UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Normalización de criterios para diseño de ingeniería secundaria asociados a las subestaciones eléctricas del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P.

Luis Fernando Díaz López

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Manizales, Colombia
2019

Criteria standardization for secondary engineering design associated with electrical substations of CHEC S.A E.S.P. energy utility

Luis Fernando Díaz López

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

Magister José Samuel Ramirez Castaño

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Manizales, Colombia

2019

Agradecimientos

Agradezco a la CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. por la oportunidad y apoyo durante este ciclo académico.

Al Ingeniero Luis Gabriel Narváez por sus enseñanzas, acompañamiento en las experiencias adquiridas y por su apoyo para la obtención de la información requerida para llevar a cabo el presente trabajo, y al Ingeniero Juan Carlos Osorio por sus consejos y apoyo en la obtención de información y elaboración del documento.

A mi director de maestría Samuel Ramírez, por su colaboración durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Resumen

La presente guía de diseño define los criterios básicos y detallados a tener en cuenta para la elaboración de la ingeniería secundaria asociada a los sistemas de control, protección, medida y comunicaciones dentro de una subestación; criterios los cuales se requieren en proyectos de reposición, proyectos de construcción y ampliación de subestaciones de media y alta tensión para el operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P.; lo anterior se ha elaborado recopilando información contenida en la normatividad Colombiana vigente, normatividad Internacional y capitalización de lecciones aprendidas por el autor en diseños desarrollados y ejecutados durante la elaboración de este trabajo de grado, con el fin de consolidar en un documento los requisitos y criterios técnicos más relevantes a tener en cuenta en la elaboración de este tipo de diseños.

Palabras clave: Normalización, ingeniería secundaria, control de subestación, protecciones eléctricas, medida, subestaciones eléctricas, empresa de servicios públicos.

Abstract

This design guide defines the basic and detailed criteria to be taken into account for the development of secondary engineering associated with the control, protection, measurement and communication systems within a substation; criteria which are required in replacement projects, construction projects and expansion of medium and high voltage substations for C.H.E.C. S.A. E.S.P. utility; The above has been developed by compiling information contained in present Colombian regulations, International regulations and capitalization of lessons learned by the author in designs developed and executed during the preparation of this degree work, in order to consolidate the requirements and criteria in a document most relevant technicians to take into account in the development of this type of designs.

Keywords: Normalization, secondary engineering, substation control, electrical protections, measurement, electrical substations, utility.

Contenido

1. Capítulo 1 8
1.1 Evolución de las protecciones eléctricas 9
1.2 Configuración de barras 12
1.2.1 Nivel 13,2 kV 12
1.2.2 Nivel 33 kV 13
1.2.3 Nivel 115 kV 14
1.3 Sistema de medida y protección 15
1.3.1 Transformadores de instrumentación 15
1.3.1.1 Transformadores de corriente 16
1.3.1.2 Transformadores de tensión 22
1.3.2 Regulación de medida en Colombia 26
1.4 Ingeniería Secundaria 29
1.4.1 Etapas de diseño de ingeniería secundaria y entregables requeridos para un proyecto 29
1.4.1.1 Ingeniería conceptual 30
1.4.1.2 Ingeniería básica 30
1.4.1.3 Ingeniería de detalle 32
1.4.2 Criterios de normalización 34
1.4.2.1 Señales asociadas a entradas y salidas digitales de IEDs 34
1.4.2.2 Bloques de pruebas 48
1.4.2.3 Distribución de polaridades tableros control, protección y medida 59
1.4.2.4 Señales asociadas en las oscilografias 61
1.4.2.5 Matrices de disparo 65
1.4.2.6 Selección de multiconductores 65
1.4.2.7 Marcación de multiconductores 67
1.4.3 Recomendaciones generales de diseño 69
1.4.3.1 Cableado para los sistemas de control 69
1.4.3.2 Tableros de control, protección y medida 70

2. Capítulo 2 73
2.1 Comunicaciones en subestaciones basadas en la norma IEC 61850 Ed 2 74
2.1.1 Equipos que conforman una red de comunicaciones de una subestación eléctrica 76
2.1.1.1 IED SAN (Singly Attached Nodes) 76
2.1.1.2 IED DANP (Doubly Attached Node using PRP) 76
2.1.1.3 IED DANH (Doubly Attached Node using HSR) 76
2.1.1.4 Suiche de red 76
2.1.1.5 RedBox (Redundancy Boxes) 77
2.1.1.6 GPS – Reloj de sincronización de tiempo 77

2.1.1.7 Distribuidor de tiempo 77
2.1.1.8 Gateway de comunicaciones 77
2.1.2 Protocolo de redundancia paralela (PRP) – IEC 62439-3 78
2.1.3 Redundancia de alta disponibilidad sin Interrupciones (HSR) – IEC 62439-3 79
2.1.4 Arquitectura de control a utilizar 80
2.1.5 Recomendaciones generales de diseño 83
2.2 Niveles jerárquicos de operación de subestación 84
2.2.1 Niveles de operación de una subestación 84
2.3 Enclavamientos 85
2.4 Listado de maniobras 87

3. Conclusiones 93

A. Anexo: Diagramas de principio 95

B. Anexo: Actuación de las protecciones y/o matrices de disparos 131

C. Anexo: Arquitectura de comunicaciones 139

4. Bibliografía 143

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1: Evolución de las protecciones eléctricas [4]..... 12
Figura 1-2: Configuración barra sencilla [5]..... 13
Figura 1-3: Configuración barra sencilla + bypass [5] 14
Figura 1-4: Configuración barra sencilla y barra de transferencia [5] 15
Figura 1-5: Conexión de corrientes con protección hacia el elemento protegido (líneas y transformadores)..... 21
Figura 1-6: Conexión de corrientes con protección hacia el elemento protegido (Barras). [Elaboración propia]..... 21
Figura 1-7: Alcance resolución CREG 038 de 2014 [8]..... 26
Figura 1-8: Tipos de puntos de medición – Art 6, CREG 038 de 2014 [8]..... 27
Figura 1-9: Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición – Art 9, CREG 038 de 2014 [8]..... 27
Figura 1-10: Puntos relevantes de instalación del sistema de medición – Anexo4, CREG 038 de 2014 [8]..... 28
Figura 1-11: Bloques de prueba RTXP marca ABB [13] 49
Figura 1-12: Distribución de contactos de BP circuitos 13,2 Kv 50
Figura 1-13: Distribución de contactos de BP líneas 33 kV..... 51
Figura 1-14: Distribución de contactos de BP líneas 115 Kv..... 52
Figura 1-15: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 kV - lado 33 kV PP 53
Figura 1-16: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 kV - lado 33 kV PR 54
Figura 1-17: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 Kv - Lado 13,2 kV 55
Figura 1-18: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 115 kV PP 56
Figura 1-19: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 115 kV PR 57
Figura 1-20: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 33 kV 58
Figura 1-21: Listado de multiconductores de control y fuerza para subestaciones eléctricas 66
Figura 1-22: Codificación de multiconductores (1 de 2) 67
Figura 1-23: Codificación de multiconductores (2 de 2) 68
Figura 2-1: Esquema de control PRP [17]..... 79

Figura 2-2: Esquema de control HSR [17] 80
Figura 2-3: Esquema de control Mixta PRP-HSR [17] 82
Figura 3-1: Enclavamientos Apertura 23LXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia] 97
Figura 3-2: Enclavamientos Cierre 23LXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia] 98
Figura 3-3: Enclavamientos Apertura 23TXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia] . 99
Figura 3-4: Enclavamientos Cierre 23TXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia] ... 100
Figura 3-5: Enclavamientos 30TXX1 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 102
Figura 3-6: Enclavamientos 30TXX7 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 103
Figura 3-7: Enclavamientos 30TXX6 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 104
Figura 3-8: Enclavamientos Apertura 30TXX0 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 105
Figura 3-9: Enclavamientos Cierre 30TXX0 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 106
Figura 3-10: Enclavamientos 30LXX1 – nivel 33 kV [Elaboración propia] 107
Figura 3-11: Enclavamientos 30LXX7 – nivel 33 kV [Elaboración propia] 108
Figura 3-12: Enclavamientos 30LXX6 – nivel 33 kV [Elaboración propia] 109
Figura 3-13: Enclavamientos 30LXX9 – nivel 33 kV [Elaboración propia] 110
Figura 3-14: Enclavamientos Apertura 30LXX0 – nivel 33 kV [Elaboración propia] .. 111
Figura 3-15: Enclavamientos Cierre 30LXX0 – nivel 33 kV [Elaboración propia] 112
Figura 3-16: Enclavamientos 30TXX1 – transformador 115/33 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia] 113
Figura 3-17: Enclavamientos 30TXX7 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 114
Figura 3-18: Enclavamientos 30TXX6 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 115
Figura 3-19: Enclavamientos Apertura 30TXX0 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 116
Figura 3-20: Enclavamientos Cierre 30TXX0 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 117
Figura 3-21: Enclavamientos 40TXX1 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 119
Figura 3-22: Enclavamientos 40TXX7 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 120
Figura 3-23: Enclavamientos 40TXX6 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 121
Figura 3-24: Enclavamientos Apertura 40TXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 122
Figura 3-25: Enclavamientos Cierre 40TXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 123
Figura 3-26: Enclavamientos 40LXX1 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 124
Figura 3-27: Enclavamientos 40LXX7 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 125
Figura 3-28: Enclavamientos 40LXX6 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 126
Figura 3-29: Enclavamientos 40LXX9 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 127
Figura 3-30: Enclavamientos Apertura 40LXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 128
Figura 3-31: Enclavamientos Cierre 40LXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia] 129
Figura 3-32: Matriz de disparos Líneas – nivel 115 kV [Elaboración propia] 132

Figura 3-33: Matriz de disparos Líneas – nivel 33 kV [Elaboración propia] 133
Figura 3-34: Matriz de disparos Circuitos – nivel 13,2 kV [Elaboración propia] 134
Figura 3-35: Matriz de disparos Transformador 115/33 kV – nivel 115 kV [Elaboración propia] 135
Figura 3-36: Matriz de disparos Transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 136
Figura 3-37: Matriz de disparos Transformador 33/13,2 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia] 137
Figura 3-38: Matriz de disparos Transformador 33/13,2 kV – nivel 13,2 kV 138
Figura 3-39: Arquitectura de control PRP [Elaboración propia] 140
Figura 3-40: Arquitectura de control Mixta (PRP-HSR) [Elaboración propia].....141

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 115 kV [Elaboración propia] 19
Tabla 1-2: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 33 kV 19
Tabla 1-3: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 13,2 kV 19
Tabla 1-4: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 115 kV 24
Tabla 1-5: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 33 kV 25
Tabla 1-6: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 13,2 kV 25
Tabla 1-7: Distribución de núcleos de TPs de barra 25
Tabla 1-8: Distribución entradas y salidas digitales en IEDs Circuitos 13,2 kV 35
Tabla 1-9: Distribución entradas y salidas digitales en IEDs Líneas 33 kV 35
Tabla 1-10: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Líneas 115 kV 37
Tabla 1-11: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Transformador 33/13,2 kV – Lado 33 kV 40
Tabla 1-12: Distribución entradas y salidas digitales en IED respaldo Transformador 33/13,2 kV – Lado 13,2 kV 42
Tabla 1-13: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Transformador 115/33 kV – Lado 115 kV 43
Tabla 1-14: Distribución entradas y salidas digitales en IED respaldo Transformador 115/33 kV – Lado 33 kV 45
Tabla 1-15: Cuadro resumen de requerimientos de entradas y salidas para IEDs 47
Tabla 1-16: Señales para oscilografias de líneas 61
Tabla 1-17: Señales para oscilografias de transformadores 62
Tabla 2-1: Maniobras 33 kV – Energizar bahía desde barra principal 88
Tabla 2-2: Maniobras 33 kV – Desenergizar bahía desde barra principal 88
Tabla 2-3: Maniobras 33 kV – Transferir bahía por bypass 88
Tabla 2-4: Maniobras 33 kV – Transferir bahía a barra principal 89
Tabla 2-5: Maniobras 115 kV – Energizar bahía desde barra principal 89
Tabla 2-6: Maniobras 115 kV – Desnergizar bahía desde barra principal 89
Tabla 2-7: Maniobras 115 kV – Transferir bahía a barra de transferencia 90
Tabla 2-8: Maniobras 115 kV – Transferir bahía a barra principal 90
Tabla 2-9: Maniobras 115 kV – Energizar bahía desde barra de transferencia 91
Tabla 2-10: Maniobras 115 kV – Desenergizar bahía desde barra de transferencia. 91

Lista de Símbolos y abreviaturas

Prefijos SI

Abreviatura	Término
k	Kilo
M	Mega
G	Giga
T	Tera

Símbolos

Símbolo	Mágnitud	Unidad SI
V	Tensión	Voltio
A	Corriente	Amperio
P	Potencia	Watt
H	Tiempo	Hora
Min	Tiempo	Minuto
S	Tiempo	Segundo

Abreviaturas

Abreviatura	Término
SI	Sistema Internacional
CD	Comparación direccional
C.E.T.	Centro de Excelencia Técnica
C.H.E.C.	Central Hidroeléctrica de Caldas
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CSE	Controlador de Subestación
CD1	Circuito de disparo 1
CD2	Circuito de disparo 2
DDT	Disparo Directo Transferido
HSR	High-availability Seamless Redundancy (Redundancia de alta disponibilidad sin interrupciones)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comité internacional de electrotécnica).

Abreviatura	Término
IED	Intelligent Electronic Device (Equipo electrónico Inteligente)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos)
IHM	Interface Human Machine (Interfaz Hombre-Máquina)
LAN	Local Area Network (Red de área local)
LXX0	Interruptor de bahía de línea
LXX1	Seccionador de barra de bahía de línea
LXX6	Seccionador de transferencia y/o bypass de bahía de línea
LXX7	Seccionador de línea de bahía de línea
LXX9	Cuchilla de puesta a tierra de bahía de línea
M200	Interruptor bahía de transferencia
M201	Seccionador de barra 1 de bahía de transferencia
M203	Seccionador de barra 3 de bahía de transferencia
MCB	Mini Circuit Breaker (Mini interruptor)
Mk	Marshaling Kiosk (Tablero de agrupamiento)
MPLS	Multi-Protocol Label Switching (Conmutación de etiquetas multiprotocolo)
NTC	Norma técnica Colombiana
ODF	Optical Distribution Frame (Distribuidor de fibra óptica)
O.R.	Operador de Red
PLC	Power Line Carrier (Onda de línea portadora)
PP	Protección Principal
PR	Protección de respaldo
PRP	Parallel Redundancy Protocol (Protocolo de redundancia en paralelo)
POTT	Permissive Overreaching transfer trip (Permisivo de disparo transferido de sobrealcance)
RTU	Remote Terminal Unit
SAS	Subestation Automation Systems (Sistema de automatización de subestación)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de control supervisorio y de adquisición de datos)
SDL	Sistema de distribución local
SF6	Hexafluoruro de azufre
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Tensión
TXX0	Interruptor de bahía de transformación
TXX1	Seccionador de barra de bahía de transformación
TXX6	Seccionador de transferencia y/o bypass de bahía de transformación
TXX7	Seccionador de línea de bahía de transformación

Introducción

El propósito de este trabajo de grado es realizar una guía de conceptos relevantes y definir lineamientos básicos para el desarrollo de la ingeniería secundaria asociada a los sistemas de medida, control, protecciones y comunicaciones para subestaciones de media y de alta tensión del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P., cumpliendo con la normatividad nacional e internacional vigente.

Para lograr lo anteriormente señalado, es indispensable establecer una filosofía de criterios para el diseño de la ingeniería secundaria de los sistemas anteriormente nombrados y para ello se requiere agrupar dichos criterios, documentarlos y normalizarlos, teniendo presente el conocimiento acumulado en la organización por la experiencia y dominio en el diseño, construcción, montaje, pruebas, operación y mantenimiento; con el fin de disponer de documentación predefinida para la selección y toma de decisiones de manera ágil, con la certeza de que son apropiados para la empresa. [1]

Al tener una estandarización en la ingeniería se estima que se minimizarán los tiempos en el desarrollo de los proyectos tanto en el diseño, como en el Comisionamiento; de la misma manera se reducirán tiempos en mantenimiento y en consignaciones de activos; todo lo anterior impactando directamente en los costos del proyecto y costos operativos, lo que es finalmente el objetivo principal de las empresas del sector eléctrico.

Objetivos

Objetivo general

Elaborar una propuesta para la normalización de criterios de diseño de ingeniería secundaria asociados a los sistemas de control, protección, medida y comunicaciones de las subestaciones de media y alta tensión del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P.

Objetivos específicos

- Proponer y definir criterios de diseño para la elaboración de ingeniería secundaria para subestaciones eléctricas del operador de red que cumplan con la normatividad nacional e internacional vigente.

- Plantear criterios de diseño del sistema de control para los niveles 0, 1, 2 y 3 de las subestaciones eléctricas del operador de red que cumplan con la norma IEC 61850 Ed 2.

Planteamiento del problema

El operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P. en los últimos años ha tenido algunas dificultades en la definición de criterios para la elaboración de ingeniería básica e ingeniería de detalle en lo relacionado con la ingeniería secundaria de sistemas de control, medida, protecciones y comunicaciones, asociados a las subestaciones eléctricas de media y alta tensión; esta dificultad se ha tenido debido a la ausencia de documentación referente al diseño de ingeniería secundaria y esquemas de protecciones eléctricas, al igual que a la traslado del personal de control y protecciones, que dominan el tema, a otras áreas o empresas.

Dado lo anterior, en los últimos años se han contratado consultores para la elaboración de diseños para la reposición de los sistemas de control y protección, al igual que para los proyectos de ampliación que se han venido ejecutando; estos consultores definen criterios dada su experiencia y a un estándar en diseños que manejan para optimización de sus recursos; pero estos diseños no contemplan las necesidades particulares del sistema de potencia del operador de red. Al momento de comparar diseños de proyectos similares, que han sido elaborados por diferentes consultores, se ha encontrado que la filosofía cambia, lo cual ha dificultado al personal de mantenimiento la apropiada intervención y optima ejecución de los planes de mantenimiento, dada la diferencia tan marcada que se encuentra.

Lo anteriormente expuesto, se ha visto representado no solo en las dificultades al momento de la ejecución del mantenimiento, sino también en los tiempos tan prolongados que se tienen actualmente en la elaboración de términos de referencia para la contratación de estos diseños y en los tiempos de revisión una vez contratados; al igual que el impacto económico que se tiene al momento de ejecutar un diseño demasiado robusto que a veces resulta innecesario.

De acuerdo a lo anterior, se evidencia la necesidad de realizar la definición de estos criterios, enfocados a dar solución a todos los interrogantes que se han encontrado durante la revisión de los diseños de los proyectos que se encuentran actualmente en ejecución.

Justificación

Con la realización del presente trabajo de grado se busca obtener los siguientes beneficios para la empresa:

- Realización de manual de ingeniería secundaría por parte del C.E.T. (Centro de Excelencia Técnica) de C.H.E.C. S.A. E.S.P. con los criterios establecidos en este documento.

- Reducción del nivel de inventarios por tener dispositivos y/o equipos similares.

- Reducción del tiempo en la preparación de términos de referencia.

- Disminución de tiempos de diseño y de revisiones de la ingeniería por parte de la interventoría.

- Eficiencia durante la ejecución del mantenimiento de equipos de control, medida y protección de la subestación de media y alta tensión.

- Acceso a la información sin dependencia de personal específico dentro de la organización.

- Reducción de pagos adicionales por cambios en los diseños cuando el proyecto se encuentra en un estado avanzado.

Alcance

Con la realización del trabajo de grado se plantea definir los lineamientos mínimos y características principales que se deberán cumplir para el diseño de los sistemas de control, medida y protección de subestaciones y/o bahías nuevas y subestaciones existentes que deban ser modernizadas total o parcialmente, considerando los criterios de operación y de mantenimiento.

Se abarca de forma exclusiva los tipos de configuración de barras más comunes que tiene C.H.E.C. dentro de sus subestaciones, las cuales son:

- Barra sencilla 13,2 kV (Celdas de media tensión).
- Barra sencilla con by-pass 33 kV (Bahía de tipo convencional).
- Barra principal + Barra de transferencia 115 kV (Bahía de tipo convencional).

Metodología

El desarrollo metodológico propuesto para la realización del trabajo de grado es el siguiente:

1. Realizar revisión de la normatividad nacional e internacional vigente y mejores prácticas de empresas del sector eléctrico, que permita definir criterios técnicos para el diseño de sistemas de control y protección para el sistema de C.H.E.C. S.A. E.S.P.

2. Unificación de criterios basados en la experiencia de los profesionales que conforman los equipos de protecciones del área de proyectos y de la subgerencia de subestaciones y líneas del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P.

3. Revisión y capitalización de lecciones aprendidas de los diseños que se tengan en proyectos desarrollados por el operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P., y con esto lograr identificar oportunidades de mejora para futuros procesos.

1. Capítulo 1

En este capítulo se hace un recuento histórico de las protecciones eléctricas y se abarca de forma exclusiva los conceptos y los criterios asociados a lo relacionado con configuraciones de barras, medida y protección, al igual que los tipos de diseños que se deben tener presentes durante la planeación y ejecución de un proyecto de modernización y/o ampliación en una subestación en cuanto a medida y protección se refiere.

1.1 Evolución de las protecciones eléctricas

Los fusibles son los primeros dispositivos de protección utilizados en los sistemas eléctricos de potencia (S.E.P.), es decir, son considerados los más antiguos y aún empleados dispositivos de protección contra Sobrecorriente. Muchos otros dispositivos primarios se crearon por diferentes necesidades, tales como: los interruptores automáticos, reconectadores, descargadores, entre otros; cada uno con aplicaciones diferentes, pero con un mismo fin, desconectar la parte averiada del sistema de forma temporal o permanente. [2]

Las necesidades de continuidad de servicio eléctrico aumentaban y los dispositivos creados no respondían a las exigencias del momento. Esa situación fuerza a la aparición en 1905 del “Relé de Protección” en su primera variante “Electro-mecánico”, el cual se conecta al secundario de transformadores de corriente y/o de tensión y envía una señal de desconexión a un interruptor de mayor potencia. Estos Relés Electro-mecánicos iniciales y aún con amplia aplicación en la práctica nacional, consumen poca energía eléctrica para su funcionamiento, la cual extraen del mismo sistema eléctrico en operaciones, pero toleran muy bajas corrientes por sus contactos de salida. Por tanto, los relés desde su aparición conforman la parte “inteligente” del sistema de protecciones, el cual se dividió en dispositivos primarios, los cuales incluyen a los dispositivos que se conectan directamente a las líneas de potencia y dispositivos secundarios, que son aquellos que se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente o de tensión y los que conforman el circuito de control del interruptor de potencia. [2]

Con tecnología electromecánica se desarrollaron todas las variantes de relés convencionales conocidas (1905 hasta 1960). Los primeros relés de potencias y tensión fueron introducidos alrededor de 1924. Un relé direccional con aplicación para los fallos a tierra fue introducido también en este mismo tiempo. Una primera variante de relé de balance que dio pie al desarrollo posterior de relés diferenciales, fue introducida en 1925. El relé de distancia, uno de los más complejos, fue introducido un poco más tarde en 1950. Estos relés aún se encuentran en operación en muchos S.E.P, fundamentalmente en países subdesarrollados. [2]

Para la construcción de relés con características complejas (relés direccionales y de distancia) se ha utilizado hasta estos días una teoría arrastrada desde las primeras variantes electromecánicas. Ellos son conocidos como relés que comparan la magnitud o la fase de alguna combinación de las señales de entrada. De forma general, aunque es cierto que esta teoría resolvió el problema de la construcción de diferentes tipos de relés complejos utilizando para ello un mismo circuito magnético, también incorpora coeficientes y conceptos adicionales para realizar el ajuste práctico de dichos relés, bastante alejados y no relacionados directamente con los ajustes teóricos de los mismos. Este aspecto ha provocado un cierto divorcio entre los especialistas dedicados a las materias de las protecciones eléctricas, producto a la complejidad en los ajustes prácticos que en ocasiones presentan algunos relés, los cuales son fácilmente ajustados desde el punto de vista teórico. [2]

En 1960 se desarrollaron los primeros relés electrónicos que utilizaban la electrónica analógica, por lo cual se conocen como “Relés Electrónicos”. Los avances de la electrónica de mediados del siglo XX desarrollaron la tecnología de los relés, comenzando por relés mixtos que utilizaban componentes electromagnéticos y electrónicos, hasta relés que funcionaban completamente con dispositivos electrónicos que se conocen como “Relés Estáticos”. Estos comenzaron a ser introducidos en 1969. Ya en 1970 se crea el primer relé de distancia estático para líneas, con características cuadrilaterales. [2]

Este desarrollo en la electrónica adquiere su máxima expresión en la electrónica digital y el microprocesador. Primeramente, se desarrollaron relés que utilizaban componentes digitales aislados denominados “Relés Digitales” y luego aparecieron los “Relés basados en Microprocesadores” materializados en 1980. Las ventajas de los relés digitales son muchas: menor consumo, velocidad de operación, exactitud en la medición, flexibilidad en el ajuste, entre otras. [2]

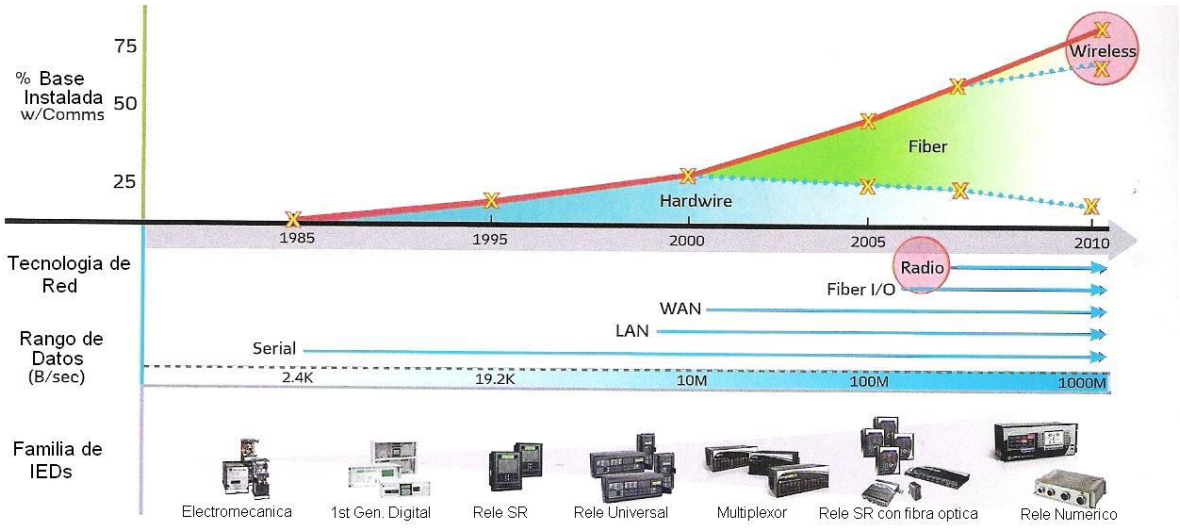
Los relés basados en microprocesadores como ventaja a los digitales, además de poseer las anteriores características, permiten almacenar eventos, se comunican con otros dispositivos de protección y permitirán la aplicación de técnicas de Inteligencia Artificial (IA) en la detección de averías, tales como: la Lógica Difusa y las Redes Neuronales Artificiales (RNA) que están demostrando, desde el punto de vista teórico, mejores comportamientos

en cuanto a la velocidad de operación, la sensibilidad y la selectividad necesaria para diferentes casos. [2]

A partir de 1994 se generaliza la aplicación de los microprocesadores en los relés de protección, creándose dispositivos que no solo hacen la función de protección conocida, sino incluso otras funciones de control requeridas. En 1994 se introduce un nuevo concepto de protección diferencial que utiliza la comunicación digital entre dispositivos, reemplazando los cables pilotos que existían hasta el momento. En 1996 se introduce un relé de distancia de línea de alta velocidad. Alrededor de 1998 comienzan a aparecer en el mercado de los dispositivos multifunción, es decir, dispositivos que incluyen muchas funciones de protección y control, que pueden ser empleados en diferentes elementos del sistema. [2]
A partir del 2000, se introducen las soluciones totalmente automatizadas para subestaciones. Esta tecnología permite que una subestación eléctrica trabaje con todos sus dispositivos de forma aislada o incluso atendida de forma externa mediante la comunicación por computadoras. Los SCADA están incluidos en estos paquetes. [3]

Actualmente, en el campo de las protecciones se están utilizando los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), capaces de desarrollar aplicaciones de alto nivel en el entorno de las comunicaciones y tratamientos de datos. Se está trabajando y de forma muy intensa, tanto en lo relacionado internamente al relé, como en lo externo a él, todo lo que conlleva la integración, automatización, sincronización y arquitectura de los sistemas de protecciones, y en la configuración de modernos sistemas de comunicaciones para grandes instalaciones eléctricas; subestaciones y centrales de generación.

Figura 1-1: Evolución de las protecciones eléctricas [4]



1.2 Configuración de barras

Para la elaboración de la ingeniería secundaría, se debe tener presente la configuración de barras con la cual se va a diseñar en la subestación o que se encuentra existente en la subestación, para con esto diseñar de la manera más adecuada cada uno de los entregables asociados al proyecto.

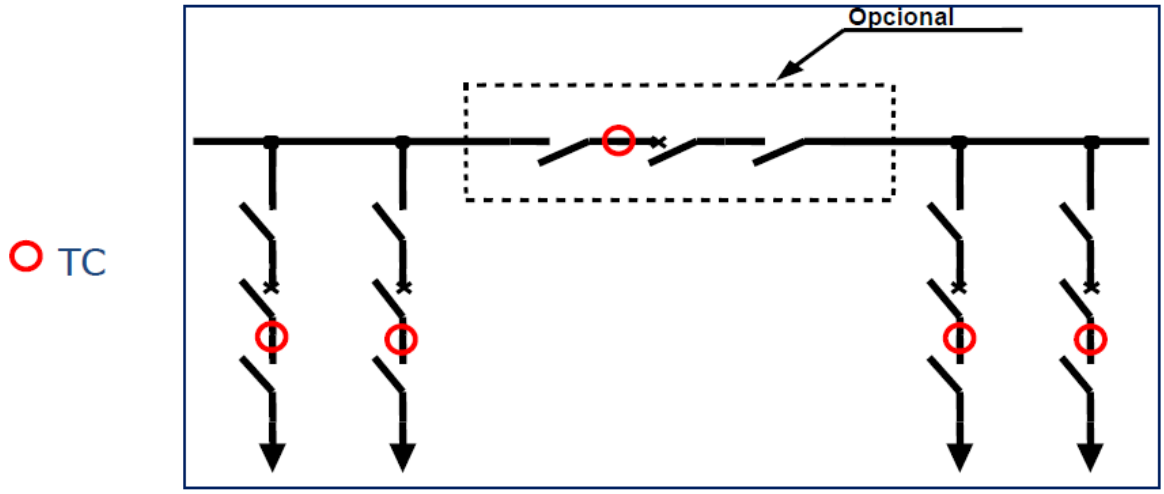
Se denomina configuración al arreglo de equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía. [5]

1.2.1 Nivel 13,2 kV

En este nivel de tensión, C.H.E.C. maneja el estándar en todas sus subestaciones la configuración de barra Sencilla, la cual es una configuración que cuenta con una sola barra colectora, a la cual se conecta un circuito por medio de un interruptor. Como desventaja principal se encuentra la poca flexibilidad, confiabilidad y seguridad que presenta, dado que,

al momento de requerirse un mantenimiento a la barra, deberán salir de servicio todos los circuitos asociados.

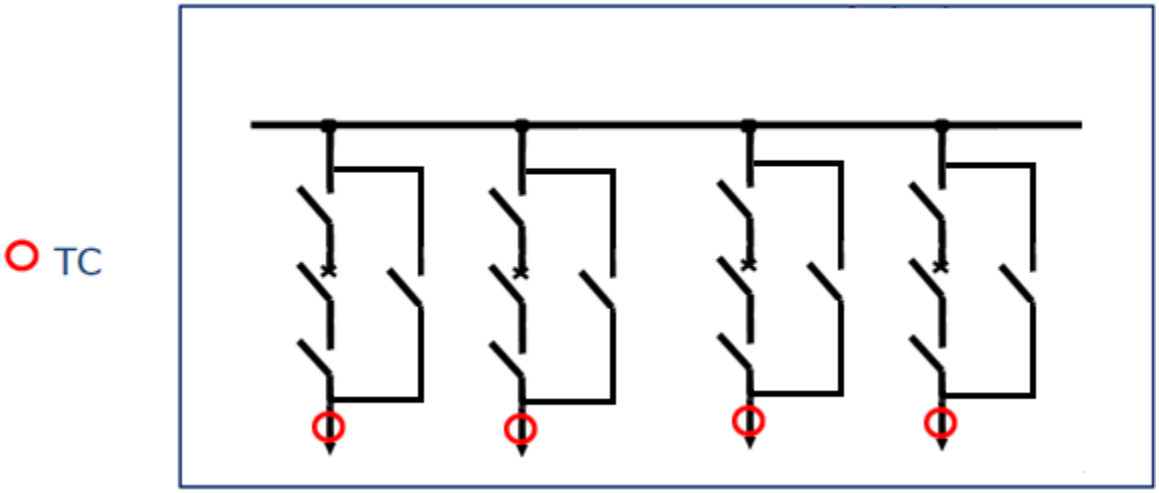
Figura 1-2: Configuración barra sencilla [5]



1.2.2 Nivel 33 kV

En este nivel de tensión, C.H.E.C. maneja el estándar en la mayoría de subestaciones la configuración de barra Sencilla + bypass, la cual es una configuración que cuenta con una sola barra colectora, a la cual se conecta un circuito por medio de un interruptor al igual que en la configuración de barra sencilla, con la particularidad que tiene un seccionador de bypass, el cual se conecta entre la barra colectora y la salida de la línea y/o transformador; con lo anterior es posible aislar el interruptor de la bahía para su mantenimiento, sin interrumpir el suministro, pero dado el caso de que se presente una falla en una línea o transformador mientras se encuentra conectado por medio del seccionador bypass, la única forma de aislar la falla es desconectando la barra colectora de todas las demás bahías.

Figura 1-3: Configuración barra sencilla + bypass [5]

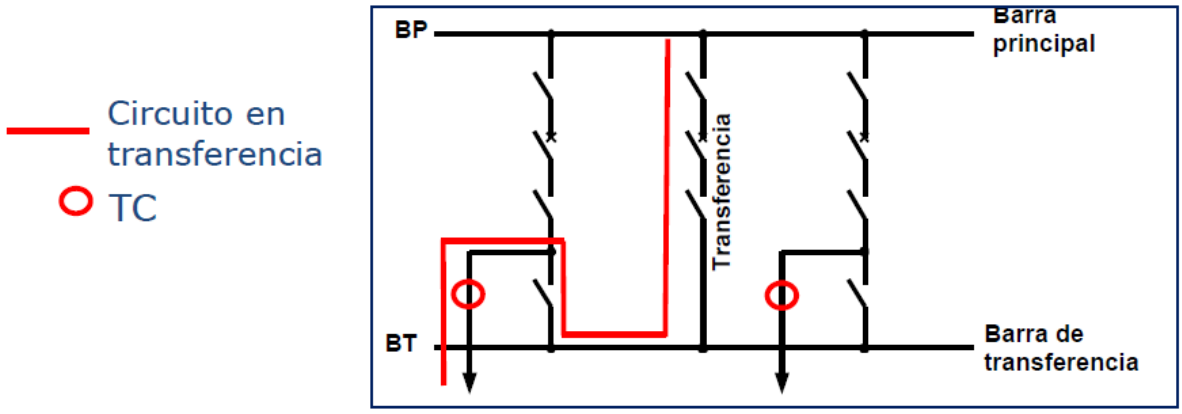


1.2.3 Nivel 115 kV

En este nivel de tensión, C.H.E.C. maneja el estándar en todas sus subestaciones la configuración de barra principal y barra de transferencia, la cual es una configuración con una barra colectora a la cual se le ha agregado una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra, y un interruptor y dos seccionadores que conforman la bahía de transferencia para unir las dos barras.

Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio de la bahía de transferencia, conservando de esta manera el servicio durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando no existan fallas en el circuito.

Figura 1-4: Configuración barra sencilla y barra de transferencia [5]



1.3 Sistema de medida y protección

1.3.1 Transformadores de instrumentación

El sistema secundario en una subestación eléctrica inicia desde los transformadores de instrumentación, este término comprende tanto los transformadores de corriente (TC), como los transformadores de potencial (TP). Estos equipos son los encargados de reducir a magnitudes manejables las características de corriente y de tensión en un sistema eléctrico, con el fin de permitir una correcta medición, reduciendo así los riesgos que se pueden presentar trabajando con los sistemas de potencia, tanto por la disminución de magnitudes eléctricas, como por el aislamiento galvánico que proporcionan.

Para una adecuada selección de transformadores de corriente y de potencial, se deben tener presente una gran cantidad de factores; es de aclarar, que la finalidad de este trabajo de grado no es normalizar las especificaciones de equipos de potencia, por lo tanto, no se ahondará en todos los factores a especificar para estos equipos, solo se hará énfasis en los factores que afectan directamente la medición de los equipos de medida y protección, como lo son:

- **Carga (Burden) nominal:** Es la carga del circuito secundario de un TC o un TP, en ohms o en VA a un factor de potencia determinado y con la corriente secundaria

nominal que puede aceptar un transformador de instrumentación sin exceder los valores máximos de error y ángulos indicados por el fabricante.

- **Corriente secundaria:** Es la corriente nominal que se ve reflejada en el devanado secundario del TC, y se encuentra estandarizada a 5A y 1A.

- **Tensión secundaria:** Es la tensión que se ve reflejada en el devanado secundario del TP.

- **Clase de precisión:** Valor especificado de precisión en el cual se garantiza una desviación estándar siempre y cuando se cumpla con el rango de tensión y/o corriente primaria nominal.

- **Distribución de núcleos secundarios:** Los transformadores de instrumentación se pueden especificar con diferentes tipos y cantidades de devanados secundarios, dependiendo del uso final que vaya a tener el equipo.

1.3.1.1Transformadores de corriente

Estos equipos son los encargados de reducir a magnitudes manejables las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir una correcta medición, reduciendo así los riesgos que se pueden presentar trabajando con los sistemas de potencia, tanto por la disminución de magnitudes eléctricas, como por el aislamiento galvánico que proporcionan.

A continuación, se definen los parámetros de los TCs que más impactan la ingeniería secundaria y sus equipos asociados:

a. Precisión

La clase de precisión en los TC dependerá de la finalidad que se le dará a la medición, dado que las características físicas de un núcleo de medida a la cual se le exige una precisión determinada para una corriente primaria que no supere el 120 % de la corriente nominal, no puede ser igual que las de un núcleo de protección la cual debe mantener una precisión determinada para una corriente de falla primaria, la cual supera varias veces a la corriente

primaria nominal, dado que el núcleo debe reproducir con fidelidad la corriente de falla sin saturarse.

- **Especificación núcleos de protección**

La clase de precisión se designa usando el porcentaje de error permisible, seguido de la letra “P” de protección y el valor del factor límite de precisión o Accuracy limit factor por sus siglas en inglés (ALF), la cual indica la relación que existe entre el límite de precisión de la corriente primaria y la corriente nominal en el primario.

Ejemplo:

5 P 20

Esta especificación nos indica que el TC tiene un error máximo del 5%, cuando se tenga una corriente de falla de hasta 20 veces la corriente nominal. Los valores de precisión estándar para los TCs son 5P y 10P [6]

Un porcentaje de error permisible del 10% es demasiado alto para brindarle fidelidad a los sistemas de protección, por lo anterior lo más recomendable es utilizar el valor de 5P.

- **Especificación núcleos de medida**

En el numeral *1.3.2 Regulación de medida en Colombia* se indica las especificaciones de los núcleos de medida requeridos, definido por la normatividad Colombiana.

b. Carga nominal o Burden

Las cargas óhmicas más altas en el circuito secundario del TC tenderán a dar como resultado una mayor saturación del núcleo, y, por consiguiente, mayores errores en la forma de onda de la corriente secundaria. La razón de esto es que, a un nivel secundario dado, la corriente requiere un mayor voltaje del TC para una carga mayor, y la densidad del flujo del núcleo es proporcional a la integral de tiempo de esta tensión. Cuando el núcleo se satura, la corriente significativa se desvía a través la rama de magnetización del TC, y la corriente secundaria deseada se reduce y se distorsiona. Los cálculos de la carga son, por lo tanto, necesarios para garantizar que no se excedan los límites de precisión del TC. [7]

Se recomienda iniciar el cálculo de la carga, agregando las cargas individuales aritméticamente en lugar de vectorialmente; este enfoque es muy preciso, particularmente si la resistencia al devanado de TC y la resistencia del cable de conexión constituyen la mayor parte de la carga secundaria. [7]

La Cargabilidad o Burden de los núcleos de medida de los TCs con precisión 0,1 - 0,2 - 0,2S - 0,5 – 0,5S y 1 deberán encontrarse en un rango comprendido entre el 25% y 100% de la carga nominal para así garantizar la precisión del equipo, es decir, el Burden deberá ser tal que la carga total conectada al secundario del TC (equipos de medida, cables de conexión y TCs auxiliares), se encuentre en el rango indicado.

En caso de que los cálculos realizados en el documento “memoria de Cargabilidad de TCs” no cumplan con el Burden en el rango indicado, será necesario utilizar cargas de compensación para garantizar que el Burden se encuentre dentro del rango establecido.

La carga nominal requerida para los TCs se debe especificar por núcleo en forma independiente, tanto para medida, como para protección, dependiendo de las necesidades del caso.

c. Valor de Corriente Secundaria

Según la norma [6] los valores de corriente secundaria normalizados son los equivalentes a 5 A y 1 A.

La relación de TC debe ser lo suficientemente grande para que la corriente secundaria de TC no exceda 20 veces la corriente nominal bajo la corriente de falla primaria simétrica máxima, de modo que no se sature el núcleo de protección y no exceda el error aceptable.

d. Distribución de núcleos secundarios

En los transformadores de corriente, la distribución de los núcleos y/o corrientes secundarias, dependerá de la cantidad de núcleos con las que se haya especificado y/o comprado el equipo.

A continuación, se define el uso de los núcleos para los TCs más utilizados en los niveles de tensión 115 kV y 33 kV.

Tabla 1-1: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 115 kV [Elaboración propia]

TCs de 4 núcleos (Nivel de tensión 115 kV)		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores, equipos de calidad de la potencia y Controladores de bahía.
2	Protección 1	Protección Principal y esquemas suplementarios (cuando requiera).
3	Protección 2	Protección Respaldo.
4	Protección 3	Diferencial de barras.

Tabla 1-2: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 33 kV [Elaboración propia]

TCs de 3 núcleos (Nivel de tensión 33 kV)		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores y equipos de calidad de la potencia.
2	Protección 1	Protección Principal y 50BF
3	Protección 2	Protección Respaldo y 50BF.

Tabla 1-3: Distribución de núcleos de TCs para nivel de tensión de 13,2 kV [Elaboración propia]

TCs de 2 núcleos (Nivel de tensión 13,2 kV)		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores y equipos de calidad de la potencia.
2	Protección 1	Protección Principal.

e. Circuito de corriente

Se define como circuito de corriente, aquel que permite la conexión en serie de varios equipos.

Condiciones para los circuitos de corriente:

- Los núcleos de medida serán exclusivos para circuitos entre equipos de medida y no serán compartidos con equipos de protección. [8]

- Los núcleos de protección serán exclusivos para circuitos entre equipos de protección y no serán compartidos con equipos de medida. [8]

- Se tendrá un núcleo exclusivo de protección para la protección diferencial de barras para niveles de tensión de 115 kV en adelante.

- Para cada bahía, los TCs de cada fase deberán conformar una conexión en estrella, la cual se realizará en el MK o tablero de agrupamiento; el punto a aterrizar (S1 o S2) se realizará hacia el elemento que se desee proteger por las protecciones.

- En instalaciones de TCs nuevos, se deberán instalar ubicando el P1 hacia la barra (con verificación previa de que las bahías existentes tengan esta conexión), en caso de subestaciones nuevas, esta será la orientación a seguir.

- Para la conexión de equipos de medida, cuando la fuente de energía entra por el P1 (primario), la corriente secundaria sale por S1 hacia los equipos de medida, los terminales S2 se cortocircuitan y se aterrizan en el tablero de agrupamiento o MK.

Prácticas de conexión

A continuación, se indica la manera de realizar las conexiones de los circuitos de corriente del secundario de los TCs para proteger el elemento que se requiere, teniendo en cuenta la orientación indicada anteriormente:

Figura 1-5: Conexión de corrientes con protección hacia el elemento protegido (líneas y transformadores).
[Elaboración propia]

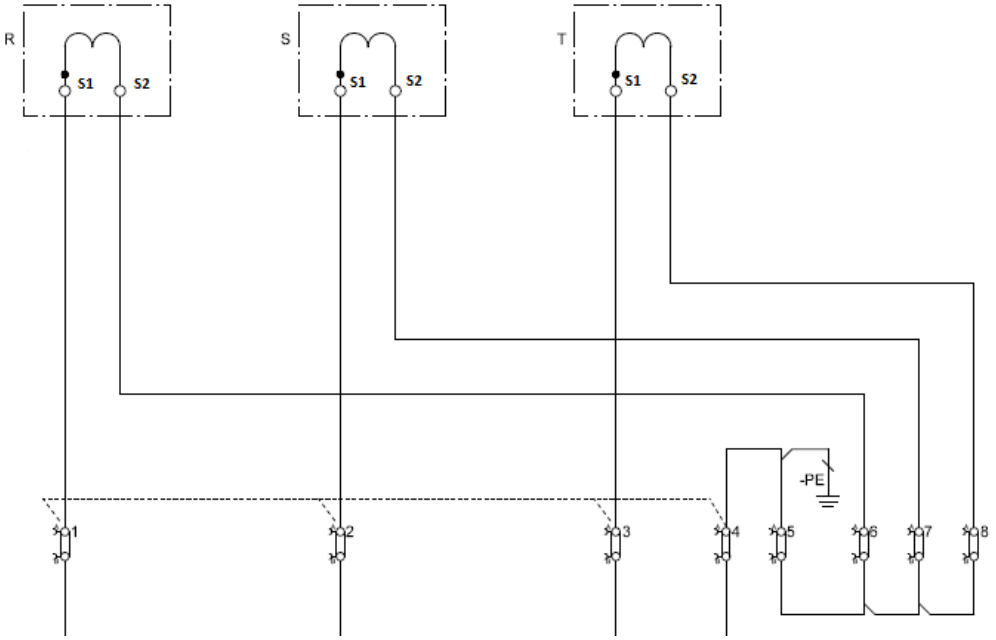
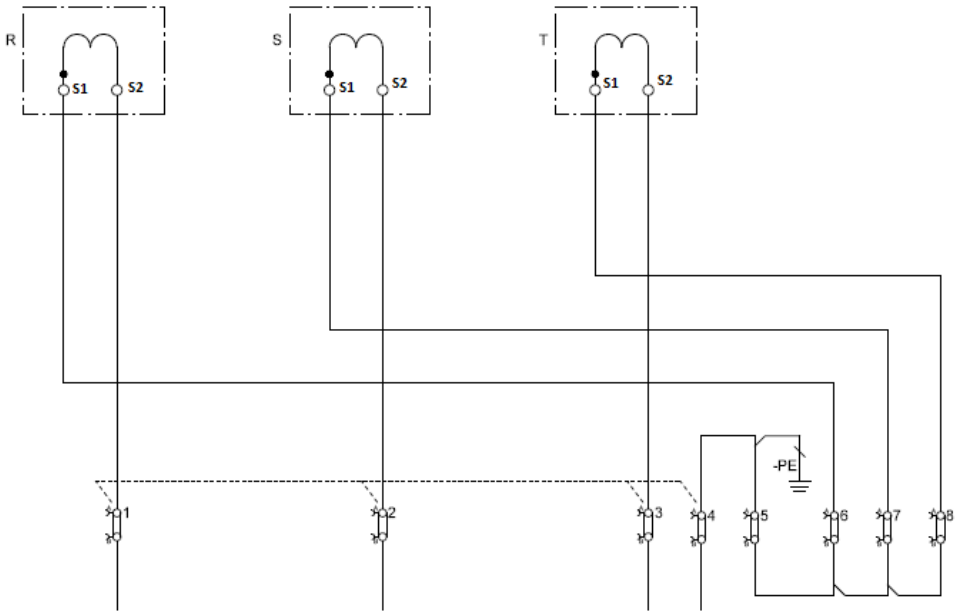


Figura 1-6: Conexión de corrientes con protección hacia el elemento protegido (Barras).
[Elaboración propia]



1.3.1.2Transformadores de tensión

Estos equipos son los encargados de reducir a magnitudes manejables las características de tensión en un sistema eléctrico, con el fin de permitir una correcta medición, reduciendo así los riesgos que se pueden presentar trabajando con los sistemas de potencia, tanto por la disminución de magnitudes eléctricas, como por el aislamiento galvánico que proporcionan.

a. Carga nominal o Burden

Los TP tienen valores estándar relacionados por rangos:

Burden de rango I

1,0 – 2,5 – 5,0 – 10 VA (Factor de potencia 1)

Burden de rango II

10 – 25 – 50 – 100 VA (Factor de potencia 0,8)

Para conservar la precisión especificada, la tensión deberá encontrarse entre el 80% y el 120% de la tensión nominal y el Burden dependerá del rango en el que se encuentre el TP especificado:

Rango I: el Burden se deberá encontrar entre 0 VA al 100% del Burden nominal.

Rango II: el Burden se deberá encontrar entre el 25% y el 100% del Burden nominal.

Lo anterior es tomado de [9] y [10]

De lo anterior, se debe tener presente que para TPs asociados al rango II, estos deberán compensarse con cargas de compensación para el caso en que los cálculos realizados en la memoria de Cargabilidad, indique que el Burden del núcleo de medida se encuentre por debajo del 25% de la Cargabilidad total.

Dada la ambigüedad que se encuentra en los rangos indicados en las normas [9] y [10] para los TPs de 10 VA los cuales entran en ambos rangos, lo más recomendable, es en la

medida de lo posible especificar TPs menores a 10 VA, para así evitar una compensación innecesaria.

b. Valor de tensión secundaria

A continuación, se relaciona el estándar contemplado en algunas regiones del mundo para los valores de tensión secundarias, siguiendo tanto la norma IEC como la norma IEEE.

IEEE [11]	120 V secundarios hasta 25 Kv. 115 V secundarios por encima de 25 kV.
IEC [9]	120 V secundarios para sistemas de distribución 115 V secundarios para sistemas de transmisión

Teniendo en cuenta que el sistema de distribución de energía eléctrica en varios países se realiza en el nivel de tensión menor a 25 kV, se tendrían similitudes en ambas normas.

Aunque nos encontramos frente a dos valores de tensión diferentes, para los equipos de protección y/o medida estas magnitudes son indiferentes, dado que el uno se encuentra en el rango de desviación estándar del otro y además el valor se configura en los equipos para el cálculo de su debida relación interna, por lo tanto, la recomendación es seguir utilizando la tensión de 115 V que se ha venido utilizando en C.H.E.C.

c. Precisión

- **Especificación núcleos de protección**

Los valores de precisión normalizados para los núcleos de protección de los TPs son “3P” y “6P”, el primer digito indica el margen de error máximo que este posee 3% y 6% respectivamente, y la letra “P” indica “protección”.

Un porcentaje de error permisible del 6% es demasiado alto para brindarle fidelidad a los sistemas de protección, por lo anterior, se recomienda utilizar el valor de 3P.

- **Precisión Para Núcleos De Medida**

En el numeral *1.3.2 Regulación de medida en Colombia* se indica las especificaciones de los núcleos de medida definido por la normatividad Colombiana.

d. Distribución de núcleos secundarios

En los transformadores de potencial, la distribución de los núcleos y/o tensiones secundarias, dependerá de la cantidad de núcleos con las que se haya especificado y/o comprado el equipo.

A continuación, se define el uso de los núcleos para los TPs más utilizados en los niveles de tensión 115 kV, 33 kV y 13,2 kV.

Tabla 1-4: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 115 kV [Elaboración propia]

TPs de 3 núcleos (Nivel de tensión 115 kV)		
TPs de bahía de línea		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores, equipos de calidad de la potencia y Controladores de bahía.
2	Protección 1	Protección Principal y esquemas suplementarios (cuando requiera).
3	Protección 2	Protección Respaldo.
TPs de bahía de transformación		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores, equipos de calidad de la potencia y Controladores de bahía.
2	Protección 1	Protección Principal (para sincronismo) y esquemas suplementarios (cuando se requiera)
3	Protección 2	Protección Respaldo (para sincronismo).

Nota: Para las bahías de transformadores en las cuales no se tenga contemplado instalar TPs se deberán llevar las señales de tensión de las barras del lado de alta y del lado de baja del transformador para la comprobación de sincronismo.

Tabla 1-5: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 33 kV

[Elaboración propia]

TPs de 3 núcleos (Nivel de tensión 33 kV)		
1	Medida	Medidores y equipos de calidad de la potencia.
2	Protección 1	Protección Principal y esquemas suplementarios (cuando se requiera)
3	Protección 2	Protección Respaldo cuando aplique, de lo contrario será reserva.

Tabla 1-6: Distribución de núcleos de TPs para nivel de tensión de 13,2 kV

[Elaboración propia]

TPs de 2 núcleos (Nivel de tensión 13,2 kV)		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores y equipos de calidad de la potencia.
2	Protección	Protección Principal y esquemas suplementarios (cuando se requiera)

Tabla 1-7: Distribución de núcleos de TPs de barra

[Elaboración propia]

TPs de barra		
Núcleo		**Equipos asociados**
1	Medida	Medidores y equipos de calidad de la potencia.
2	Protección	Relé de sincronismo.

e. Circuitos De Tensión - Practicas De Conexión

- Cuando se requiera llevar las señales de tensión de un mismo núcleo secundario a más de un equipo de protección, se debe realizar un cocido en el tablero de protección asociado a los IEDs.

- Cuando se requiera llevar las señales de tensión de un mismo núcleo secundario a más de un equipo de medida se deberá realizar un cocido en el gabinete de los TPs (TUJ).

- Para los casos en que no se tenga contemplado instalar TPs en bahías de transformación, esta señal puede tomarse de los TPs asociados a las barras para la función de sincronismo.

Es de aclarar que las especificaciones técnicas para los núcleos de protección y para los núcleos de medida, tanto para los transformadores de potencial, como para los

transformadores de corriente, son completamente diferentes y cada una de estas deben cumplir la normatividad vigente nacional y/o internacional.

1.3.2 Regulación de medida en Colombia

Para el caso de los núcleos de medida, la normatividad vigente que rige en Colombia es la resolución CREG 038 de 2014, la cual tiene el siguiente alcance:

Figura 1-7: Alcance resolución CREG 038 de 2014 [8]

En este se establecen las condiciones técnicas y procedimientos que se aplican a la medición de energía de: los intercambios comerciales en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, los intercambios con otros países, las transacciones entre agentes y las relaciones entre agentes y usuarios. Cuando quiera que en las resoluciones expedidas por la CREG se haga referencia al "Código de Medida" se aplicará la presente resolución.

Esta normatividad se orienta a:

a) Definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y entre estos y los usuarios finales, así como los flujos en los sistemas de transmisión y distribución.

b) Establecer los requerimientos que deben cumplir los componentes del sistema de medición en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo.

c) Determinar las responsabilidades de los agentes y usuarios en el proceso de medición de energía eléctrica.

d) Indicar los parámetros para la realización de verificaciones que certifiquen la conformidad con lo establecido en esta resolución.

A continuación, se presenta, los lineamientos mínimos que se deben seguir para la especificación y normalización de los núcleos de medida de los TP´s y TC´s, con la norma vigente al año 2019:

Figura 1-8: Tipos de puntos de medición – Art 6, CREG 038 de 2014 [8]

Artículo 6. Tipos de puntos de medición. Para efectos de esta resolución, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión, según la siguiente tabla:

Tabla 1. Clasificación de puntos de medición

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	C ≥ 15.000	CI ≥ 30
2	15.000 > C ≥ 500	30 > CI ≥ 1
3	500 > C ≥ 50	1 > CI ≥ 0,1
4	50 > C ≥ 5	0,1 > CI ≥ 0,01
5	C < 5	CI < 0,01

Figura 1-9: Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición – Art 9, CREG 038 de 2014 [8]

Artículo 9. Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los medidores, transformadores de medida, en caso de que estos sean utilizados, y los cables de conexión de los nuevos sistemas de medición y los que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes deben cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error porcentual total máximo que se establecen en este artículo.

Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Durante la instalación del sistema de medición, se deberá tener en cuenta lo indicado en el ANEXO 4 de la resolución CREG 038 de 2014. A continuación, se indican los puntos más relevantes de este ANEXO:

Figura 1-10: Puntos relevantes de instalación del sistema de medición – Anexo4, CREG 038 de 2014 [8]

e) Para los puntos de medición tipos 1 y 2, los transformadores de tensión y de corriente del sistema de medición deben disponer de devanados secundarios para uso exclusivo de los equipos de medida. En dichos devanados podrán instalarse equipos adicionales únicamente con propósitos de medición y sin que afecten la lectura del consumo o transferencia de energía activa y reactiva.

f) La tensión primaria nominal de los transformadores de tensión debe corresponder a la tensión nominal presente en el punto de medición.

g) Los equipos de medida deben tener la tensión nominal igual a la tensión secundaria de los transformadores de tensión.

h) Los transformadores de corriente y de tensión deben operar dentro de los rangos de carga nominal establecidos en las normas técnicas aplicables, de tal forma que se garantice la clase de exactitud, incluyendo la carga asociada a los cables de conexión y demás elementos conectados.

i) Los sistemas de medición que empleen medición semidirecta o indirecta deben contar con bloques de borneras de prueba.

j) Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente. Para los demás puntos de medición, se pueden emplear sistemas de medición con dos elementos, Conexión Aron, siempre y cuando se cumplan los supuestos para este tipo de conexión y las características técnicas del punto de conexión así lo permitan.

Debido a las diferentes interpretaciones que se le estaba dando a la resolución CREG 038 de 2014, se publicó el acuerdo 722 del 2015 del CNO, el cual da claridad referente a periodicidad de pruebas, tipos de intervenciones que implican pruebas de rutina en TPs y TCs de calibración de equipos y reporte de resultados.

1.4 Ingeniería Secundaria

La ingeniería secundaria corresponde al diseño conceptual, básico y de detalle que comprenden todos los entregables relacionados con control, protecciones, medida y comunicaciones de una subestación eléctrica y el cual tiene el siguiente alcance:

- Conexiones de medida de los núcleos secundarios de los TCs y TPs hacia los IEDs de protección y hacia los medidores asociados.

- Conexiones de control (mando y señalización) de los equipos de patio de la bahía (seccionadores, interruptores, transformadores de potencia)

- Señales de alarmas y disparos asociados a la subestación y/o bahía.

- Enclavamientos de nivel 0, 1, 2 y 3.

- Alimentación DC y AC desde los servicios auxiliares de la subestación hasta los equipos de control, protección, medida, comunicaciones y equipos de patio.

- Conexionado interno de los tableros de control, protección y medida.

- Distribución de entradas y salidas digitales de los IEDs.

- Distribución de contactos en los bloques de pruebas.

- Acción de las protecciones y/o matriz de disparos (13,2/33/115 kV)

1.4.1 Etapas de diseño de ingeniería secundaria y entregables requeridos para un proyecto

Los diseños de un proyecto constan de varias etapas, a continuación, se indican las etapas requeridas para la elaboración de la ingeniería secundaria:

1.4.1.1 Ingeniería conceptual

Es la primera fase de la ingeniería de un proyecto en la cual se debe establecer la filosofía o los principios de operación de un sistema o conjunto de equipos, junto con el tipo y las características principales del sistema, de acuerdo con las instalaciones, el entorno y las magnitudes los riesgos. [12]

1.4.1.2 Ingeniería básica

Es la fase de los diseños posterior a la ingeniería conceptual y en la cual se definen los lineamientos generales e ideas básicas del proyecto. Esta parte de la ingeniería, debe permitir hacer un estimativo de costos. [12]

El alcance de la ingeniería básica comprende:

- Esquemas funcionales básicos.
- Recolección de la información indispensable.
- Descripción del proyecto y programa detallado de trabajo.
- Definición de formatos y del sistema de unidades a utilizar.
- Definición de simbología en los planos dibujos.
- Definición de códigos, normas u estándares a emplear.
- Definición del sistema de codificación de documentos, de identificación de equipos, cableado y de instrumentos
- Especificación de pruebas de funcionamiento del sistema
- Determinación real de protecciones
- Especificar todos los equipos principales y otros elementos involucrados.
- Determinar la ubicación de los equipos.
- Hacer los trazados preliminares de canalizaciones exteriores e interiores.
- Definir la filosofía de operación del sistema de control, protección y medida.

Los entregables asociados a esta etapa del diseño referente a la ingeniería secundaria son:

Diagrama unifilar detallado de control, protección y medida: Este documento parte del diagrama unifilar general de la subestación y en este se indican las conexiones de los circuitos de corriente y tensión utilizados para las protecciones y medida. Se identificarán

la distribución de núcleos de los TCs y TPs, además de las funciones de protección mínimas.

Diagramas de principio de control, protección y medida: Son diagramas lógicos que muestran los enclavamientos que tendrán las maniobras de los equipos de corte (seccionadores – interruptores) de la bahía asociada. Dichos enclavamientos deben implementarse en el cableado de los equipos de corte (enclavamientos Nivel 0) y en la configuración de los equipos de protección (enclavamientos Nivel 1) para posteriormente poder realizar maniobras desde todos los niveles de la subestación (nivel 0, 1, 2 y 3).

Los diagramas de principio se deben elaborar con la siguiente tabla de contenido:

- Símbolos y convenciones
- Nomenclatura de tableros
- Secuencias de maniobras
- Diagrama unifilar con protecciones
- Distribución de polaridades AC y DC
- Niveles de mando
- Condiciones de verificación de sincronismo
- Lógica de selección de recierre (aplica para líneas)
- Esquema de teleprotección (aplica para líneas)
- Acción de las protecciones y/o Matriz de disparos

Disposición física de tableros de control, protección y medida dentro de la caseta de control: Para que puedan cumplir su funcionalidad, todos los equipos que integran el sistema de protección, control y medida tienen que ser instalados y cableados en tableros. Ya en sitio, estos tableros serán interconectados entre sí y con los demás sistemas de la instalación, para esto se deben situar estratégicamente teniendo en cuenta las necesidades específicas del proyecto y de la nomenclatura utilizada (nivel de tensión).

Memoria de Cargabilidad y Regulación de TCs y TPs: Son cálculos de verificación de las características de medida y protección para los TCs y TPs, entre ellos se verifica: Cargabilidad o Burden, regulación y verificación de no saturación de los TCs y TPs.

Arquitectura de control básicas: Este entregable nos muestra un panorama de los equipos a utilizar para la comunicación dentro de la subestación y de cómo irán conectados entre ellos.

Memoria de cálculo de cargas de servicios auxiliares CA y CC: Este entregable hace referencia a los cálculos que se deben realizar sobre el consumo de los equipos instalados en los tableros y de los circuitos asociados a estos, para así poder dimensionar las protecciones necesarias (MCB's)

Listado de equipos de control, protección y medida: Este documento indica cantidad, marca y referencia de equipos que se requieren para el proyecto asociado.

1.4.1.3 Ingeniería de detalle

Es la fase final de la ingeniería de un proyecto en la cual se desarrollan las especificaciones básicas de los equipos, instrumentos y otros elementos del proyecto, basados en códigos, normas y estándares hasta obtener planos, tablas de conexionado, documentos y listados aprobados para montaje. Esta fase debe permitir hacer estimativos de costos del proyecto con una desviación estándar del 10% del valor de la ingeniería secundaria. [12]

El alcance de la ingeniería de detalle comprende:

- Elaboración de condiciones y especificaciones del diseño.
- Definición del programa detallado de trabajo.
- Complementación de los listados de documentos, planos, tablas de conexionado, dibujos, típicos y estándares.
- Definición de características finales e informaciones sobre equipos e instrumentos del proyecto para poder ser comprados.
- Elaboración de planos, tablas de conexionado y diagramas.
- Manuales de instalación, mantenimiento, procedimientos y operación del sistema.
- Asesoría en la evaluación técnica de ofertas.
- Cálculo de cantidades de obra y elaboración del presupuesto.
- Especificación de protecciones del sistema de control, protección y medida.

- Complementación de la ingeniería básica para lograr que el sistema pueda ser instalado correctamente.

Los entregables asociados a esta etapa del diseño referente a la ingeniería secundaria son:

Arquitectura de control detallada: Este entregable nos muestra en detalle el tipo de protocolo de comunicaciones que se utilizará en la subestación y cada una de las conexiones en fibra óptica y/o en cable de red que se requieren para conectar los equipos de control, protección y medida con los ODF's, suiches de comunicación y el S.A.S. o R.T.U. de la subestación.

Disposición física de tableros: Este documento muestra la distribución de los equipos que se instalarán en los nuevos tableros de control, protección, medida y comunicación asociados al proyecto.

Diagramas de circuito: Los diagramas de circuito nos indica la forma en que irán cableados y conectados todos los equipos de patio con los equipos de control, protección y medida asociados a la bahía.

Listado de señales: La lista de señales es una recopilación ordenada de todas las informaciones procesadas por el sistema de protección y control. En ella se establece el origen y el destino de cada información como base para la configuración de equipos y permitiendo el análisis del flujo de información.

Listado de direcciones IP: Este documento muestra cual será la dirección IP, la máscara de red y el Gateway que tendrá cada uno de los equipos de control, protección, medida y comunicación dentro de la subestación.

Listado de tendido: Este entregable indica el tipo, calibre y la cantidad de multiconductores que se deben distribuir en la nueva bahía y el origen y el destino que llevará cada uno de estos.

Listado de conexionado: Este entregable es la continuación del documento "listado de tendido", la diferencia radica en que la lista de conexionado nos indica cómo deben ir

conectado cada uno de los hilos de los multiconductores ya tendidos dentro de la subestación.

1.4.2 Criterios de normalización

Para la realización de la ingeniería secundaria existen algunos criterios los cuales no sólo sirven como insumo para la ingeniería de detalle, sino también ayudan en la especificación de equipos para la compra y estos criterios se deben definir teniendo en cuenta la confiabilidad, seguridad y funcionalidad del sistema

1.4.2.1 Señales asociadas a entradas y salidas digitales de IEDs

Los IEDs actúan como concentradores de señales de la bahía asociada, la cual cuenta con una gran cantidad de señales de supervisión, alarmas, disparos y posiciones de equipos, y aunque lo ideal es monitorear todas las señales, se hace bastante complejo hacerlo, dado que no sólo obligaría a tener un desarrollo bastante robusto a nivel de SCADA, sino que los equipos deberían especificarse con una gran cantidad de entradas digitales, lo que encarecería los proyectos, no sólo en equipos, sino también en cableado y en infraestructura que soporte lo anterior.

Para estos casos lo más recomendable es precisar las señales más significativas de la bahía; lo anterior varía dependiendo del tipo de bahía (Línea, transformación o transferencia) y del nivel de tensión de la bahía, para así no sólo tener definidas las señales que recibirán los IEDs sino también conocer la cantidad de entradas y salidas digitales con las cuales se deben especificar los equipos para compra y así evitar reprocesos en un estado avanzado del proyecto por una incorrecta especificación inicial.

A continuación, de acuerdo a la experiencia adquirida y a la capitalización de las lecciones aprendidas durante los últimos años, se propone un listado de señales asociadas a las entradas digitales y de comandos asociados a las salidas digitales de los IEDs:

a. Circuitos 13,2 kV

Tabla 1-8: Distribución entradas y salidas digitales en IEDs Circuitos 13,2 kV [Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	INTERRUPTOR ABIERTO	1	CIERRE
2	INTERRUPTOR CERRADO	2	RECIERRE
3	INTERRUPTOR ACOPLADO	3	APERTURA
4	INTERRUPTOR DESACOPLADO	4	DISPARO
5	FALLA MECANISMO OPERACIÓN	5	SEÑAL DE BLOQUEO
6	RESORTE DESCARGADO	6	RESERVA
7	CD EN FALLA	7	RESERVA
8	FALLA MCB MOTOR INT	8	RESERVA
9	SELECTOR CONTROL/TIERRA	9	RESERVA
10	LXX9 ABIERTO		
11	LXX9 CERRADO		
12	FALLA MCB CALEFACCIÓN		
13	FALLA MCB CALEFACCIÓN CELDA ANTERIOR		
14	FALLA IRF CELDA ANTERIOR		
15	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO		
16	RESERVA		
17	RESERVA		
18	RESERVA		

b. Líneas 33 kV

Tabla 1-9: Distribución entradas y salidas digitales en IEDs Líneas 33 kV [Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	LXX0 ABIERTO	1	APERTURA LXX0
2	LXX0 CERRADO	2	CIERRE LXX0
3	LXX0 LOCAL	3	RECIERRE LXX0
4	LXX0 REMOTO	4	APERTURA SECCIONADOR LXX1
5	FALLA SF6 E1	5	CIERRE SECCIONADOR LXX1
6	FALA SF6 E2	6	APERTURA SECCIONADOR LXX7
7	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX0	7	CIERRE SECCIONADOR LXX7

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
8	RESORTE DESCARGADO	8	APERTURA SECCIONADOR LXX6
9	LXX1 ABIERTO	9	CIERRE SECCIONADOR LXX6
10	LXX1 CERRADO	10	INDETERMINADO LXX6
11	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX1	11	ENCLAVAMIENTO CIERRE LXX9
12	LXX1 LOCAL	12	DISPARO PROTECCIÓN CD1
13	LXX1 REMOTO	13	DISPARO PROTECCIÓN CD2*
14	MANIVELA INSERTADA	14	DISPARO 50BF E1
15	LXX7 ABIERTO	15	DISPARO 50BF E2
16	LXX7 CERRADO	16	DISPARO AL 86
17	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX7	17	DISPARO CD1 A TODAS LAS BAHÍAS POR BYPASS
18	LXX7 LOCAL	18	DISPARO CD2 A TODAS LAS BAHÍAS POR BYPASS*
19	LXX7 REMOTO	19	ARRANQUE RECIERRE*
20	MANIVELA INSERTADA	20	ARRANQUE 50BF
21	LXX9 ABIERTO	21	RESET 86
22	LXX9 CERRADO	22	RESERVA
23	LXX6 ABIERTO	23	RESERVA
24	LXX6 CERRADO	24	RESERVA
25	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX6	25	RESERVA
26	LXX6 LOCAL		
27	LXX6 REMOTO		
28	MANIVELA INSERTADA		
29	FALLA MCB's AUXILIARES		
30	FALLA AC TABLERO		
31	FALLA DC POLARIDAD 1		
32	FALLA DC POLARIDAD 2		
33	FALLA VCC EQUIPOS DE PATIO		
34	FALLA VAC EQUIPOS DE PATIO		
35	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 1		
36	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 2		
37	FALLA TP DE LINEA NUCLEO MEDIDA		
38	FALLA RELÉS REPETIDORES TRANSFERENCIA		
39	FALLA TP DE BARRA		
40	SECCIONADORES DE BYPASS EXISTENTES ABIERTOS		
41	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
42	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO		
43	CD1 EN FALLA		
44	CD2 EN FALLA		
45	ALGÚN MCB DEL TABLERO ABIERTO/DISPARADO		
46	ARRANQUE 50BF*		
47	PR INDISPONIBLE*		
48	RECIERRE ON		
49	RECIERRE OFF		
50	ARRANQUE RECIERRE*		
51	RESERVA		
52	RESERVA		
53	RESERVA		
54	RESERVA		
55	RESERVA		

Notas:

✓ En caso de no tener protección de respaldo se deberá instalar un selector de discrepancia para abrir el interruptor en caso de indisponibilidad del IED.

✓ En caso de no tener protección de respaldo el IRF deberá ser monitoreado por el IED de un tablero contiguo.

✓ En caso de no tener contactos auxiliares disponibles en el interruptor se deberá utilizar una salida del relé para la posición cerrado para la UAD.

✓ En caso de no tener protección de respaldo se deberá tener salidas independientes habilitada para los disparos de cada uno de los circuitos de disparo.

c. Líneas 115 kV

Protección principal y respaldo

Tabla 1-10: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Líneas 115 kV

[Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	LXX0 ABIERTO	1	APERTURA LXX0
2	LXX0 CERRADO	2	CIERRE LXX0

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
3	LXX0 LOCAL	3	RECIERRE LXX0
4	LXX0 REMOTO	4	APERTURA SECCIONADOR LXX1
5	FALLA SF6 E1	5	CIERRE SECCIONADOR LXX1
6	FALA SF6 E2	6	APERTURA SECCIONADOR LXX7
7	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX0	7	CIERRE SECCIONADOR LXX7
8	RESORTE DESCARGADO	8	APERTURA SECCIONADOR LXX6
9	LXX1 ABIERTO	9	CIERRE SECCIONADOR LXX6
10	LXX1 CERRADO	10	INDETERMINADO LXX6
11	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX1	11	ENCLAVAMIENTO CIERRE LXX9
12	LXX1 LOCAL	12	DISPARO PROTECCIÓN CD1 y 50BF E1
13	LXX1 REMOTO	13	DISPARO 50BF E2
14	MANIVELA INSERTADA	14	DISPARO AL 86
15	LXX7 ABIERTO	15	DISPARO TRANSFERIDO CD1
16	LXX7 CERRADO	16	DISPARO AL 86 DE TRANSFERENCIA
17	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX7	17	ARRANQUE RECIERRE TRANSFERIDO
18	LXX7 LOCAL	18	ARRANQUE RECIERRE
19	LXX7 REMOTO	19	ENVIO 21 POTT
20	MANIVELA INSERTADA	20	ENVIO DDT
21	LXX9 ABIERTO	21	ENVIO 67NCD
22	LXX9 CERRADO	22	ARRANQUE 50BF
23	LXX6 ABIERTO	23	RESET 86
24	LXX6 CERRADO	24	RESERVA
25	FALLA MECANISMO OPERACIÓN LXX6	25	RESERVA
26	LXX6 LOCAL	26	RESERVA
27	LXX6 REMOTO	27	RESERVA
28	MANIVELA INSERTADA		
29	PR INDISPONIBLE		
30	FALLA MCB's AUXILIARES		
31	FALLA AC TABLERO		
32	FALLA TELEPROTECCIÓN		
33	FALLA DC POLARIDAD 1		
34	FALLA DC POLARIDAD 2		
35	FALLA VCC EQUIPOS DE PATIO		
36	FALLA VAC EQUIPOS DE PATIO		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
37	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 1		
38	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 2		
39	FALLA TP AT NUCLEO MEDIDA		
40	FALLA TP DE BARRA		
41	BAHÍA TRANSFERENCIA CERRADO		
42	FALLA SF6 E1 - INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA		
43	FALLA SF6 E2 - INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA		
44	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO BAHÍA TRANSFERENCIA OPERADO		
45	CD1 EN FALLA INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA		
46	CD2 EN FALLA INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA		
47	RECIBO TELEPROTECCION POTT (PP)		
48	RECIBO DISPARO DIRECTO		
49	RECIBO 67NCD		
50	RECIERRE ON		
51	RECIERRE OFF		
52	ARRANQUE RECIERRE		
53	PROTECCIONES TRANSFERIDAS		
54	SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA EXISTENTES ABIERTOS		
55	ARRANQUE 50BF		
56	ALGÚN MCB DEL TABLERO ABIERTO/DISPARADO		
57	PR INDISPONIBLE		
58	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO		
59	CD1 EN FALLA		
60	CD2 EN FALLA		
61	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO PP		
62	RESERVA		
63	RESERVA		
64	RESERVA		
65	RESERVA		
66	RESERVA		
67	RESERVA		
68	RESERVA		

*Para la protección de respaldo no aplican las siguientes señales:

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
47	RECIBO TELEPROTECCION POTT (PP)	19	ENVIO 21 POTT

d. Transformador 33/13,2 kV

Protección principal y respaldo lado 33 kV

Tabla 1-11: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Transformador 33/13,2 kV – Lado 33 kV

[Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	TXX0 ABIERTO	1	APERTURA LXX0
2	TXX0 CERRADO	2	CIERRE LXX0
3	TXX0 LOCAL	3	APERTURA SECCIONADOR LXX1
4	TXX0 REMOTO	4	CIERRE SECCIONADOR LXX1
5	FALLA SF6 E1	5	APERTURA SECCIONADOR LXX7
6	FALA SF6 E2	6	CIERRE SECCIONADOR LXX7
7	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX0	7	APERTURA SECCIONADOR LXX6
8	RESORTE DESCARGADO	8	CIERRE SECCIONADOR LXX6
9	TXX1 ABIERTO	9	INDETERMINADO LXX6
10	TXX1 CERRADO	10	DISPARO PROTECCIÓN CD1/CD2
11	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX1	11	DISPARO 50BF E2
12	TXX1 LOCAL	12	DISPARO AL 86
13	TXX1 REMOTO	13	DISPARO POR BYPASS CD1/CD2
14	MANIVELA INSERTADA	14	DISPARO A BT
15	TXX7 ABIERTO	15	BAJAR TAPS
16	TXX7 CERRADO	16	SUBIR TAPS
17	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX7	17	ARRANQUE 50BF
18	TXX7 LOCAL	18	RESET 86
19	TXX7 REMOTO	19	RESERVA
20	MANIVELA INSERTADA	20	RESERVA
21	TXX6 ABIERTO	21	RESERVA
22	TXX6 CERRADO	22	RESERVA
23	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX6		
24	TXX6 LOCAL		
25	TXX6 REMOTO		
26	MANIVELA INSERTADA		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
27	PP/PR INDISPONIBLE		
28	FALLA MCB's AUXILIARES		
29	FALLA UAD		
30	FALLA AC TABLERO		
31	FALLA DC POLARIDAD 1		
32	FALLA DC POLARIDAD 2		
33	FALLA VCC EQUIPOS DE PATIO		
34	FALLA VAC EQUIPOS DE PATIO		
35	FALLA TP AT NUCLEO PROTECCIÓN 1		
36	FALLA TP AT NUCLEO PROTECCIÓN 2		
37	FALLA TP AT NUCLEO MEDIDA		
38	FALLA TP DE BARRA N1		
39	FALLA TP DE BARRA N2		
40	FALLA TP DE BARRA LADO 13,2 kV		
41	DISPARO TEMPERATURA DE DEVANADO		
42	DISPARO TEMPERATURA DE ACEITE		
43	DISPARO RELÉ DE PRESIÓN		
44	DISPARO VÁLVULA DE PRESIÓN		
45	DISPARO BUCHHOLZ		
46	ALARMA TEMPERATURA DE DEVANADO		
47	ALARMA TEMPERATURA DE ACEITE		
48	ALARMA BUCHHOLZ		
49	ALARMA NIVEL MÍNIMO ACEITE		
50	ALARMA NIVEL MÁXIMO ACEITE		
51	OLTC REMOTO		
52	FALLA MOTOR OLTC		
53	ALARMA NIVEL MÍNIMO ACEITE OLTC		
54	ALARMA NIVEL MÁXIMO ACEITE OLTC		
55	FALLA VENTILACIÓN		
56	VENTILACIÓN ETAPA 1		
57	VENTILACIÓN ETAPA 2		
58	PROTECCIÓN LADO BT INDISPONIBLE		
59	INTERRUPTOR LADO BT ABIERTO		
60	INTERRUPTOR LADO BT CERRADO		
61	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO		
62	CD1 EN FALLA		
63	CD2 EN FALLA		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
64	SECCIONADORES DE BYPASS EXISTENTES ABIERTOS		
65	ARRANQUE 50BF		
66	ALGÚN MCB DEL TABLERO ABIERTO/DISPARADO		
67	PP/PR INDISPONIBLE		
68	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO PP/PR		
69	RESERVA		
70	RESERVA		
71	RESERVA		
72	RESERVA		
73	RESERVA		
74	RESERVA		
75	RESERVA		

Protección respaldo lado 13,2 kV

Tabla 1-12: Distribución entradas y salidas digitales en IED respaldo Transformador 33/13,2 kV – Lado 13,2 kV

[Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	INTERRUPTOR ABIERTO	1	CIERRE
2	INTERRUPTOR CERRADO	2	APERTURA
3	INTERRUPTOR ACOPLADO	3	DISPARO
4	INTERRUPTOR DESACOPLADO	4	SEÑAL DE BLOQUEO
5	FALLA MECANISMO OPERACIÓN	5	RESERVA
6	RESORTE CARGADO	6	RESERVA
7	CD EN FALLA	7	RESERVA
8	FALLA MCB MOTOR INT	8	RESERVA
9	SELECTOR CONTROL/TIERRA		
10	INTERRUPTOR ALTA CERRADO		
11	INTERRUPTOR ALTA ABIERTO		
12	SEÑAL DE BLOQUEO		
13	FALLA MCB PT MEDIDA		
14	FALLA MCB DELTA ABIERTA		
15	FALLA MCB CALEFACCIÓN		
16	RESERVA		
17	RESERVA		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
18	RESERVA		
19	RESERVA		

e. Transformador 115/33 kV - principal y respaldo lado 115 kV

Tabla 1-13: Distribución entradas y salidas digitales en IED principal y respaldo Transformador 115/33 kV – Lado 115 kV

[Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	TXX0 ABIERTO	1	APERTURA LXX0
2	TXX0 CERRADO	2	CIERRE LXX0
3	TXX0 LOCAL	3	APERTURA SECCIONADOR LXX1
4	TXX0 REMOTO	4	CIERRE SECCIONADOR LXX1
5	FALLA SF6 E1	5	APERTURA SECCIONADOR LXX7
6	FALA SF6 E2	6	CIERRE SECCIONADOR LXX7
7	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX0	7	APERTURA SECCIONADOR LXX6
8	RESORTE DESCARGADO	8	CIERRE SECCIONADOR LXX6
9	TXX1 ABIERTO	9	INDETERMINADO LXX6
10	TXX1 CERRADO	10	DISPARO PROTECCIÓN CD1 y 50BF E1
11	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX1	11	DISPARO 50BF E2
12	TXX1 LOCAL	12	DISPARO AL 86
13	TXX1 REMOTO	13	DISPARO TRANSFERIDO CD1
14	MANIVELA INSERTADA	14	DISPARO AL 86 DE TRANSFERENCIA
15	TXX7 ABIERTO	15	DISPARO A BT
16	TXX7 CERRADO	16	BAJAR TAPS
17	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX7	17	SUBIR TAPS
18	TXX7 LOCAL	18	ARRANQUE 50BF
19	TXX7 REMOTO	19	RESET 86
20	MANIVELA INSERTADA	20	RESERVA
21	TXX6 ABIERTO	21	RESERVA
22	TXX6 CERRADO	22	RESERVA
23	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX6	23	RESERVA
24	TXX6 LOCAL		
25	TXX6 REMOTO		
26	MANIVELA INSERTADA		
27	PP/PR INDISPONIBLE		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
28	FALLA MCB's AUXILIARES		
29	FALLA UAD		
30	FALLA AC TABLERO		
31	FALLA DC POLARIDAD 1		
32	FALLA DC POLARIDAD 2		
33	FALLA VCC EQUIPOS DE PATIO		
34	FALLA VAC EQUIPOS DE PATIO		
35	FALLA TP AT NUCLEO PROTECCIÓN 1		
36	FALLA TP AT NUCLEO PROTECCIÓN 2		
37	FALLA TP DE LINEA NUCLEO MEDIDA		
38	FALLA TP DE BARRA N1		
39	FALLA TP DE BARRA N2		
40	BAHÍA TRANSFERENCIA CERRADO		
41	M200 SF6 E1		
42	M200 SF6 E2		
43	DISPARO Y BLOQUEO BAHÍA TRANSFERENCIA		
44	CD1 M200		
45	CD2 M200		
46	DISPARO TEMPERATURA DE DEVANADO		
47	DISPARO TEMPERATURA DE ACEITE		
48	DISPARO RELÉ DE PRESIÓN		
49	DISPARO VÁLVULA DE PRESIÓN		
50	DISPARO BUCHHOLZ		
51	ALARMA TEMPERATURA DE DEVANADO		
52	ALARMA TEMPERATURA DE ACEITE		
53	ALARMA BUCHHOLZ		
54	ALARMA NIVEL MÍNIMO ACEITE		
55	ALARMA NIVEL MÁXIMO ACEITE		
56	OLTC REMOTO		
57	FALLA MOTOR OLTC		
58	ALARMA NIVEL MÍNIMO ACEITE OLTC		
59	ALARMA NIVEL MÁXIMO ACEITE OLTC		
60	FALLA VENTILACIÓN		
61	VENTILACIÓN ETAPA 1		
62	VENTILACIÓN ETAPA 2		
63	RELÉ LADO BT INDISPONIBLE		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
64	INTERRUPTOR LADO BT ABIERTO		
65	INTERRUPTOR LADO BT CERRADO		
66	CONTROLADOR DE BAHÍA DE TRANSFERENCIA INDISPONIBLE		
67	BAHÍA DE TRANSFERENCIA ABIERTA		
68	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO		
69	CD1 EN FALLA		
70	CD2 EN FALLA		
71	PROTECCIONES TRANSFERIDAS		
72	SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA EXISTENTES ABIERTOS		
73	ARRANQUE 50BF		
74	ALGÚN MCB DEL TABLERO ABIERTO/DISPARADO		
75	LA OTRA PROTECCION INDISPONIBLE		
76	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO PP		
77	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO PR		
78	RESERVA		
79	RESERVA		
80	RESERVA		
81	RESERVA		
82	RESERVA		
83	RESERVA		
84	RESERVA		
85	RESERVA		

f. Transformador 115/33 kV

Protección de respaldo lado 33 kV

Tabla 1-14: Distribución entradas y salidas digitales en IED respaldo Transformador 115/33 kV – Lado 33 kV

[Elaboración propia]

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
1	TXX0 ABIERTO	1	APERTURA LXX0
2	TXX0 CERRADO	2	CIERRE LXX0
3	TXX0 LOCAL	3	APERTURA SECCIONADOR LXX1

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
4	TXX0 REMOTO	4	CIERRE SECCIONADOR LXX1
5	FALLA SF6 E1	5	APERTURA SECCIONADOR LXX7
6	FALA SF6 E2	6	CIERRE SECCIONADOR LXX7
7	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX0	7	APERTURA SECCIONADOR LXX6
8	RESORTE DESCARGADO	8	CIERRE SECCIONADOR LXX6
9	TXX1 ABIERTO	9	INDETERMINADO LXX6
10	TXX1 CERRADO	10	DISPARO PROTECCIÓN CD1
11	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX1	11	DISPARO PROTECCIÓN CD2
12	TXX1 LOCAL	12	DISPARO 50BF E1
13	TXX1 REMOTO	13	DISPARO 50BF E2
14	MANIVELA INSERTADA	14	DISPARO AL 86
15	TXX7 ABIERTO	15	DISPARO CD1 A TODAS LAS BAHÍAS POR BYPASS
16	TXX7 CERRADO	16	DISPARO CD2 A TODAS LAS BAHÍAS POR BYPASS
17	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX7	17	DISPARO A BT
18	TXX7 LOCAL	18	ARRANQUE 50BF
19	TXX7 REMOTO	19	RESET 86
20	MANIVELA INSERTADA	20	RESERVA
21	TXX6 ABIERTO	21	RESERVA
22	TXX6 CERRADO	22	RESERVA
23	FALLA MECANISMO OPERACIÓN TXX6	23	RESERVA
24	TXX6 LOCAL		
25	TXX6 REMOTO		
26	MANIVELA INSERTADA		
27	PP/PR INDISPONIBLE		
28	FALLA MCB's AUXILIARES		
29	FALLA UAD		
30	FALLA AC TABLERO		
31	FALLA DC POLARIDAD 1		
32	FALLA DC POLARIDAD 2		
33	FALLA VCC EQUIPOS DE PATIO		
34	FALLA VAC EQUIPOS DE PATIO		
35	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 1		
36	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 2		
37	FALLA TP DE LINEA NUCLEO PROTECCIÓN 3		

BI	ENTRADAS DIGITALES	BO	SALIDAS DIGITALES
38	FALLA TP DE LINEA NUCLEO MEDIDA		
39	FALLA TP DE BARRA N1		
40	FALLA TP DE BARRA N2		
41	RELÉ LADO AT INDISPONIBLE		
42	INTERRUPTOR LADO AT ABIERTO		
43	INTERRUPTOR LADO AT CERRADO		
44	SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA EXISTENTES ABIERTOS		
45	RELE DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO		
46	CD1 EN FALLA		
47	CD2 EN FALLA		
48	ARRANQUE 50BF		
49	ALGÚN MCB DEL TABLERO ABIERTO/DISPARADO		
50	BLOQUE DE PRUEBA INSERTADO PR		
51	RESERVA		
52	RESERVA		
53	RESERVA		
54	RESERVA		
55	RESERVA		
56	RESERVA		

A continuación, se muestra un cuadro resumen de cantidad de entradas y salidas requeridas por los IEDs por nivel de tensión y tipo de bahía:

Tabla 1-15: Cuadro resumen de requerimientos de entradas y salidas para IEDs [Elaboración propia]

	ENTRADAS DIGITALES	SALIDAS DIGITALES
13,2 kV		
Circuitos	18	9
Transformador- lado baja	19	8
33 kV		
Líneas	55	25
Transformador- lado alta	75	22

	ENTRADAS DIGITALES	SALIDAS DIGITALES
Transformador- lado baja	56	23
115 kV		
Líneas	68	27
Transformador- lado alta	85	23

1.4.2.2 Bloques de pruebas

El bloque de pruebas (BP) es un dispositivo que permite de manera segura y confiable realizar pruebas de inyección secundaria a cada una de las protecciones eléctricas, sin necesidad de tener que intervenir el conexionado interno de los tableros para prevenir disparos indeseados.

Los bloques de pruebas se deben instalar en el mismo tablero en el cual se instalará la protección y debe ser debidamente identificado para ser claro a qué protección se encuentra asociada. En lo posible el bloque de pruebas deberá instalarse al lado de la protección para evitar equivocaciones.

Los contactos de disparo y arranques de los bloques de pruebas son los primeros en realizar la apertura al introducir el peine en su primer recorrido y los últimos en cerrar al extraerlo.

En la medida de lo posible los contactos de los bloques de pruebas no deben repetirse con relés auxiliares y en caso de requerirse, estos contactos no se deben utilizar para los disparos y los relés repetidores deben ser monitoreados por la protección correspondiente.

Los bloques de prueba a instalar deben ser marca ABB de la referencia RTXP dado que son los instalados en todo el sistema de C.H.E.C. y se requiere continuar con esta filosofía dado que ya se cuenta con un inventario en cuanto a peines de pruebas.

Figura 1-11: Bloques de prueba RTXP marca ABB [13]

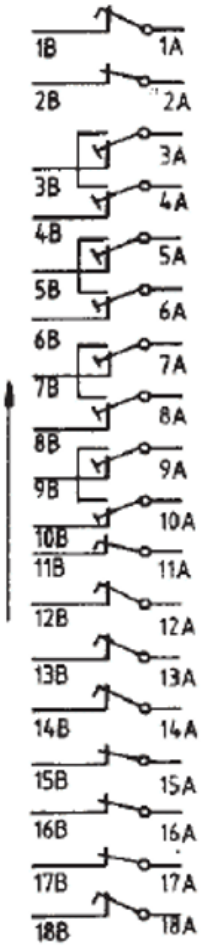
La especificación de bloques de pruebas y distribución de contactos propuesta para el sistema de C.H.E.C. es la siguiente:

a. Circuitos 13,2 kV

Referencia: RK 926 115 AD [13]

Figura 1-12: Distribución de contactos de BP circuitos 13,2 Kv

[Elaboración propia]



	PROTECCIÓN
1	Positivo (+)
2	Disparo por protecciones
3	IA
4	IA*
5	IB
6	IB*
7	IC
8	IC*
9	IN
10	IN*
11	VA
12	VB
13	VC
14	VN
15	Recierre
16	Señal de bloqueo
17	BP Insertado
18	Negativo (-)

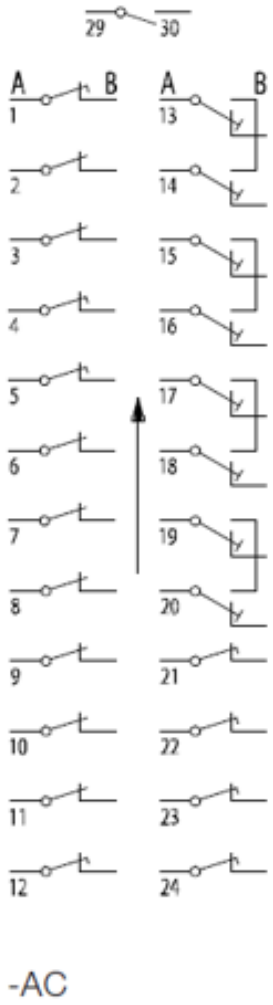
-AD

b. Líneas 33 kV

Referencia: RK 926 315 AC [13] [14]

Figura 1-13: Distribución de contactos de BP líneas 33 kV

[Elaboración propia]



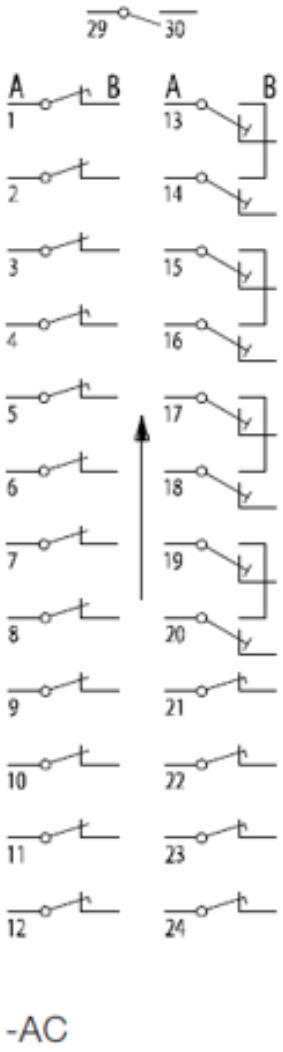
	PRINCIPAL	RESPALDO
1	Positivo (+)	Positivo (+)
2	Disparo 50BF E1	Disparo 50BF E1
3	Reserva	Reserva
4	Vbarra 33 kV	Vbarra 33 kV
5	VNbarra 33 kV	VNbarra 33 kV
6	Disparo CD1 a todas las bahías por bypass	Disparo CD2 a todas las bahías por bypass
7	Disparo al 86	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2	Disparo 50BF E2
9	Arranque 50BF	Arranque 50BF
10	Disparo General a CD1	Disparo General a CD2
11	Recierre	Recierre
12	Negativo (-)	Negativo (-)
13	IA	IA
14	IA*	IA*
15	IB	IB
16	IB*	IB*
17	IC	IC
18	IC*	IC*
19	IN	IN
20	IN*	IN*
21	VA	VA
22	VB	VB
23	VC	VC
24	VN	VN
29-30	BP Insertado	BP Insertado

c. Líneas 115 kV

Referencia: RK 926 315 AC [13] [14]

Figura 1-14: Distribución de contactos de BP líneas 115 Kv

[Elaboración propia]



	PRINCIPAL	RESPALDO
1	Positivo (+)	Positivo (+)
2	Disparo y 50BF E1 CD1	Disparo y 50BF E1 CD2
3	Recierre transferencia	Recierre transferencia
4	Vbarra	Vbarra
5	VNbarra	VNbarra
6	Disparo CD1 Transferencia	Disparo CD2 Transferencia
7	Disparo al 86	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2	Disparo 50BF E2
9	Arranque 50BF	Arranque 50BF
10	Disparo al 86 transferencia	Disparo al 86 transferencia
11	Recierre	Recierre
12	Negativo (-)	Negativo (-)
13	IA	IA
14	IA*	IA*
15	IB	IB
16	IB*	IB*
17	IC	IC
18	IC*	IC*
19	IN	IN
20	IN*	IN*
21	VA	VA
22	VB	VB
23	VC	VC
24	VN	VN
29-30	BP Insertado	BP Insertado

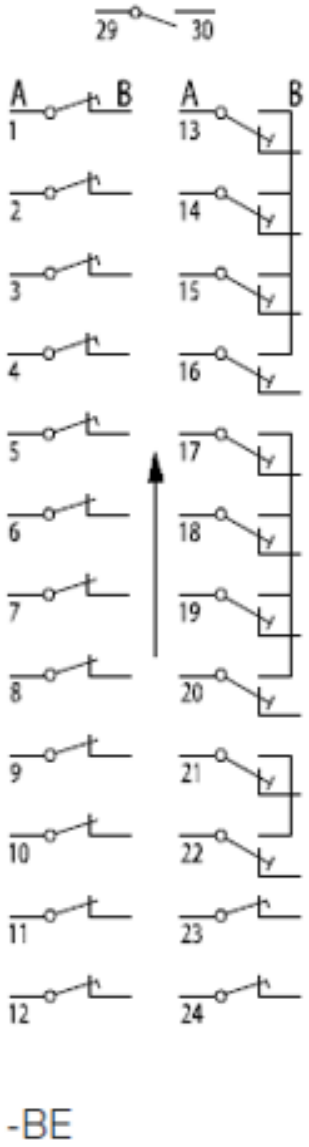
d. Transformador 33/13,2 kV - Lado 33 kV

Protección principal

Referencia: RK 926 315 BE [13] [14]

Figura 1-15: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 kV - lado 33 kV PP

[Elaboración propia]



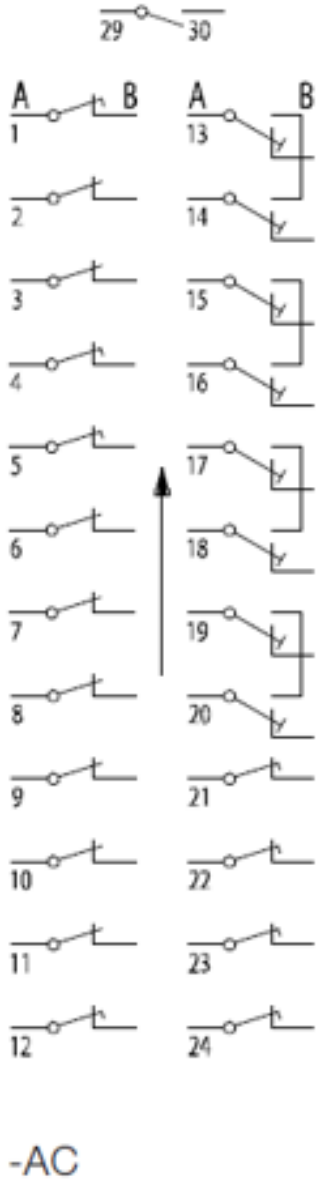
	PRINCIPAL
1	Positivo (+)
2	VA
3	VB
4	VC
5	VN
6	Disparo CD1 a todas las bahías por bypass
7	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2
9	Arranque 50BF
10	Disparo General y 50BF E1 CD1
11	Disparo a 13.2 kV
12	Negativo (-)
13	IA ALTA
14	IB ALTA
15	IC ALTA
16	IN ALTA
17	IA BAJA
18	IB BAJA
19	IC BAJA
20	IN BAJA
21	Reserva corriente
22	Reserva corriente
23	Vbarra 13.2 kV
24	VNbarra 13.2 kV
29-30	BP Insertado

Transformador 33/13,2 kV – Lado 33 kV

Protección respaldo

Referencia: RK 926 315 AC [13] [14]

Figura 1-16: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 kV - lado 33 kV PR [Elaboración propia]

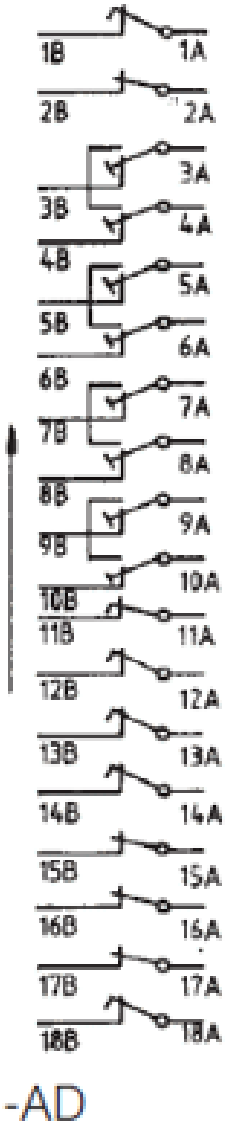


	RESPALDO
1	Positivo (+)
2	50BF E1
3	Reserva
4	Vbarra 33 kV
5	VNbarra 33 kV
6	Disparo CD2 a todas las bahías por bypass
7	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2
9	Arranque 50BF
10	Disparo General
11	Disparo a 13.2 kV
12	Negativo (-)
13	IA
14	IA*
15	IB
16	IB*
17	IC
18	IC*
19	IN
20	IN*
21	VA
22	VB
23	VC
24	VN
29-30	BP Insertado

e. Transformador 33/13,2 kV - LADO 13,2 kV

Referencia: RK 926 115 AD [13] [14]

Figura 1-17: Distribución de contactos de BP transformador 33/13,2 Kv - Lado 13,2 kV [Elaboración propia]



1	Positivo (+)
2	Disparo por protecciones
3	IA
4	IA*
5	IB
6	IB*
7	IC
8	IC*
9	IN
10	IN*
11	VA
12	VB
13	VC
14	VN
15	Reserva
16	Reserva
17	Reserva
18	Negativo (-)

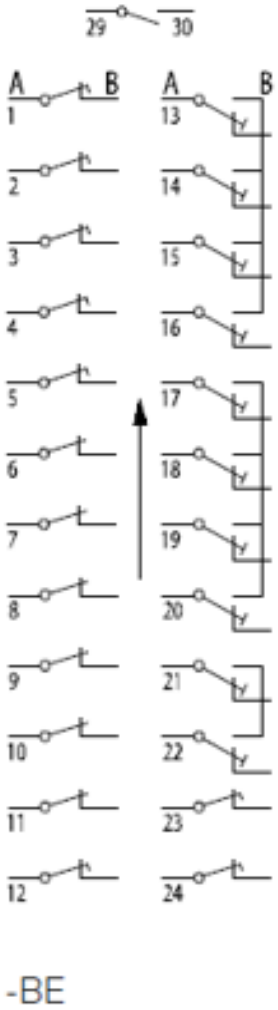
f. Transformador 115/33 kV - lado 115 kV

Protección principal

Referencia: RK 926 315 BE [13] [14]

Figura 1-18: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 115 kV PP

[Elaboración propia]



	PRINCIPAL
1	Positivo (+)
2	VA
3	VB
4	VC
5	VN
6	Disparo CD1 Transferencia
7	Disparo al 86 (propio y transferencia)
8	Disparo 50BF E2
9	Disparo general y 50BF E1 CD1
10	Arranque 50BF
11	Disparo a 33 kV
12	Negativo (-)
13	IA ALTA
14	IB ALTA
15	IC ALTA
16	IN ALTA
17	IA BAJA
18	IB BAJA
19	IC BAJA
20	IN BAJA
21	Reserva corriente
22	Reserva corriente
23	Vbarra 33 kV
24	VNbarra 33 kV
29-30	BP Insertado

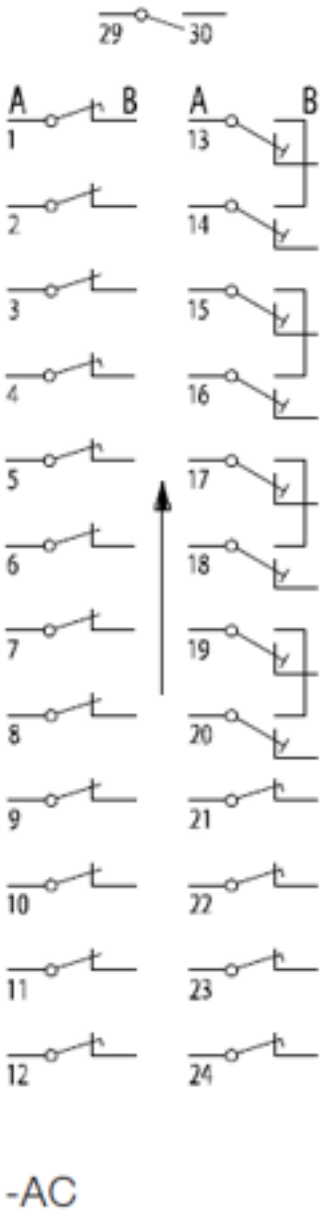
g. Transformador 115/33 kV - lado 115 kV

Protección respaldo

Referencia: RK 926 315 AC [13] [14]

Figura 1-19: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 115 kV PR

[Elaboración propia]



	RESPALDO
1	Positivo (+)
2	50BF E1 CD2
3	Disparo General
4	Vbarra 33 kV
5	VNbarra 33 kV
6	Disparo CD2 Transferencia
7	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2
9	Arranque 50BF
10	Disparo al 86 transferencia
11	Reserva
12	Negativo (-)
13	IA
14	IA*
15	IB
16	IB*
17	IC
18	IC*
19	IN
20	IN*
21	VA
22	VB
23	VC
24	VN
29-30	BP Insertado

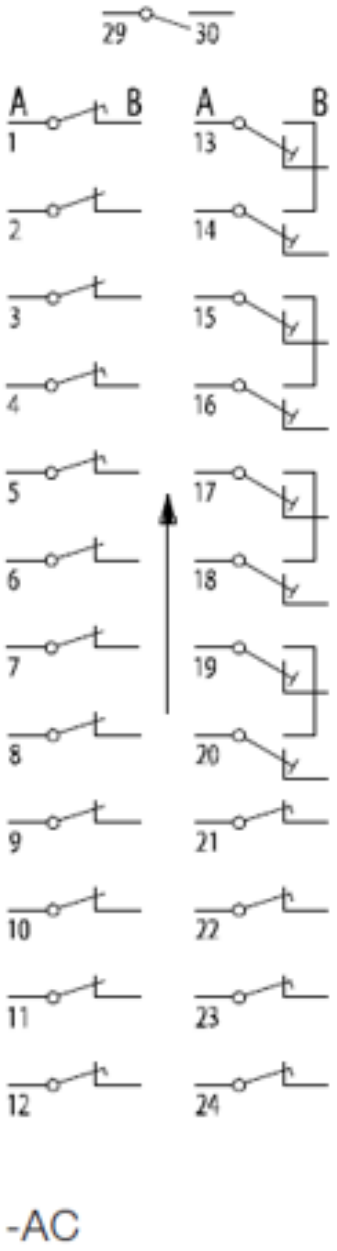
h. Transformador 115/33 kV - lado 33 kV

Protección respaldo

Referencia: RK 926 315 AC [13] [14]

Figura 1-20: Distribución de contactos de BP transformador 115/33 kV - Lado 33 kV

[Elaboración propia]



1	Positivo (+)
2	50BF E1 CD1
3	50BF E1 CD2
4	Vbarra 115 kV
5	VNbarra 115 kV
6	Disparo CD1 a todas las bahías por bypass
7	Disparo al 86
8	Disparo 50BF E2
9	Disparo CD2 a todas las bahías por bypass
10	Disparo General
11	Disparo a 115 kV
12	Negativo (-)
13	IA
14	IA*
15	IB
16	IB*
17	IC
18	IC*
19	IN
20	IN*
21	VA
22	VB
23	VC
24	VN
29-30	BP Insertado

1.4.2.3 Distribución de polaridades tableros control, protección y medida

La distribución de alimentaciones AC y DC de los tableros de control, protección y medida deben diseñarse de forma tal, que se pueda realizar mantenimiento a un equipo sin que se comprometa la confiabilidad de las protecciones, ni de las maniobras de los equipos asociados a la subestación.

A continuación, se presenta una propuesta de distribución de polaridades, que concatena la nomenclatura existente en las subestaciones y la nomenclatura indicada en la norma IEC 81346 Ed1; lo anterior se hace para no impactar y confundir al personal de mantenimiento con cambios significativos y al mismo tiempo cumplir con la normatividad existente, la cual no es de obligatorio cumplimiento, pero su objetivo es la de normalizar este tipo de etiquetas en las subestaciones eléctricas alrededor del mundo.

a. Tablero de Agrupamiento

- **Alimentación AC**

F001: Calefacción, iluminación y tomacorriente

F002: Calefacción, iluminación y tomacorriente gabinetes equipos de patio

- **Alimentación DC**

F101: Alimentación motor y control equipos de patio

F102: Alimentación motor y control seccionador de transferencia o bypass

b. Tableros y celdas de control y protección

- **Nivel 13,2 kV**
  - **Alimentación AC**

    F001: Calefacción, iluminación y tomacorriente
  - **Alimentación DC**

    F101-R1: Protección, CD1, cierre, entradas binarias y mandos interruptor

    F102-P1: Motor de interruptor

- **NIVEL 33 kV**
  - **Alimentación AC**

    F001: Calefacción, iluminación y tomacorriente
  - **Alimentación DC**

    F101-R1: PP + SCD 1 + Entradas binarias PP

    F102-P1: CD1+ Cierre + 86

    F103-R2: PR + SCD 2 + Entradas binarias PR

    F104-P2: CD2, Equipos auxiliares + mandos seccionadores

- **NIVEL 115 kV**
  - **Alimentación AC**

    F001: Calefacción, iluminación y tomacorriente
  - **Alimentación DC**

    F101-R1: PP + SCD1 + Entradas binarias PP

    F102-P1: CD1, Cierre + 86

    F103-R2: PR + SCD2 + Entradas binarias PR

    F104-P2: CD2, Equipos auxiliares + mandos seccionadores

c. TABLERO DE MEDIDA

- **Alimentación AC**

  F001: Calefacción, iluminación y tomacorriente
- **Alimentación DC**

  F101-R1: Medidor 1

  F102-P1: Medidor 3

  F103-R2: Medidor 2

  F104-P2: Medidor 4

1.4.2.4 Señales asociadas en las oscilografias

Las oscilografias son los reportes de perturbaciones que almacenan los IEDs cuando se presenta algún tipo de evento, por lo que es de vital importancia seleccionar de manera adecuada las señales que se deben configurar en estos reportes para un posterior análisis de fallas. Los IEDs deben contar con oscilografias de tipo COMTRADE, las cuales se especifican en la norma [15].

A continuación, se propone un listado de señales a configurar en los IEDs para el reporte de perturbaciones para los diferentes tipos de bahías (línea y transformación):

Tabla 1-16: Señales para oscilografias de líneas

[Elaboración propia]

OSCILOGRAFIA LÍNEAS	
IA	CORRIENTE DE LÍNEA FASE A
IB	CORRIENTE DE LÍNEA FASE B
IC	CORRIENTE DE LÍNEA FASE C
IN	CORRIENTE DE LÍNEA NEUTRO
VA	TENSIÓN FASE A
VB	TENSIÓN FASE B
VC	TENSIÓN FASE C
VN	TENSIÓN NEUTRO
VBARRA	TENSIÓN DE BARRA
79 START	ARRANQUE RECIERRE
79 BLOQ	BLOQUEO RECIERRE
79 EXITOSO	RECIERRE EXITOSO
CB CL - LXX0	INTERRUPTOR DE BAHÍA CERRADO
CB CL - M200	INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA CERRADO
SECC CL LXX6	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA CERRADO
CB MANDO CIERRE	MANDO DE CIERRE INTERRUPTOR
DISCR POLOS	DISCREPANCIA DE POLOS
Rx POTT PL1	RECIBO POTT PL1
Rx DDT	RECIBO DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO
Rx 67NCD	RECIBO COMPARACIÓN DIRECCIONAL
Tx POTT PL1	TRANSMISIÓN POTT PL1
Tx DDT	TRANSMISIÓN DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO
Tx 67NCD	TRANSMISIÓN COMPARACIÓN DIRECCIONAL
25 - SYNC OK	SINCRONISMO OK
Trip/open CB 3 pole	INTERRUPTOR ABIERTO 3 POLOS

OSCILOGRAFIA LÍNEAS	
TRIP TRIPOLE	DISPARO INTERRUPTOR
68 BLOQ OSC POT	BLOQUE POR OSCILACIÓN DE POTENCIA
SOTF	CIERRE BAJO FALLA
TRIP GENERAL	DISPARO GENERAL
Z1 START	ARRANQUE ZONA 1
Z2 START	ARRANQUE ZONA 2
Z3 START	ARRANQUE ZONA 3
Z4 START	ARRANQUE ZONA 4
Z1 TRIP	DISPARO ZONA 1
Z2 TRIP	DISPARO ZONA 2
Z3 TRIP	DISPARO ZONA 3
Z4 TRIP	DISPARO ZONA 4
59-1 TRIP	DISPARO SOBRETENSIÓN ETAPA 1
59-2 TRIP	DISPARO SOBRETENSIÓN ETAPA 2
67N TRIP	DISPARO SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO
67NCD TRIP	DISPARO SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL
ACC Z2	ACELERACIÓN ZONA 2
86 OPERADO	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO
FALLA MCB PT LINEA	FALLA DEL MCB DEL PT DE LÍNEA
CB_SF6_E1	FALLA SF6 E1 OK
CB_SF6_E2	FALLA SF6 E1 OK
50BF START	ARRANQUE FALLA INTERRUPTOR
50BF E1 TRIP	FALLA INTERRUPTOR ETAPA 1
50BF E2 TRIP	FALLA INTERRUPTOR ETAPA 2

Nota: En caso de que el estudio de coordinación de protección indique se debe habilitar alguna función adicional, esta se deberá monitorear en la oscilografía.

Tabla 1-17: Señales para oscilografias de transformadores

[Elaboración propia]

OSCILOGRAFIA TRANSFORMADORES	
IA - ALTA	CORRIENTE FASE A - LADO ALTA
IB -ALTA	CORRIENTE FASE B - LADO ALTA
IC - ALTA	CORRIENTE FASE C - LADO ALTA
IN - ALTA	CORRIENTE NEUTRO - LADO ALTA
IA - BAJA	CORRIENTE FASE A - LADO BAJA

OSCILOGRAFIA TRANSFORMADORES	
IB - BAJA	CORRIENTE FASE B - LADO BAJA
IC - BAJA	CORRIENTE FASE C - LADO BAJA
IN - BAJA	CORRIENTE NEUTRO - LADO BAJA
IDIFF A	CORRIENTE DIFERENCIAL FASE A
IDIFF B	CORRIENTE DIFERENCIAL FASE B
IDIFF C	CORRIENTE DIFERENCIAL FASE C
IRESTRAIN	CORRIENTE DE RESTRICCIÓN
VA	TENSIÓN FASE A
VB	TENSIÓN FASE B
VC	TENSIÓN FASE C
VN	TENSIÓN NEUTRO
VBARRA	TENSIÓN DE BARRA
CB CL - ALTA	INTERRUPTOR LADO ALTA CERRADO
CB CL- BAJA	INTERRUPTOR LADO BAJA CERRADO
CB M200 CL	INTERRUPTOR M200 CERRADO
CB MANDO CIERRE	MANDO DE CIERRE INTERRUPTOR BAHÍA
SECC XXX6 CL	SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA CERRADO
25 - SYNC OK	SINCRONISMO OK
BLOQ 2ND ARM	BLOQUEO DE SEGUNDO ARMONICO
BLOQ 5TH ARM	BLOQUEO DE QUINTO ARMONICO
86 OP - ALTA	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO - LADO ALTA
86 OP - BAJA	RELÉ DE DISPARO Y BLOQUEO OPERADO - LADO BAJA
TRIP GENERAL	DISPARO GENERAL
87T START L1	ARRANQUE FASE A PROTECCIÓN DIFERENCIAL
87T START L2	ARRANQUE FASE B PROTECCIÓN DIFERENCIAL
87T START L3	ARRANQUE FASE C PROTECCIÓN DIFERENCIAL
87T TRIP	DISPARO PROTECCIÓN DIFERENCIAL
50 START - ALTA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO - LADO ALTA
50 TRIP - ALTA	DISPARO SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO - LADO ALTA
51 START - ALTA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE - LADO ALTA
51 TRIP - ALTA	DISPARO SOBRECORRIENTE - LADO ALTA
50N START - ALTA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE RESIDUAL TIEMPO DEFINIDO - LADO ALTA
50N TRIP - ALTA	DISPARO SOBRECORRIENTE RESIDUAL TIEMPO DEFINIDO - LADO ALTA
51N START - ALTA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE RESIDUAL - LADO ALTA
51N TRIP - ALTA	DISPARO SOBRECORRIENTE RESIDUAL - LADO ALTA
50 START - BAJA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO - LADO BAJA

OSCILOGRAFIA TRANSFORMADORES	
50 TRIP - BAJA	DISPARO SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO - LADO BAJA
51 START - BAJA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE - LADO BAJA
51 TRIP - BAJA	DISPARO SOBRECORRIENTE - LADO BAJA
50N START - BAJA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE RESIDUAL TIEMPO DEFINIDO - LADO BAJA
50N TRIP - BAJA	DISPARO SOBRECORRIENTE RESIDUAL TIEMPO DEFINIDO - LADO BAJA
51N START - BAJA	ARRANQUE SOBRECORRIENTE RESIDUAL - LADO BAJA
51N TRIP - BAJA	DISPARO SOBRECORRIENTE RESIDUAL - LADO BAJA
50BF START	ARRANQUE FALLA INTERRUPTOR
50BF E1 TRIP	FALLA INTERRUPTOR ETAPA 1
50BF E2 TRIP	FALLA INTERRUPTOR ETAPA 2
TRIP MECANICAS	DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS DEL TRANSFORMADOR
26Q - TEMP_OIL_R	TEMPERATURA ACEITE ATR
26Q - TEMP_OIL_S	TEMPERATURA ACEITE ATR
26Q - TEMP_OIL_T	TEMPERATURA ACEITE ATR
26Q- OLTC	TEMPERATURA ACEITE OLTC
49W1 TEMP	TEMPERATURA DEVANADOS ALTA
49W2 TEMP	TEMPERATURA DEVANADOS BAJA
49W3 TEMP	TEMPERATURA DEVANADOS TERCIARIO
63RC VALV RETEN	VALVULA DE RETENCION
63S PRES_SUBITA	PRESIÓN SUBITA
71Q - LVL_OIL	NIVEL DE ACEITE ATR
71Q - OLTC	NIVEL DE ACEITE OLTC
80R TRIP BUCH	BUCHHOLZ
63P V_SPRES	VALVULA DE SOBREPRESIÓN ATR
63P V_SPRES_OLTC	VALVULA DE SOBREPRESIÓN OLTC
80F FLUJO_OLTC	RELÉ DE FLUJO
63R PRESION_OLTC	RELÉ DE PRESION
80RC RUP_MEMB	RUPTURA DE MEMBRANA
63S PRES_SUBITA	RELÉ DE PRESION SUBITA ATR
CB_SF6_E1	FALLA SF6 E1 OK

OSCILOGRAFIA TRANSFORMADORES	
CB_SF6_E2	FALLA SF6 E1 OK

NOTA: Para el caso de banco de transformadores, las señales asociadas a los transformadores deberán monitorearse por fase.

1.4.2.5 Matrices de disparo

Las matrices de disparo y/o actuación de las protecciones son diagramas matriciales que representan la actuación completa de las funciones de protección sobre cada una de las bobinas de disparo de los interruptores propios e interruptores de transferencia, al igual que con otras protecciones y relés de disparo, sirviendo como base para la elaboración de los diagramas de circuito a desarrollar.
Las matrices de disparo propuestas se pueden visualizar en *Anexo: Actuación de las protecciones y/o matrices de disparos.*

1.4.2.6 Selección de multiconductores

Para la compra de cables y multiconductores, es de vital importancia definir el calibre y el tipo de multiconductor a utilizar para los proyectos, para así, facilitar la compra de materiales y el uso de estos en los diseños y dentro de las subestaciones.

A continuación, se indica los multiconductores propuestos y sus características para la utilización en los diseños de la ingeniería secundaria de los proyectos en las subestaciones eléctricas:

Figura 1-21: Listado de multiconductores de control y fuerza para subestaciones eléctricas

[Elaboración propia]

TIPO	CALIBRE	CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN	COLOR
CONTROL	19x16 AWG	APANTALLADO	SEÑALES	CÓDIGO COLORES EPM
	12x16 AWG	APANTALLADO		
	7X16 AWG	APANTALLADO		
	4x16 AWG	APANTALLADO		
	7X14 AWG	APANTALLADO		
	4x14 AWG	APANTALLADO		
	4x12 AWG	APANTALLADO	TENSIONES Y CORRIENTES	NEGRO NUMERADO
	4x10 AWG	APANTALLADO		
FUERZA	2X12 AWG	NO APANTALLADO	ALIMENTACIÓN DE EQUIPOS	
	4x12 AWG	NO APANTALLADO		
	4x10 AWG	NO APANTALLADO		
	4x8 AWG	NO APANTALLADO		
	4x6 AWG	NO APANTALLADO		

Para el caso de los cables de control que se utilizará para señalización (calibre 16 y calibre 14) se utilizará el código de colores homologado por EPM para sus filiales:

Para el caso de los cables de fuerza (No apantallado) y los cables utilizados para las corrientes y tensiones (calibre 10 y calibre 12), se propone utilizar cable negro numerado y en los casos que se requiera, se utilizará termoencogible de colores para cumplir con el código de colores requerido por RETIE; lo anterior, debido a que se ha encontrado inconvenientes en la identificación y marcación de multiconductores que ya tienen colores asignados.

1.4.2.7 Marcación de multiconductores

La marcación de los multiconductores se debe realizar para que el personal de mantenimiento identifique dentro de los cárcamos de la subestación y dentro de los tableros, los cables que se encuentran tendidos y con esto hacer seguimiento a un cable especifico al cual se requiera realizar el levantamiento. Es necesario normalizar y socializar esta marcación entre todo el personal operativo, para que con esto se logre identificar a simple vista y agilizar las labores en sitio.

Figura 1-22: Codificación de multiconductores (1 de 2)

[Elaboración propia]

Nivel de tensión	Multiconductor	Tipo de bahía	Consecutivo bahía	Consecutivo	
5/4/3/2/1	W	T/A/L/M/B	XX	000 a 099	Corrientes
				100 a 199	Tensiones
				200 a 219	Interruptor
				220 a 229	Seccionador barra principal
				230 a 239	Seccionador barra transferencia
				240 a 249	Seccionador linea/transformador
				250 a 259	Seccionador puesta a tierra
				260 a 269	Disponible
				270 a 279	
				280 a 289	
				290 a 299	
				300 a 319	
				320 a 339	
				340 a 349	
				350 a 359	
				360 a 499	Control y protección general
				500 a 599	Señales registrador de fallas
				600 a 699	Cables especiales (4-20 mA)
				700 a 799	Fibra óptica
				800 a 899	Auxiliares D.C.
				900 a 999	Auxiliares A.C.

Figura 1-23: Codificación de multiconductores (2 de 2)

[Elaboración propia]

TIPO DE BAHÍA	
T	Transformador
A	Autotransformador
L	Línea
M	Transferencia (con autotransformador)
B	Transferencia (con transformador)

Nivel de tensión	
5	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 220 kV
4	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57 kV y menor a 220 kV
3	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV
2	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV
1	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

Ejemplo:

4WT18360

4 Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57 kV y menor a 220 kV, en CHEC sólo se cuenta con un nivel de tensión en este rango, el cual es 115 kV.

W Corresponde a Multiconductor

T Corresponde a una bahía de transformador

18 Corresponde a la bahía con nomenclatura número 18 de la subestación

360 Corresponde a un multiconductor que transporta señales de control y protección.

1.4.3 Recomendaciones generales de diseño

1.4.3.1 Cableado para los sistemas de control

El cableado utilizado para el sistema secundario de una subestación se puede clasificar de la siguiente manera:

Cables de fuerza: Son cables diseñados para llevar alimentaciones a los diferentes equipos de la subestación en una tensión inferior a 1000 V.

Cables de control: Son cables diseñados para conducir niveles de corriente y tensión relativamente bajos, los cuales son utilizados para transmitir cambios de estado de operación de los diferentes equipos de la subestación. También se consideran en esta categoría los cables para los circuitos de tensión y corriente desde los transformadores de instrumentación a los equipos de medida y protección; se recomienda que este tipo de cables se suministren de tipo apantallado.

Cables de instrumentación: Son los cables usados para transmitir variables de corriente y tensión de bajo nivel o para transmitir información digital. Se considera dentro de esta categoría los cables compuestos de pares trenzados para la conexión de termocuplas y resistencias variables con la temperatura, entre otros. Se recomienda que este tipo de cables se suministren de tipo apantallado.

Cables de fibra óptica: Son los cables usados para transmitir información digital con una alta velocidad y una alta inmunidad a la interferencia electromagnética.

A continuación, se indican algunas recomendaciones prácticas que se deben tener presentes para el diseño del cableado [5]:

- Para reducir la interferencia electromagnética en los circuitos de control, instrumentación y comunicaciones lo mejor es utilizar cable de tipo apantallado, el

cual es un cable recubierto de una capa conductora común, la cual actúa como una jaula de Faraday para evitar interferencias tanto del cable al entorno, como del entorno al cable.

- Los cables apantallados deben aterrizarse en un solo extremo y no en ambos, para así evitar cerrar un lazo de corriente el cual puede generar una corriente inducida que puede degradar el cable por calentamiento y ser peligrosa para el personal de mantenimiento. El extremo aterrizado se recomienda que sea lo más cercano a los equipos de alta tensión.

- La malla de tierra de la subestación nunca debe ser utilizada como retorno de ningún circuito.

- No se deben llevar por el mismo multiconductor: conductores de tensión con conductores de corriente, conductores de corriente continua con corriente alterna, ni conductores de circuitos de baja frecuencia con alta frecuencia.

- Todos los conductores de un circuito deben ir en el mismo cable multiconductor, se debe evitar que un circuito con diferentes conductores vaya por diferentes multiconductores.

1.4.3.2 Tableros de control, protección y medida

- La función de protección de disparo y bloqueo deberá realizarla un relé independiente y biestable de reposición manual y eléctrica remota, y poseer mínimo ocho contactos, con tiempos de operación menores a 10 ms; de ser necesario repetir la señal del relé de disparo y bloqueo se deberá instalar otro relé biestable idéntico al utilizado para esta función. En caso de utilizar uno o varios relés de disparo y bloqueo, estos deberán ser instalados en la puerta del tablero.

- La función de supervisión de circuito de disparo deberá realizarla un dispositivo independiente y no podrá estar contenida en otros relés. Este relé deberá ser apto para supervisar continuamente el circuito de disparo de cada bobina de cada fase del interruptor

en las posiciones abierto/cerrado y dar alarma ante pérdida de tensión auxiliar, fallas en la bobina de disparo o en su cableado, fallas en los contactos auxiliares del interruptor y fallas en el relé mismo.

- La función de recierre en líneas se tendrá programada y cableada en ambos IEDs (donde aplique), pero solo se tendrá habilitada en la protección principal y en caso de que este IED se encuentre indisponible, esta función se activará automáticamente en el IED de respaldo.

- La función 50BF será autónoma por bahía y se tendrá programada y cableada en ambos IEDs (donde aplique), pero solo se tendrá habilitada en la protección de respaldo y en caso de que este IED se encuentre indisponible, esta función se activará automáticamente en el IED principal.

- En las bahías en donde solo se instala un (1) IED, se deberá instalar un selector de discrepancia como respaldo del control del interruptor y sólo se implementará el comando de “Abrir”.

- En las bahías en donde se instalan dos (2) IEDs, ambos tendrán habilitadas y cableadas las funciones de control de la bahía, y estas señales deberán duplicarse dentro del tablero por medio de borneras de doble piso.

- La señal de “relé indisponible” deberá activarse con el contacto “IRF” del equipo o con el bloque de prueba del equipo insertado, ambas señales deben encontrarse dentro de una lógica OR.

- Los relés auxiliares (repetidores) a instalar en los tableros deberán ser mínimo de 8 contactos.

- Los relés auxiliares a utilizar para repetir alguna señal de disparo deberán ser de actuación rápida, es decir menor a 10 ms.

- La alimentación de todos los dispositivos a instalar en los tableros de control, medida y protección deberán ser de 125 V DC.

- Para la repetición de la señal de la posición del seccionador de transferencia/bypass se deberán utilizar relés biestables y en caso de utilizar más de uno se deberán monitorear en cada una de las protecciones por medio de un circuito en serie a través de un contacto de cada uno de estos relés auxiliares.

- La diferencial de barras se deberá diseñar con las señales de posiciones abierto/cerrado de los interruptores, de los seccionadores de barra y seccionadores de transferencia de cada bahía.

- En los planos Z de la ingeniería de detalle se deberá relacionar la señal a utilizar en cada una de las entradas y salidas digitales, al igual que las entradas análogas que corresponda.

2. Capítulo 2

En este capítulo se abarca de forma exclusiva los conceptos y los criterios asociados a lo relacionado con el sistema de comunicaciones y el sistema de control que se debe tener presente dentro de una subestación eléctrica, teniendo en cuenta la norma IEC61850 Ed 2 el cual es el estándar a nivel mundial en cuanto a este tema se refiere.

Sistema de control de subestaciones

Al momento de diseñar el sistema de control de una subestación de alta tensión, el objetivo primordial es la confiabilidad del sistema y de los equipos que lo involucran. En la actualidad, con la tecnología disponible basada en el uso de IEDs y las facilidades de comunicación por medio de redes LAN de alta velocidad, se permite desarrollar un nuevo concepto de sistema de control, monitoreo y protección de subestaciones, las cuales se pueden integrar en un sistema común, brindando diversas ventajas si lo comparamos con los sistemas de control y comunicación convencionales.

A continuación, se presentan los diferentes tipos de comunicaciones y/o arquitecturas de control basadas en la norma IEC 61850 Ed 2, el cual es un estándar desarrollado para la automatización de subestaciones.

2.1 Comunicaciones en subestaciones basadas en la norma IEC 61850 Ed 2

La norma IEC 61850 es un estándar internacional diseñado originalmente para la integración de los equipos de control, protección y medida dentro de una subestación eléctrica, la cual abarca todos los aspectos necesarios para diseñar, mantener y operar una subestación en lo relativo a control, protección y medida. Esta norma se creó con el objetivo principal de conseguir interoperabilidad entre fabricantes, pudiendo interconectar y sustituir IEDs de diferentes marcas, buscando así un mayor avance en el ámbito de la automatización de subestaciones y la aparición de nuevas funcionalidades que hasta el momento no habían surgido por la limitación de cada fabricante.

La norma como tal especifica los requerimientos básicos de red que se deben tener dentro de una subestación, pero no ilustra el cómo hacerlo, para esto se tiene dentro de la norma IEC 61850 Ed 2 el anexo y/o la parte 90-4: Directrices para ingeniería de red, la cual es un reporte técnico que establece topologías de red, redundancias, latencia de tráfico, calidad del servicio, sincronización de tiempo, entre otros.
De la mano con el estándar IEC 61850, se encuentra la norma IEC 62439, la cual enmarca el estándar para redes de comunicación industrial, realizando énfasis en las redes de automatización de alta disponibilidad, es decir, establece diferentes arquitecturas de

control y/o comunicación que se pueden tener dentro de una subestación eléctrica para la comunicación entre los IEDs, entre ellas se encuentran las redes de comunicaciones redundantes y las no redundantes; la norma consta de 7 partes, en las cuales se especifican 7 protocolos diferentes.

La norma IEC 62439 consta de las siguientes partes:

- IEC 62439-1 Conceptos generales y métodos de cálculo de tiempos de recuperación.
- IEC 62439-2 MRP (Protocolo de redundancia de medios)
- IEC 62439-3 Dos protocolos redundantes, sin interrupciones (sin tiempo de recuperación) - PRP (Protocolo de redundancia en paralelo) - HSR (alta disponibilidad, redundancia sin interrupciones)
- IEC 62439-4 CRP (protocolo de redundancia acoplado)
- IEC 62439-5 BRP (Protocolo de redundancia guía)
- IEC 62439-6 DRP (Protocolo de redundancia distribuida)
- IEC 62439-7 RRP (Protocolo de redundancia de anillo)

En las redes de comunicaciones no redundantes se presenta el inconveniente al momento de presentarse falla de canal o de la red, de pérdidas de información y tiempos de recuperación altos, restringiendo el funcionamiento del sistema; es por esto que la norma IEC 61850 tiene en cuenta sólo protocolos redundantes.

Dado lo anterior, y teniendo presente que lo que se busca es tener una alta confiabilidad dentro de las subestaciones y cumplimiento de la norma, nos enfocaremos en las redes de comunicación redundantes y sin tiempo de recuperación, las cuales se encuentran inmersas en la norma IEC 62439-3 Protocolo de redundancia paralela (PRP) y redundancia de alta disponibilidad sin interrupciones (HSR). Esta norma específica dos diferentes tipos de protocolos redundantes, los cuales fueron diseñados para proporcionar recuperación sin ningún tipo de interrupción en caso de fallar un enlace o una red. Ambos protocolos se basan en el mismo esquema de transmisión paralela de información duplicada.

2.1.1 Equipos que conforman una red de comunicaciones de una subestación eléctrica

2.1.1.1IED SAN (Singly Attached Nodes)

Son equipos o IEDs que tienen un solo puerto de comunicación por fibra óptica multimodo. Para lograr incorporar estos equipos a un protocolo redundante se requiere realizar la conexión por medio de RedBox.

2.1.1.2 IED DANP (Doubly Attached Node using PRP)

Son IEDs que tiene doble puerto de comunicación por fibra óptica multimodo, ambos puertos son requeridos para lograr incorporar el equipo a un protocolo redundante PRP.

2.1.1.3 IED DANH (Doubly Attached Node using HSR)

Son IEDs que tiene doble puerto de comunicación por fibra óptica multimodo, ambos puertos son requeridos para lograr incorporar el equipo a un protocolo redundante HSR.

2.1.1.4 Suiche de red

Los suiches de comunicación son los equipos de capa 2 (Modelo OSI) con la capacidad de manejar todo el tráfico de la red LAN sin presentar sobrecarga de información, ni perdida en las tramas de información enviadas por cada uno de los IEDs de la red. A estos suiches se conectan cada uno de los IEDs y/o equipos que deben ser supervisados en la subestación.

El hardware debe ser apto para ser instalado en ambientes de subestación y alta interferencia electromagnética y permitir la configuración de diferentes tarjetas de puertos para trabajar con diferentes tipos de velocidades de 1000/100 Base Tx con combinaciones en puertos LC y 100 Base Tx para puertos en cobre con RJ45.

Los suiches deben contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los equipos del sistema de control, protección y medida y se debe dimensionar la arquitectura con una reserva del 20% al total de equipos integrados en la red para futuras ampliaciones.

2.1.1.5 RedBox (Redundancy Boxes)

Son dispositivos utilizados para incorporar equipos o IEDs con un solo puerto de comunicación por fibra óptica a un protocolo redundante, operan como una T; se conectan al puerto del equipo SAN y lo que hace es duplicar la información y encaminarla por medio de dos puertos de salida. Estos equipos deber ser especificados dependiendo del tipo de arquitectura a utilizar, ya sea HSR o PRP.

2.1.1.6 GPS – Reloj de sincronización de tiempo

El hardware de sincronización de tiempo a utilizar en la subestación consta de un equipo y una antena para la recepción de la señal del satélite, recibe señales de tiempo del Global Navigation Satellite System (GNSS) y distribuye el tiempo preciso a través de múltiples protocolos, entre ellos el protocolo IRIG-B, NTP y PTP.

2.1.1.7 Distribuidor de tiempo

Es un multiplicador de señal de sincronización de tiempo, a través de salidas ópticas y eléctricas, permitiendo la sincronización de los IEDs de la subestación, los cuales deberán distribuir la información con una resolución menor o igual a 100 ns.

2.1.1.8 Gateway de comunicaciones

El sistema de gateways de comunicación de la subestación debe asegurar el flujo de información con el centro de control remoto del operador de red, debe procesar la información y realizar la conversión de protocolos, de ser necesario. Para el caso de C.H.E.C. se utiliza protocolo de comunicación IEC60870-5-104 para transmitir información con el centro de control propio e IEC60870-5-101 para transmitir e intercambiar información con otros operadores de red y/o empresas de transmisión.

Los gateways de subestación deben tener las siguientes funciones:

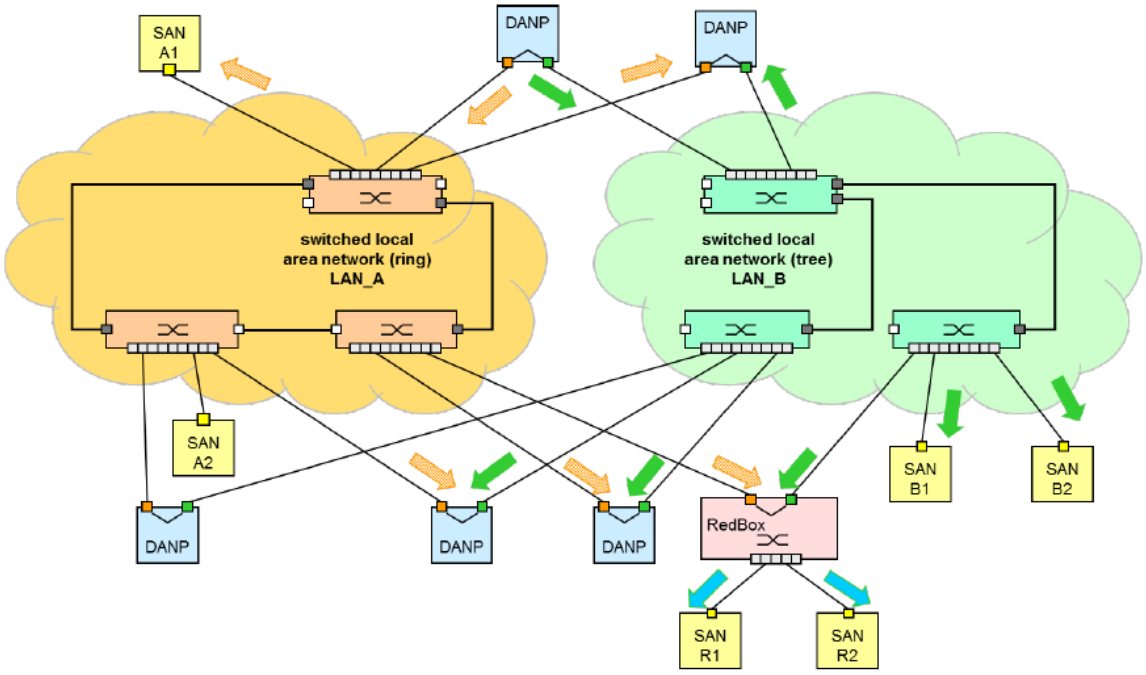
- Transmisión de comandos desde el centro de control hacia los equipos de la subestación.
- Transmisión de información proveniente de los IEDs hacia el centro de control cuando se presente algún evento.
- Conversión de protocolos de ser necesario.
- La función e Gateway de subestación la puede realizar un S.A.S. de subestación una R.T.U., esto dependerá de la complejidad e importancia de la subestación.

2.1.2 Protocolo de redundancia paralela (PRP) – IEC 62439-3

Es un protocolo que basa su funcionamiento en la utilización de dos redes LAN independientes para transmisión de datos las cuales trabajan de forma paralela; la trama de datos es replicada por el nodo de envío y es transmitida a ambas redes de forma simultánea. El receptor recibe solo la primera trama de información que llega y descarta la segunda. Si una red falla, la información continuará circulando por la segunda red; las redes no necesitan ser idénticas, pero si necesitan estar conectadas entre ellas.

PRP es un protocolo de redundancia que funciona a través de tramas Ethernet estándar, sin necesidad de hardware especial. Se pueden implementar varias topologías de redes en LAN A y LAN B, utilizando conmutadores Ethernet estándar. Dado que estas son redes estándar, pueden implementar fácilmente la configuración del tráfico para la administración de mensajería GOOSE y cualquier dispositivo o nodo regular se puede conectar a una de las redes como SAN, y aún funcionar correctamente. [16]

Figura 2-1: Esquema de control PRP [17]

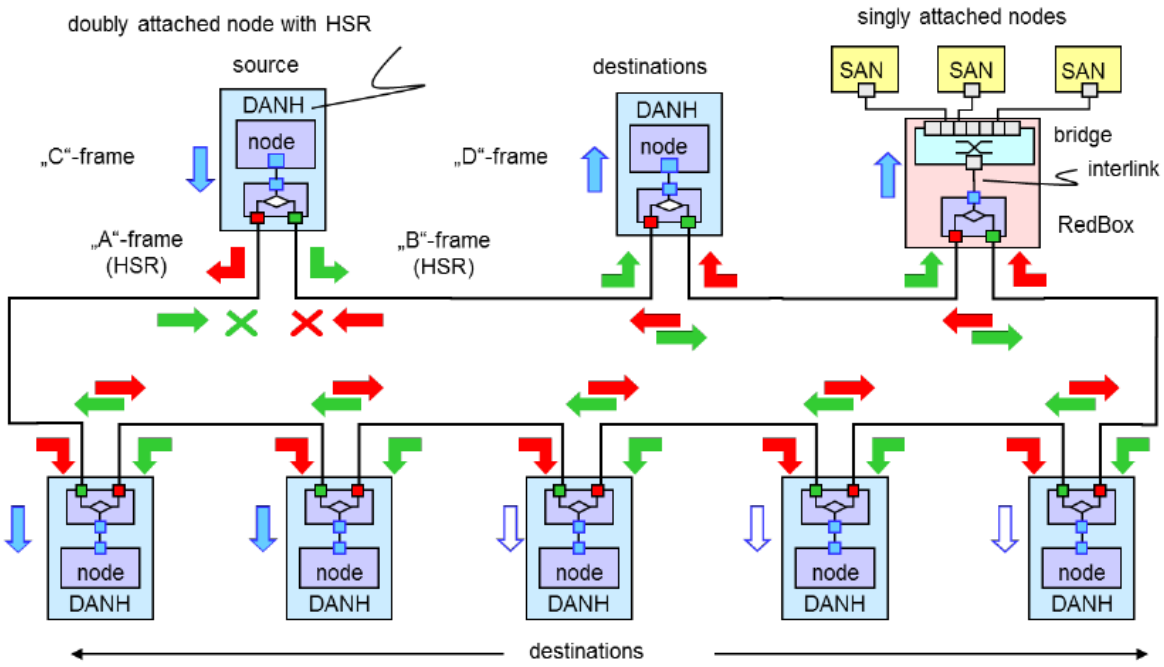


2.1.3 Redundancia de alta disponibilidad sin Interrupciones (HSR) – IEC 62439-3

HSR es un protocolo de redundancia que utiliza tramas Ethernet especializadas y requiere nodos LAN especializados (DANH). Sin embargo, estos nodos pueden operar en modo HSR o modo PRP con el mismo hardware. Debido a que las tramas HSR deben viajar completamente alrededor del anillo en ambas direcciones, la configuración del tráfico no se puede implementar a menos que se use una topología de malla HSR, lo que agrega costo y complejidad. Todos los dispositivos en el anillo deben ser dispositivos HSR, por lo que la conexión de una SAN requiere un RedBox. [16]

Este protocolo opera en una arquitectura en anillo y con estructura paralela sin utilizar switches. Envía la misma información en dos direcciones opuestas, conservando la latencia mínima. Al igual que en la arquitectura PRP el receptor recibe solo la primera trama de información que llega y descarta la segunda.

Figura 2-2: Esquema de control HSR [17]



2.1.4 Arquitectura de control a utilizar

El criterio general para elegir arquitectura de control PRP o HSR, será el tamaño y la complejidad de la red. PRP se adapta mejor a las subestaciones de transmisión o distribución compleja, donde el tamaño del sistema puede ser grande, o donde existe un fuerte permiso para trabajar las necesidades regulatorias. Para subestaciones de distribución simples y/o de bajo costo, HSR puede ser una buena opción. [16]

Una desventaja de PRP frente a HSR reside en los costos, esto se debe a que se requiere duplicar la red de comunicaciones para su implementación, sin embargo, al evaluar los beneficios que ésta traería, se puede observar que en la implementación de redes robustas estos sobrecostos se hacen necesarios a la hora de garantizar la integridad de la información, una alta disponibilidad y una respuesta inmediata ante fallos de la red, ampliando así la confiabilidad y la disponibilidad del sistema.

Dado lo anterior, se encuentra una mayor confiabilidad en las arquitecturas tipo PRP y esta es la que se recomienda implementar en las subestaciones con un alto grado de

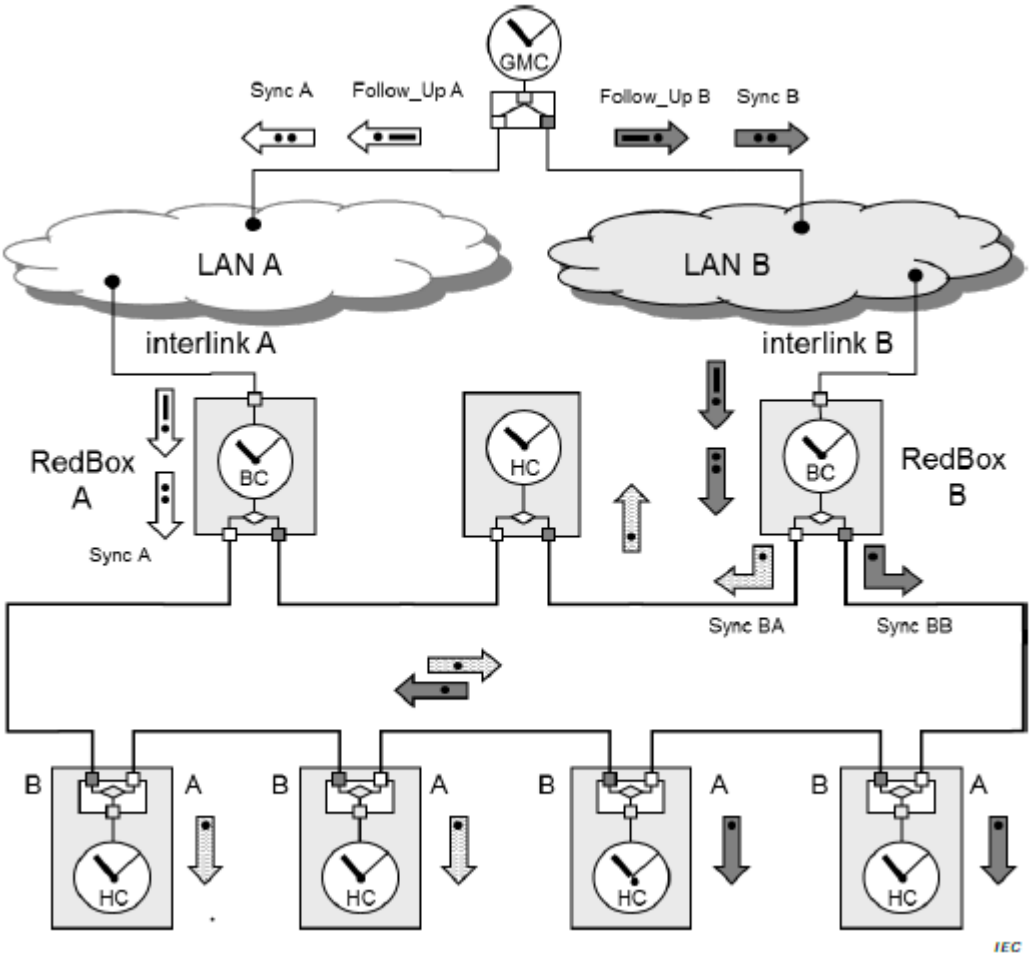
complejidad, es decir, de 33 kV en adelante y dependiendo de su costo se puede optar por utilizar HSR o PRP para niveles de 13,2 kV.

Para cumplir con lo anteriormente indicado, todos los IEDs de control y protección a instalar en los niveles de tensión superiores o iguales a 33 kV, deberán poseer doble puerto de fibra óptica multimodo y cumplirán con el protocolo establecido en la arquitectura de control. Para el caso de los IEDs a instalar en los niveles de tensión de 13,2 kV y otros IEDs como Registradores de fallas o equipos de supervisión y/o monitoreo y que no posean doble puerto de red óptico se podrán conectar a la red mediante RedBox.

La norma IEC 62439-3 establece una manera de realizar una arquitectura de control de tipo mixta, es decir, que posee tanto el protocolo PRP, como el protocolo HSR. Esto puede llegar a ser bastante útil al momento de tener una subestación con diferentes niveles de tensión y de complejidad, en los cuales no es necesario invertir una gran cantidad de dinero en suiches de red para integrar IEDs de sistemas de distribución a un sistema diseñado para recibir las comunicaciones de IEDs de sistemas de subtransmisión y de transmisión.

A continuación, se muestra el esquema de una arquitectura de control de tipo mixta PRP-HSR:

Figura 2-3: Esquema de control Mixta PRP-HSR [17]



En *Anexo: Arquitectura de comunicaciones* se muestran los tipos de arquitecturas propuestas de acuerdo a los niveles de tensión y a los equipos que se suele manejar en un proyecto y/o reposición de subestación.

2.1.5 Recomendaciones generales de diseño

De acuerdo a [18] se debe tener presente las siguientes recomendaciones a la hora de diseñar y especificar los patchcord y conectores a utilizar:

a) La fibra óptica de tecnología 100BASE-FX (100 Mbit/s) se puede utilizar hasta máximo 2000 mts de tipo multimodo y 10.000 mts para tipo monomodo.

b) Aunque los colores de los patchcord no se encuentran especificados, para diferenciar cada LAN se deben utilizar diferentes colores, como por ejemplo NARANJA para LAN A y AZUL para LAN B. Para anillos HSR usar patchcords amarillos. Estos colores son sugeridos por [18] pero la finalidad es diferenciar las redes y el tipo de arquitectura a utilizar en sitio para el personal de campo, por lo tanto, es válido utilizar otros colores para los patchcord siempre y cuando se cumpla con este fin.

c) Utilizar conector LC-LC dúplex o emparejados para facilitar la identificación del Rx y del Tx.

d) La fibra óptica recomendada es de tipo multimodo de 50 µm (50/125).

e) Las fibras de 62,5 µm (62,5 / 125) proporcionan un rendimiento de ancho de banda × distancia de alguna manera menor que las fibras de 50 µm, por lo que son intercambiables con fibras de 50 µm en muchas, pero no en todas las aplicaciones. Se debe mantener un stock homogéneo de reparación de fibra de 50 µm asegura el reemplazo apropiado de estos patchcord.

f) El cableado de cobre para 1 Gbit / s es posible con cables de alta calidad, pero no se recomienda debido a problemas prácticos, como compatibilidad electromagnética y un tiempo de recuperación del enlace del orden de 500 ms después de una interrupción. Además, mantener dos tipos de cable en stock que se vean similares puede causar confusión. Se recomienda el uso de enlaces ópticos para conexiones de estas velocidades.

2.2 Niveles jerárquicos de operación de subestación

El principio de operación establece que, si un nivel jerárquico se encuentra habilitado para la operación, es decir, en posición LOCAL, los niveles de operación superiores a éste se encontrarán bloqueados.

2.2.1 Niveles de operación de una subestación

NIVEL 0 (Nivel de procesos)

A este nivel se encuentran los equipos patio de la subestación. Este nivel se habilita desde un selector Local/Desconectado/Remoto en cada uno de los equipos de patio (interruptor y seccionadores) y permite realizar maniobras desde los equipos. Por seguridad desde este nivel se recomienda operar los equipos solo para realizar mantenimiento, nunca estando energizada la bahía. No se permite en este nivel la ejecución de maniobras de energización de líneas o de transformadores.

- En el modo de operación LOCAL, sólo se podrán ejecutar comandos por medio de los pulsadores para cierre y apertura del mecanismo de operación, con base en los enclavamientos cableados y solo para funciones de mantenimiento.

- En el modo de operación REMOTO, sólo se podrán ejecutar comandos desde la sala de control y/o desde el centro de control.

- En el modo de operación DESCONECTADO, no se debe poder realizar comandos.

NIVEL 1 (Nivel de bahía o nivel de posición)

A este nivel se encuentran los IEDs o equipos de control y protección. Este nivel permite realizar maniobras de los equipos de patio (interruptores y seccionadores) desde los controladores de bahía, los cuales poseen las propiedades de adquisición de datos tanto digitales como análogas, acción de control y enclavamientos, ya sea para maniobras de mantenimiento o energización y/o desenergización de bahías. Para el caso en el que una

bahía posea unidades de control redundantes podrá omitirse la instalación del selector de discrepancia para el interruptor.

Para realizar maniobras desde este nivel, el selector del equipo de nivel 0 se debe encontrar en posición REMOTO y el IED, es decir, el equipo de nivel 1 se debe encontrar en posición LOCAL.

NIVEL 2 (Nivel de subestación)

A este nivel se encuentra el CSE y corresponde al mando desde la estación del operador de la subestación. Permite supervisar y maniobrar toda la subestación mediante una interfaz gráfica de operación. En estas estaciones se programa un botón LOCAL/REMOTO. Para realizar maniobras desde este nivel, los selectores tanto del equipo de nivel 0, como del nivel 1 se deben encontrar en posición REMOTO y este equipo se debe encontrar en posición LOCAL.

NIVEL 3 (Nivel de control)

Este nivel corresponde al centro de control; este nivel se habilita cuando los niveles 0, 1 y 2 se encuentran en posición REMOTO.

2.3 Enclavamientos

Los enclavamientos corresponden a las condiciones que se deben cumplir para la apertura o cierre de un interruptor o seccionador. Estas condiciones pueden ser propias del equipo, como por ejemplo la señal SF6 Etapa 1, o pueden ser externas, las cuales se refieren a la posición de los demás equipos de maniobra en la subestación. [5]

Un enclavamiento está basado en una lógica permisiva cableada (arreglo de contactos de posición de equipos conectados en serie y/o paralelo) y/o programada (en los IEDs), mediante la cual se pretende la liberación de cada uno de los respectivos permisos de operación. [19]

A la hora de definir los criterios de enclavamiento entre los distintos elementos de maniobra existentes en las subestaciones se tienen en consideración distintos condicionantes:

Condicionantes técnicos de seguridad: Entendiendo tanto la seguridad de los propios equipos como del personal. Determinados elementos de maniobra sólo pueden actuar bajo determinadas condiciones del sistema (por ejemplo, la maniobra de los seccionadores debe ser sin corte de potencia, o el bloqueo de la maniobra de un interruptor se deberá realizar con la alarma de segundo nivel de SF6).

Atendiendo a la forma de materializar dichas lógicas de enclavamiento podemos tener las siguientes variantes:

Enclavamientos mecánicos: Por ejemplo, el enclavamiento al cierre entre el seccionador de puesta a tierra y el seccionador de línea.

Enclavamientos cableados: Utilizando contactos auxiliares de los equipos de patío o de relés repetidores en lógicas cableadas.

Enclavamientos lógicos: Utilizando un dispositivo electrónico (unidad de control) que gestione las distintas maniobras mediante una lógica programada. Este IED debe ser conocedor en todo momento de las posiciones de los distintos elementos de maniobra. [20]

Criterios generales de enclavamiento:

a. Cada seccionador estará enclavado con la posición del interruptor, de forma tal que sólo se podrá maniobrar un seccionador (abrir o cerrar) estando el interruptor de la bahía y/o transferencia ABIERTO.

b. Para todos los seccionadores existirá un enclavamiento mecánico y manual mediante manivela, que impida cualquier maniobra del seccionador.

c. Para todos los seccionadores de mando eléctrico existirá un enclavamiento de forma que se impida la maniobra eléctrica cuando se esté realizando una maniobra manual mecánica (mediante manivela).

d. Para líneas, la maniobra del cierre del interruptor deberá estar condicionada con una lógica en la cual la protección de línea y el núcleo del TP deberán estar relacionadas para evitar problemas de polarización de la función distancia.

e. Para líneas, se debe tener configurada una lógica que cuando se detecte durante una transferencia ambos interruptores cerrados (interruptor de transferencia e interruptor de la bahía propia), en caso de una falla bajo esas condiciones, deberá enviar orden de apertura a ambos interruptores y se deberá bloquear la opción de recierre.

f. Las cuchillas de puesta a tierra sólo se maniobran cuando los seccionadores de línea asociados se encuentren abiertos y cuando no exista tensión en la línea.

g. Un interruptor al cerrar debe cumplir con las condiciones de sincronismo entre los sistemas que cierra, debe tener los seccionadores asociados cerrados, no deben existir cuchillas de puesta a tierra cerradas y el equipo que se va a energizar debe estar dispuesto para ello.

Las lógicas de enclavamientos son definidas de acuerdo con la configuración de la subestación, con la práctica de cada empresa y con lo que ésta considere como aspectos básicos de seguridad para operación de equipos. [5]

Los enclavamientos propuestos para los diferentes niveles de tensión en las subestaciones se encuentran en el *Anexo: Diagramas de principio*.

2.4 Listado de maniobras

Para una correcta operación del sistema eléctrico de potencia, es de vital importancia maniobrar los equipos de patio (seccionadores e interruptores) bajo una secuencia acorde a la configuración de barras de la subestación y con esto evitar no solo maniobras que pueden desestabilizar el sistema, sino también daño a los equipos.

Nota: Las maniobras asociadas a los equipos LXX9 (seccionador de puesta a tierra) sólo aplican para las bahías de línea.

Para el nivel de tensión de 13,2 kV no aplica listado de maniobras, dado que por el nivel de tensión se tienen celdas y en estas los equipos de corte son mínimos.

MANIOBRAS 33 kV

Tabla 2-1: Maniobras 33 kV – Energizar bahía desde barra principal
[Elaboración propia]

ENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA PRINCIPAL					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO				LXX0/TXX0	LXX0/TXX0 CERRADO
LXX1/TXX1 ABIERTO		LXX1/TXX1			LXX1/TXX1 CERRADO
LXX7/TXX7 ABIERTO			LXX7/TXX7		LXX7/TXX7 CERRADO
LXX6/TXX6 ABIERTO					LXX6/TXX6 ABIERTO
LXX9 CERRADO	LXX9				LXX9 ABIERTO

Tabla 2-2: Maniobras 33 kV – Desenergizar bahía desde barra principal
[Elaboración propia]

DESENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA PRINCIPAL					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 CERRADO	LXX0/TXX0				LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 CERRADO			LXX1/TXX1		LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 CERRADO		LXX7/TXX7			LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX6/TXX6 ABIERTO					LXX6/TXX6 ABIERTO
LXX9 ABIERTO				LXX9	LXX9 CERRADO

Tabla 2-3: Maniobras 33 kV – Transferir bahía por bypass
[Elaboración propia]

TRANSFERIR BAHIA POR BYPASS					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**CERRAR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 CERRADO		LXX0/TXX0			LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 CERRADO				LXX1/TXX1	LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 CERRADO			LXX7/TXX7		LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX6/TXX6 ABIERTO	LXX6/TXX6				LXX6/TXX6 CERRADO
LXX9 ABIERTO					LXX9 ABIERTO

Tabla 2-4: Maniobras 33 kV – Transferir bahía a barra principal

[Elaboración propia]

TRANSFERIR BAHIA A BARRA PRINCIPAL					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**ABRIR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO			LXX0/TXX0		LXX0/TXX0 CERRADO
LXX1/TXX1 ABIERTO	LXX1/TXX1				LXX1/TXX1 CERRADO
LXX7/TXX7 ABIERTO		LXX7/TXX7			LXX7/TXX7 CERRADO
LXX6/TXX6 CERRADO				LXX6/TXX6	LXX6/TXX6 ABIERTO
LXX9 ABIERTO					LXX9 ABIERTO

MANIOBRAS 115 kV

Tabla 2-5: Maniobras 115 kV – Energizar bahía desde barra principal

[Elaboración propia]

ENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA PRINCIPAL					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO				LXX0/TXX0	LXX0/TXX0 CERRADO
LXX1/TXX1 ABIERTO		LXX1/TXX1			LXX1/TXX1 CERRADO
LXX7/TXX7 ABIERTO			LXX7/TXX7		LXX7/TXX7 CERRADO
LXX9 CERRADO	LXX9				LXX9 ABIERTO
LXX6/TXX6 ABIERTO					LXX6/TXX6 ABIERTO

Tabla 2-6: Maniobras 115 kV – Desnergizar bahía desde barra principal

[Elaboración propia]

DESENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA PRINCIPAL					
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 CERRADO	LXX0/TXX0				LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 CERRADO			LXX1/TXX1		LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 CERRADO		LXX7/TXX7			LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX9 ABIERTO				LXX9	LXX9 CERRADO
LXX6/TXX6 ABIERTO					LXX6/TXX6 ABIERTO

Tabla 2-7: Maniobras 115 kV – Transferir bahía a barra de transferencia

[Elaboración propia]

TRANSFERIR BAHIA A BARRA DE TRANSFERENCIA (SIN DESENERGIZAR)								
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**PASO 5**	**PASO 6**	**PASO 7**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 CERRADO					LXX0/ TXX0			LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 CERRADO							LXX1/ TXX1	LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 CERRADO						LXX7/ TXX7		LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX9 ABIERTO								LXX9 ABIERTO
LXX6/TXX6 ABIERTO			LXX6/ TXX6					LXX6/TXX6 CERRADO
M200 ABIERTO				M200				M200 CERRADO
M201 ABIERTO	M201							M201 CERRADO
M203 ABIERTO		M203						M203 CERRADO

Tabla 2-8: Maniobras 115 kV – Transferir bahía a barra principal

[Elaboración propia]

TRANSFERIR BAHIA A BARRA PRINCIPAL (SIN DESENERGIZAR)								
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**PASO 5**	**PASO 6**	**PASO 7**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO			LXX0/TXX0					LXX0/TXX0 CERRADO
LXX1/TXX1 ABIERTO	LXX1/TXX1							LXX1/TXX1 CERRADO
LXX7/TXX7 ABIERTO		LXX7/TXX7						LXX7/TXX7 CERRADO
LXX9 ABIERTO								LXX9 ABIERTO
LXX6/TXX6 CERRADO					LXX6/TXX6			LXX6/TXX6 ABIERTO
M200 CERRADO				M200				M200 ABIERTO
M201 CERRADO							M201	M201 ABIERTO
M203 CERRADO						M203		M203 ABIERTO

Tabla 2-9: Maniobras 115 kV – Energizar bahía desde barra de transferencia [Elaboración propia]

ENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA DE TRANSFERENCIA						
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**PASO 5**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO						LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 ABIERTO						LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 ABIERTO						LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX9 CERRADO	LXX9					LXX9 ABIERTO
LXX6/TXX6 ABIERTO				LXX6/TXX6		LXX6/TXX6 CERRADO
M200 ABIERTO					M200	M200 CERRADO
M201 ABIERTO		M201				M201 CERRADO
M203 ABIERTO			M203			M203 CERRADO

Tabla 2-10: Maniobras 115 kV – Desenergizar bahía desde barra de transferencia [Elaboración propia]

DESENERGIZAR BAHIA DESDE BARRA DE TRANSFERENCIA						
INICIO	**PASO 1**	**PASO 2**	**PASO 3**	**PASO 4**	**PASO 5**	**FIN**
CONDICIONES INICIALES	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**ABRIR**	**CERRAR**	**CONDICIONES FINALES**
LXX0/TXX0 ABIERTO						LXX0/TXX0 ABIERTO
LXX1/TXX1 ABIERTO						LXX1/TXX1 ABIERTO
LXX7/TXX7 ABIERTO						LXX7/TXX7 ABIERTO
LXX9 ABIERTO					LXX9	LXX9 CERRADO
LXX6/TXX6 CERRADO		LXX6/TXX6				LXX6/TXX6 ABIERTO
M200 CERRADO	M200					M200 ABIERTO
M201 CERRADO				M201		M201 ABIERTO
M203 CERRADO			M203			M203 ABIERTO

3. Conclusiones

- En la actualidad, se encuentra una gran cantidad de información en internet referente a todo lo relacionado con ingeniería secundaria y de control, sin embargo, dicha información se encuentra dispersa. Con la implementación del presente documento se reducirá este problema para el equipo de diseño del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P., y su aplicación optimizará en gran medida la elaboración, presentación, revisión y posterior aprobación de planos y documentos para los proyectos.

- Se establece una dirección y un control en el proceso de diseño, el cual permite registrar y realizar el seguimiento a la gestión de diseño de ingeniería secundaria de subestaciones eléctricas del operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P. y con esto lograr realizar revisiones de ingeniería de una manera óptima.

- En este documento se establecen criterios, políticas y procedimientos técnicos que aseguran la ejecución adecuada de los estudios y diseños necesarios para la elaboración del sistema secundario de una subestación eléctrica.

- No existe una norma que defina los criterios en cuanto a ingeniería secundaria se refiere, por lo que se hace de gran importancia realizar un manual de ingeniería secundaria para empresas del sector eléctrico, dado que, con esto no solo se orienta a los diseñadores que se contratan para los proyectos y/o reposiciones, sino también que se logra que la información no se encuentre focalizada en unas cuantas personas, con las cuales puede tener el riesgo de darse una fuga de conocimientos, dejando a una empresa con vacíos en este tema específico.

- Las propuestas de diseño de sistemas de control expuestas permitieron determinar el modelo más confiable, moderno y seguro para una subestación de media y de alta

tensión con las características necesarias para el operador de red C.H.E.C. S.A. E.S.P., dado que, no solo se determinaron los criterios con base en la confiabilidad y en la seguridad, sino también a la normatividad nacional e internacional.

- Las especificaciones técnicas que se definen en este documento para los transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC), cumplen los criterios exigidos por la resolución CREG 038 de 2014.

- Se cumple el objetivo principal de presentar una propuesta para la normalización de criterios de diseño para ingeniería secundaria, el cual servirá como insumo para el C.E.T. de C.H.E.C. S.A. E.S.P. en la realización de un manual de diseño de ingeniería secundaría, el cual tendrá como finalidad beneficiar de manera directa varios procesos en los cuales se tienen oportunidades de mejora, entre ellos se podrán reducir tiempos en mantenimiento y en consignaciones de activos, al igual que se podrán reducir los tiempos en el desarrollo de los proyectos en la contratación, los diseños, revisiones y en el Comisionamiento. Todo lo anterior impactando directamente en los costos de los proyecto y costos operativos, y se tendrá el valor agregado de que la información se encontrará disponible para el personal de C.H.E.C. que la requiera, sin tener dependencia de personal específico dentro de la organización.

A. Anexo: Diagramas de principio

DIAGRAMAS DE PRINCIPIO 13.2 kV

Figura 3-1: Enclavamientos Apertura 23LXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia]

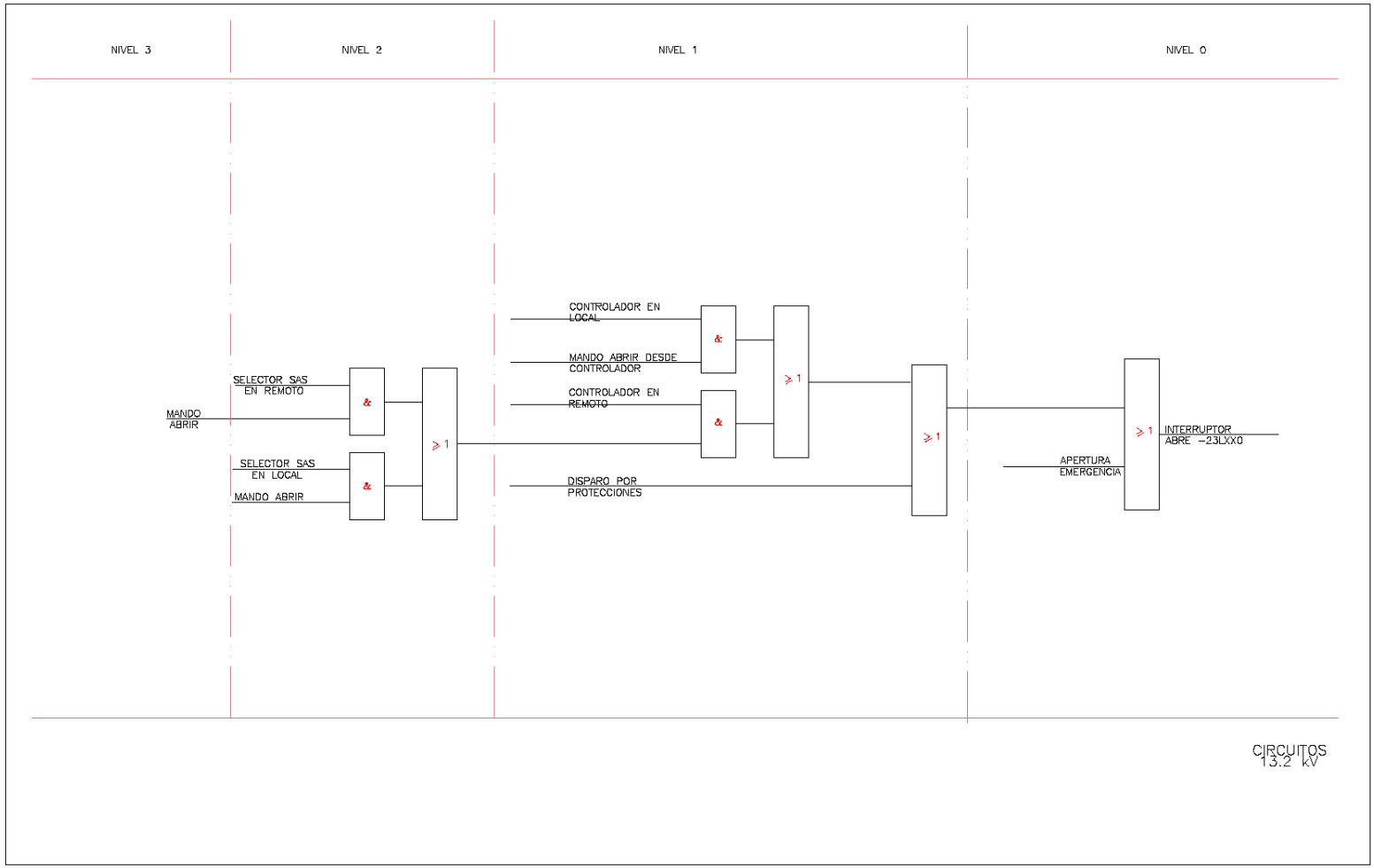


Figura 3-2: Enclavamientos Cierre 23LXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia]

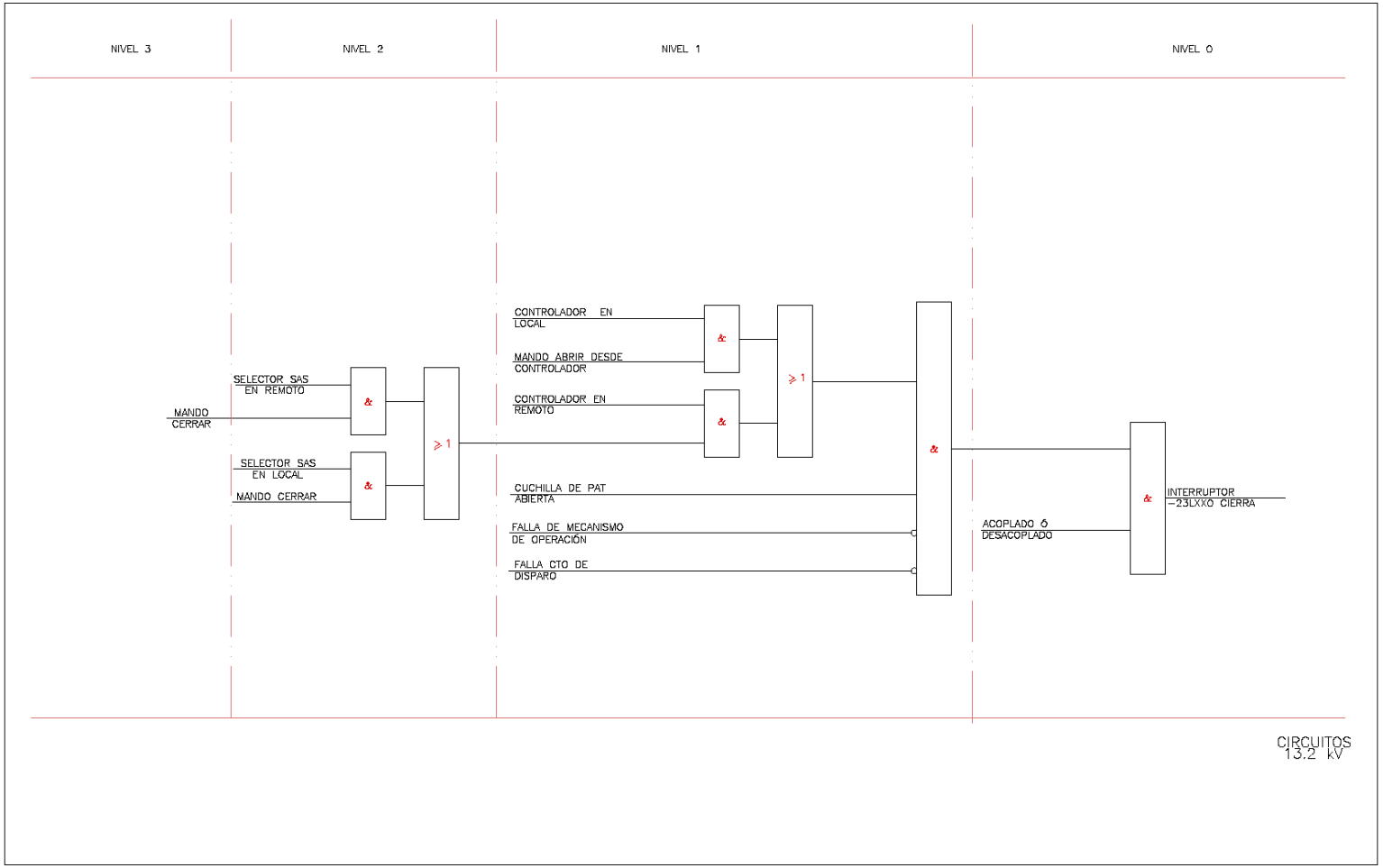


Figura 3-3: Enclavamientos Apertura 23TXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia]

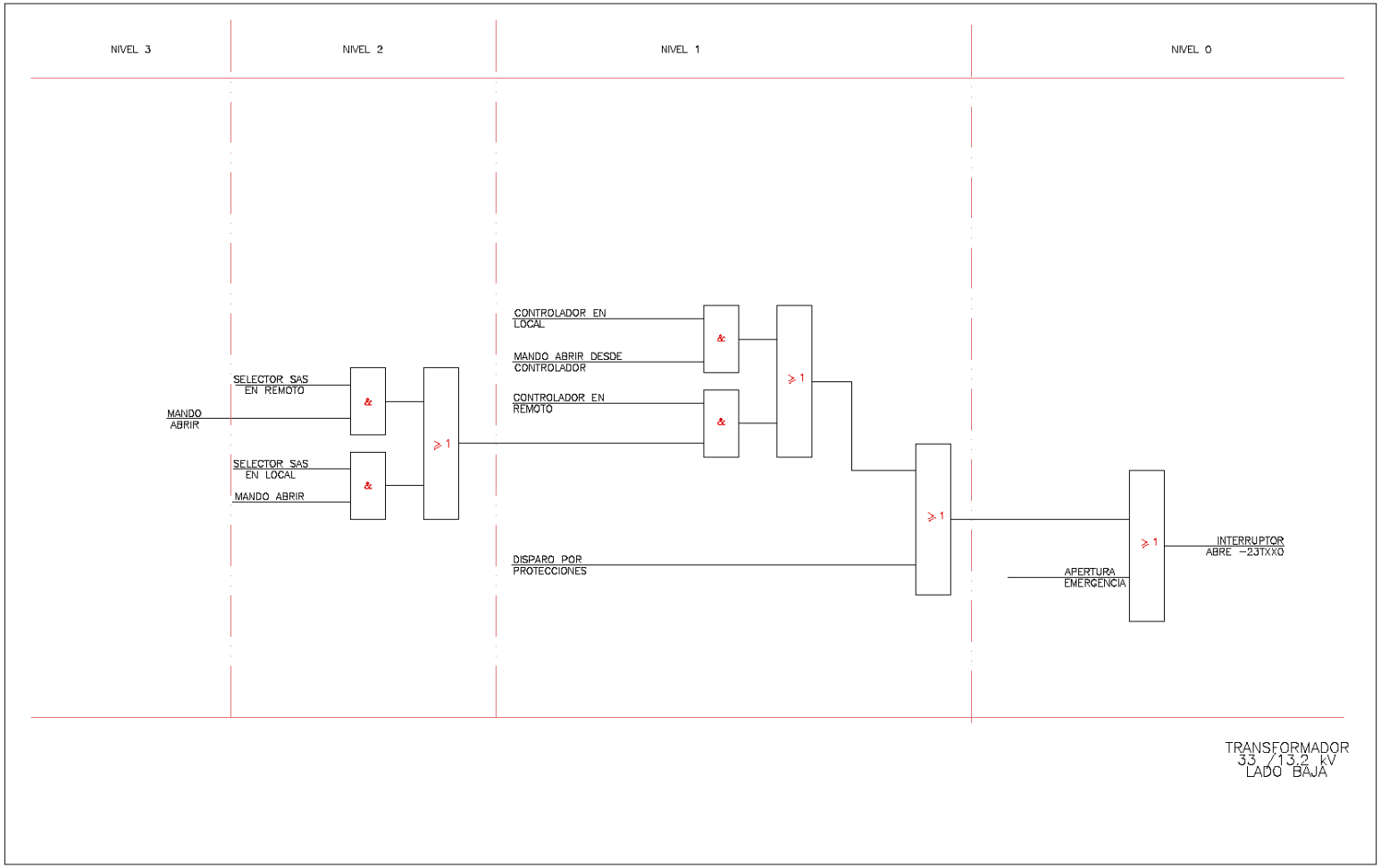
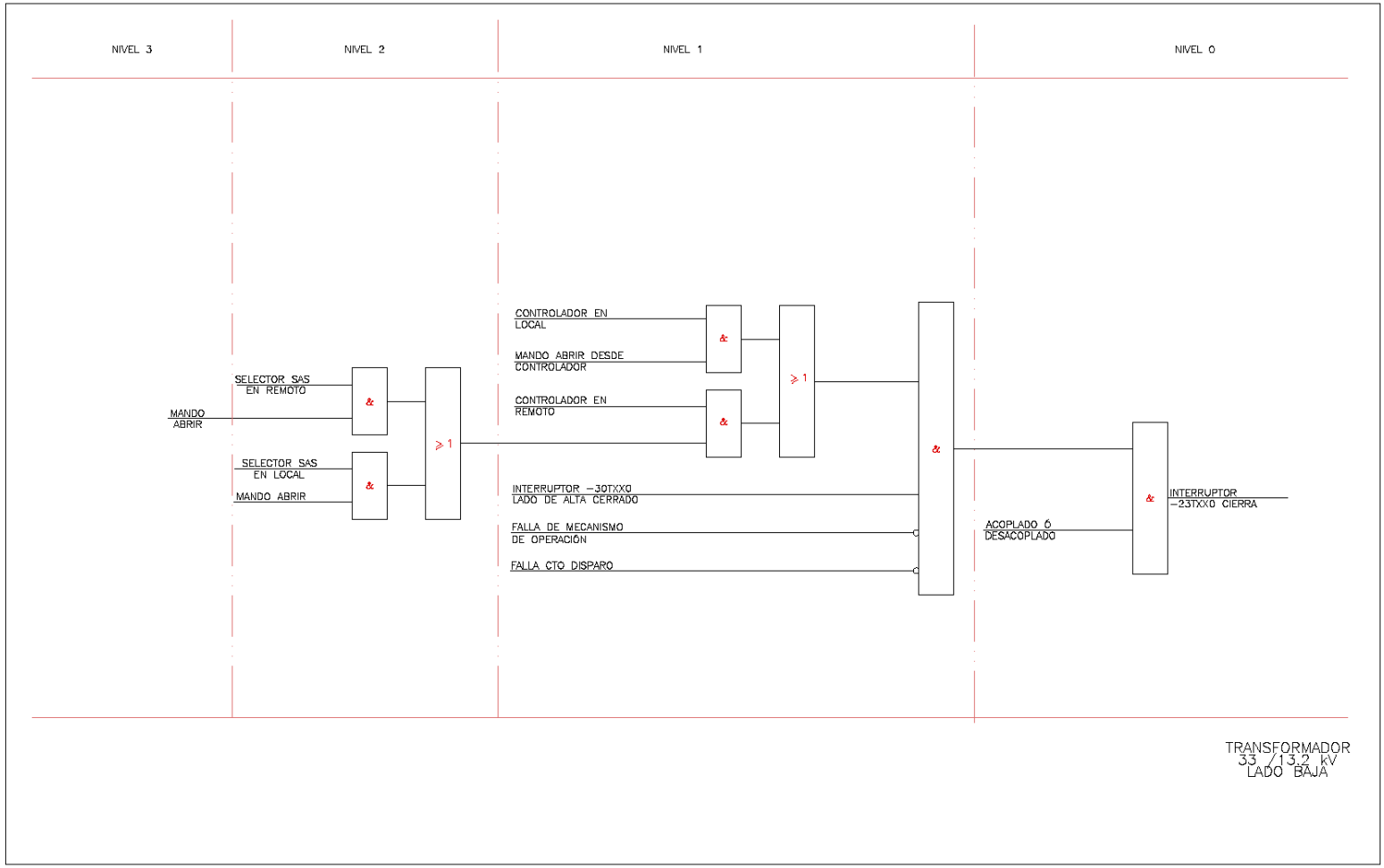


Figura 3-4: Enclavamientos Cierre 23TXX0 – nivel 13,2 kV [Elaboración propia]



DIAGRAMAS DE PRINCIPIO 33 kV

Figura 3-5: Enclavamientos 30TXX1 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

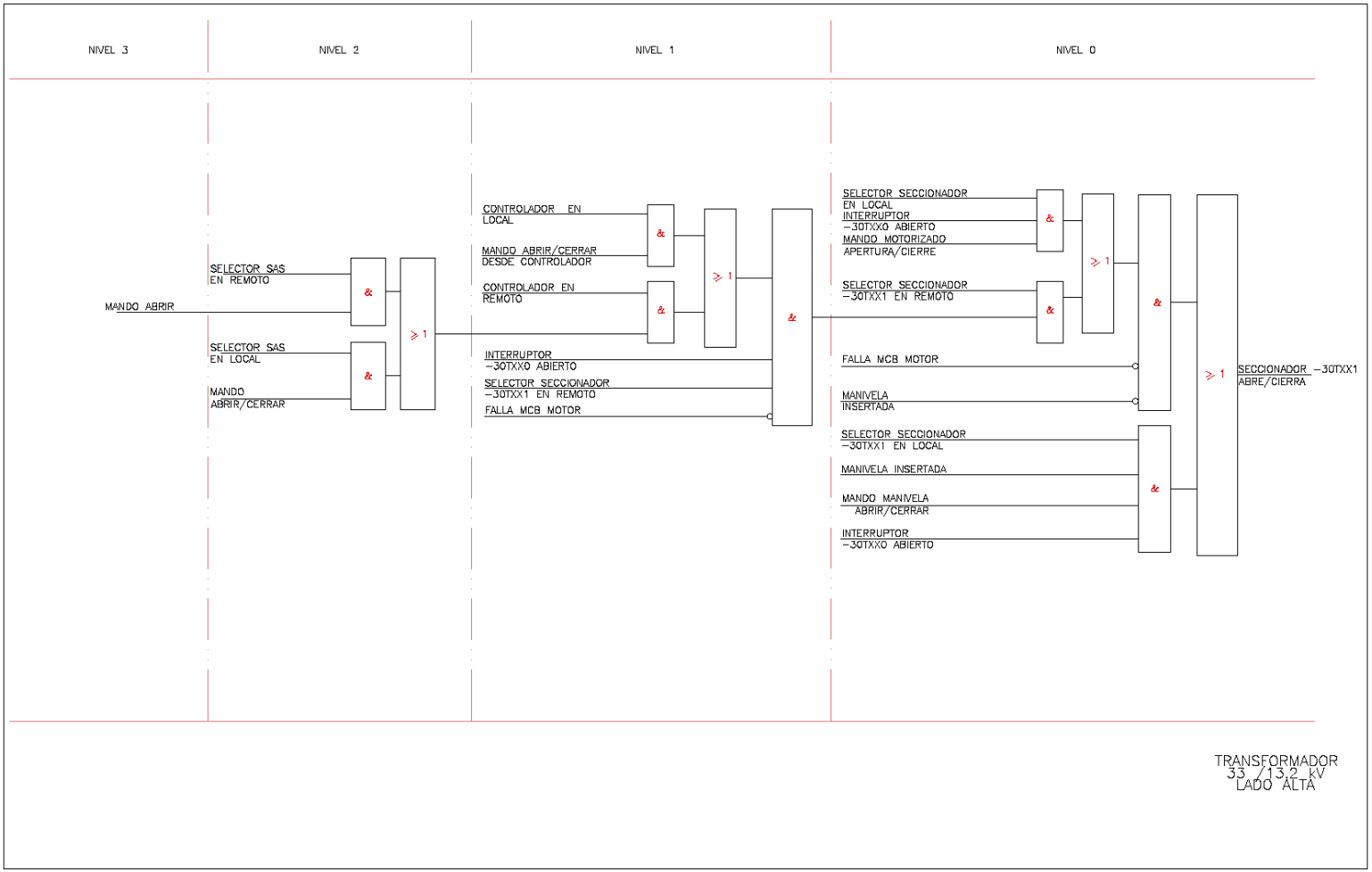


Figura 3-6: Enclavamientos 30TXX7 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

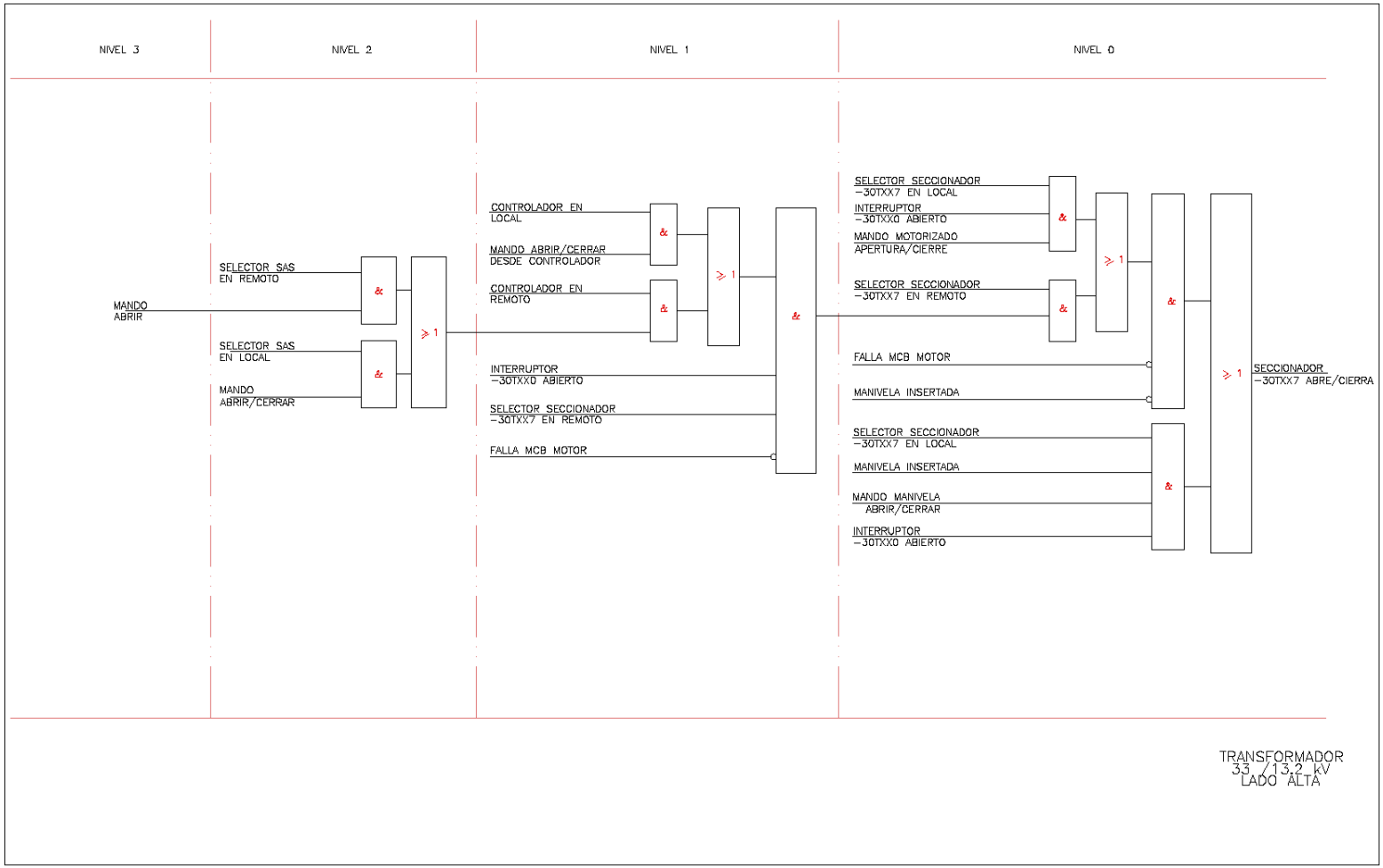


Figura 3-7: Enclavamientos 30TXX6 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

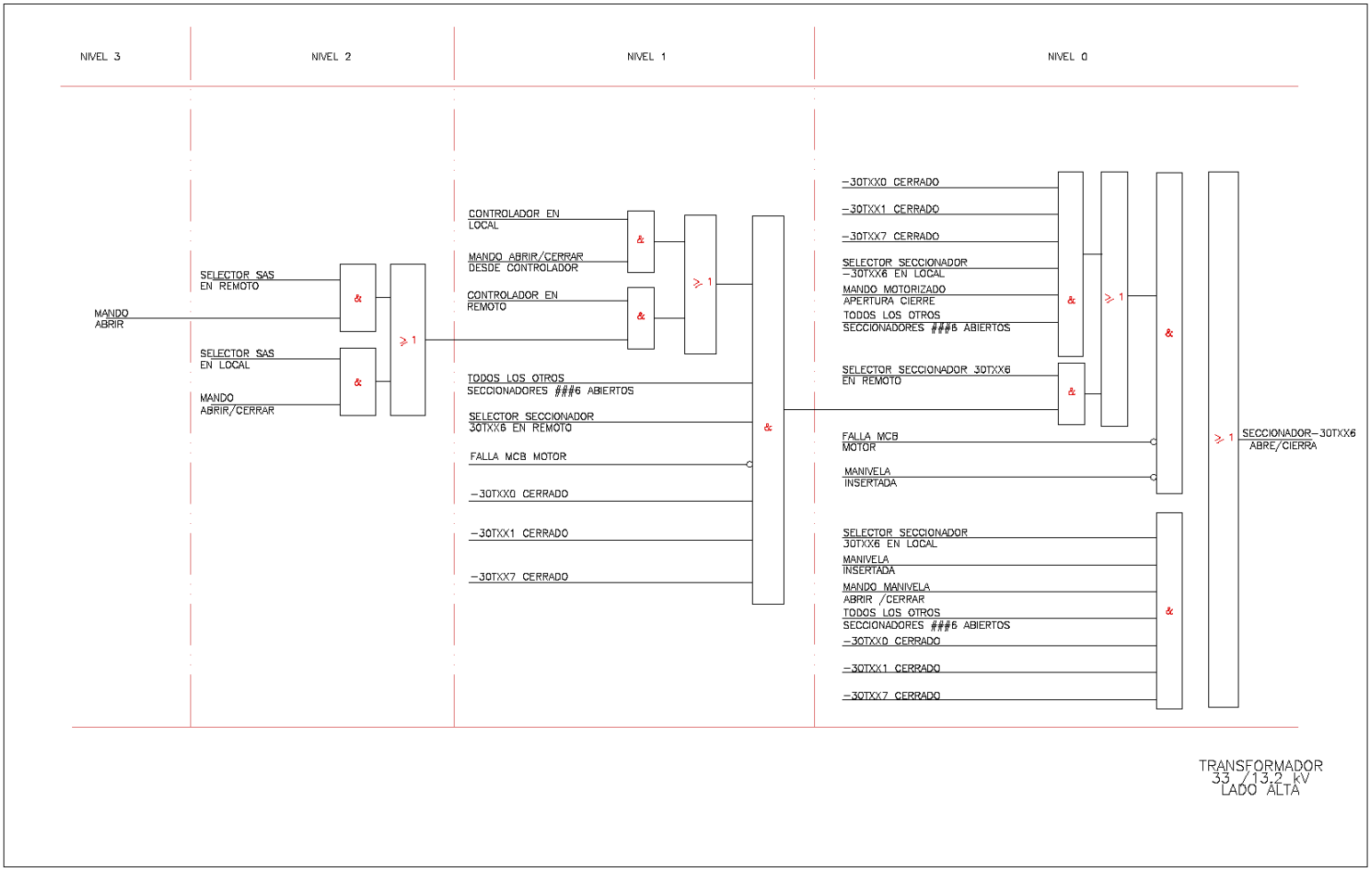


Figura 3-8: Enclavamientos Apertura 30TXX0 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

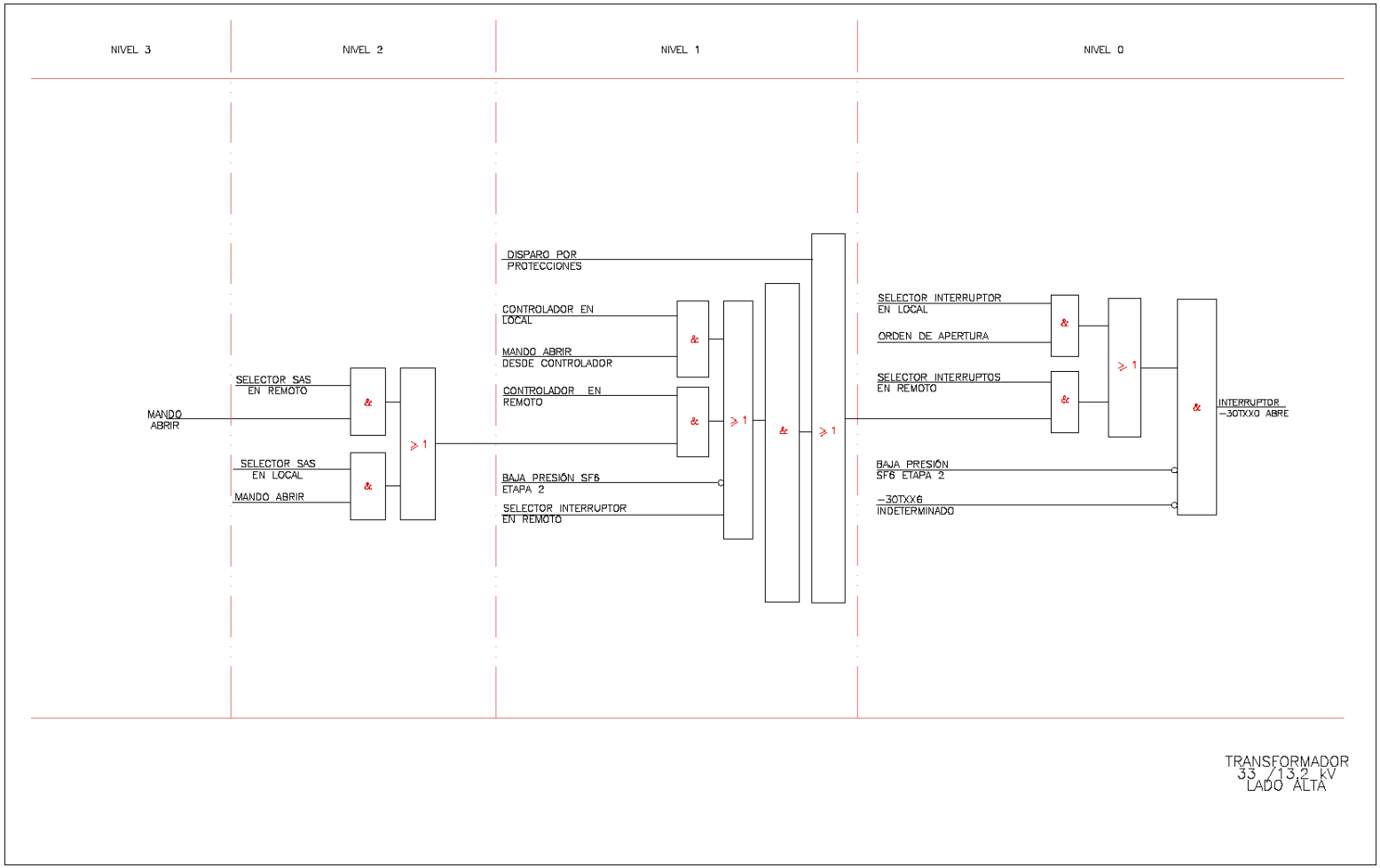


Figura 3-9: Enclavamientos Cierre 30TXX0 – transformador 33/13,2 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

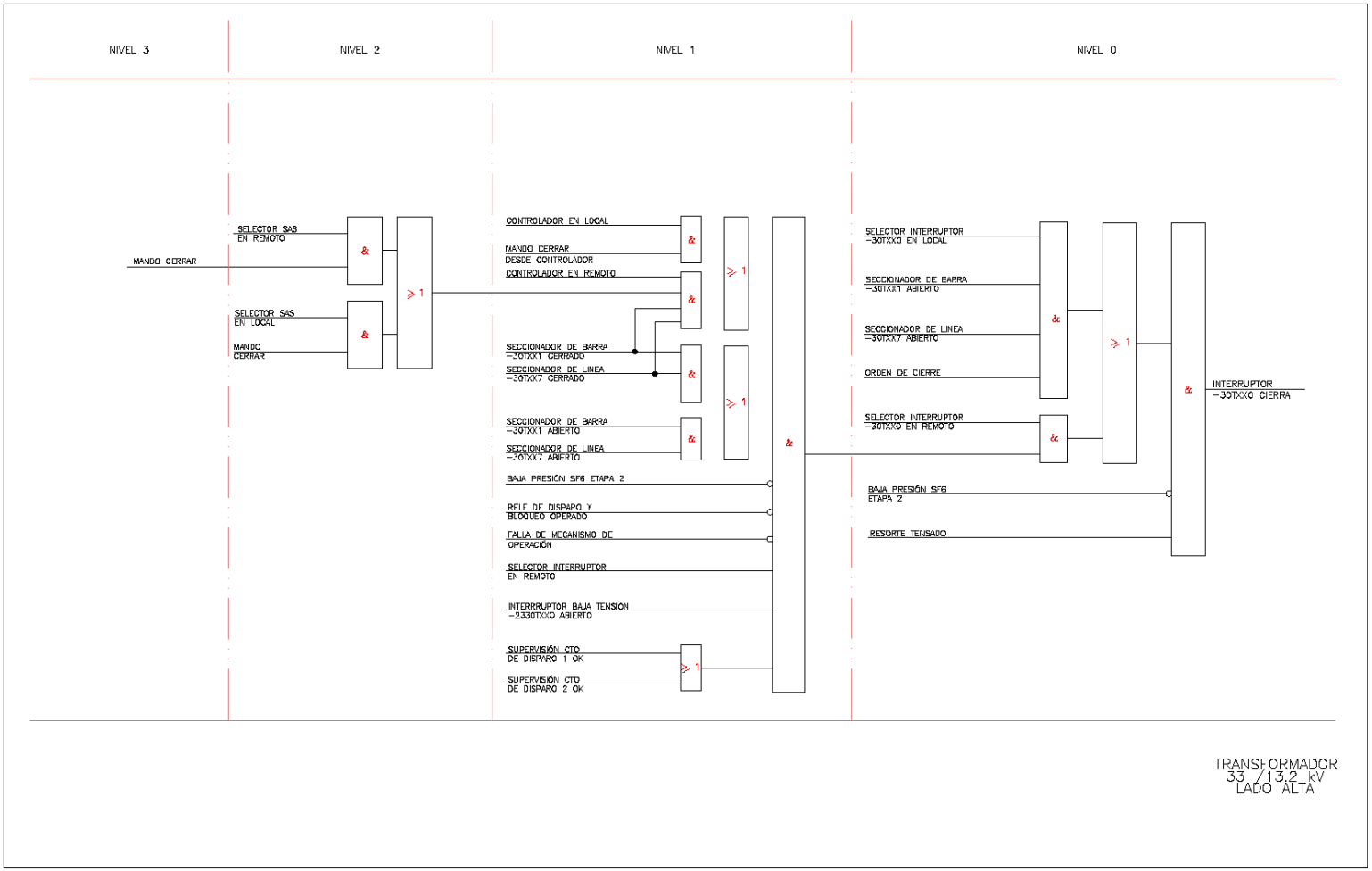


Figura 3-10: Enclavamientos 30LXX1 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

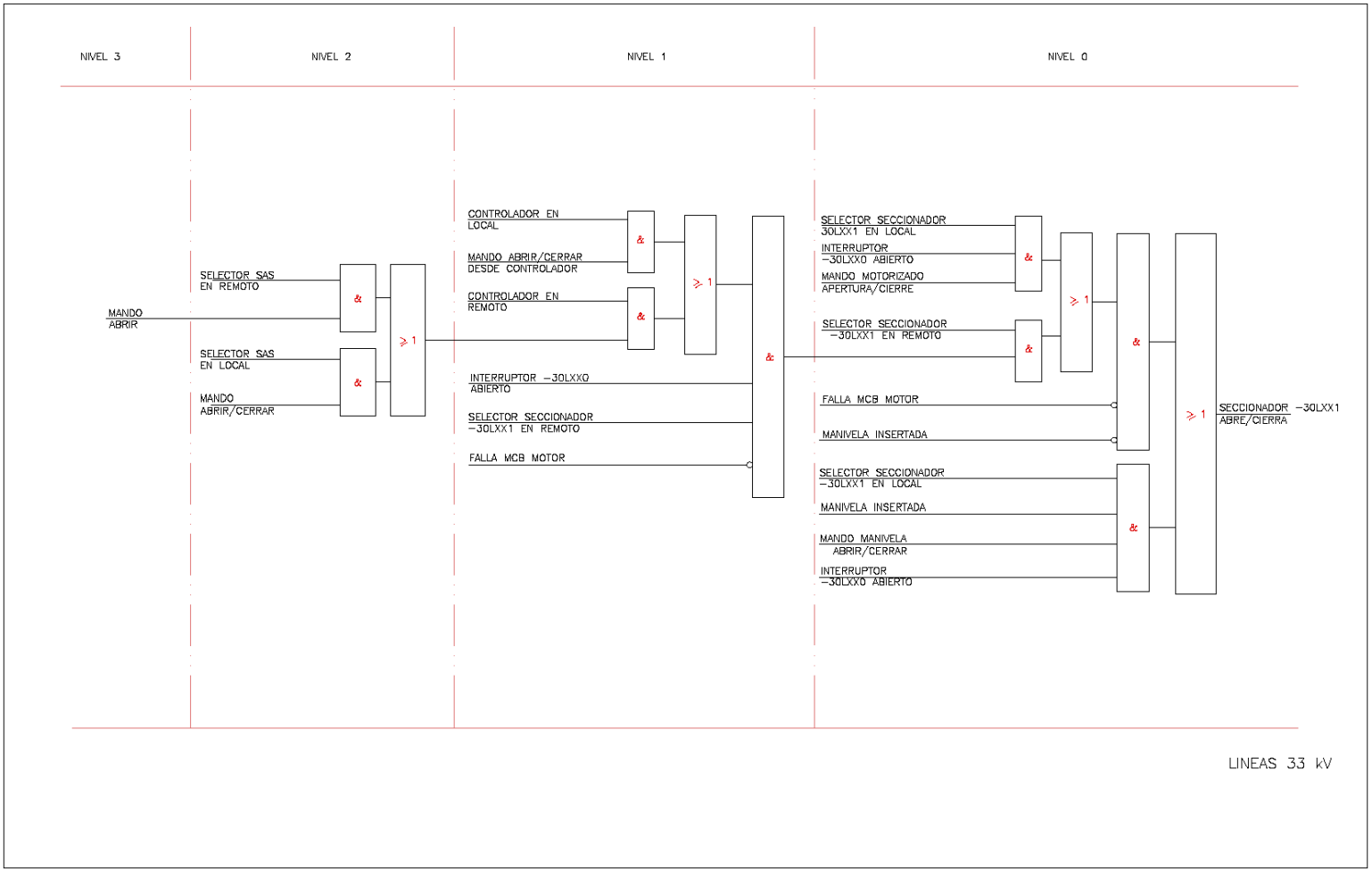


Figura 3-11: Enclavamientos 30LXX7 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

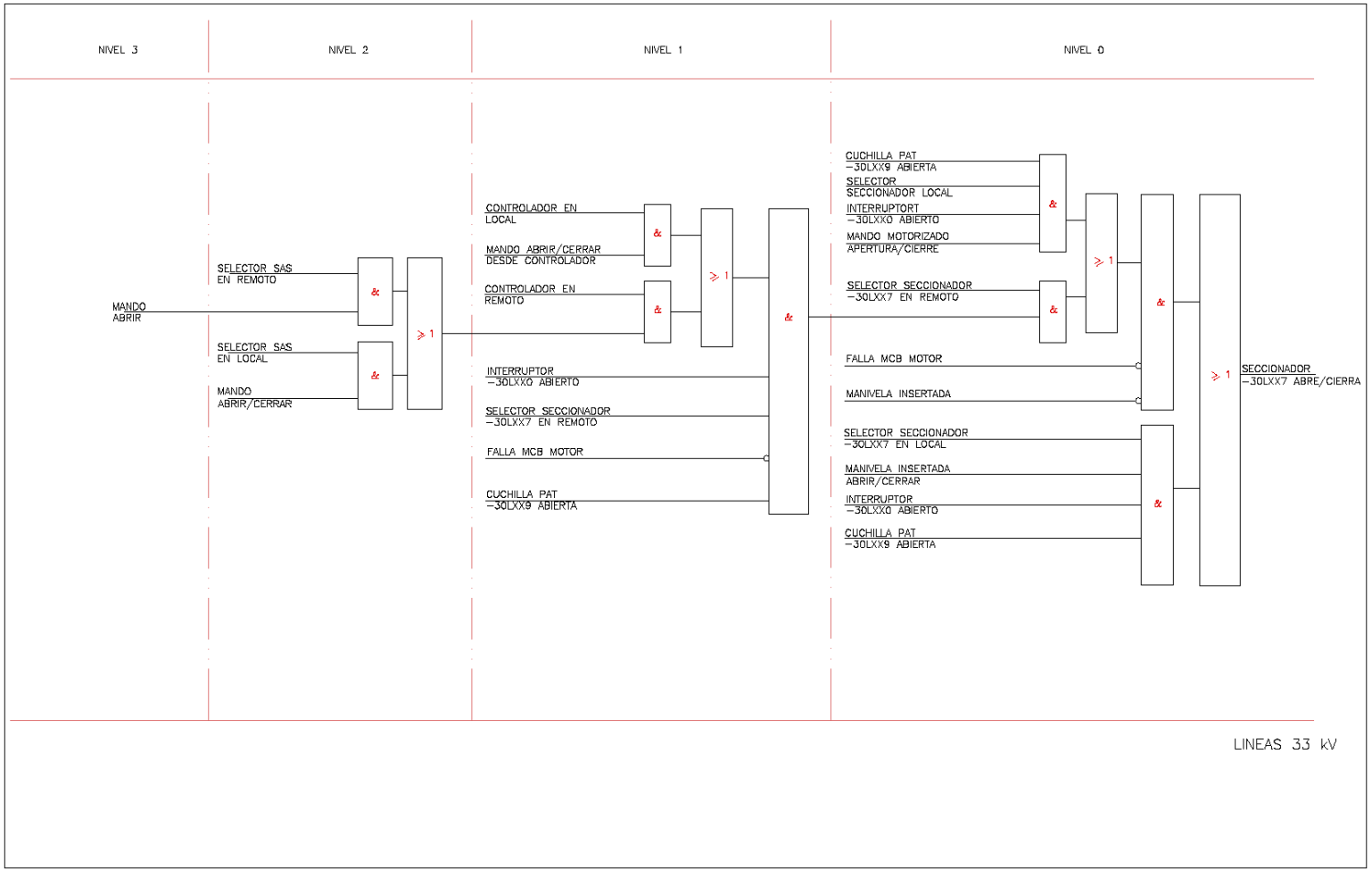


Figura 3-12: Enclavamientos 30LXX6 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

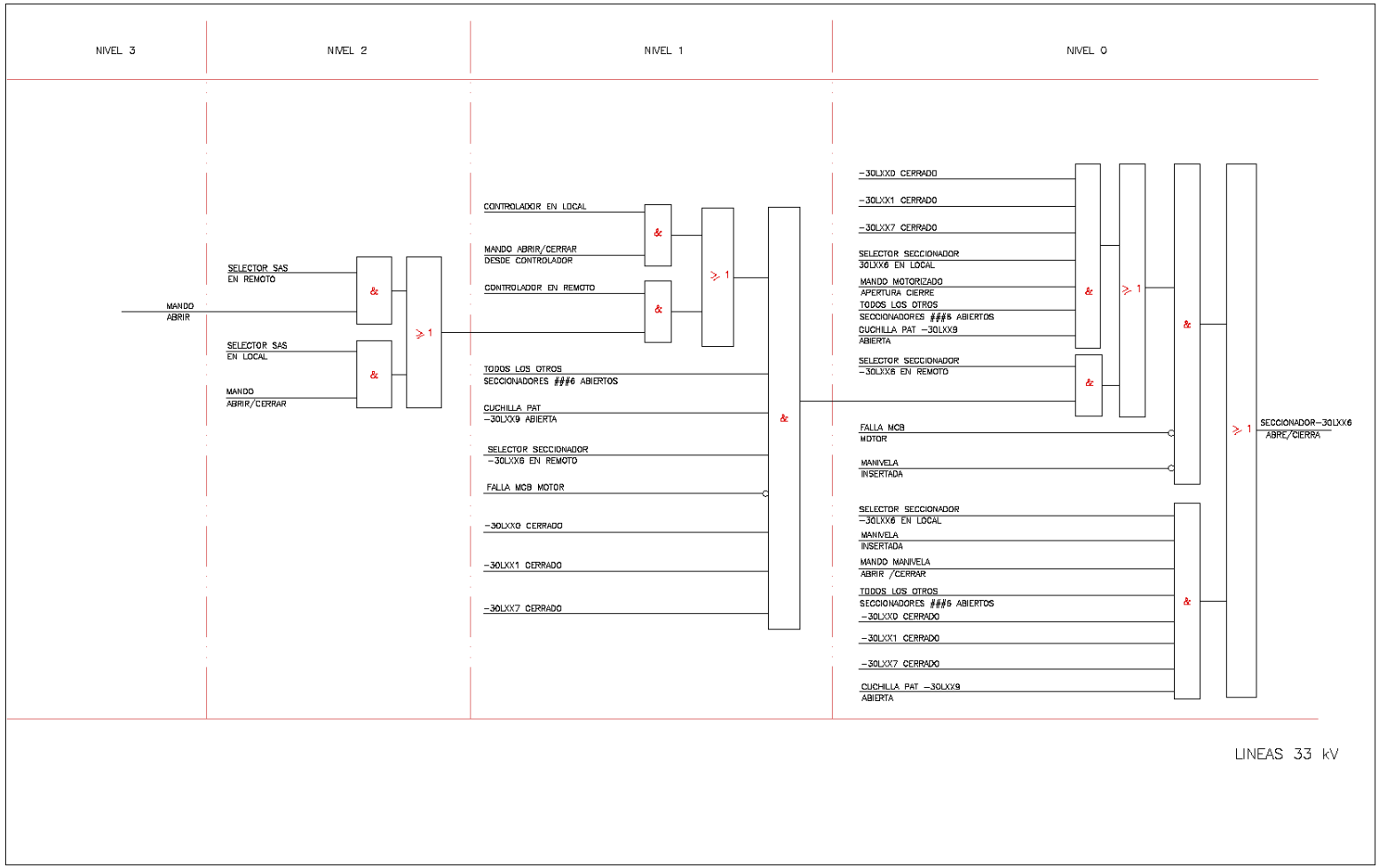


Figura 3-13: Enclavamientos 30LXX9 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

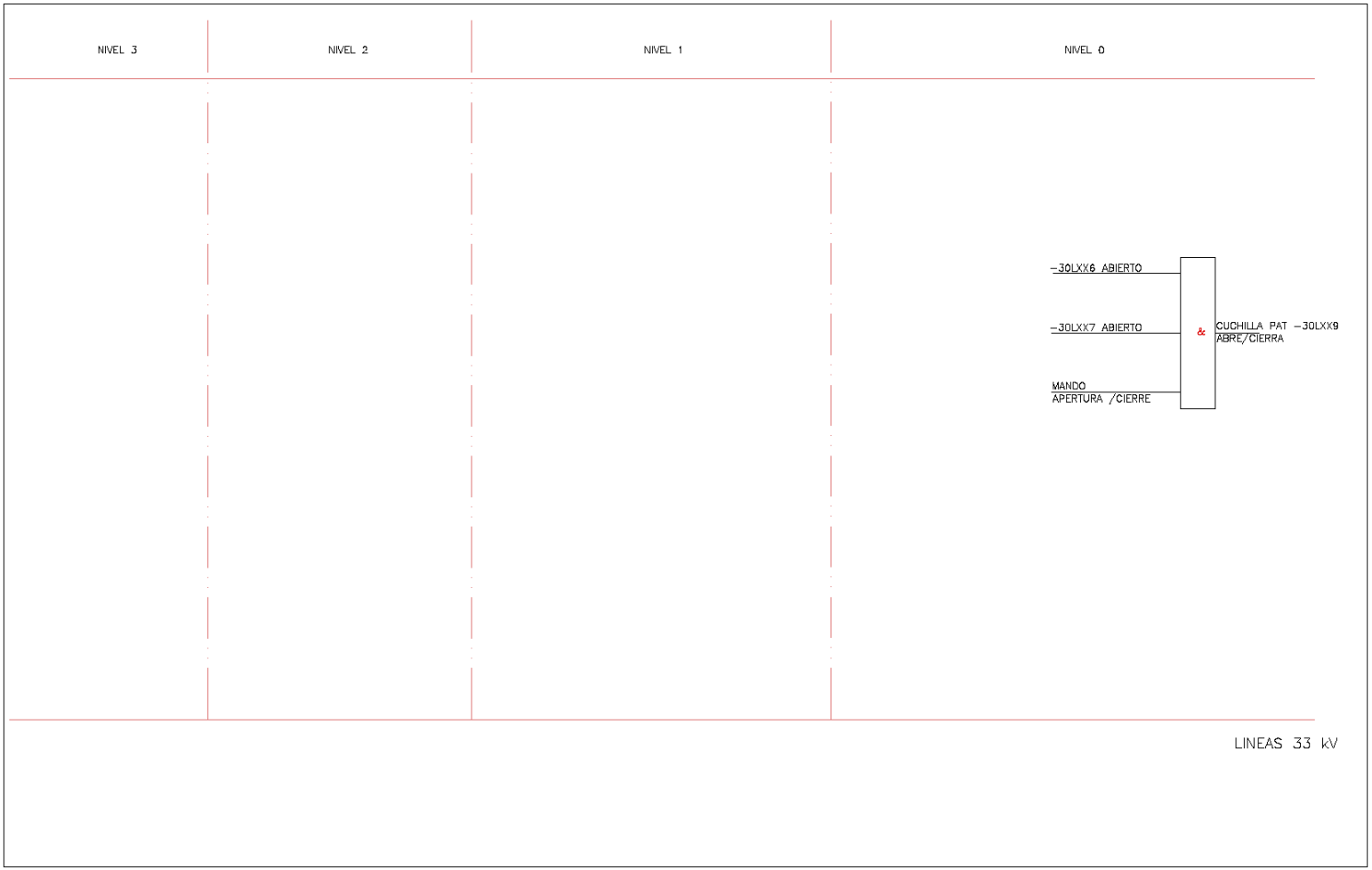


Figura 3-14: Enclavamientos Apertura 30LXX0 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

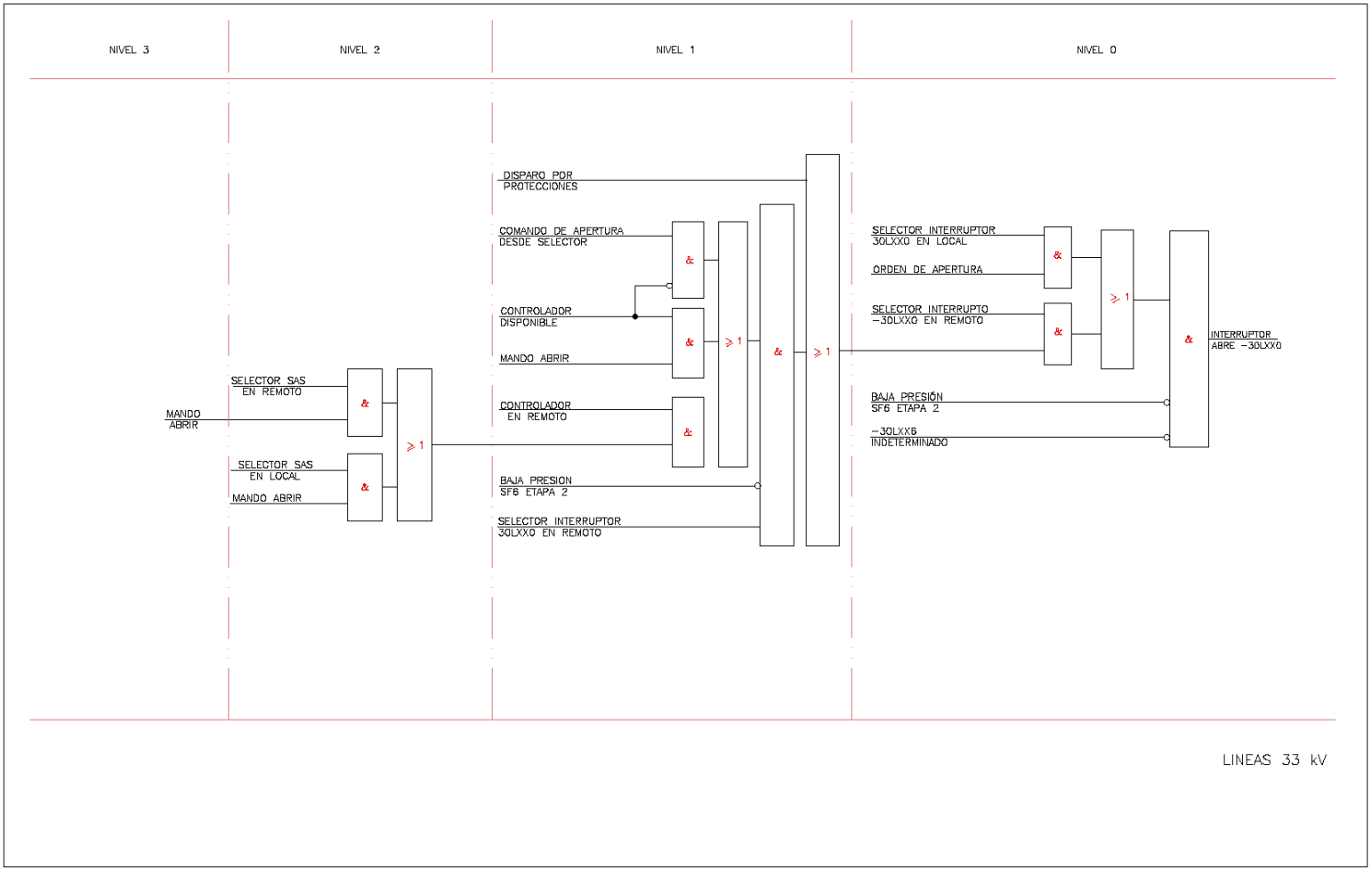


Figura 3-15: Enclavamientos Cierre 30LXX0 – nivel 33 kV [Elaboración propia]

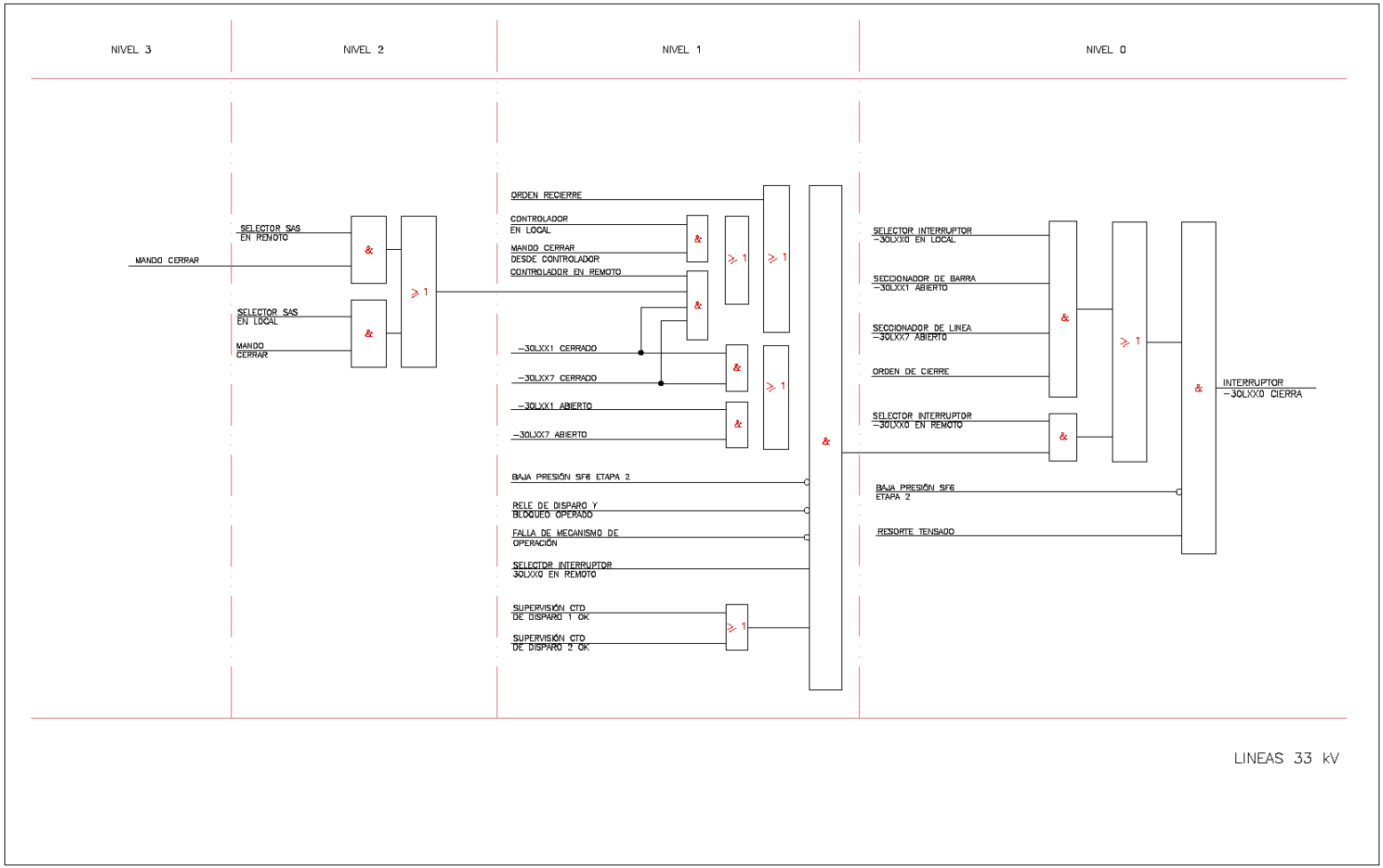


Figura 3-16: Enclavamientos 30TXX1 – transformador 115/33 kV - nivel 33 kV [Elaboración propia]

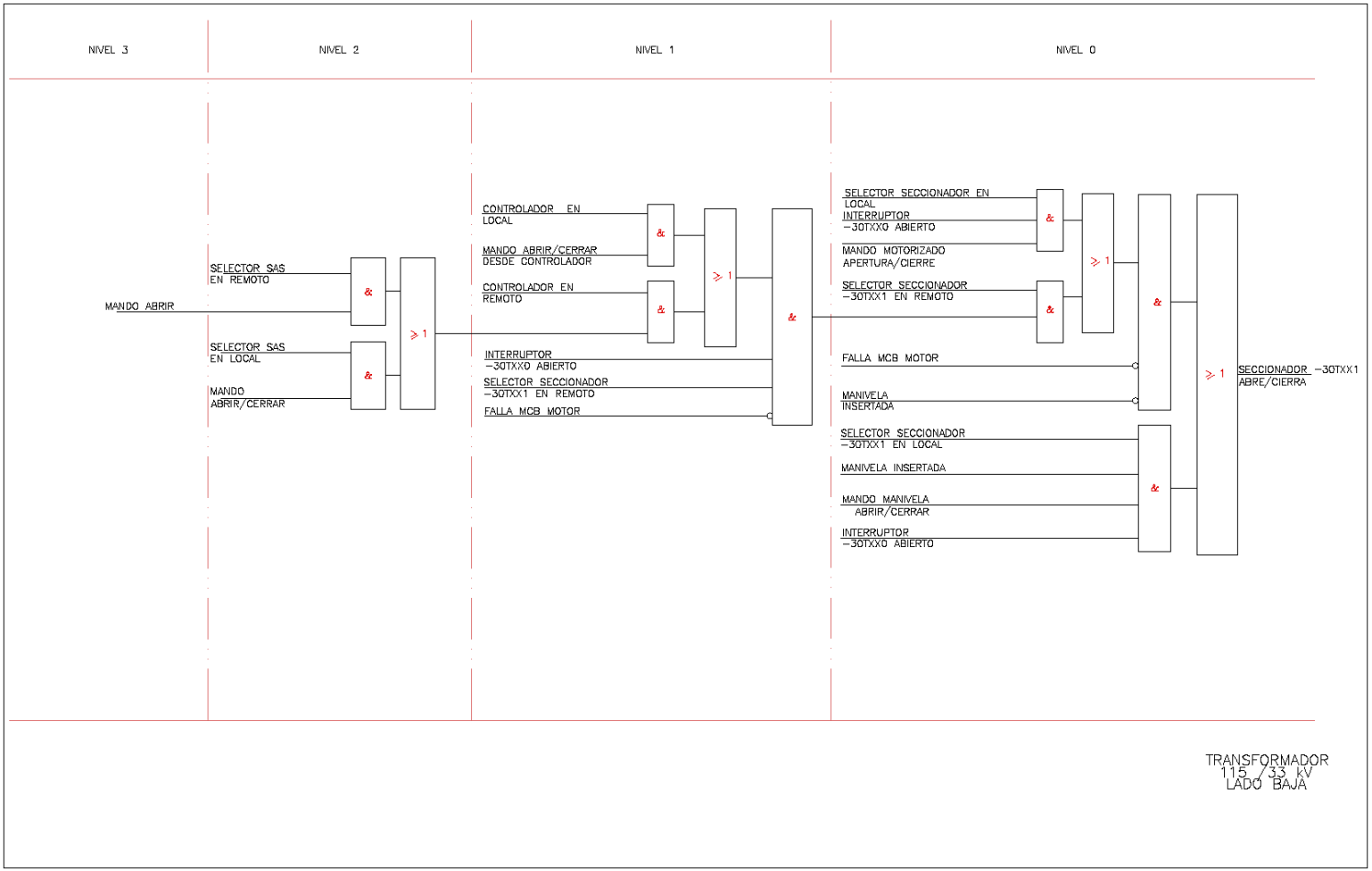


Figura 3-17: Enclavamientos 30TXX7 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]

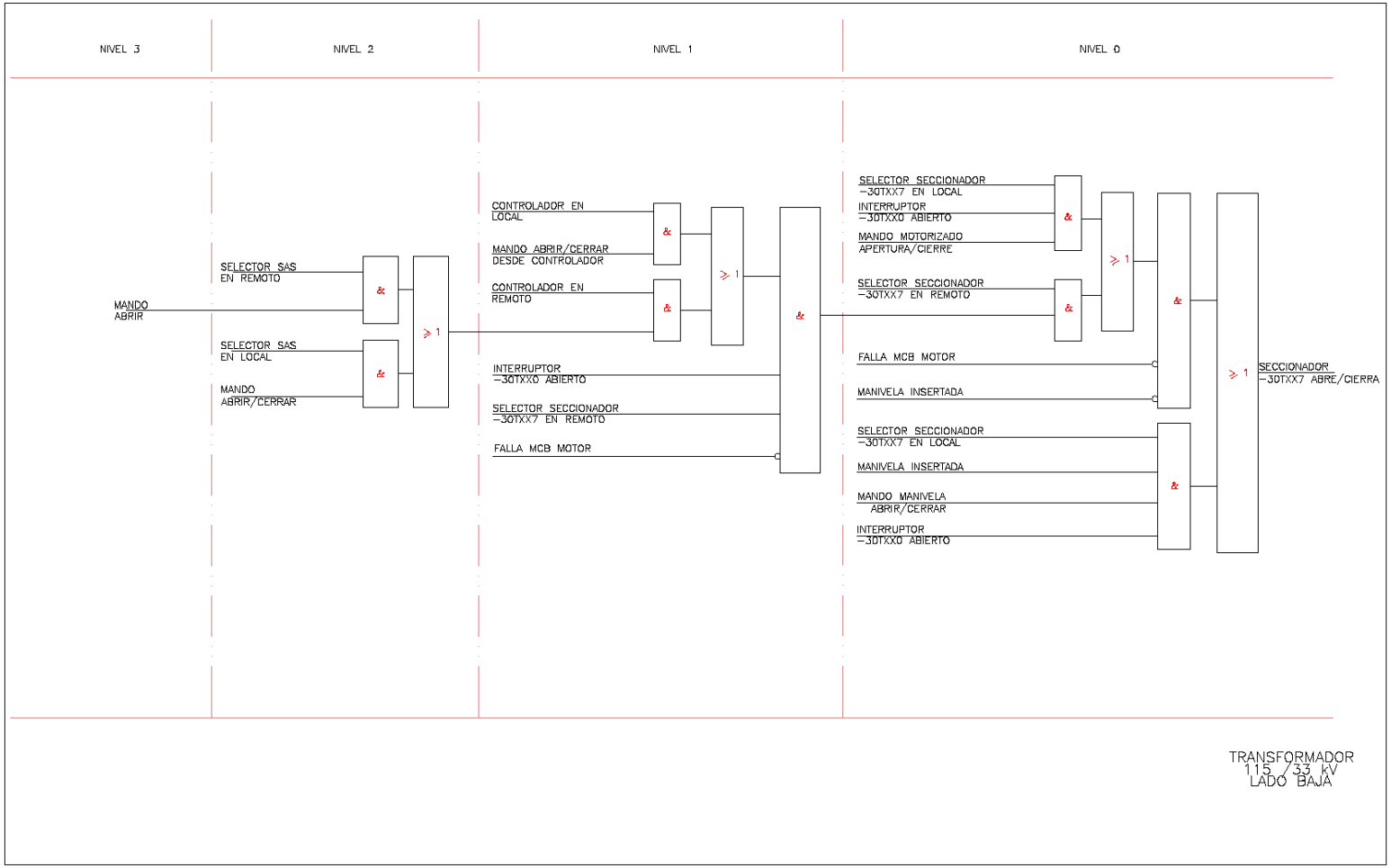


Figura 3-18: Enclavamientos 30TXX6 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]

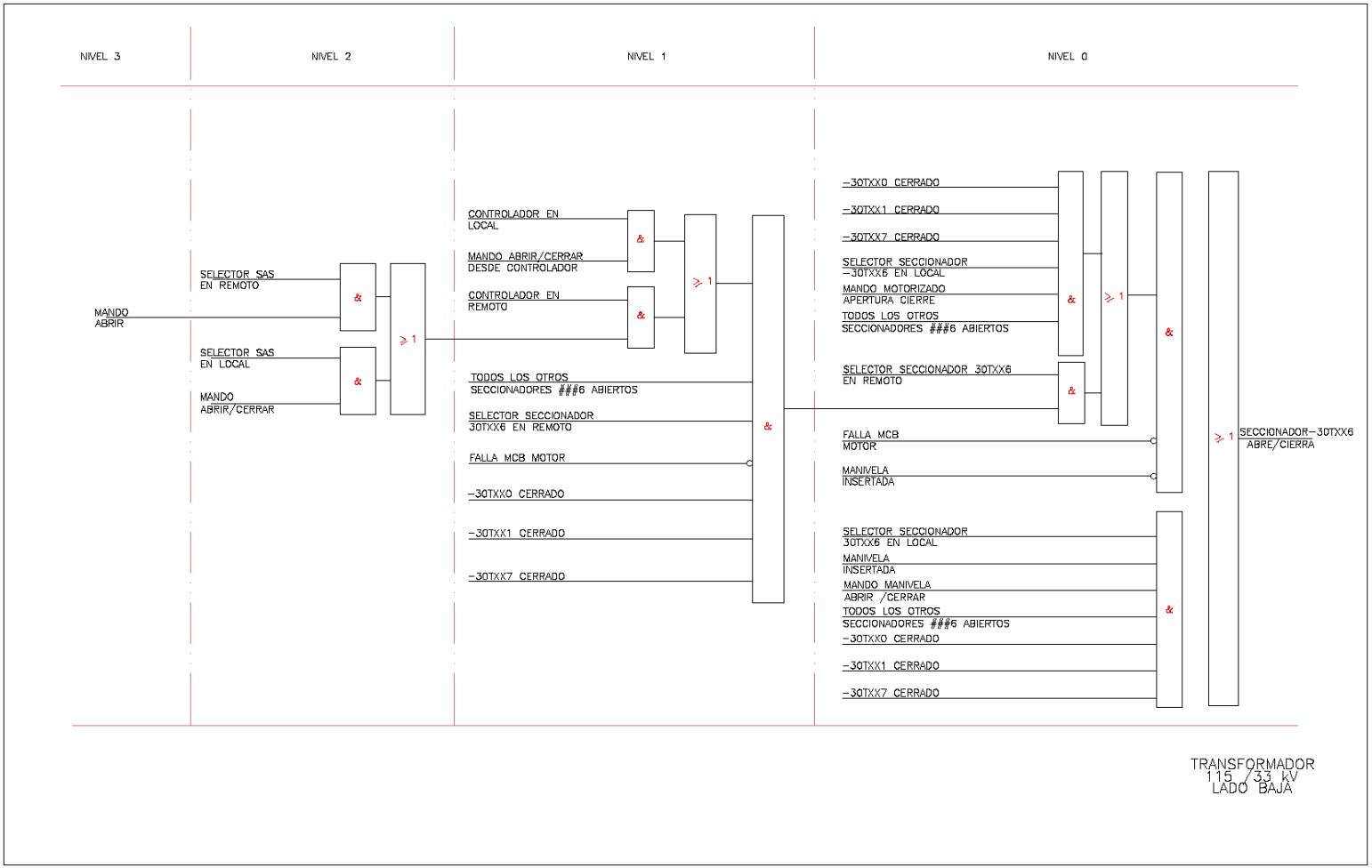


Figura 3-19: Enclavamientos Apertura 30TXX0 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]

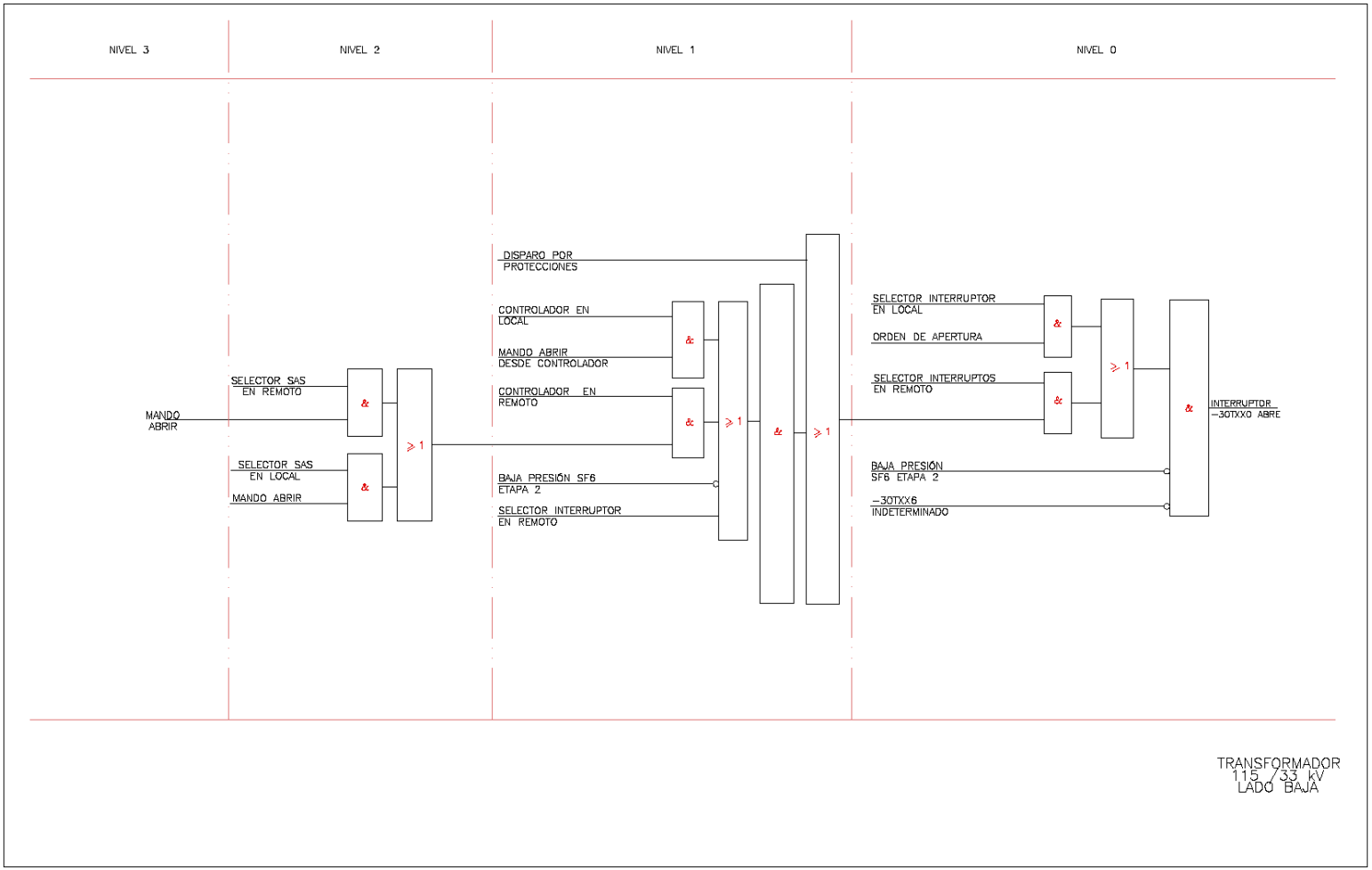
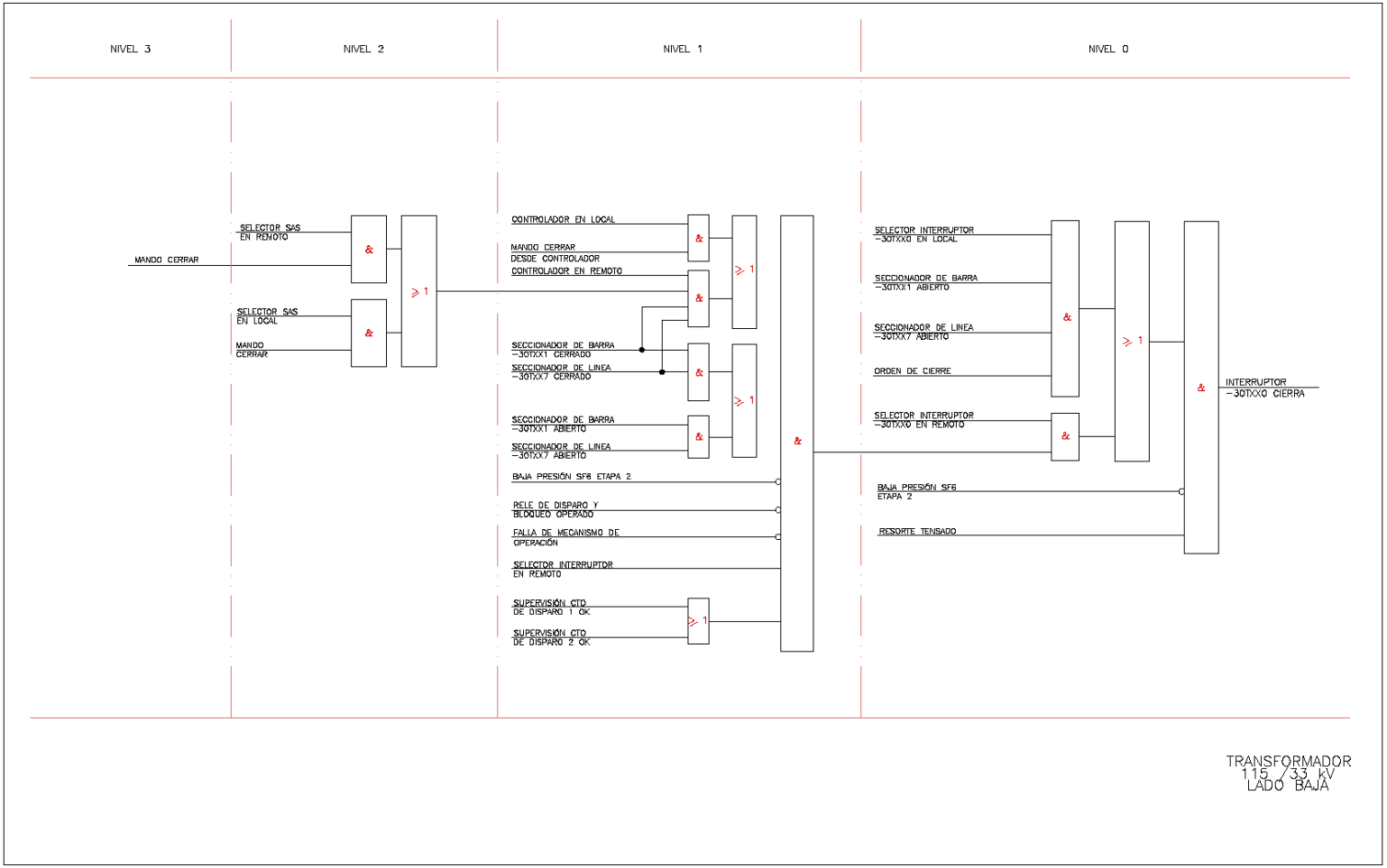


Figura 3-20: Enclavamientos Cierre 30TXX0 – transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]



DIAGRAMAS DE PRINCIPIO 115 kV

Figura 3-21: Enclavamientos 40TXX1 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

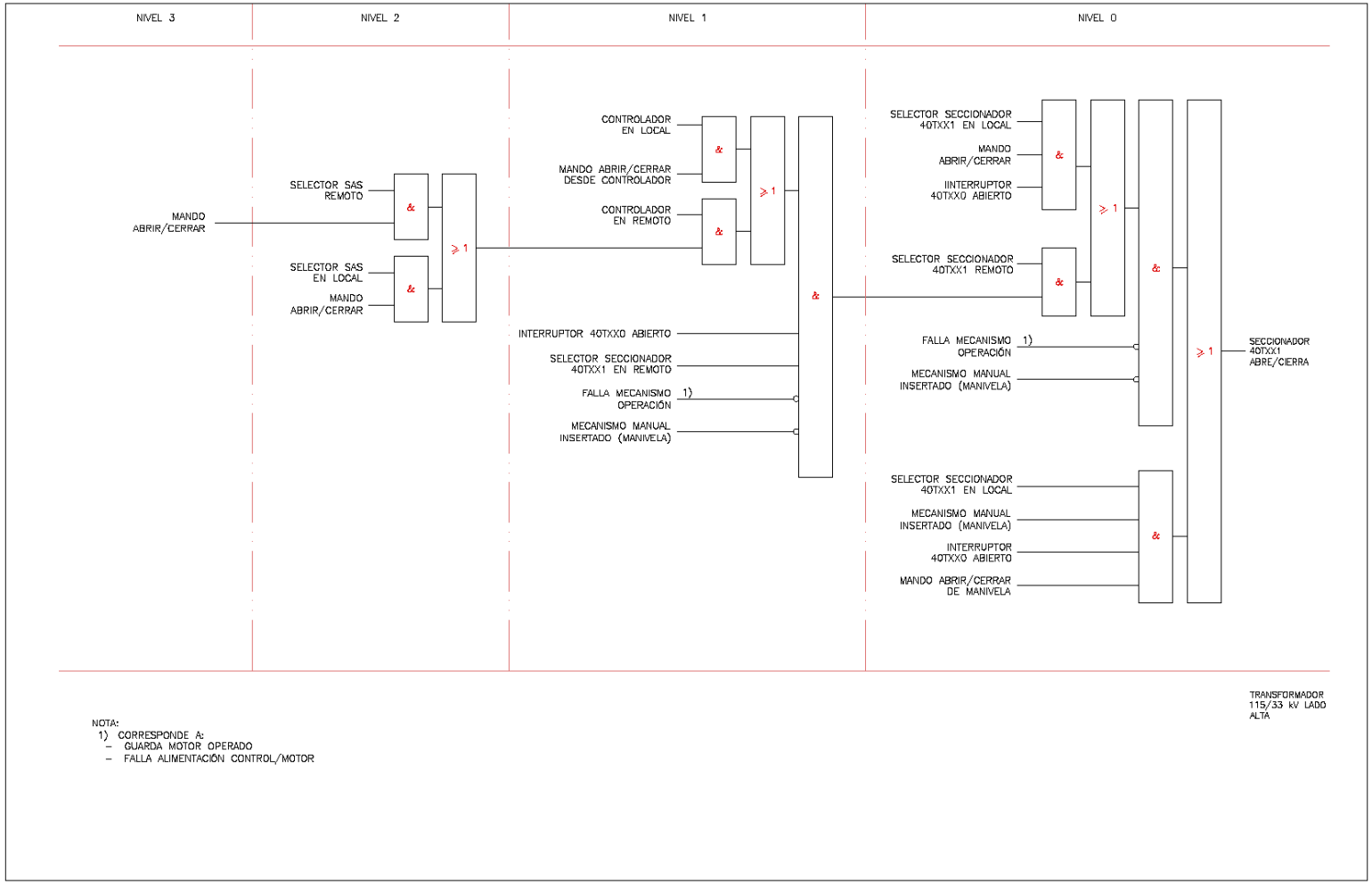


Figura 3-22: Enclavamientos 40TXX7 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

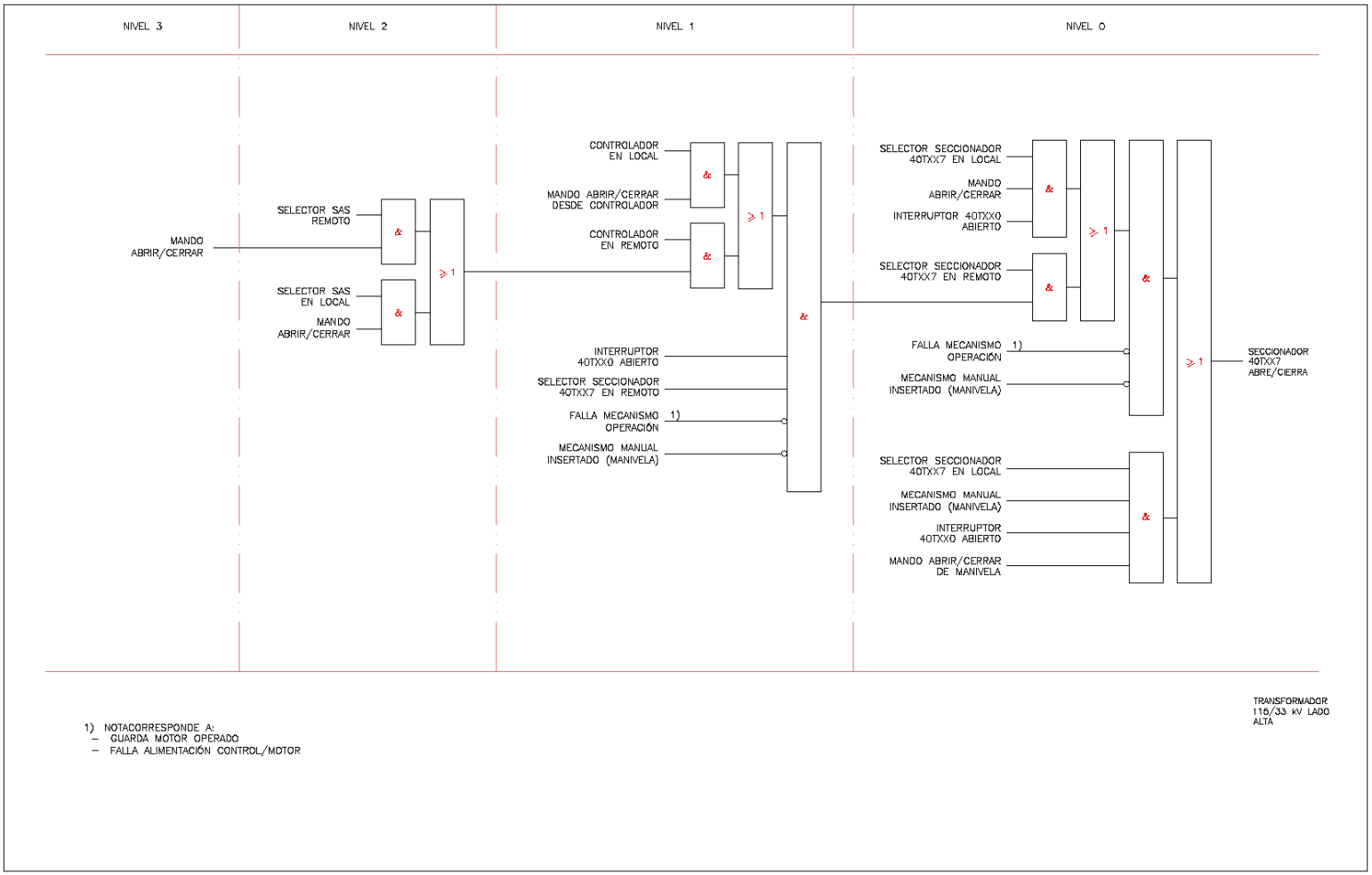


Figura 3-23: Enclavamientos 40TXX6 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

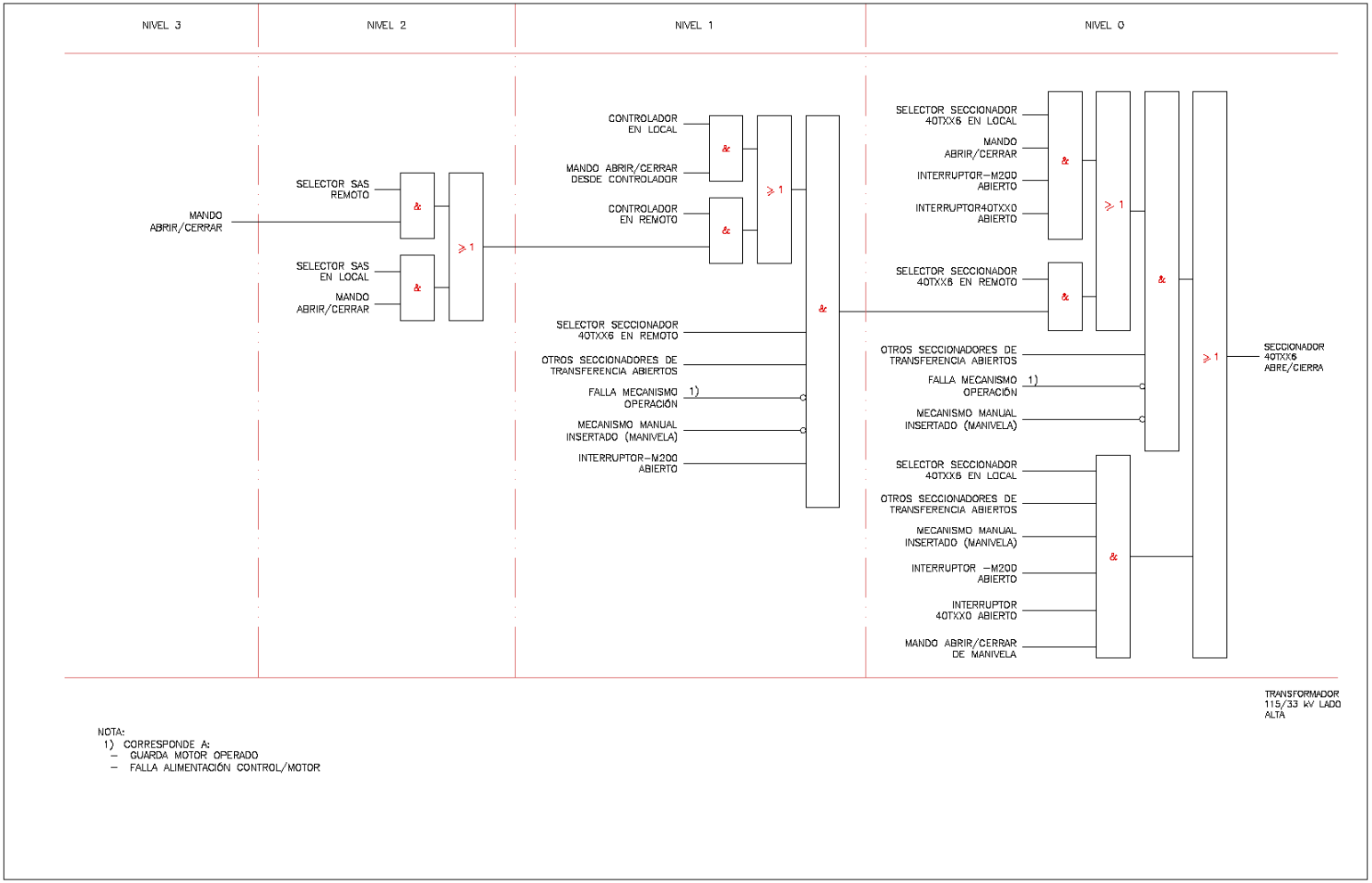


Figura 3-24: Enclavamientos Apertura 40TXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

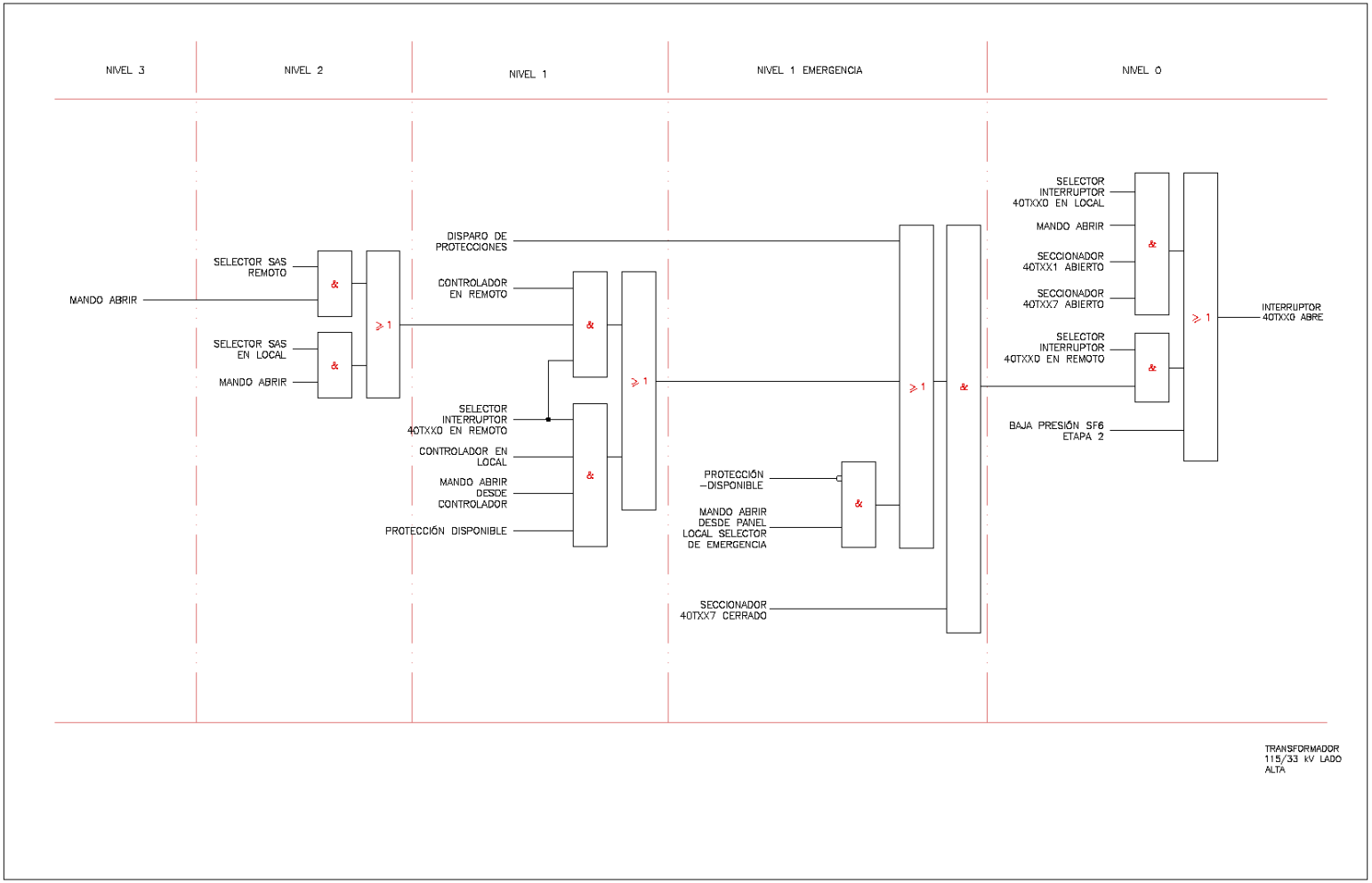


Figura 3-25: Enclavamientos Cierre 40TXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

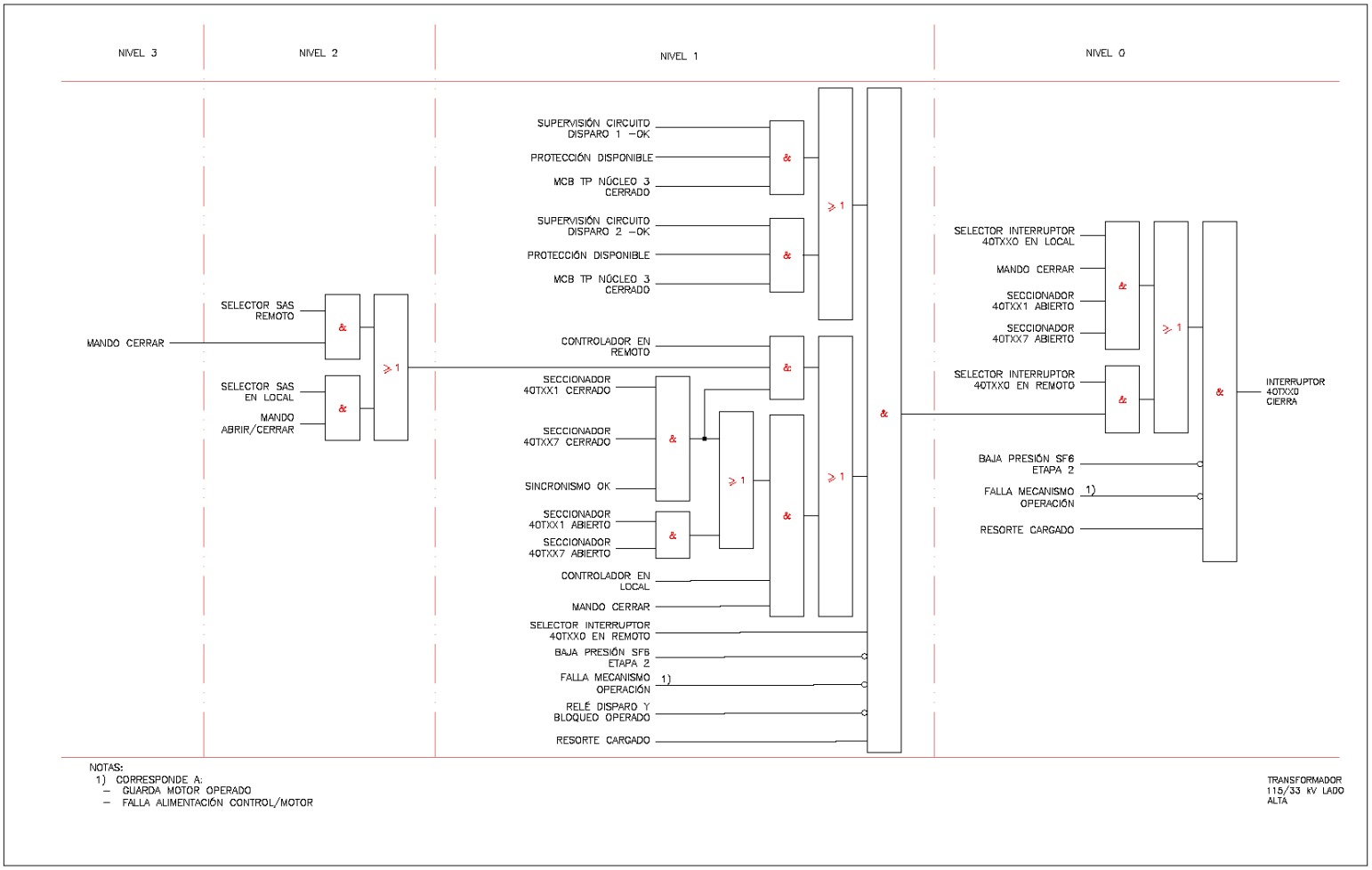


Figura 3-26: Enclavamientos 40LXX1 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

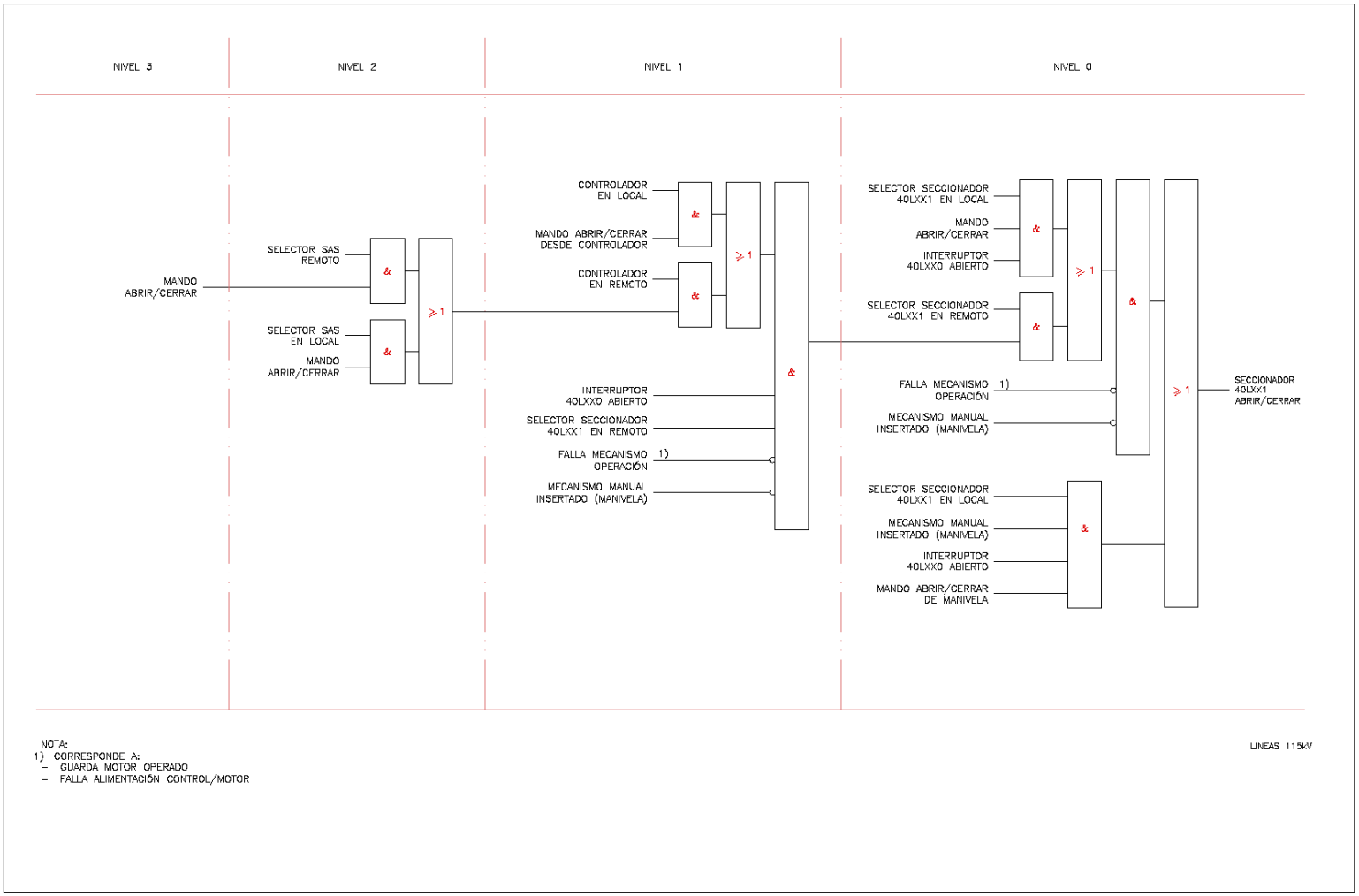


Figura 3-27: Enclavamientos 40LXX7 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

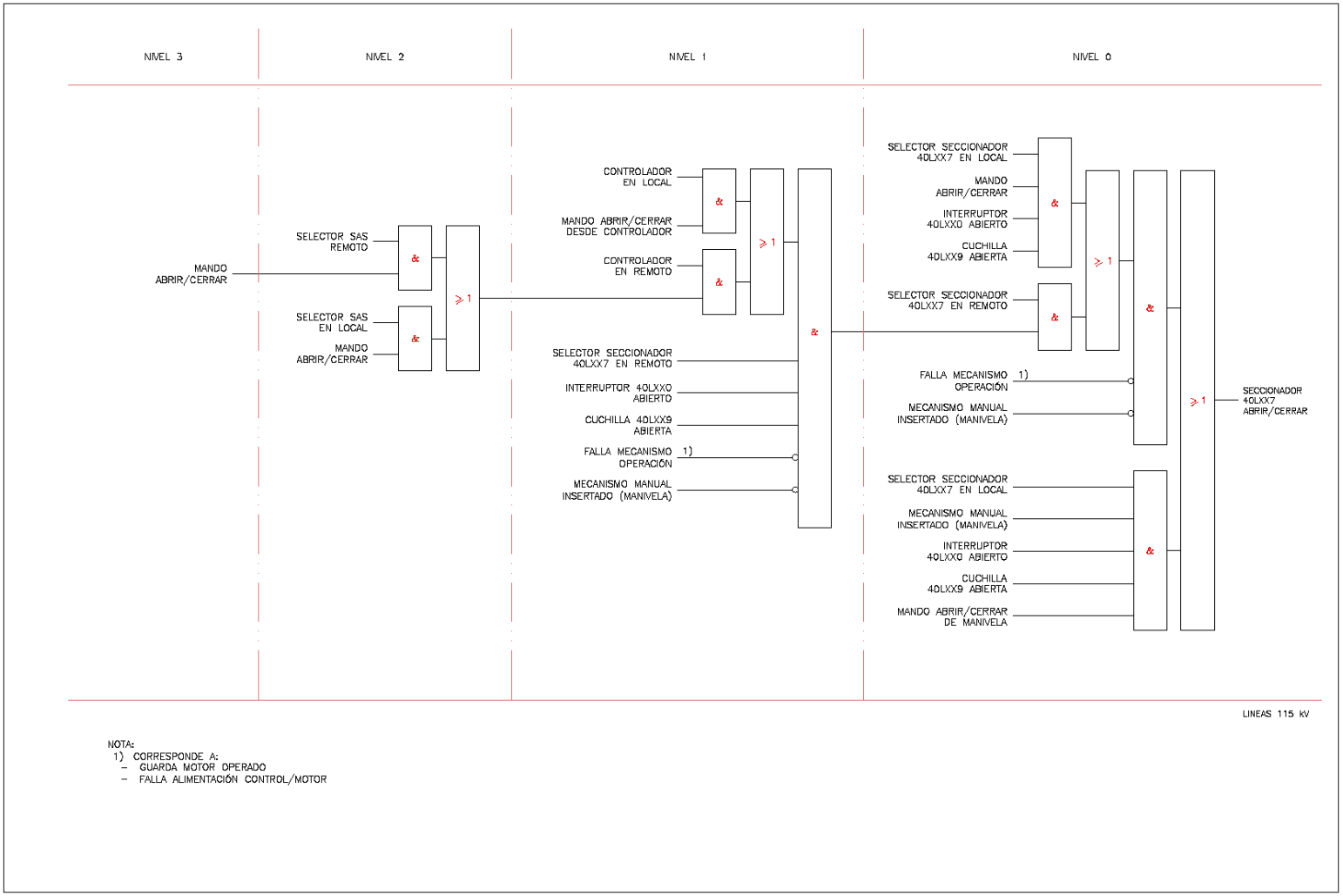


Figura 3-28: Enclavamientos 40LXX6 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

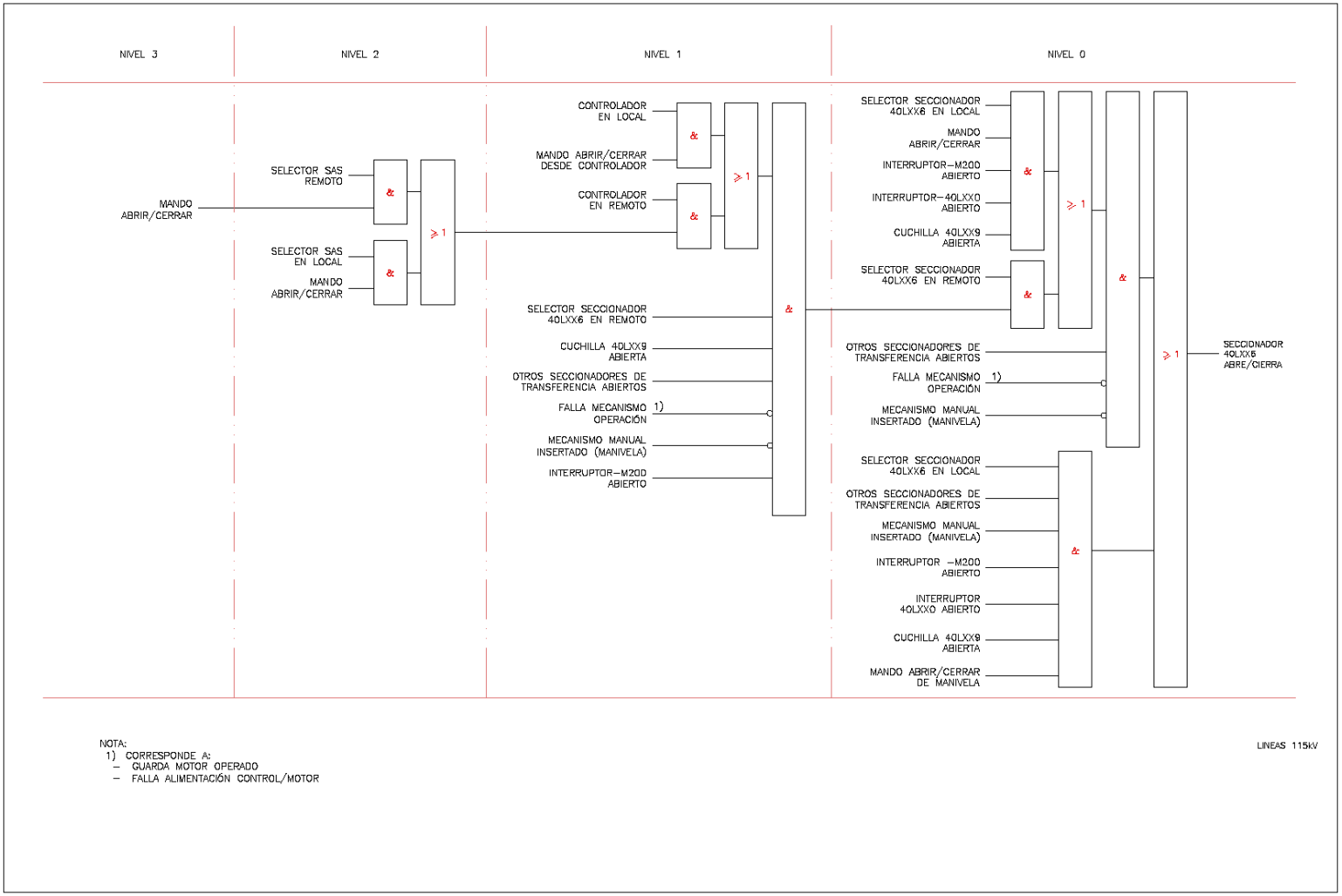


Figura 3-29: Enclavamientos 40LXX9 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

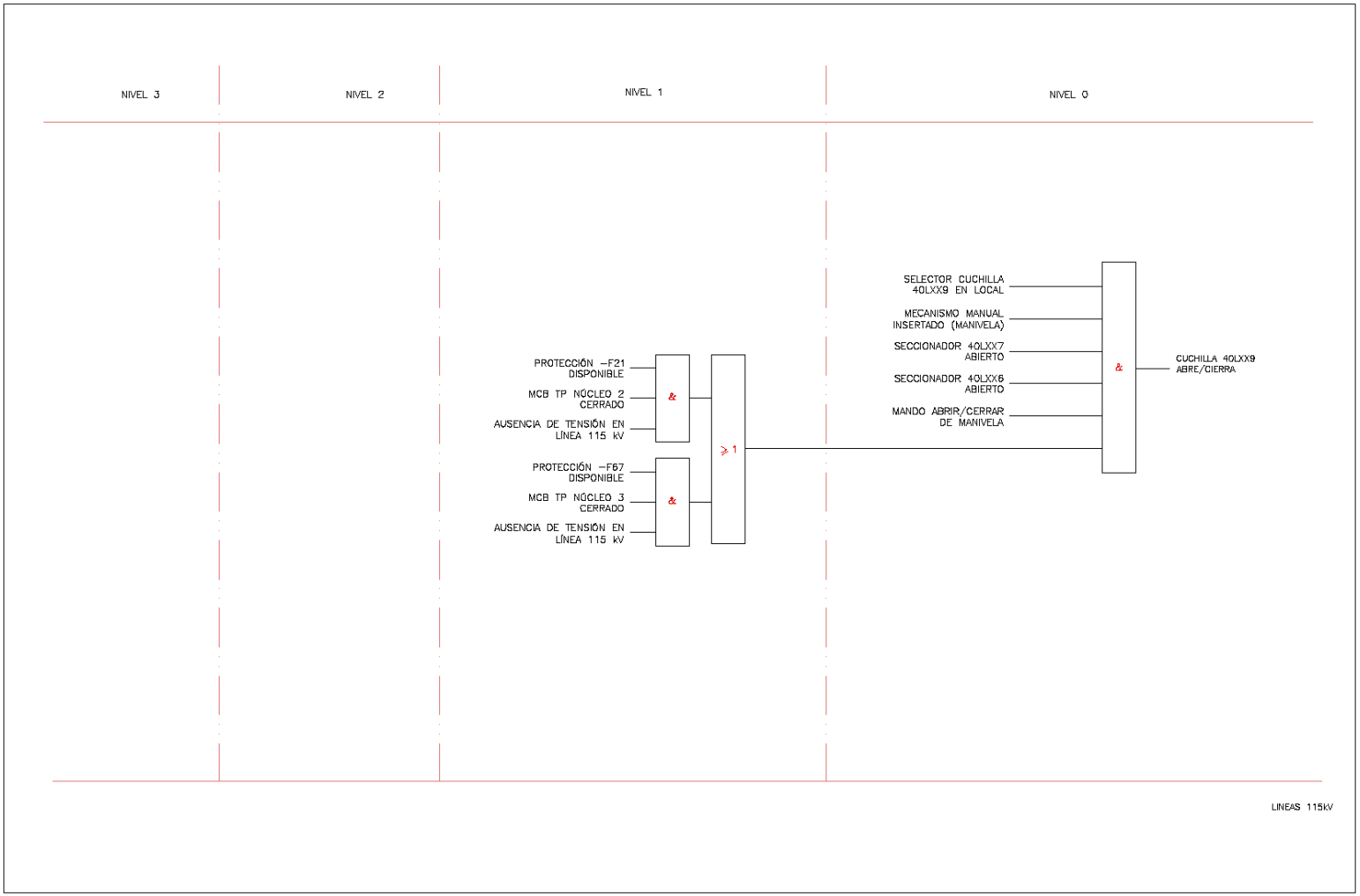


Figura 3-30: Enclavamientos Apertura 40LXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia]

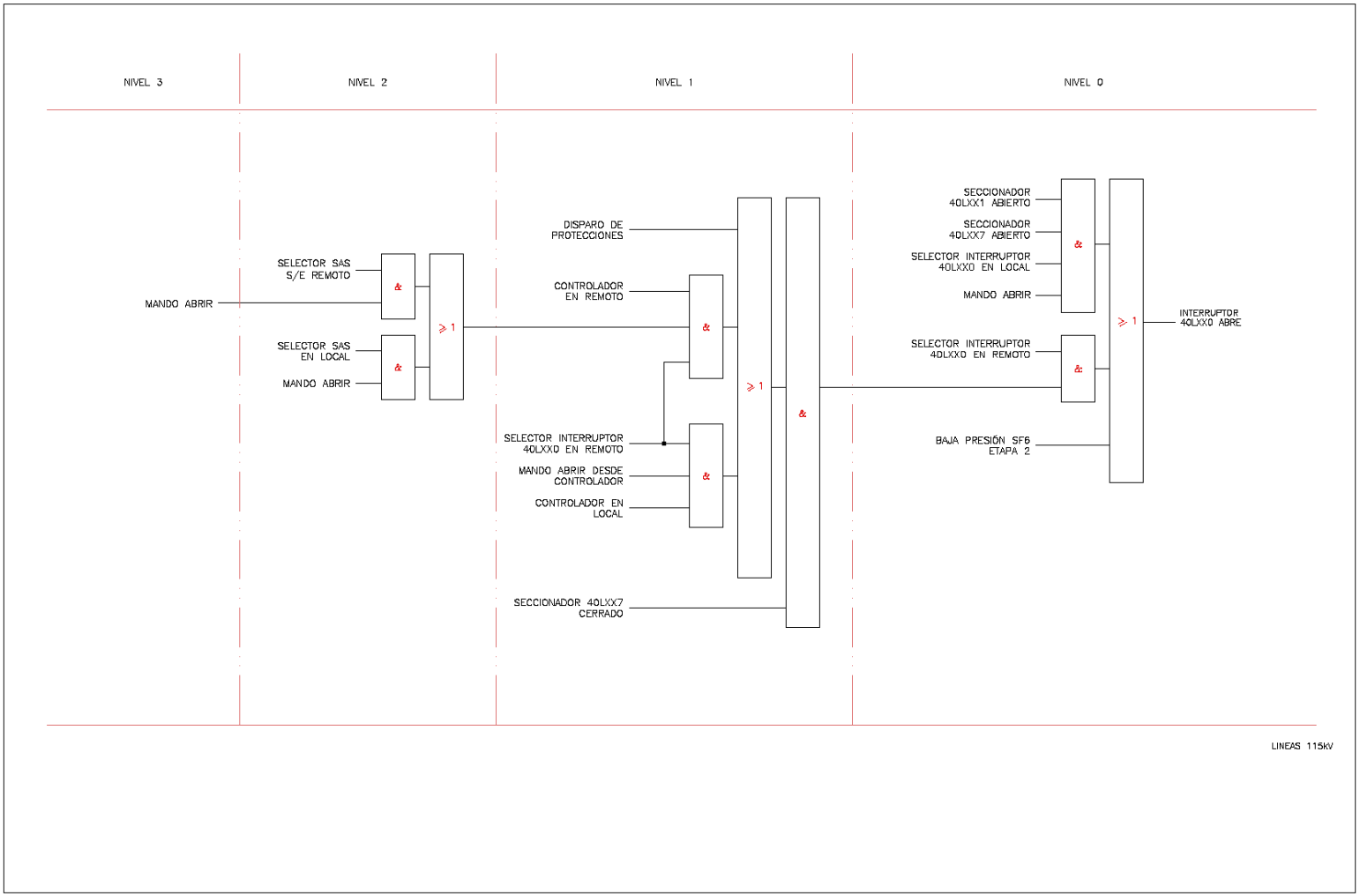
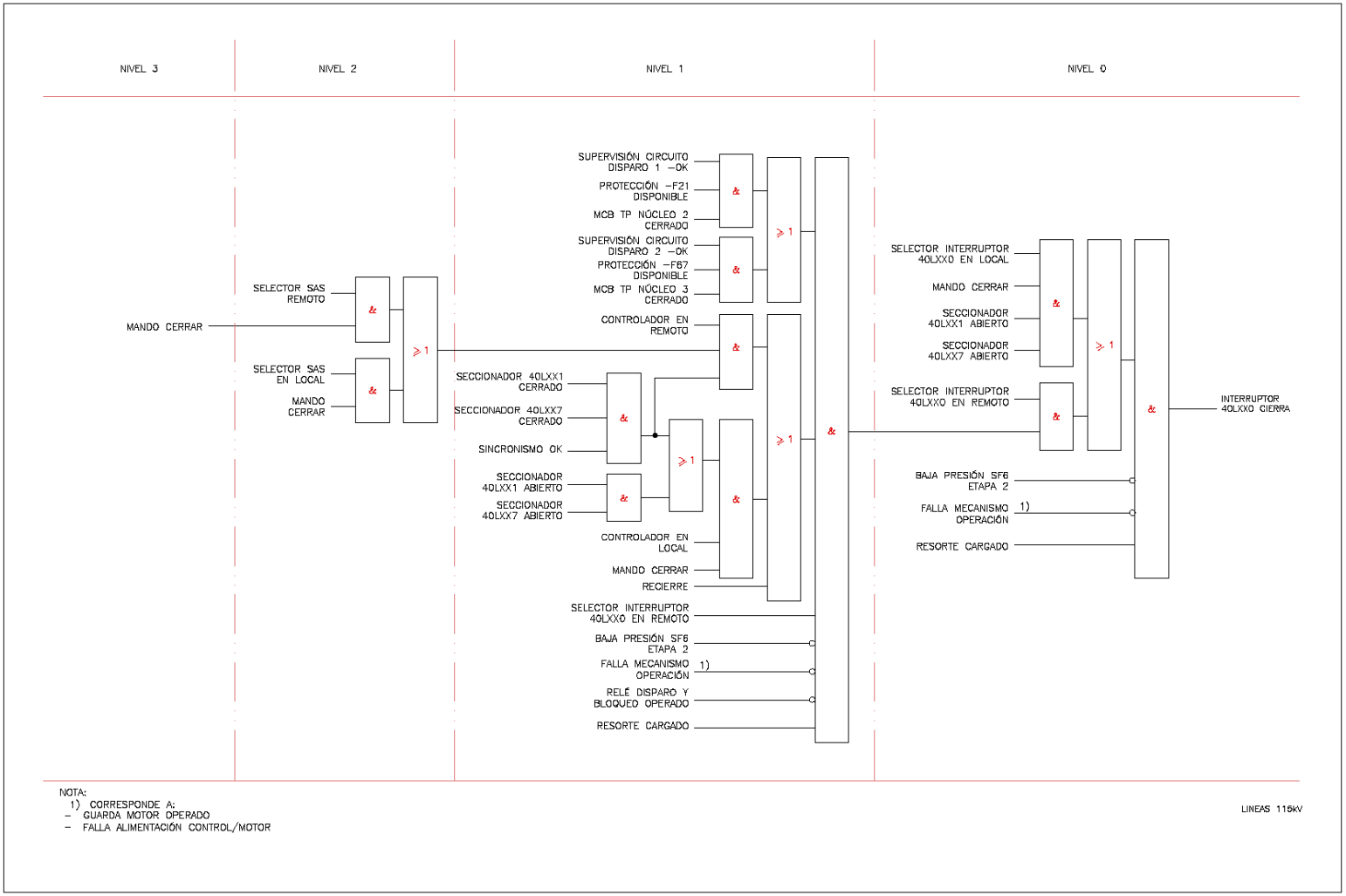


Figura 3-31: Enclavamientos Cierre 40LXX0 – nivel 115 kV [Elaboración propia]



B. Anexo: Actuación de las protecciones y/o matrices de disparos

Figura 3-32: Matriz de disparos Líneas – nivel 115 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES LINEAS 115 kV															
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	INT. BAHÍA		DISP Y BLOQ	TELEPROTECCIÓN (4 CANALES)				TELEPROTECCIÓN (2 CANALES)		ARR. RECIERRE	BLOQUEO AL CIERRE	ARRANQUE 50BF	DDT	VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO
			B1	B2	86	TP1	TP2	TP3	TP4	TP1	TP2					
PROTECCIÓN PRINCIPAL	21-Z1	Protección distancia Z1	X									X		X		
	21-Z2 Z3 Z4	Protección distancia Z2-Z3-Z4	X		X	X				X				X		
	67	Protección sobrecorriente direccional de fases	X									X		X		
	67N	Protección sobrecorriente direccional de Neutro	X						X	X		X		X		
	59	Sobretensión	X		X									X	X	
	50BF	Etapa 1	X	X	X											
	50BF	Etapa 2			X										X	
	25	Sincronismo														X
	DDT	Disparo Directo Transferido						X			X					
PROTECCIÓN RESPALDO	67	Sobrecorriente direccional de fases		X								X		X		
	67N	Sobrecorriente direccional de Neutro		X					X	X		X		X		
	59	Sobretensión		X	X									X	X	
	50BF	Etapa 1	X	X	X									X		
	50BF	Etapa 2			X			X							X	
	25	Sincronismo														X
	DDT	Disparo Directo Transferido						X			X					
DISP Y BLOQ	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X									X	X		

*Se tendrá 50BF autonomo por bahía y redundante, estará cableado en ambas protecciones, pero solo habilitado en la protección de respaldo. En caso de que la protección de respaldo deje de funcionar, esta función se habilitará automaticamente en la Protección principal.

*La bahía de tranferencia no tendrá protecciones propias, así que al momento de cerrar el seccionador de transferencia de la bahía, las protecciones actuarán exactamente igual sobre el interruptor de la transferencia.

*La elección del número de canales de la teleprotección a utilizar dependerá de si hay alguna existente en sitio, para teleprotecciones nuevas se tendrá presente de 4 canales

*El esquema de teleprotección utilizado es POTT

Figura 3-33: Matriz de disparos Líneas – nivel 33 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES LINEAS 33 kV									
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	INT. BAHÍA		DISP Y BLOQ	ARR. RECIERRE	BLOQUEO AL CIERRE	ARRANQUE 50BF	VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO
			B1	B2	86				
PROTECCIÓN ESQUEMA 1	87L			X	X			X	
	21-Z1	Protección distancia Z1		X		X		X	
	21-Z2 Z3 Z4	Protección distancia Z2-Z3-Z4		X	X			X	
	67	Sobrecorriente direccional de fases		X		X		X	
	67N	Sobrecorriente direccional de Neutro		X		X		X	
	50BF	Etapa 1	X	X	X			X	
	50BF	Etapa 2			X				
	25	Sincronismo							X
DISP Y BLOQ	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X			X	X	
PROTECCIÓN ESQUEMA 2	67	Sobrecorriente direccional de fases		X		X		X	
	67N	Sobrecorriente direccional de Neutro		X		X		X	
	50BF	Etapa 1	X	X	X			X	
	50BF	Etapa 2			X				
	25	Sincronismo							X
DISP Y BLOQ	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X			X	X	
*Se tendrá 50BF autonomo por bahía y redundante, estará cableado en ambas protecciones, pero solo habilitado en la protección de respaldo. En caso de que la protección de respaldo deje de funcionar esta función se habilitará automaticamente en la Protección principal.									
*En las líneas de 33 kV se implementaráya sea el esquema 1 o el esquema 2 dependiendo de la importancia de la línea.									

Figura 3-34: Matriz de disparos Circuitos – nivel 13,2 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES CIRCUITOS 13,2 kV				
RELÉ	**ANSI**	**PROTECCIÓN**	**INT. BAHÍA**	**ARR. RECIERRE**
			B1	
PROTECCIÓN	51	Sobrecorriente direccional de fases	X	
	50	Sobrecorriente direccional de fases - tiempo definido	X	X
	51N	Sobrecorriente direccional de neutro	X	
	50N	Sobrecorriente direccional de Neutro - tiempo definido	X	X

Figura 3-35: Matriz de disparos Transformador 115/33 kV – nivel 115 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES TRANSFORMADOR 115/33 kV - LADO 115 kV										
			INT. BAHÍA 115		INT. BAHÍA 33		DISP Y BLOQ 115 kV	DISP Y BLOQ 33 kV	BLOQUEO AL	ARRANQUE
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	B1	B2	B1	B2	86	86	CIERRE	50BF
PROTECCIÓN PRINCIPAL	87T	Diferencial de transformador	X		X		X	X		X
	26-49-63B-63H	Protecciones Mecánicas	X		X		X	X		X
	50/51	Sobrecorriente de fases - Lado 115 kV	X		X					X
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro - Lado 115 kV	X		X					X
	50/51	Sobrecorriente de fases - Lado 33 kV	X		X					
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro - Lado 33 kV	X		X					
	50BF E1	Falla interruptor Etapa 1	X	X	X	X	X	X		
	50BF E2	Falla interruptor Etapa 2	X	X	X	X	X	X		
PROTECCIÓN RESPALDO	50/51	Sobrecorriente de fases - Lado 115 kV		X		X				X
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro - Lado 115 kV		X		X				X
	50/51	Sobrecorriente de fases - Lado 33 kV		X		X				
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro - Lado 33 kV		X		X				
	26-49-63B-63 H	Protecciones Mecánicas		X		X	X	X		X
	50BF E1	Falla interruptor Etapa 1	X	X		X	X	X		
	50BF E2	Falla interruptor Etapa 2	X	X	X	X	X	X		
DISP Y BLOQ 115 kV	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X					X	X
DISP Y BLOQ 33 kV	86	Relé de disparo y bloqueo			X	X			X	X

*Se tendrá 50BF autonomo por bahía y redundante, estará cableado en ambos, pero solo habilitado en la protección de respaldo. En caso de que la protección de respaldo deje de funcionar esta función se habilitará automaticamente en la Protección principal.

Figura 3-36: Matriz de disparos Transformador 115/33 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES TRANSFORMADOR 115/33 kV - LADO 33 kV							
			INT. BAHÍA 33		DISP Y BLOQ 33 kV	BLOQUEO AL	ARRANQUE
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	B1	B2	86	CIERRE	50BF
PROTECCIÓN RESPALDO	50/51	Sobrecorriente de fases - Lado 33 kV	X				
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro - Lado 33 kV	X				
	50BF E1	Falla interruptor Etapa 1		X	X		
	50BF E2	Falla interruptor Etapa 2	X	X	X		
DISP Y BLOQ 33 kV	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X		X	X

Figura 3-37: Matriz de disparos Transformador 33/13,2 kV – nivel 33 kV [Elaboración propia]

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES TRANSFORMADOR 33/13,2 kV - LADO 33 kV								
			INT. BAHÍA 33 kV		INT. BAHÍA 13,2 kV	DISP Y BLOQ 33 kV	BLOQUEO AL	ARRANQUE
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	B1	B2	B1	86	CIERRE	50BF
PROTECCIÓN PRINCIPAL	87T	Diferencial de transformador	X		X	X		X
	26-49-63B-63H	Protecciones Mecánicas	X		X	X		X
	50/51	Sobrecorriente de fases	X		X			X
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro	X		X			X
	50BF E1	Falla interruptor Etapa 1	X	X		X		
	50BF E2	Falla interruptor Etapa 2	X	X	X	X		
PROTECCIÓN RESPALDO	50/51	Sobrecorriente de fases		X	X			X
	50N/51N	Sobrecorriente de Neutro		X	X			X
	26-49-63B-63H	Protecciones Mecánicas		X	X	X		X
	50BF E1	Falla interruptor Etapa 1	X	X		X		
	50BF E2	Falla interruptor Etapa 2	X	X	X	X		
DISP Y BLOQ 33 kV	86	Relé de disparo y bloqueo	X	X	X	X	X	X

*Se tendrá 50BF autonomo por bahía y redundante, estará cableado en ambos, pero solo habilitado en la protección de respaldo. En caso de que la protección de respaldo deje de funcionar esta función se habilitará automaticamente en la Protección principal.

Figura 3-38: Matriz de disparos Transformador 33/13,2 kV – nivel 13,2 kV

MATRIZ DE ACCIÓN DE PROTECCIONES TRANSFORMADOR 33/13,2 kV LADO 13,2 kV			
			INT. BAHÍA 13,2 kV
RELÉ	ANSI	PROTECCIÓN	B1
PROTECCIÓN RESPALDO	51	Sobrecorriente direccional de fases	X
	50	Sobrecorriente direccional de fases - tiempo definido	X
	51N	Sobrecorriente direccional de neutro	X
	50N	Sobrecorriente direccional de Neutro - tiempo definido	X

C. Anexo: Arquitectura de comunicaciones

Figura 3-39: Arquitectura de control PRP [Elaboración propia]

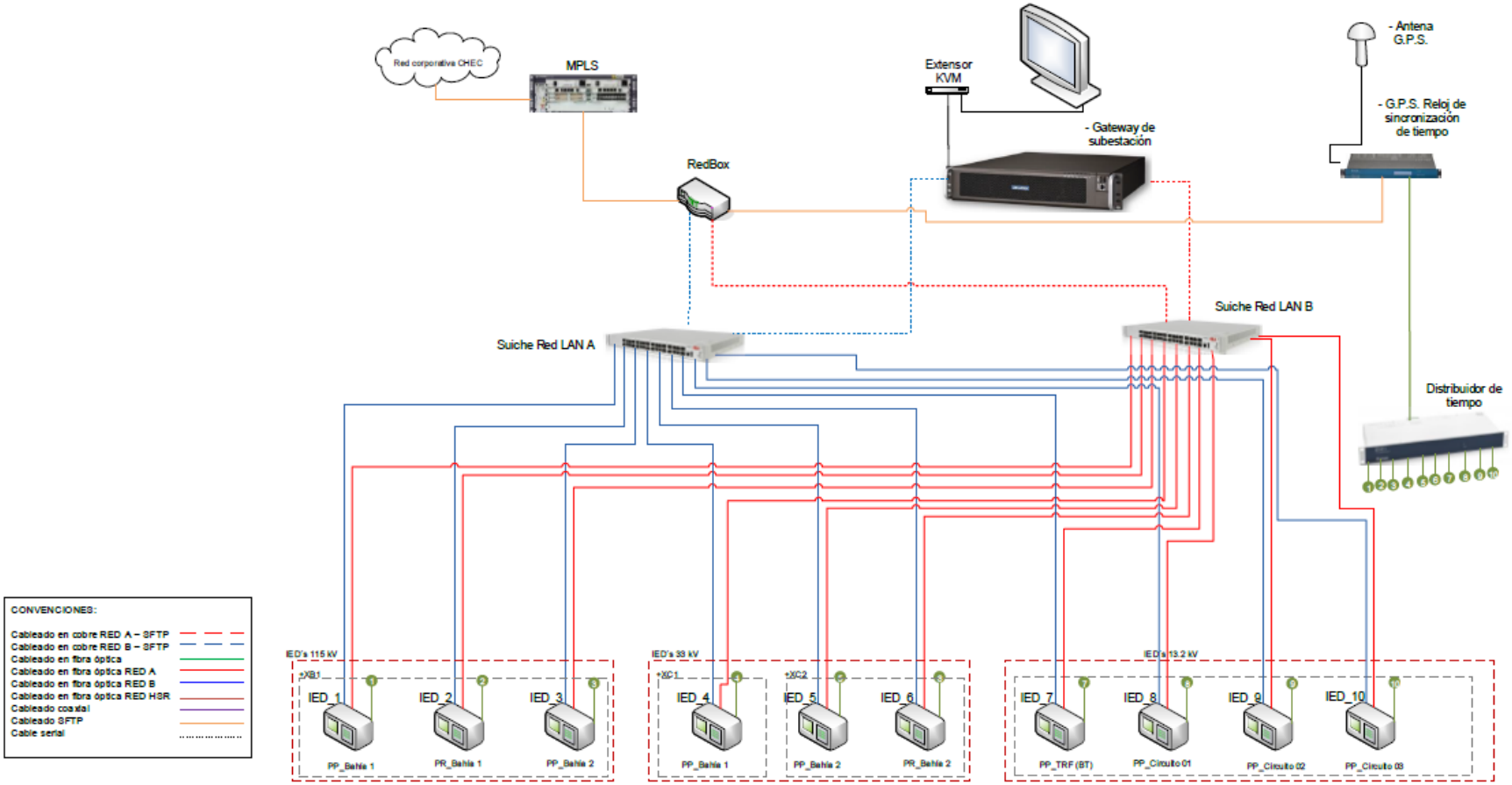
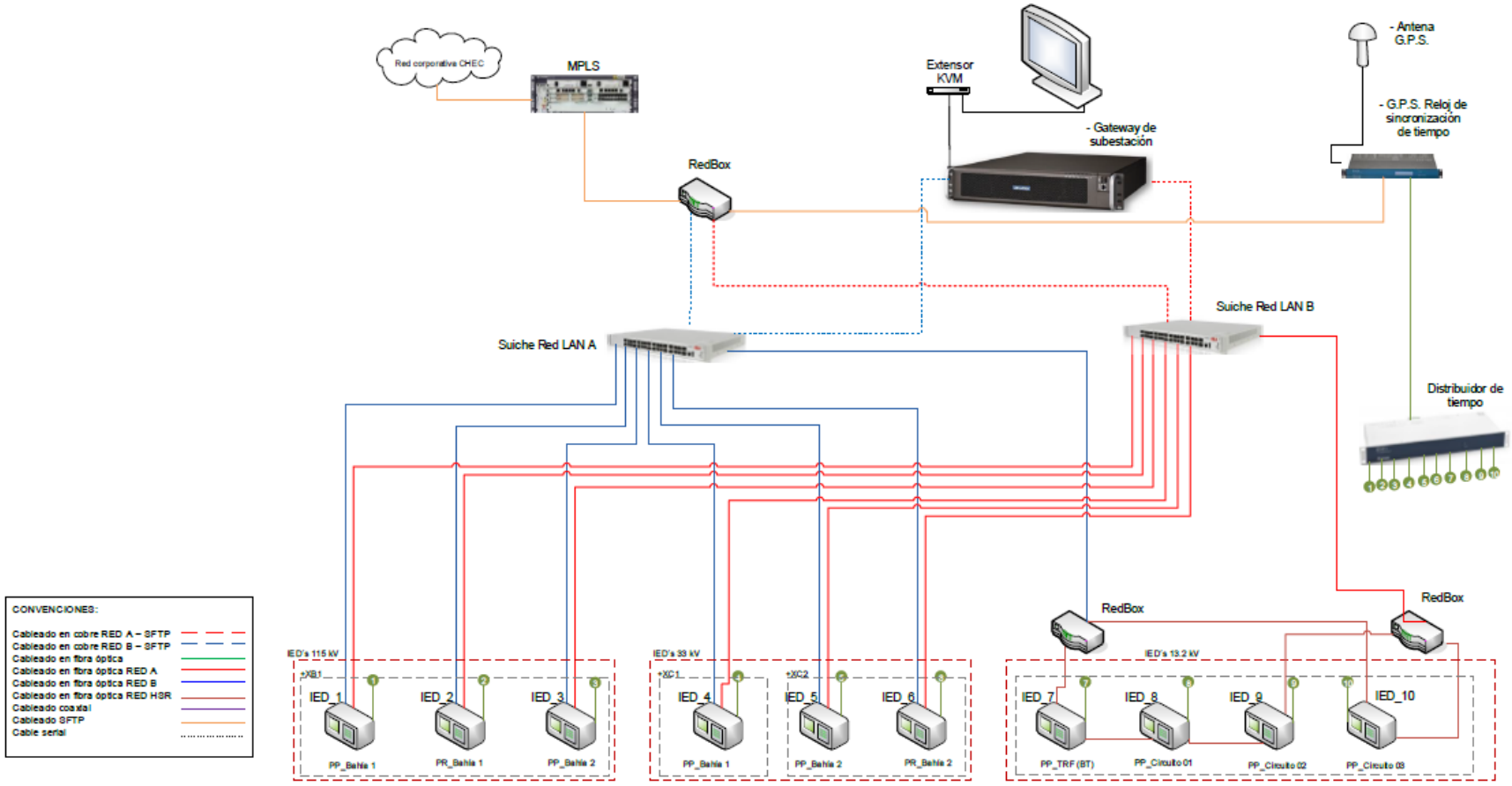


Figura 3-40: Arquitectura de control Mixta (PRP-HSR) [Elaboración propia]



4. Bibliografía

[1] ISA, *Normalización de equipos,* Medellín, 2012.

[2] D. O. E. T. Breffe, «Generalidades de las protecciones eléctricas,» CENACE, Ecuador.

[3] R. T. Amador, «Protecciones eléctricas,» Colombia, 2007.

[4] L. Sollecito, «The impact of distributed 18 generation, intelligent grid, protection automation and control,» *GE digital energy,* vol. 5, nº art 38, 2008.

[5] M. V. S.A., Subestaciones de alta y extra alta tensión, Reimpresión 2016.

[6] «IEC 61869-2 Aditional Requirements for Current Transformers_2012».

[7] «C37.110 IEEE Guide for the application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes». 2007.

[8] CREG, «Resolución 038». Colombia 14 Mayo 2014.

[9] «IEC 61869-3 Additional requirements for inductive voltage transformers_2011».

[10] «IEC 61869-5 Additional requirements for capacitor voltage transformers_2011».

[11] «C57.13 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers».

[12] «Ministerio de educación,» [En línea]. Available: https://www.mineducacion.gov.co/1621/articles-354589_Anexo_tecnico.pdf.

[13] ABB, *Test system COMBITEST buyer's guide - 1MRK 512 001-BEN Revision: E.*

[14] ABB, *Specification test switch RTXP24 symbol catalogue,* 2014.

[15] IEEE, *IEEE C37.111 Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems,* 2013.

[16] B. P. Rich Hunt, «Comparison of PRP and HSR Networks for protection and Control Applications». 2015.

[17] IEC62439-3, «Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless». 03 2016.

[18] C. n. a. s. f. p. utility, «IEC 61850 Part 90-4 Network engineering guidelines». Agosto 2013.

[19] C. t. c. d. subestaciones, «Norma para el diseño de sistemas de control de subestaciones,» ICE Instituto Costarricense de electricidad, Costa rica, 2010.

[20] H. D. Eléctrica, «Criterios de enclavamientos en subestaciones,» HCDE, 2015.