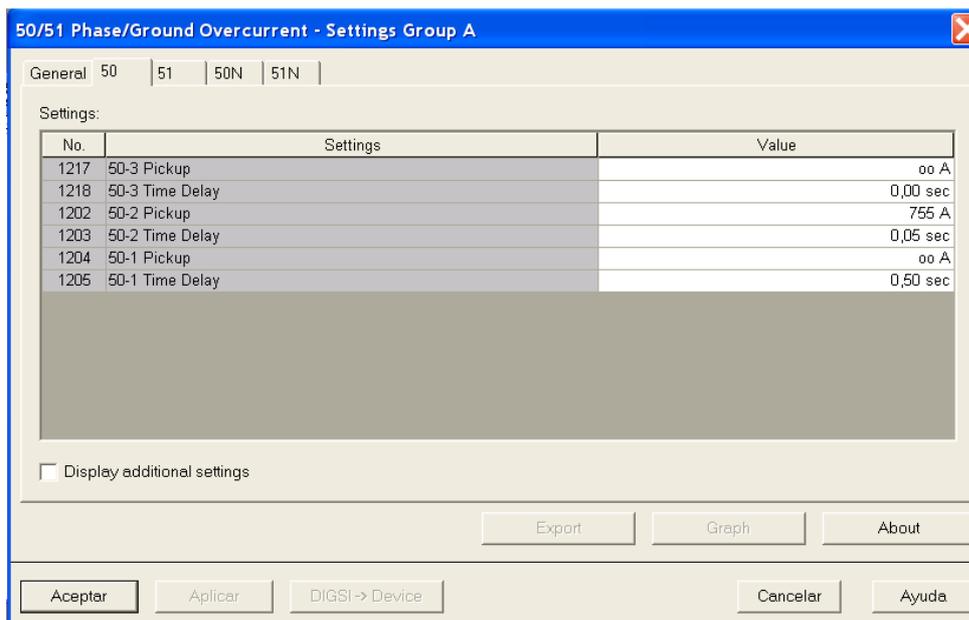


Figura 81. Ajuste Función de Protección 50 en Digsi.



FUENTE: Autores.

5.2.2.4. Ajuste de Parámetros Función de Protección 50N

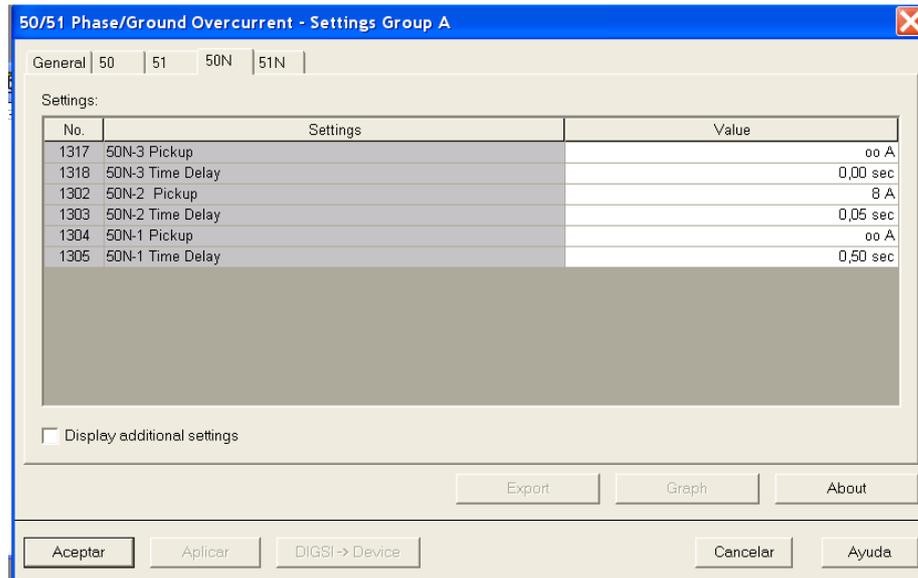


Figura 82. Ajuste Función de Protección 50N en Digsi.

FUENTE: Autores.

5.2.2.5. Ajuste de Parámetros Función de Protección 87L

La protección diferencial utilizada en este caso para protección de las líneas de interconexión, para ser ajustadas se parametrizan los dos valores de corriente pickup para establecer la diferencia y se considera como condición de corriente una cantidad debajo de la capacidad del interruptor establecida como un estado sensitivo donde empieza a operar el relé como una especie de pickup.

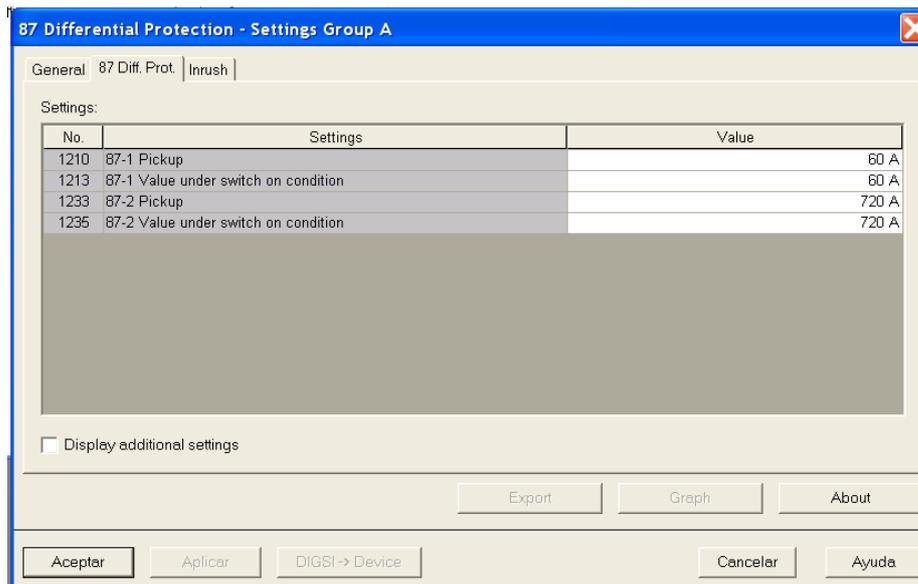


Figura 83. Ajuste Función de Protección 87L en Digsi.

FUENTE: Autores.



La protección diferencial también debe ser ajustada para el efecto de la corriente inrush, esta corriente es de magnetización para producir el flujo en el núcleo de un transformador en el primario presentando un incremento de 8 a 10 veces el valor pico normal a plena carga y no presenta equivalente en el secundario y es considerada una falla interna. La corriente inrush máxima se presenta si el transformador es conectado cuando el voltaje de suministro es cero, por este motivo las protecciones diferenciales no deben actuar en este caso y dependen del segundo armónico y debe restringirse para un porcentaje de la onda fundamental; para nuestro caso de estudio por ser una protección diferencial de una línea no se habilita la restricción inrush.

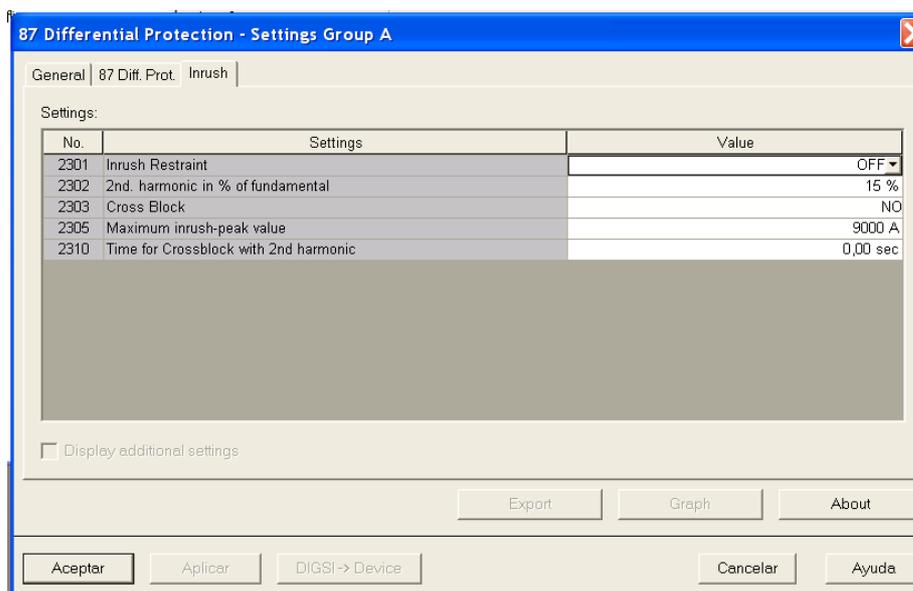


Figura 84. Ajuste Función de Protección 87L por la Corriente Inrush en Digsi.

FUENTE: Autores.

5.2.2.6. Ajuste de Parámetros Función de Protección 27

Para ajustar la función de protección 27 debemos activarla en la ventana correspondiente cabe recalcar que la función 59 de sobrevoltaje debe quedar deshabilitada 'OFF' y lo podemos verificar en la siguiente figura.

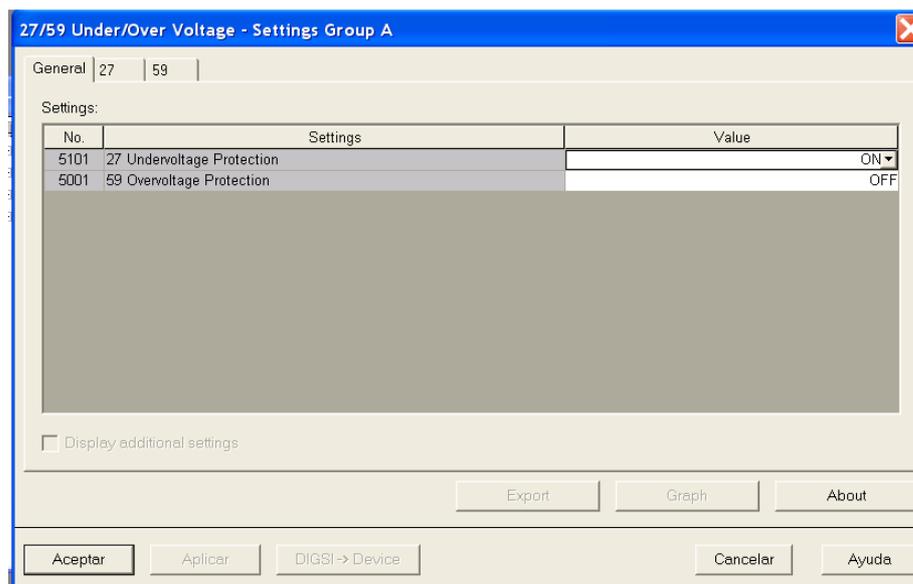


Figura 85. Ajuste General Función de Protección 27 en Digsi.

FUENTE: Autores.

La parametrización se deben considerar dos valores los pickup que representan los disparos para alarma y el otro para actuación de la protección cada uno con su tiempo propio para ejecutar cada acción.

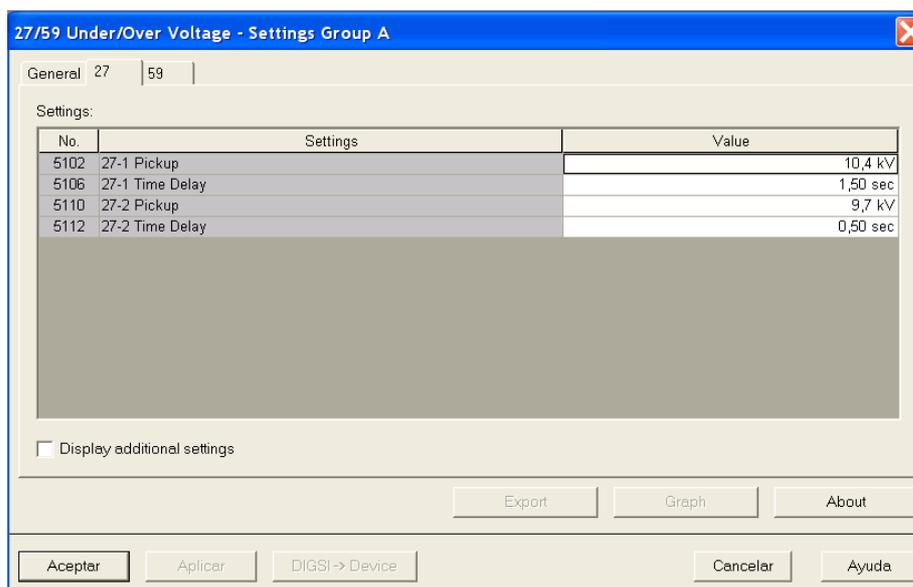


Figura 86. Ajuste Función de Protección 27 en Digsi.

FUENTE: Autores.

5.2.3. Parametrización de la Función de Protección de Mínimo Voltaje 27

Los valores que se ingresaran para parametrizar la función 27 del relé 7SJ62 están de acuerdo a como deben ajustarse mediante el software Digsi, se cargan dos cantidades



la cual una hace mención a un estado de alarma cuando empieza a disminuir la cantidad de tensión, mientras que el segundo estado indica el disparo de la función de protección y proceder a realizar el acople de las barras.

Los parámetros a ingresar son determinados en el capítulo donde se ajustan y coordinan las protecciones correspondiente a los centros de fuerza.

5.2.3.1. Parametrización de la Protección 27 delos Centros de Fuerza

Las tablas que se muestran a continuación contienen los parámetros de tiempo y voltaje para la actuación de los relés a partir de los estados de alarma y disparo.

Parámetros Protección 27 Relé 7SJ62					
Línea	Relé	Alarma prim		Disparo prim	
		V1 Pick up (kV)	T1 (seg)	V2 Pick up (kV)	T2 (seg)
L_LMa1	R2_LMa1	12,42	2	11,04	0,5
	R1_LMa1	12,42	2	11,04	0,5
L_JL	R2_JL	12,42	2	11,04	0,5
	R1_JL	12,42	2	11,04	0,5
AT1	R_AT1	12,42	2	11,04	0,5
L_Sop1	R2_Sop1	12,42	2	11,04	0,5

Tabla 155. Parámetros Protección 27 Línea de Interconexión 1

FUENTE: Autores.

Cada tabla representa los valores de cada relé que comprende cada línea de interconexión y se procederán a ingresar en el archivo de Digsí con la finalidad de modificar el documento.

Parámetros Protección 27 Relé 7SJ62					
Línea	Relé	Alarma prim		Disparo prim	
		V1 Pick up (kV)	T1 (seg)	V2 Pick up (kV)	T2 (seg)
L_MMa2	R2_MMa2	12,42	2	11,04	0,5
	R1_MMa1	12,42	2	11,04	0,5
L_KM	R2_KM	12,42	2	11,04	0,5
	R1_KM	12,42	2	11,04	0,5
AT2	R_AT2	12,42	2	11,04	0,5
L_Sop2	R2_Sop2	12,42	2	11,04	0,5

Tabla 156. Parámetros Protección 27 Línea de Interconexión 2

FUENTE: Autores.



5.2.3.2. Parametrización de la Protección 27 Acople de Barras de los Centros de Fuerza

En el inciso presente en una tabla se mostrarán los parámetros para ajustar los relés con función de protección 27 que acoplan las barras de los centros de fuerza y se indican a continuación.

Parámetros Protección 27 Relé 7SJ62					
Barra	Relé	Alarma prim		Disparo prim	
		V1 Pick up (kV)	T1 (seg)	V2 Pick up (kV)	T2 (seg)
Acople_JK	R1_Acople	12,42	2	11,04	0,5
Acople_LM	R2_Acople	12,42	2	11,04	0,5

Tabla 157. Parámetros Protección 27 Acoples de Barras

FUENTE: Autores.

5.3. PARAMETRIZACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Las protecciones de sobrecorriente instantáneas y dependientes del tiempo para parametrizarlas en Digsí nos basamos en los incisos anteriores donde se indicó el criterio y los datos que debían cargarse al programa como corrientes pick up o de disparo, para mejor comprensión se dividieron por el centro de fuerza y por cada tipo de función de protección como se debe parametrizar.

5.3.1. Parametrización de Protecciones del Centro de Fuerza Central Molino

En el capítulo 2 y con el anexo conjuntamente en la descripción de este centro de fuerza se puede tener una perspectiva de los relés que van a ser parametrizados de acuerdo a la celda que comprenda, y por el tipo de función de protección se considerarán los valores encontrados del capítulo 3 y enfocarlos hacia lo requerido por Digsí.

5.3.1.1. Parametrización de la Protección 51 del Centro de Fuerza Central Molino

En el punto presente, se indicarán los valores a ingresar a Digsí por cada relé de la celda que comprenda, para la función 51 Digsí necesita que se ingresa la corriente pick up que es la del 50% más de la corriente de barra con el Dial que se determinó, todos estos valores y características son tomados del capítulo 3 para ajustar esta protección.



Parámetros Protección 51						
Barra Molino	Relé	Ibarra (A)	Ip prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
J	R1_JL	156,89	235	0,20	Normal Inversa	Instantánea
	R_AT1	275,29	413	0,25		
	R1_Sop1	62,76	94	0,05		
	R1_CMaq1	31,38	47	0,05		
	R1_Trans1	20,92	31	0,05		
	R1_CCG1	3,14	5	0,05		
K	R1_KM	189,94	285	0,19	Normal Inversa	Instantánea
	R_AT2	378,21	567	0,23		
	R1_CGuar	73,21	110	0,05		
	R1_Trans2	20,92	31	0,05		
	R1_CMaq2	31,38	47	0,05		
	R1_Sop2	62,76	94	0,05		

Tabla 158. Parámetros Protección 51 Central Molino

FUENTE: Autores.

5.3.1.2. Parametrización de la Protección 51N del Centro de Fuerza Central Molino

La corriente de la carga establecida como la Ibarra es la más representativa del funcionamiento del servicio auxiliar respectivo, pero debemos ingresar el 30% de la corriente mencionada como Ipick up para que el relé actúe con valores superiores a estos conjuntamente con el dial de tiempo, el tipo de curva y la tendencia de la misma, estos parámetros los podemos observar en la siguiente tabla y fueron determinados en el capítulo 3.

Parámetros Protección 51N						
Barra Molino	Relé	Ibarra (A)	Ip prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
J	R1_JL	156,89	47	0,24	Normal Inversa	Instantánea
	R_AT1	275,29	83	0,30		
	R1_Sop1	62,76	19	0,05		
	R1_CMaq1	31,38	9	0,05		
	R1_Trans1	20,92	6	0,05		
	R1_CCG1	3,14	1	0,05		
K	R1_KM	189,94	57	0,24	Normal Inversa	Instantánea
	R_AT2	378,21	113	0,31		
	R1_CGuar	73,21	22	0,05		
	R1_Trans2	20,92	6	0,05		
	R1_CMaq2	31,38	9	0,05		
	R1_Sop2	62,76	19	0,05		

Tabla 159. Parámetros Protección 51N Central Molino

FUENTE: Autores.



5.3.1.3. Parametrización de la Protección 50 del Centro de Fuerza Central Molino

Para poder parametrizar la función de protección por el método tradicional que se describió y se estableció en el capítulo 3 cuando se ajustaron protecciones, se realizó el producto del 50% a la corriente de cortocircuito, por el criterio de selectividad lógica es necesario parametrizar dos valores que Digsig permite como son $I(50-1)$ e $I(50-2)$ para el mismo valor de corriente de cortocircuito, Digsig necesita un tiempo instantáneo de actuación para cada cantidad es por esto que se utilizarán el $I\ trip (50-2)$ para el dispar instantáneo conjuntamente con el tiempo $Time Delay$ el $I\ trip (50-1)$ considerado para la selectividad lógica y con un retardo de tiempo mínimo.

Parámetros Protección 50 Relé					
Barra Molino	Relé	I (50-1) (A)	T (50-1) (seg.)	I (50-2) (A)	T (50-2) (seg.)
J	R1_JL	1080	0,015	1080	0,32
	R_AT1	2400	0,015	2400	0,40
	R1_Sop1	1080	0,015	1080	0,08
	R1_CMaq1	2205	0,015	2205	0,08
	R1_Trans1	2300	0,015	2300	0,08
	R1_CCG1	2320	0,015	2320	0,08
K	R1_KM	1080	0,015	1080	0,32
	R_AT2	2400	0,015	2400	0,40
	R1_CGuar	1710	0,015	1710	0,08
	R1_Trans2	2300	0,015	2300	0,08
	R1_CMaq2	2205	0,015	2205	0,08
	R1_Sop2	960	0,015	960	0,08

Tabla 160. Parámetros Protección 50 Central Molino

FUENTE: Autores.

La corriente de disparo $I\ trip 50-1$ se ajustó al 50% de la corriente de cortocircuito y este parámetro genera el disparo de la protección para la selectividad lógica.

5.3.1.4. Parametrización de la Protección 50N del Centro de Fuerza Central Molino

El criterio aplicado es el mismo que para la función 50, varía por el hecho que aplicamos 20% de la corriente de cortocircuito para fallas monofásicas a tierra, se ingresará en Digsig la $50N-1$ con su retardo de tiempo mínimo que es considerado instantáneo para la selectividad lógica y para el respaldo el $50N-2$.



Parámetros Protección 50N Relé 7SJ62					
Barra Molino	Relé	I (50N-1) (A)	T (50N-1) (seg.)	I (50N-2) (A)	T (50N-2) (seg.)
J	R1_JL	288	0,015	288	0,32
	R_AT1	1080	0,015	1080	0,40
	R1_Sop1	300	0,015	300	0,08
	R1_CMaq1	855	0,015	855	0,08
	R1_Trans1	993	0,015	993	0,08
	R1_CCG1	1030	0,015	1030	0,08
K	R1_KM	288	0,015	288	0,32
	R_AT2	1080	0,015	1080	0,40
	R1_CGuar	668	0,015	668	0,08
	R1_Trans2	993	0,015	993	0,08
	R1_CMaq2	855	0,015	855	0,08
	R1_Sop2	240	0,015	240	0,08

Tabla 161. Parámetros Protección 50N Central Molino

FUENTE: Autores.

5.3.2. Parametrización de Protecciones del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

Los métodos de parametrización fueron detallados en el transcurso de este capítulo, obviamente para cada función de protección se describió en los puntos anteriores para los centros de fuerza de la central Molino, por el hecho que Digsig requiere de ciertos parámetros para ser cargados en el programa y pasados a cada relé, a continuación se detallan las cantidades que debemos ingresar en el programa mencionado.

5.3.2.1. Parametrización de la Protección 51 del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

Parámetros Protección 51						
Barra Presa	Relé	Icarga (A)	Ip prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
L	R1_LMa1	73,21	110	0,1	Normal Inversa	Instantánea
	R2_JL	156,89	235	0,14		
	R1_CRN	66,94	100	0,05		
	R1_Presa	20,92	31	0,05		
M	R1_MMa2	52,30	78	0,1	Normal Inversa	Instantánea
	R2_KM	189,94	285	0,14		
	R1_Draga1	50,62	76	0,05		
	R1_Peñ-Ar	87,02	131	0,05		

Tabla 162. Parámetros Protección 51 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.



5.3.2.2. Parametrización de la Protección 51N del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

Parámetros Protección 51N Relé						
Barra Presa	Relé	Icarga (A)	Ip prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
L	R1_LMa1	73,21	22	0,11	Normal Inversa	Instantánea
	R2_JL	156,89	47	0,16		
	R1_CRN	66,94	20	0,05		
	R1_Presa	20,92	6	0,05		
M	R1_MMa2	52,30	16	0,11	Normal Inversa	Instantánea
	R2_KM	189,94	57	0,18		
	R1_Draga1	50,62	15	0,05		
	R1_Peñ-Ar	87,02	26	0,05		

Tabla 163. Parámetros Protección 51N Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

5.3.2.3. Parametrización de la Protección 50 del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

Parámetros Protección 50 Relé					
Barra Presa	Relé	I (50-1) (A)	T (50-1) (seg.)	I (50-2) (A)	T (50-2) (seg.)
L	R1_LMa1	720	0,015	720	0,16
	R2_JL	1080	0,015	1080	0,24
	R1_CRN	480	0,015	480	0,08
	R1_Presa	980	0,015	980	0,08
M	R1_MMa2	720	0,015	720	0,16
	R2_KM	1080	0,015	1080	0,24
	R1_Draga1	1020	0,015	1020	0,08
	R1_Peñ-Ar	620	0,015	620	0,08

Tabla 164. Parámetros Protección 50 Presa Daniel Palacios

FUENTE: Autores.

5.3.2.4. Parametrización de la Protección 50N del Centro de Fuerza Presa Daniel Palacios

Parámetros Protección 50N Relé					
Barra Presa	Relé	I (50N-1) (A)	T (50N-1) (seg.)	I (50N-2) (A)	T (50N-2) (seg.)
L	R1_LMa1	168	0,015	168	0,16
	R2_JL	288	0,015	288	0,24
	R1_CRN	140	0,015	140	0,08
	R1_Presa	260	0,015	260	0,08
M	R1_MMa2	168	0,015	168	0,16
	R2_KM	288	0,015	288	0,24
	R1_Draga1	280	0,015	280	0,08
	R1_Peñ-Ar	170	0,015	170	0,08

Tabla 165. Parámetros Protección 50N Presa Daniel Palacios



FUENTE: Autores.

5.4. PARAMETRIZACIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES

La protección diferencial ha sido utilizada para la protección de las líneas de interconexión entre las barras de los centros de fuerza de la central Molino y de la presa Daniel Palacios, los dos relés se comunican con fibra óptica de manera directa con 512 Kbit/seg. como tasa de velocidad de transmisión de mensajes de la comunicación y actúa por la diferencia de una corriente entre los relés tal como se manifiesta su principio de funcionamiento.

5.4.1. Parametrización de la Protección 87L Interconexión Línea L_JL

En Digsig para parametrizar la función 87L del relé 7SD610 consideramos dos cantidades, la primera I_{p1} es la corriente de carga al 30% considerada como una corriente sensitiva donde empieza a operar el relé y debe ser igual a la primera condición que actuaría con valores menores al asignado, mientras que el segundo parámetro se ajustó al 120% de la corriente de carga el pick up 2 y la condición respectiva tomaría los valores mayores al asignado para proceder al disparo de la misma siempre y cuando exista una diferencia entre las corrientes.

Parámetros Protección 87L Relé 7SD610					
Barra	Relé	I_{p1} prim (A)	Condición1	I_{p2} prim (A)	Condición2
Presa	R4_JL	56	56	188	188
Molino	R3_JL	56	56	188	188

Tabla 166. Parámetros Protección 87L Línea JL

FUENTE: Autores.

5.4.2. Parametrización de la Protección 87L Interconexión Línea L_KM

El criterio de parametrización es el mismo que se utilizó en la otra línea de interconexión, la diferencia radica en el nivel de corriente establecido por las cargas, los parámetros a ingresar se muestran a continuación.

Parámetros Protección 87L Relé 7SD610					
Barra	Relé	I_{p1} prim (A)	Condición1	I_{p2} prim (A)	Condición2
Presa	R4_KM	68	68	228	228
Molino	R3_KM	68	68	228	228

Tabla 167. Parámetros Protección 87L Línea KM

FUENTE: Autores.



5.5. ANÁLISIS Y RESUMEN

En este análisis y resumen se tocarán los aspectos más relevantes en lo concerniente a la parametrización de los relés de acuerdo a las cantidades que el software Digsí necesita para cargar al relé, estos fundamentos son reflejados en el inciso que trata el criterio de parametrización donde podemos observar la ventana que nos muestra las opciones que podemos habilitar en primera instancia en el relé y luego por las funciones de protección seleccionada; inclusive los parámetros que se deben ingresar han sido considerados por lo que el fabricante nos recomienda dentro del manual de cada relé para la cantidad que deben ajustarse de acuerdo al funcionamiento de los centros de fuerza por la característica de operación de los servicios auxiliares reflejados en sus corrientes, siendo estas de carga o de cortocircuito.

5.5.1. Análisis de Resultados

El análisis de resultados comprende los parámetros para los que han sido ajustados los relés de acuerdo a lo que el fabricante nos propone y a la capacidad de operación de los equipos frente a su funcionamiento normal que se presenta por el hecho de cumplir con el abastecimiento de energía eléctrica a los servicios auxiliares de cada centro de fuerza.

➤ *Función de Protección 27*

La función de protección 27 de mínimo voltaje debe ajustarse para dos estados uno de alarma y otro de disparo tal como recomienda el fabricante, la norma establece que el estado de alarma se active al 90% del voltaje nominal, mientras que el disparo de esta protección se inicia a partir del 80% del voltaje nominal, comparando con el voltaje de operación o nominal de 13.8 KV se observa que existe una caída de tensión de 2.76 KV entre el voltaje de funcionamiento normal y el voltaje de la actuación de la función de protección.

Análisis Función de Protección 27		
Vop Normal (KV)	Alarma 90% (KV)	Disparo 80% (KV)
13,8	12,42	11,04

Tabla 168. Análisis Función de Protección 27

FUENTE: Autores.

➤ *Función de Protección 51*

El criterio de ajuste de la función de protección 51 menciona que la corriente pick up es del 150% de la corriente de carga, se considera la corriente de cortocircuito trifásica mínima dividida con la $I_{pick\ up}$ establece el tap con el cual se calcula el tiempo de actuación del relé a partir de la curva característica escogida para que opere el equipo conjuntamente con dial de tiempo; pero Digsí solo necesita el 150 % de la corriente de carga establecida como corriente pick up, con el dial de tiempo, el tipo de curva y la característica de reposición de la curva en este caso se seleccionó



instantánea, en la tabla se observa cómo se parametrizará el relé del terciario AT1 donde observamos la corriente con la que opera normalmente como carga y la que inicia el funcionamiento del relé establecida por la corriente pick up donde se garantiza que el relé no presente una falsa actuación si existiera una corriente de arranque elevada.

Análisis Función de Protección 51					
Relé	I carga	I _p prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
R_AT1	275,3	413	0,25	Normal Inversa	Instantánea

Tabla 169. Análisis Función de Protección 51

FUENTE: Autores.

➤ *Función de Protección 50*

Esta función de protección se parametrizará para el 50% de la corriente de cortocircuito tanto para que actúe de manera instantánea y con selectividad lógica que refleja notoriamente la reducción del tiempo de actuación de la protección y con esto se garantiza que no excede el límite que soportan los equipos.

Análisis Función de Protección 50			
Relé	I (50-1) (50- 2) (A)	I _{kss} (A)	Time Delay (seg)
R_AT1	2400	4701	0,015

Tabla 170. Análisis Función de Protección 50

FUENTE: Autores.

Para selectividad lógica utilizamos el otro parámetro que nos permite configurar Digsí que es 50-1 conocido como el escalón de alta intensidad, a partir de corrientes mayores a la que se ajusta esta función de protección se produciría la orden bloqueo para los otros relés y luego el disparo de la protección.

➤ *Función de Protección 51N*

El principio para realizar la parametrización de la función de protección 51N es el mismo que ha sido utilizado en el 51, el contraste se basa que con el 30% de la corriente de carga se establece la corriente pick up con la que inicia el relé, podemos destacar que estos relés multifunción al ser dispositivos inteligentes cuenta dentro de su programa de control con las curvas por las que actuaría dependiendo de la seleccionada inclusive del tipo de reposición de la misma luego de actuar.

Análisis Función de Protección 51N					
Relé	I carga	I _p prim (A)	Dial	Curva IEC	Drop out
R_AT1	275,3	83	0,30	Normal Inversa	Instantánea

Tabla 171. Análisis Función de Protección 51N

FUENTE: Autores.



➤ **Función de Protección 50N**

La función de protección 50N actúa con fallas a tierra y esta se ajusta al 20% de la corriente de cortocircuito monofásica a tierra, con dos cantidades como fue explicado, la primera 50N-1 para selectividad lógica que emitirá la orden de bloqueo a los otros relés para garantizar la actuación del cuando sienta una falla y con su *Time Delay* mínimo

Análisis Función de Protección 50N			
Relé	I (50N-1) (50N- 2) (A)	Ikss (A)	Time Delay (seg)
R_AT1	1080	5490	0,015

Tabla 172. Análisis Función de Protección 50N

FUENTE: Autores.

El parámetro 50N-2 se ajustó al 20% de la corriente de cortocircuito monofásica a tierra al igual que el 50N-1y funcionará instantáneamente igual que en el análisis del parámetro 50-2 para fallas entre fases.

➤ **Función de Protección 87L**

La función de protección 87L que hace referencia a la diferencial de línea, de la tabla consideramos como ejemplo una línea de interconexión con los valores de corriente ajustados al 120% de la que normalmente pasa por la línea, y el parámetro de ajuste hace referencia que para cantidades mayores de corriente de la asignada y que genere una diferencia de la establecida esta protección actuaría.

Análisis Función de Protección 87L		
Relé	Ip2 prim (A)	I diff (A)
R4_JL	188	0
R3_JL	188	

Tabla 173. Análisis Función de Protección 87L

FUENTE: Autores.

5.5.2. Resumen

En el capítulo presente se explicó como ingresar en el archivo que permite parametrizar relés en Digsí, en el programa cada relé se encuentra en el archivo de cada celda, Digsí nos permite modificar los parámetros para los que fueron asignados y como estaban funcionando, ahora nosotros con el nuevo ajuste y coordinación de las protecciones hemos procedido a volver a asignar parámetros a cada relé de cada celda.

Las funciones de protección presentan cada una diversos parámetros a considerar, por este motivo se estableció un criterio de ajuste para cada una desde como configurar el relé hasta el momento de asignar las cantidades por las que deben operar y esto se procedió previo al análisis de ajuste y coordinación de protecciones



del capítulo 3. Los incisos siguientes trataron de que cantidades fueron consideradas previos al cálculo de ajuste de protecciones para realizar la parametrización de los relés en Digsig, para esto se tomó en cuenta lo que el fabricante recomendaba, el criterio de ajuste de los relés y lo que el programa necesitaba que se ingresara como tipo de curvas, corrientes pick up, dial de tiempo por mencionar algunos de las funciones de sobrecorriente, en lo que respecta a la función de mínimo voltaje el voltaje de disparo y de alarma, y de la corriente diferencial a partir de qué nivel de corriente actuaría esta protección.

Para finalizar este capítulo, se analizó cada parámetro que fue ingresado en el software Digsig comparando con las corrientes de carga que constituyen la operación normal de los centros de fuerza, también hemos analizado el porqué se utilizaba un factor de sobrecarga para las posibles fallas entre fases, y el factor de desbalance que ocasiona las fallas a tierra, todo esto se manifestó con la finalidad de garantizar que no se presente por ningún motivo la actuación de cualquier relé en operación normal de los servicios auxiliares.



CAPÍTULO VI

EVALUACIÓN DE RESULTADOS

6.1. ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN FUNCIÓN DE TIEMPOS. COMPARACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DE LOS CENTROS DE FUERZA

El estudio realizado se basa en mejorar la coordinación de protecciones de los centros de fuerza correspondientes a los servicios auxiliares, partiendo por determinar las corrientes de cortocircuito del sistema mencionado y aplicamos la coordinación de protecciones por selectividad cronométrica, es decir se ajustó y coordinó por tiempos y luego se migró a crear diagramas de principio lógicos para aplicar la selectividad lógica en cuanto a la coordinación de protecciones, es por esto que se procederá a realizar el análisis respectivo acerca del cambio de criterio de coordinar protecciones con respecto a los resultados si fueron los esperados como la reducción de tiempos de actuación en presencia de fallas.

6.1.1. Coordinación de Protecciones por Selectividad Cronométrica

La coordinación de protecciones por el método de selectividad cronométrica consiste en temporizar los relés desde aguas abajo hacia aguas arriba, para esto nosotros coordinamos la función de protección 51 y 51N a través del dial de la curva del relé más bajo y se calculó el tiempo de la mismas protección, a partir de esto se fue incrementando el tiempo 150 milisegundos conforme se incrementaba el número de protecciones.

Para la función de protección instantánea 50 y 50N de los relés en la interconexión se muestra una configuración de un sistema radial, los tiempos disparo se acumulan desde aguas abajo hacia aguas arriba y se consideró un retardo de 80 milisegundos que son los 60 milisegundos de actuación del interruptor y un margen de tiempo de tiempo del disparo de 20 milisegundos, de igual manera por cada relé se incrementa la cantidad de tiempo establecida.



➤ ***Función de protección 51 – 51N***

La función de protección 51 y 51N actúan para cantidades menores de la corriente de cortocircuito que compete a cada una, su operación se inicia a partir de cantidades mayores a la corriente pick up a partir del muestreo de corrientes que circulan por el elemento a proteger que recibe cada relé y por ser dispositivos electrónicos inteligentes poseen incorporados la curva para la cual actuaría en este caso para la IEC normal inversa.

Las curvas que se indican a continuación corresponden a las protecciones coordinadas de la interconexión siendo estas las que presentan mayor acumulación de tiempo, que las que comprenden el sistema de cada barra de los centros de fuerza, esto debido a que es un sistema radial que cuenta con cinco relés para ajustar. El sistema de cada carga no posee tiempos altos por el motivo que se coordina entre el relé que protege la carga con el relé que protege a la barra por esto no existe tiempo acumulado no es crítico por no ser elevado.

Interconexión AT1-J-L-Ma1

Por la coordinación cronométrica de la función 51 de la curva se rescata que el tiempo que actuarían los relés es 170 ms para el relé que se encuentra aguas abajo hasta 770 ms que actuaría el relé del terciario AT1.

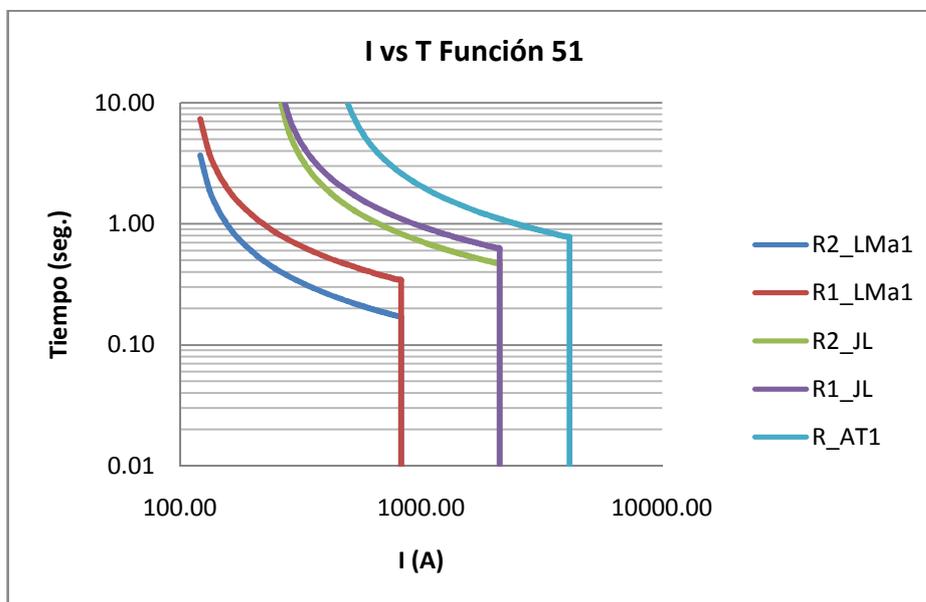


Figura 87. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT1 – J – L – Ma1.

FUENTE: Autores.

La función de protección 51N para esta interconexión actuaría entre 131 ms hasta 730 ms como tiempo de actuación de este sistema de protección.

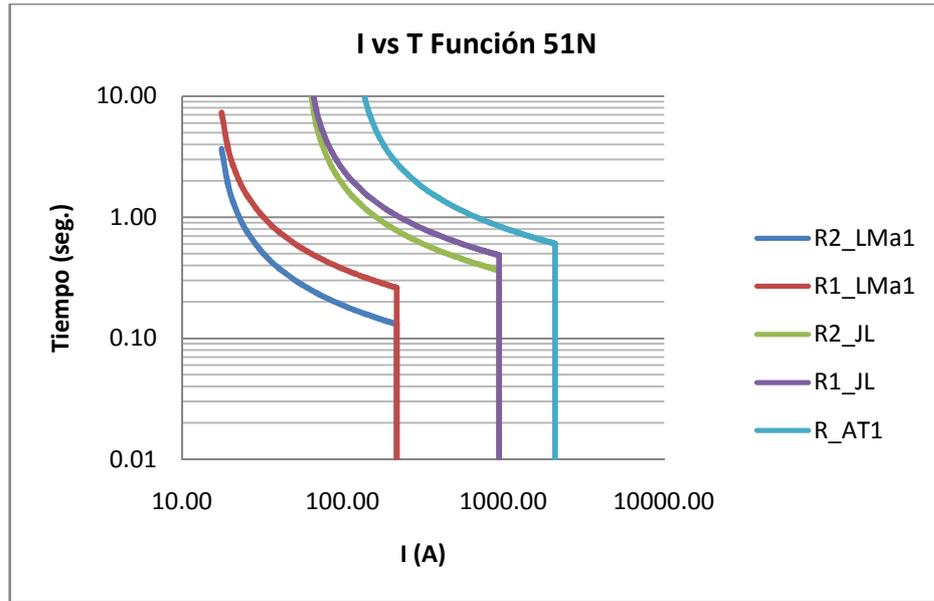


Figura 88. Curva I vs T Función 51N Interconexión AT1 – J – L – Ma1.

FUENTE: Autores.

Interconexión AT2-K-M-Ma2

Para la función 51 de la interconexión correspondiente presenta el siguiente rango de tiempo de actuación entre 170 ms hasta 770 ms en presencia de falla.

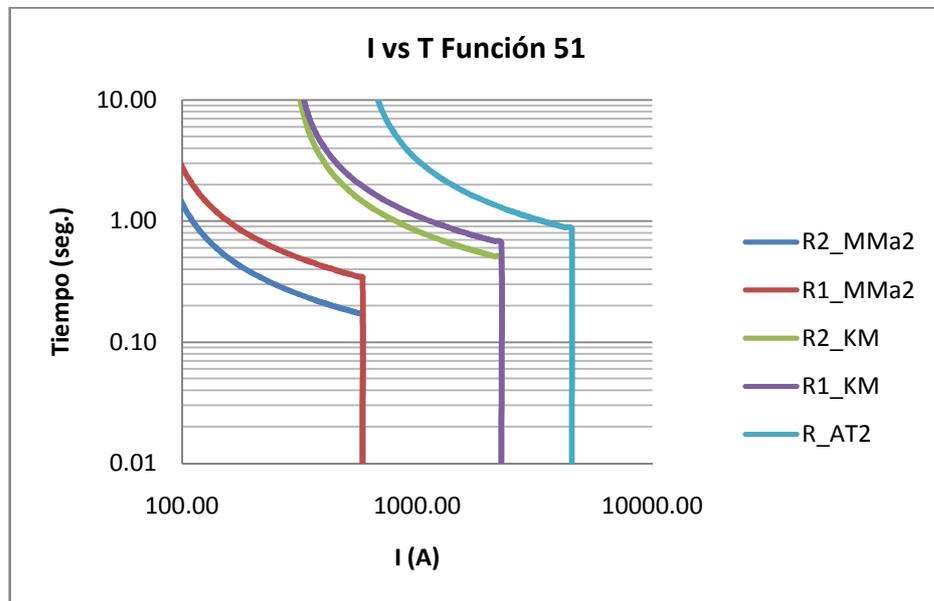


Figura 89. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT2 – K – M – Ma2.

FUENTE: Autores.

En lo que respecta a la protección de sobrecorriente temporizada para fallas a tierra 51N, el sistema de interconexión tiene tiempos de actuación entre 131 ms hasta 731 ms.

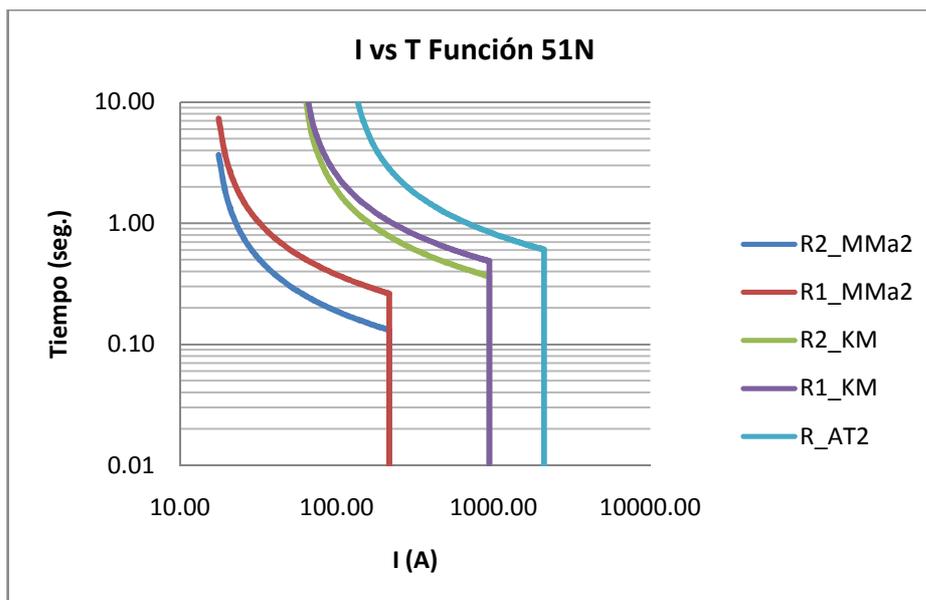


Figura 90. Curva I vs T Función 51 Interconexión AT2 – K – M – Ma2.

FUENTE: Autores.

➤ **Función de protección 50 – 50N**

Esta función de protección es muy importante por el hecho de actuar en momentos críticos cuando se han presentado corrientes cortocircuitos en el rango de las que fueron ajustadas las protecciones y se parametrizaron en Digsi. A pesar que su principio de funcionamiento se encuentra basado en tiempos de actuación mínimos pero en sistemas radiales sucede que por cada relé que conforme el sistema mencionado se acumula cada tiempo para garantizar la jerarquización del disparo de protecciones y una correcta coordinación.

Interconexión AT1-J-L-Ma1

La función de protección 50 y 50N posee tiempos de actuación entre 80 ms hasta 400 ms en lo que respecta a la interconexión, obviamente cada una tendrá su propia corriente de cortocircuito que en este caso es lo que diferencia su funcionamiento. El tiempo que presentamos en la tabla es el que se parametrizó en Digsi como 50-2 o 50-2 si no estaba libre en la celda el cual actuará específicamente con protección instantánea.

Coordinación Protección 50 – 50N		
Barra	Relé	t (seg)
Mazar	R2_LMa1	0,08
Presa	R1_LMa1	0,16
	R2_JL	0,24
Molino	R1_JL	0,32
	R_AT1	0,40

Tabla 174. Tiempo 50 – 50N Interconexión AT1-J-L-Ma1



FUENTE: Autores.

Interconexión AT2-K-M-Ma2

El criterio del análisis es similar, el tiempo del sistema se encuentra entre 80 ms y 400 ms, esta función actuará netamente para protección instantánea mientras que la de selectividad lógica se indica en el inciso siguiente.

Coordinación Protección 50 – 50N		
Barra	Relé	t (seg)
Mazar	R2_MMa2	0,08
Presa	R1_MMa2	0,16
	R2_KM	0,24
Molino	R1_KM	0,32
	R_AT2	0,40

Tabla 175. Tiempo 50 – 50N Interconexión AT2-K-M-Ma2

FUENTE: Autores.

6.1.2. Coordinación de Protecciones por Selectividad Lógica

La coordinación de protecciones mediante selectividad lógica propone reducir los tiempos de actuación de los relés en presencia de corrientes de cortocircuito, se trata de despejar las fallas en el menor tiempo posible y garantizando la actuación del relé que posee la anomalía y no los que se encuentren aguas arriba, solo si persiste la falla estos actuarían.

A partir del criterio de selectividad lógica que nosotros aplicamos, este se divide uno para protección de barras y el otro para la interconexión, se incluye en los diagramas de principio tal como se mencionó si se establece el acople entre barras, se parametrizó en Digsí el escalón de intensidad disponible por el relé de cada celda.

➤ Selectividad Lógica en Interconexión

El mismo criterio de selectividad lógica se aplicará para ambos sistemas de interconexión para las barras que conforman los servicios auxiliares de los centros de fuerza. En la figura podemos observar que cada relé que sienta una falla el encargado de despejarla enviará el mensaje GOOSE de bloqueo que durara 15 ms que liberara el otro relé por si la falla persiste el otro relé se encargue de disiparla. El ciclo de comunicación dura al máximo 500 ms, cuando se presenta un cambio de estado por alguna corriente elevada envía mensajes cada 1 ms hasta que la falla sea despejada, esto actúa conjuntamente con el diagrama lógico que hace más eficiente su funcionamiento.

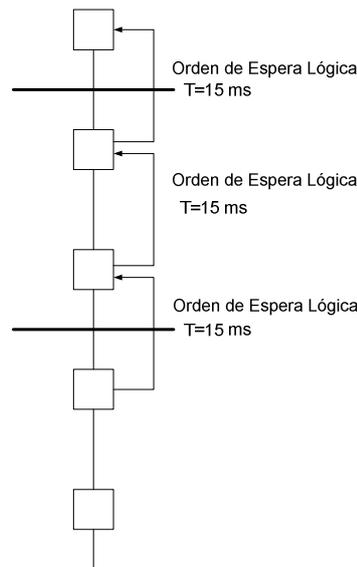


Figura 91. Tiempo de Selectividad Lógica en Interconexión

FUENTE: Autores.

➤ *Selectividad Lógica en Barras*

El criterio es similar al utilizado en la interconexión, cada relé que se encuentra aguas debajo de la barra enviará un mensaje GOOSE al relé aguas arriba de la barra con una orden de bloqueo o de espera lógica que durará 15 ms para liberarla y si la falla persiste se encargue de liberarlo, en el capítulo 4 se detalla el diagrama lógico que controla el funcionamiento de la selectividad lógica.

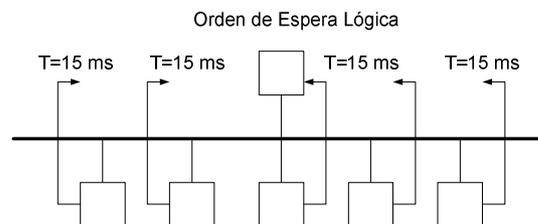


Figura 92. Tiempo de Selectividad Lógica en Barras

FUENTE: Autores.

6.1.3. Evaluación de Resultados

En las secciones anteriores hemos analizado por separado los tiempos de actuación de la interconexión de los relés que la componen por cada método de selectividad para coordinar protecciones, donde hemos definido un rango de tiempo en la que cada protección tardaría en despejar una falla, mientras que en selectividad lógica se reduciría de manera considerable gracias al protocolo IEC 61850 en la comunicación y al tiempo de emisión de mensajes GOOSE es mínimo.



En la figura siguiente se realiza el enfoque hacia el disparo del relé por la función de protección que actuaría en presencia de cortocircuito, el relé tiene incorporado un bloque OR que recibe la señal de disparo o ‘Trip’ de una función de protección y se encarga de disparar la falla, el bloque consta de los tres criterios donde el principal es el que recibe la señal de selectividad lógica el cual nos muestra una reducción de tiempo muy considerable y las demás señales que envían las funciones de protección se convierten en respaldo para actuación en caso de cortocircuito.

Podemos concluir que las funciones de protección 50-2, 50N-2, 51 y 51N poseen un rango de temporización en el caso de interconexión tal como fuese explicado en los incisos anteriores y durante este periodo dependiendo del nivel de corriente de cortocircuito puede ser perjudicial para los equipos por el hecho del tiempo que dure el arco eléctrico a pesar que la coordinación propuesta incluye tiempos bajos, con la selectividad lógica se elimina la jerarquización por tiempo ya que cada relé posee su propio tiempo de actuación el mínimo que recomienda el fabricante por el hecho que en la comunicación cada mensaje GOOSE tiene un ancho de pulso de 12 μ s que contiene la orden de pick up de cualquier relé y será enviado al que se encuentra aguas arriba para emitir la orden de bloqueo que dure los 15 ms, en presencia de falla el mensaje GOOSE se transmite en 12 μ s por cada 1 ms hasta que la falla se despeje y funcione la comunicación en su normalidad de manera cíclica que dura 0.5 ms.

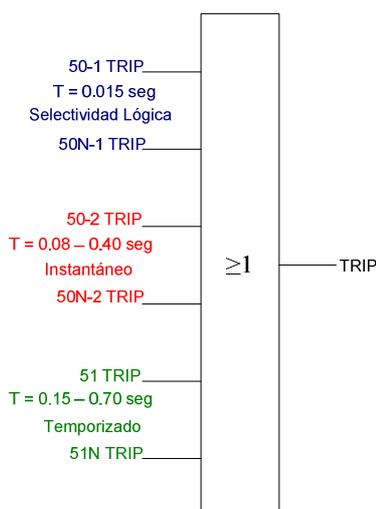


Figura 93. Resultados de la Actuación de Relés

FUENTE: Autores.

6.2. CONCLUSIONES

La función que cumplen los centros de fuerza es de gran importancia porque abastecen de energía eléctrica los servicios auxiliares de la Central Molino, de la Presa Daniel Palacios y de la Central Mazar, los centros de fuerza tienen por misión ayudar a realizar las actividades que necesita una central eléctrica para poder generar



y satisfacer la demanda que necesite el sistema nacional interconectado. Los servicios auxiliares comprenden entre los más relevantes es suministrar energía eléctrica a la casa de máquinas, al centro de control de generación (CCG), la presa y los campamentos.

El objetivo propuesto de coordinar protecciones por el método de selectividad lógica se cumplió de manera satisfactoria, partiendo de la revisión del sistema de distribución y de interconexión de los centros de fuerza para suplir los servicios auxiliares, esto lo realizamos a partir del software Digsig verificando a que niveles de corriente había sido ajustados los relés de cada celda, y por medio del análisis de perturbografías que tiene el programa mencionado que es una aplicación que contiene un record de fallas acontecidas en los centros de fuerza, podemos observar el nivel de corriente de cortocircuito, y el tiempo que tarda el relé en disipar la falla esto se indicó en el capítulo 2 y es el punto de partida de nuestro justificativo del mejoramiento de la coordinación de protecciones por el hecho de que se tardaba demasiado en comparación a lo que estipulan las normas.

En el estudio de corrientes de cortocircuito de los centros de fuerza se determinó corrientes elevadas que pueden ser una amenaza potencial para los equipos y como era de esperarse en las entradas de los terciarios que son los encargados de suministrar energía eléctrica fueron los que presentaron corrientes más altas en comparación a la barra de Mazar que se encuentra aguas abajo y comprende el ultimo nivel de interconexión.

Para ajustar y coordinar las protecciones era necesario tener los niveles de corriente de cortocircuito y de las corrientes de carga para comenzar a realizar los cálculos respectivos, se procedió a seleccionar el tipo de curva para los relés en el caso de la función temporizada, comenzamos a coordinar cada relé en función de los tap de corriente y el tiempo de actuación, luego se comparó con el análisis corrientes versus tiempo el que nos determino a qué nivel de corriente actuaría y si presenta la coordinación esperada que muestre la jerarquización del funcionamiento de los equipos de protección, para las funciones de protección instantáneas se garantizó que actúe para la corriente de cortocircuito mínima por el 50% para la función 50 y por el 20% para la función 50N, para tiempo de actuación el mínimo posible por ser instantáneas y que ha sido estipulado.

La selectividad lógica se creó a partir de un circuito lógico que debe ser cargado al sistema mediante la aplicación CFC de Digsig, el cual contiene el envío de señales de corrientes pick up que indican el inicio del funcionamiento de los relés y que emiten la orden de bloque lógico a través de mensajes GOOSE creados en la aplicación de Digsig el IEC station, los mensajes son transmitidos cíclicamente estableciendo el análisis del sistema cuando se presentan fallas y en estado normal de operación, con esto logramos una eficiente actuación de los relés y que operen tiempos cortos.

Los relés fueron parametrizados por las cantidades de corrientes y tiempos determinados en el capítulo 3, estos valores fueron cargados al software Digsig de



acuerdo a la coordinación se calibraron, estos lo realizamos dentro del ajuste de grupo de funciones de protección habilitada en cada relé que controla el software Digsí.

El análisis de realizado que concierne a la adición de la selectividad lógica en las protecciones comparando con los tiempos obtenidos de la coordinación cronométrica nos hemos dado cuenta que se reduce considerablemente el tiempo de actuación de los relés, por el hecho de que cada uno tiene la facultad no solo de detectar la falla sino comunicarle al que se encuentra aguas arriba y coordinarse entre todos.

El principio de selectividad lógica es claro, trata de hacer eficiente la actuación de los relés aprovechando la tecnología digital de los mismos, porque tienen como la ventaja de poder establecer la comunicación con el protocolo IEC 61850 utilizando como medio de enlace la fibra óptica, con esto se obtiene la ventaja de utilizar al máximo los beneficios que presta la nueva generación de equipos de protección siendo estos la eficiencia y eficacia en su actuación, este avance se da gracias a la integración de protocolos de comunicación creados específicamente en este caso para el control de protecciones.

Los equipos de protección Siemens Siprotec tienen la ventaja de ser multifuncionales y al ser dispositivos electrónicos inteligentes (IED) cumplen de manera eficiente con medición y control parámetros, además de poseer dentro del software Digsí aplicaciones que facilitan la actualización de los parámetros, nos permite modificar la actuación de equipos o como fue en nuestro caso adicionar la aplicación de selectividad lógica al archivo existente, estas son las bondades que prestan estos equipos y que fueron objeto de nuestro estudio.

Los relés Siemens Siprotec tienen las características de guardar datos de todas las mediciones y controles realizados en tiempo real para cada celda que comprende los centros de fuerza, los podemos verificar en la pantalla y nos permite el acceso a realizar la revisión de datos y de esta manera facilitar el control de operación de los equipos mencionados.

6.3. RECOMENDACIONES

- Los equipos que conforman los centro de fuerza tanto de la Central Molino como los de la Presa Daniel Palacios, están dimensionados para soportar corrientes de cortocircuito como las indicadas en al Capítulo III del presente documento, el problema de presentarse una falla en algún lugar o peor aun dentro del centro de fuerza es el arco que generaría dicha falla por lo que se recomienda aplicar el criterio de selectividad lógica para las protecciones y de esta forma hacer que el arco generado por la falla dure el menor tiempo posible, tendiendo a cero y actuando el relé más cercano aguas arriba de la falla. Tanto el tiempo como la selección del equipo a actuar son de vital



importancia para despejar una falla en un sistema de protecciones y mediante la selectividad lógica se puede lograr tiempos próximos a cero y podremos decir que ubicamos exactamente la falla debido a la comunicación existentes entre los relés, por lo que este método de coordinación de protecciones nos brinda una excelente confiabilidad.

- Se recomienda cambiar el transformador de corriente en la entrada de la interconexión a Mazar el TC es de 100:5, mientras que nosotros utilizamos para coordinar las protecciones un TC de igual característica que los demás que han sido utilizados en la línea de interconexión de 600:5.
- Es muy importante aprovechar la comunicación de los relés en un sistema de protecciones, en la interconexión con Mazar, relé en la entrada de la barra tiene sistema de comunicación SCADA, mientras que los demás relés de los centros de fuerza de Molino y de la Presa Daniel Palacios poseen el sistema de comunicación con el protocolo IEC 61850, la solución para continuar con el sistema de teleprotección sería colocando un relé diferencial similar al 7SD610 y establecer el enlace de comunicación entre estos equipos.
- Cuando se realice coordinación de protecciones y se crea la comunicación entre los relés en el software Digsig con la aplicación IEC 61850 station, siempre se debe programar con alta prioridad la emisión y recepción de mensajes GOOSE por el hecho que se presente una falla se jerarquiza la actuación de los relés involucrados para el despeje de la misma.
- Cada vez que se realice una coordinación de protecciones se debe realizar una prueba para verificar si el relé responde al nivel de corriente que fue ajustado y en el caso de los relés de sobrecorriente temporizados verificar si responden a la curva de dial de tiempo para su actuación.



BIBLIOGRAFÍA

LIBROS Y ARTÍCULOS

1. GERS Juan y HOLMES Edward, *Protection of Electricity Distribution Networks*, Second Edition, IEEE Power and Energy Series, Londres, 2004.
2. KERSTING William, *Distribution System Modeling and Analysis*, First Edition, CRC Press, New York, 2002.
3. BLACKBURN Lewis y DOMIN Thomas, *Protective Relaying Principles and Applications*, Third Edition, CRC Press, New York, 2006.
4. ANDERSON Paul, *Analysis of Faulted Power Systems*, First Edition, IEEE Press, New York, 1973.
5. WESTINGHOUSE, *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, Fourth Edition, Westinghouse Electric Corporation, Pennsylvania, 1964.
6. DUNCAN GLOVER J y SARMA Mulukutla, *Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia*, Tercera Edición, Thomson, México, 2004.
7. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, *Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores*, Segunda Edición, Editorial Limusa, México, 1999.
8. HOROWITZ Stanley y PHADKE Arun, *Power System Relaying*, Third Edition, John Wiley & Sons Ltd, USA, 2008.
9. KOTHARI D. y NAGRATH I., *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tercera Edición, Mc Graw Hill, México, 2008.
10. RUSSELL Mason, *The Art & Science of Protective Relaying*, 7ma Edición, General Electric, USA, 1979.
11. Bayliss Colin y Hardy Brian, *Transmission and Distribution Electrical Engineering*, Third Edition, Newnes Elsevier, Oxford, 2007.
12. ELMORE Walter, *Protective Relaying Theory and Applications*, Second Edition, Marcel Dekker Inc, New York.
13. RAMIREZ CASTAÑO Samuel, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera Edición, Universidad Nacional de Colombia, Manizales.
14. BLAKE Roy, *Sistemas Electrónicos de Comunicaciones*, Editorial Thomson, Segunda Edición, México, 2004.
15. COES SINAC., *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*, Marzo de 2008.
16. GONZÁLEZ-LONGATT Francisco, *DIGSILENT Manual de Usuario*, Primera Parte, Agosto 2009.
17. DIGSILENTE POWER FACTORY, *Guide Power System Analysis Software*, 2011.



18. Módulo II – Transformadores de Instrumento, <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/modulooii.pdf>.
19. SAUTRIAU Francois, *Protección de Redes por el Sistema de Selectividad Lógica*, Cuaderno Técnico n° 002 Schneider Electric, Marzo 2000.
20. *Protocolo de comunicaciones IEC 61850 dentro de las subestaciones basado en Etherne*, ISA Application Notes, Octubre 2007, <http://www.martinbaur.es/files/IEC61850.pdf>.
21. *ESTÁNDAR IEC 61850 Interoperabilidad para esquemas avanzados de protección y automatización*, Art. Cit., <http://es.scribd.com/doc/49326749/IEC61850-Spanish>.
22. BRICEÑO LÓPEZ Marco Aurelio, *Estándar IEC-61850 – Funciones de Control y Medición en Centrales de Generación Hidroeléctricas y Subestaciones de Transmisión de Energía Eléctrica*, II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, Junio 2009.
23. PUGLIESE Germán, *IEC 61850 El Estándar de Integración Eléctrica del Futuro*, ABB, Junio 2005.
24. RAFECAS Josep y LLORET Pau, *Norma IEC-61850 – Comunicaciones en el Sector Eléctrico*, CITCEA.
25. SILVA J. A. y MONTAÑA J. C., *Retrofit de los Sistemas de Protección de las líneas de 220 kV SEMD – ACARAY*, Comité de Estudio B5 - Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones, Mayo del 2009.
26. CARLSSON Cristian, *Productos y Aplicaciones de Protección con IEC 61850*, ABB, Argentina, Noviembre 2008.

MANUALES

1. SIEMENS, *Ethernet & IEC 61850 Start Up*, 2007.
2. SIEMENS, *Ethernet & IEC 61850 Concept, Implementation, Commissioning*, 2007.
3. SIEMENS, *Protección Multifuncional con Sistema de Mando SIPROTEC 4*, 2006.
4. SIEMENS, *Manual SIPROTEC Protección Multifuncional 7SJ61*, 2006.
5. SIEMENS, *Manual SIPROTEC Protección Multifuncional 7SJ62*, 2006.
6. SIEMENS, *Manual SIPROTEC Protección Multifuncional 7SD610*, 2006.
7. SIEMENS, *Manual CFC DIGSI*, 2006.
8. SIEMENS, *Power Engineering Guide Transmission and Distribution*, Fourth Edition.
9. SIEMENS, *Efficient Energy Automation with the IEC61850 Standard Application Examples*, 2010.
10. SIEMENS, *4M Protective and Measuring Transformers Catalogue*, 2009.
11. SIEMENS, *Manual DIGSI 4 Start Up*, 2007.
12. SIEMENS, *SIPROTEC 4 Descripción del Sistema*, 2005.
13. SIEMENS, *SIPROTEC Fault Record Analysis SIGRA 4 Manual*, 2004.
14. RUGGEDCOM, *Datasheet RUGGED Switch*, 2008.
15. SIEMENS, *Interruptores de Potencia al vacío 3AH5 Catalogue*, 2010.



TESIS Y TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN

1. SUEIRO DOMÍNGUEZ, José Antonio, “*Contribuciones a la Coordinación de los Relés de Protección de Redes Eléctricas*”, Tesis Universidad de Vigo Departamento de Ingeniería Eléctrica, Vigo – España, Febrero del 2006.
2. FLORES HERRERA, Freddy Patricio, “*Diseño Electromecánico para el Ingreso de Generación Térmica Móvil de la Compañía INTERVISA TRADE a la Subestación Esclusas*”, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Junio del 2008.
3. POTOSÍ FARINANGO, Rodrigo Tomás, “*Estudio de Coordinación de Protecciones Eléctricas para las Plataformas Tivacuno Empleando Relés Digitales GE Multilin UR*”, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Octubre del 2008.
4. VILLACÍS JIRÓN, Mauricio Adrián, “*Adecuación del Sistema de Control, Medida y Protección para los Alimentadores a Nivel de 13.8KV de la Subestación San Rafael Empresa Eléctrica de Cotopaxi*”, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Febrero del 2008.
5. CÓRDOVA PAZMIÑO, Jorge Leonardo y FARINANGO QUILCA, Washington Orlando, “*Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones con Relés Digitales IED del Sistema Eléctrico Quito en Niveles de Voltaje de Septiembre del 2008*.”
6. AGUIRRE CÁRDENAS, Christian Wladimir, “*Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el Software Power Factory 13.1 de Digsilent*”, Tesis Universidad Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, Julio del 2008.
7. CAMACHO MERCHÁN, Alfredo Xavier, “*Análisis Técnico-Económico de la Implementación y Puesta en Servicio de la nueva Protección Diferencial de Barra Distribuida del Patio de 138 KV de la S/E Pascuales*”, Tesis Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil – Ecuador, 2009.
8. LÓPEZ ILLESCAS, Ibeth Carolina, “*Implementación de una Red Rs-485 para un Sistema de Relés de Medición, Protección Control con Protocolo IEC 60870-5-103 para Supervisión en la Subestación San Rafael de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A*”, Tesis Escuela Politécnica del Ejército Sede Latacunga, Latacunga – Ecuador, Julio del 2009.
9. PÉREZ VILLALÓN, Elena, “*Diseño y Optimización de una Arquitectura IEC 61850*”, Proyecto Universidad Pontificia Comillas, Madrid – España, Junio del 2008.

NORMAS TECNICAS

1. IEC, *Standard IEC 61850 Protocolo de Comunicación*, Segunda Edición, 2008.
2. IEC, *Standard IEC 60255 Relés Eléctricos*, Primera Edición, 1975.



3. IEC, *Standard IEC 60909 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito*, Primera Edición, 2001.

PÁGINAS INTERNET

www.siemens.com

www.siemens.com/energy/siprotec

email: support.energy@siemens.com