

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE LA INTERCONEXIÓN
DE DOS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN 220 KV,
DESDE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA CHILCA UNO HACIA LA
SUBESTACIÓN CHILCA REP**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**PRESENTADO POR:
HEGEL OCROSPOMA NOEL**

**PROMOCIÓN
2002-II**

**LIMA-PERÚ
2012**

**SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE LA INTERCONEXIÓN DE DOS LÍNEAS
DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN 220 kV, DESDE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA
CHILCA UNO HACIA LA SUBESTACIÓN CHILCA REP**

A mis padres, Juanita Noel e Iván Ocospoma,
por su apoyo y comprensión a todos mis
proyectos profesionales y personales.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia, explica el diseño e implementación de un sistema de control y monitoreo para la empresa Enersur, de sus dos líneas de transmisión L-2101 y L-2102 de 220kV, entre su Central Termoeléctrica Chilca Uno y la Subestación Chilca REP de la empresa ISA-REP, y además proveer información necesaria para el monitoreo de ambas líneas, al centro de control de Chilca REP.

En los actuales tiempos de crecimiento y desarrollo económico en nuestro país se viene generando una demanda de energía eléctrica, razón por la cual empresas de generación, como las centrales termoeléctricas que están en la localidad de Chilca (Sur del Lima), a partir del gas natural de Camisea , están añadiendo más energía al SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) mediante conexiones eléctricas de potencia a las empresas de transmisión eléctrica.

En algunos casos la empresa de generación contrata el servicio de control y protección de la interconexión eléctrica, a la empresa de transmisión. Pero en este caso particular, por razones de acuerdos comerciales, es la empresa de generación Enersur, (Central de Generación Termoeléctrica – Chilca Uno) quien se encargó de realizar el control y la protección, de sus dos líneas de transmisión eléctrica de 220kV, interconectadas con la empresa de transmisión ISA-REP (Subestación Chilca REP) quien solo realizaría el monitoreo eléctrico de dicha interconexión, muy necesario para efectos de supervisar algunos parámetros eléctricos que garanticen su normal operación.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Objetivos del trabajo.....	3
1.3 Evaluación del problema	4
1.4 Alcance del trabajo	5
1.5 Síntesis del trabajo	6
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	8
2.1 Subestación eléctrica.....	8
2.1.1 Tipos de subestaciones.....	9
2.1.2 Patio de conexiones	9
2.1.3 Los elementos que componen un campo (bahía)	9
2.1.4 Configuración de una subestación.....	12
2.1.5 Términos importantes en una subestación	14
2.2 Sistema de Control	14
2.2.1 Sistema de Automatización de las Subestaciones (SAS)	14
2.2.2 Arquitectura general de control	15
2.2.3 Protocolos de comunicación	15
2.3 Caseta de patio	16
2.3.1 Tableros de control.....	17
2.3.2 Intelligent Electronic Device (IED)	17
2.3.2 Unidad de Control de Bahía (BCU: Bay Control Unit)	18
2.4 Unidad Terminal Remota (RTU).	18
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	19
3.1 Aspecto situacional del caso de estudio	19
3.1.1 Ubicación geográfica de los emplazamientos	19
3.1.2 Descripción general de cada emplazamiento	20
3.2 Análisis de la solución	22
3.2.1 Circuito eléctrico de Chilca REP	22

3.2.2	Requerimientos funcionales del proyecto	25	
3.3	Diseño de la solución	35	
3.3.1	Arquitectura de control.....	35	
3.3.2	Configuración de la solución de control	35	
3.3.3	Lógica de enclavamientos para la solución de control	37	
3.3.4	Control y monitoreo en Chilca Uno	44	
3.3.5	Monitoreo en Chilca REP	44	
3.3.6	Descripción del equipamiento.....	46	
CAPÍTULO IV			
ANÁLISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS			52
4.1	Reporte y resultados en el nivel 2 del SAS.....	52	
4.2	Esquema unifilar de la subestación Chilca REP	52	
4.3	Lógica de enclavamiento configurada en el Digsí	52	
4.2	Cronograma de actividades del proyecto.....	52	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES			59
ANEXO A			
GLOSARIO DE TÉRMINOS			60
BIBLIOGRAFÍA.....			62

INTRODUCCIÓN

En el año 2011, en la localidad de Chilca al sur de Lima, se inicia el proyecto de suministro de energía eléctrica de alta tensión 220kV, desde la Central Termoeléctrica Chilca Uno (Empresa de Generación: Enersur), hacia la Subestación Eléctrica Chilca REP (Empresa de Transmisión: ISA-REP), mediante la interconexión de dos líneas de transmisión eléctrica L-2101 y L-2102.

El Centro de Control de la Central Termoeléctrica "Chilca Uno", fue el encargado del control, protección y monitoreo de la interconexión de las dos líneas de transmisión (L2101 y L-2102) que van hacia la Subestación "Chilca REP", en donde solo se realizaría el monitoreo de algunos parámetros eléctricos desde su propio Centro de Control.

Según esto, el proyecto de ingeniería surgió por la necesidad de realizar control y monitoreo de ambas líneas de transmisión, y se resolvió, mediante la implementación de un sistema de automatización de subestación (SAS), considerando conveniente además, incluir el equipo de denominado Unidad Terminal Remota (RTU).

El planteamiento para brindar la solución se basó en considerar al RTU, como puerta de enlace (gateway) de los dos sistemas de control correspondientes a Chilca Uno y a Chilca REP. Donde además, el RTU administra la información filtrando ciertas señales (aproximadamente 500 señales) para enviárselas al centro de control de Chilca Uno para propósitos de monitoreo y control de las líneas L-2101 y L-2102. Y otras 60 señales son enviadas al centro de control de Chilca REP para propósitos de monitoreo de las líneas mencionadas.

Además para la implementación del SAS, se consideró la instalación de una serie de equipos de Control denominados IED's (Intelligent Electronic Device) en los tableros de control de cada línea de transmisión, los cuales son los que recogen las señales de los equipos de patio de la Subestación que son los encargados de controlar y proteger ambas líneas, cuidando y garantizando así el suministro normal de energía eléctrica de 220kV, desde la Central Termoeléctrica de generación Chilca Uno, hacia la Subestación Chilca REP.

Se debe considerar que en este caso, por un tema de disponibilidad de ubicación, y acuerdo comercial entre ambas empresas, las bahías, caseta, los tableros de control y protección de las líneas L-2101 y L-2102, de propiedad de la empresa Enersur, se

ubicaron en la Subestación Chilca REP. Lo cual se tomo en cuenta, para las etapas de diseño de planos, construcción de tableros, montaje, conexionado, pruebas y puesta en marcha, de la interconexión eléctrica de 220kV. Los propósitos de este informe están referidos al monitoreo y control, razón por lo cual, los aspectos de infraestructura civil y eléctrica son expuestos o mencionados como información complementaria. Además por aspectos de ámbito del proyecto y de confidencialidad no se provee en este informe las pantallas de SCADA (supervisory control and data acquisition) referidas al nivel 3 del SAS, tampoco se incluye en el informe los aspectos económicos del proyecto.

Para el control y protección de las líneas L-2101 y L-2102, las señales de control y protección que van desde Chilca REP hacia Chilca Uno, se comunican mediante enlaces de Fibra Óptica (Optical Ground Wire: OPGW), cubriendo la distancia aproximada de 900 metros, paralelo a dichas líneas de transmisión.

La ejecución y planteamiento de la solución fue desarrollado por la empresa SIEMENS SAC, que para efectos de este informe, el autor del mismo, participó en dicho proyecto.

El informe está dividido en cuatro capítulos:

- Capítulo I: En el cual se realiza el planteamiento del problema, se precisan los objetivos y se justifica la realización del proyecto.
- Capítulo II: El cual es el marco teórico que se enfoca en los aspectos principales: La subestación eléctrica y sus elementos de maniobra, terminología y configuraciones, el Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), precisando solo los niveles de control aplicados en la solución, además se da la descripción y uso de la Unidad Terminal Remota (RTU).
- Capítulo III: Metodología para la solución del problema, en el cual se explica: El aspecto situacional del caso de estudio (Ubicación geográfica de los emplazamientos, descripción general de cada emplazamiento), descripción técnica y análisis del circuito de interés de Chilca REP, los requerimientos funcionales de la solución (maniobras y señales para las lógicas de control), la configuración del sistema y explicación del sistema de control y monitoreo.
- Capítulo IV: Se muestra la presentación de resultados y cronograma del proyecto ejecutado por la empresa SIEMENS SAC.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza el planteamiento de ingeniería del problema, para ello primeramente se describe el problema y luego se expone el objetivo del trabajo, también se evalúa el problema y se precisan los alcances del informe, para finalmente presentar una síntesis del diseño presentado.

1.1 Descripción del problema

Necesidad de la empresa generadora de energía eléctrica (Enersur) de contar con la capacidad de controlar y supervisar en Chilca Uno, sus dos líneas de transmisión L-2101 y L-2102, a través de las bahías respectivas situadas en Chilca REP.

1.2 Objetivos del trabajo

Según la descripción del problema se decidió diseñar e implementar un sistema de control y monitoreo para Enersur de sus dos líneas de transmisión L-2101 y L-2102, entre Chilca Uno (Central Termoeléctrica) y la Subestación Chilca REP, y proveer información necesaria para el monitoreo de ambas líneas, al centro de control de Chilca REP.

1.3 Evaluación del problema

Ante la demanda de energía eléctrica de parte de sus clientes, la empresa de generación eléctrica Enersur mediante su Central Termoeléctrica Chilca Uno, consideró de su interés, implementar una interconexión de suministro de energía eléctrica de 220kV (líneas de Transmisión L-2101 y L-2102) hacia la Subestación Chilca REP de la empresa ISA-REP, los cuales están distanciados unos 900 metros, ambos ubicados en la localidad de Chilca, provincia de Cañete al sur de Lima.

Por la falta de disponibilidad de espacio físico, en la subestación eléctrica interna de la Central Termoeléctrica Chilca Uno, la empresa Enersur decidió implementar, mediante un convenio comercial, dos campos de conexión eléctrica, una caseta de patio y tableros de control, protección y comunicación, entre otros, en la Subestación Chilca REP.

En este caso la empresa Enersur mediante su centro de control sería quien realice el control, protección y monitoreo de las líneas L-2101 y L-2102. Pero a la vez se requería que la empresa ISA-REP mediante la Subestación Chilca REP, realice el monitoreo de ambas líneas de transmisión eléctrica de 220kV, mediante su centro de control, por lo que era necesario disponer de la información de algunos parámetros eléctricos, el cual

permita garantizar y cuidar su normal operación, dado que ambas líneas o circuitos se integraron a su sistema eléctrico.

Según lo expuesto era necesario brindar una solución de ingeniería, para realizar el control y monitoreo desde los centros de control de ambos lugares, según el requerimiento planteado.

EnerSur es la segunda empresa privada de generación eléctrica más importante del Perú. Forma parte del Grupo GDF-SUEZ, uno de los proveedores de energía líderes en el mundo que opera en toda la cadena de valor energética, incluyendo electricidad y gas natural. EnerSur se dedica a las actividades de generación y transmisión de energía eléctrica a través de sistemas principales y/o secundarios de transmisión, de acuerdo con la legislación aplicable.

Esta empresa opera cuatro centrales de generación eléctrica y una subestación eléctrica: Central Termoeléctrica Ilo1, Central Termoeléctrica Ilo21, Central Hidroeléctrica Yuncán, Central Termoeléctrica Chilca Uno y la Subestación Moquegua. Actualmente cuenta con una capacidad total de generación de 1030MW [1].

Por otro lado, Red de Energía del Perú S.A. (REP) es la más importante empresa de transmisión eléctrica del país. Fue constituida en el año 2002 para explotar, operar y efectuar el mantenimiento de la infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión concesionados por el Estado peruano. Además 16 de febrero del 2001 se constituyó Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA PERÚ), cuya inscripción consta en la oficina registral de Lima y Callao con la partida N° 11261068 del Registro de Personas Jurídicas. Posteriormente, con fecha 26 de abril del 2001, ISA PERÚ firmó con el Estado peruano el contrato de concesión *BOOT* "Contrato de concesión para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de las líneas eléctricas Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Derivación Antamina y Aguaytía-Pucallpa y la prestación del servicio de transmisión de electricidad", constituyéndose ISA PERÚ en la sociedad concesionaria.

La operación y el mantenimiento de los equipos de ISA PERÚ fueron contratados con REP a través de la sucursal de ISA en el país, empresa encargada de la supervisión, operación, control y estadísticas de la operación [2].

Es importante indicar que el COES-SINAC "Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional", la cual es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, que está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) al mínimo costo, preservando la seguridad

del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo [3]

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica.

Toda empresa relacionada al rubro de generación, transporte y distribución de energía eléctrica tiene la necesidad de conocer en tiempo real el estado de su infraestructura y de la energía que genera o administra, es por eso que la solución busca que cada empresa administre exclusivamente sus líneas para que se brinde la información correcta del consumo o ingreso de energía que hacen sobre el Sistema de Interconectado Nacional (SEIN). A su vez estas empresas deben tener la capacidad de controlar a las líneas de energía así como protegerlas.

Considerando estos datos referenciales y con el propósito de suministrar energía desde la planta de generación termoeléctrica Chilca Uno hacia la subestación de Chilca REP, la empresa Enersur, implementó la interconexión de dos líneas de transmisión (L-2101 y L-2102) de suministro de energía eléctrica de 220kV. Cabe indicar también que estas líneas de energía eléctrica fueron soportadas por torres de alta tensión construidas en su camino entre ambos lugares. Además en Chilca REP, se tuvo que construir los patios de conexiones de 220kV (2L2-8 y 2L3-0) correspondiente a cada línea, en los que estarían ubicados los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc.). Para ambos campos se construyó la caseta 38 en donde se instalaron los tableros de control, protección, medición, servicios auxiliares y de comunicación correspondientes a ambas líneas de transmisión.

Además para efectos de la comunicación de los parámetros eléctricos de control, protección y monitoreo desde la Subestación Chilca REP se instaló un enlace de Fibra Óptica mediante un sistema de cableado OPGW (Optical Ground Wire), hacia Chilca Uno en forma paralela a las dos líneas de transmisión y soportadas por las torres de alta tensión.

Dado lo expuesto, con la implementación previa que se realizó, es que el diseño e implementación de un sistema de monitoreo y control es justificado, y es desarrollado en el presente informe.

1.4 Alcance del trabajo

El informe se enfoca en brindar la solución de monitoreo y de control para el sistema

descrito (Nivel 1 del sistema de automatización SAS). Los aspectos de infraestructura física y eléctrica son expuestos como información complementaria. El sistema desarrollado proporciona la información necesaria para el centro de control tanto de Chilca Uno como de Chilca REP, sin embargo no se provee en este informe las pantallas de SCADA (nivel 3 del SAS), por un aspecto de ámbito del proyecto y de confidencialidad, del mismo modo no se incluye los aspectos económicos del proyecto.

Para el monitoreo y control se involucran a los equipos que se encuentran en cada extremo, especialmente los que se encuentran en la caseta de control de los campos o bahías que se encuentran en Chilca REP.

1.5 Síntesis del trabajo

El informe se enfoca en los siguientes aspectos:

Marco Teórico:

- Subestación eléctrica: Para esto primero se hace una descripción general de una subestación eléctrica explicando su estructura y configuración, considerando los equipos de patio (elementos de control y protección) que la componen, quienes son los equipos que recopilarán toda la información necesaria para realizar el monitoreo y control de las dos líneas L-2101 y L-2102.
- Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS): Se explica este sistema de control para subestaciones, describiendo la arquitectura (niveles y jerarquía) del sistema de monitoreo y control, para lo cual se mencionan los equipos EID's (Intelligent Electronic Device) que son los que recopilarán toda la información necesaria para realizar esta tarea. Finalmente se explica la forma de trabajo del sistema incluyendo niveles de mando y las normas de comunicación o protocolos que hay entre cada nivel.
- Unidad Terminal Remota (RTU): Es de importancia considerar el uso de este equipo el cual funciona como puerta de enlace (gateway) entre los dos sistemas de control correspondientes a Chilca Uno y a Chilca REP, que a su vez realiza el filtrado y envío de datos de monitoreo al centro de control de Chilca REP.

Solución del problema:

- Marco situacional: Ubicación geográfica de los emplazamientos y descripción general de cada emplazamiento (Chilca UNO, Chilca REP).
- Requerimientos funcionales del proyecto: En esta parte se definen las maniobras a realizar, con los requerimientos que ello implica, para el manejo de las formas de operación o conexiones posibles en una subestación. Son requerimientos también, las señales que se obtendrán de los circuitos para crear las lógicas de control y protección del sistema.
- Diseño de la solución: Que involucra lo siguiente:

- Configuración de la solución de control (considerando al RTU como puerta de enlace para efectos de monitoreo y control).
- Aspectos Funcionales: Lógica de enclavamientos.
- Control y Monitoreo en Chilca Uno.
- Monitoreo en Chilca REP.
- Descripción del equipamiento: (RTU TM 1703, controladores Siprotec, Switch Ruggedcom, IHM).

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

En este capítulo se exponen las bases teóricas conceptuales más importantes para la comprensión del sistema descrito en el presente informe.

2.1 Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Su función es tomar la energía y distribuirla en las diferentes líneas de transmisión que se dirigen a los distintos puntos de carga. Una subestación puede estar asociada a una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión, a la vez está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de la energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección. Para garantizar la distribución existen elementos que interrumpen o permiten el paso de la energía que son controlados por equipos automatizados que se ubican en tableros ubicados en casetas. [11]



Figura 2.1 Subestación Chilca REP (Fuente elaboración propia).

2.1.1 Tipos de subestaciones

Son las siguientes:

- **Subestaciones de generación:** Se considera subestación de generación aquella que sirve como punto de conexión al sistema de una central generadora. [11]
- **Subestaciones de transformación:** Se consideran subestaciones de transformación aquellas cuyo objetivo primordial es el de suministrar energía a un sistema con un nivel de tensión diferente. [11]
- **Subestación de maniobra:** Una subestación de maniobra es aquella que sirve para interconectar sistemas o, dentro de un sistema, es la que distribuye la energía a subestaciones de transformación. De acuerdo con la definición mencionada, una subestación de maniobra es un nodo del sistema que recibe energía de circuitos provenientes de centrales generadoras o de sistemas interconectados y la distribuye a subestaciones de carga o a otros sistemas interconectados. [11]

2.1.2 Patio de conexiones

Área en donde se instalan los equipos de patio y barrajes con el mismo nivel de tensión.

Campo de conexión (Bahía)

Es el conjunto de los equipos de patio de una subestación para la maniobra, protección y medida de un circuito que se conecta ella.

Existen diferentes tipos de bahías, dependiendo de la función específica de las mismas, pero los más comunes son las siguientes:

- Bahía de línea de transmisión
- Bahía de línea de distribución
- Bahía de enlace de barras (acople)
- Bahía del lado de alta tensión del transformador de potencia
- Bahía del lado de baja tensión del transformador de potencia

Barrajes

Punto común de conexión de los diferentes circuitos asociados a una subestación (nodo del sistema)

2.1.3 Los elementos que componen un campo (bahía)

Los equipos de patio son los elementos electromecánicos de alta tensión utilizados para realizar la maniobra, protección y medida de los circuitos y barrajes de una subestación.

Interruptor de Potencia.

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema.

Por si solos no tienen la capacidad de actuar, sobre el mismo opera unidades de control y las de protección, para lo cual cuenta con entradas y salidas para las señales de control y protección. Para lograr una apertura o cierre cuenta con bobinas o resortes que se cargan, ya sea por accionamiento de un motor eléctrico o por un sistema neumático o hidráulico, y que luego transmiten esta energía al elemento móvil de corte.

Para poder operar con carga, necesita de una cámara de extinción del arco que se forma mientras sus terminales móviles se separan. La extinción se hace de dos formas con aceite que permite disipar la energía liberada o gas de hexafluoruro de Azufre (SF6) soplado a alta presión. En algunos casos interruptores con capacidad de ruptura de altas corrientes, tienen varias cámaras para debilitar en diferentes puntos y lograr su rápida extinción. [11]



Figura 2.2 Interruptor de potencia - Chilca REP (Fuente elaboración propia).

Seccionadores

La función de estos equipos es aislar algunos tramos del circuito de forma visible, ya sea para maniobra o mantenimiento. El seccionador nunca debe operarse bajo carga, ya que no cuentan con cámara de extinción de arco. [11]. Los tipos de seccionadores son:

- Seccionador de línea: Es usada para aislar la línea del interruptor y de esta manera no

permitir la presencia de la tensión de línea en el interruptor.

- Seccionador de barra: Se ubica entre la barra y el interruptor, al igual que la de línea no permite el paso de tensión entre la barra y el interruptor.

- Seccionador de transferencia: Se utiliza cuando el interruptor de la bahía sale de operación, normalmente se encuentra abierto, además nunca deben haber dos seccionadores de transferencia asociadas a la misma barra que se encuentren cerradas simultáneamente.

- Seccionador de tierra: Son indispensables para cuando se abre la línea, no se cargue por inducción y se convierta en un riesgo para el personal de mantenimiento.



Figura 2.3 Seccionador - Chilca REP (Fuente elaboración propia).

Transformadores de Medida

Son los siguientes:

- Transformadores de tensión.- Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente en la red primaria sino a través de equipos denominados transformadores de tensión. Estos equipos tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario).
- Procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.
- Transformadores de corriente. Los transformadores de corriente son utilizados para

efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia. [11]

Pararrayos

Los pararrayos son los elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensión. Inicialmente los pararrayos se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), pero en los últimos años han sido desplazados por pararrayos construidos con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores. [11]

2.1.4 Configuración de una subestación

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 flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía.

Configuración de conexión de barras para subestaciones de alta tensión:

Conexión de barras

- Barra sencilla.
- Barra principal y barra de transferencia.
- Doble barra.
- Doble barra más seccionador de *By-Pass* o paso directo.
- Doble barra más seccionador de transferencia.
- Doble barra mas barra de transferencia.

Configuración Doble barra más seccionador de transferencia:

En este caso se tiene, una conexión de doble barra más seccionador de transferencia, el cual está constituida por dos barras, un acople y las bahías que consisten en dos seccionadores de barra, un interruptor, un seccionador de línea y un seccionador de transferencia.

Para lograr esta configuración se requiere la utilización de seccionadores del tipo pantógrafo o semipantógrafo (en donde la conexión o desconexión se efectúa verticalmente). Tiene las mismas características generales de la de doble barra con seccionador de by-pass.

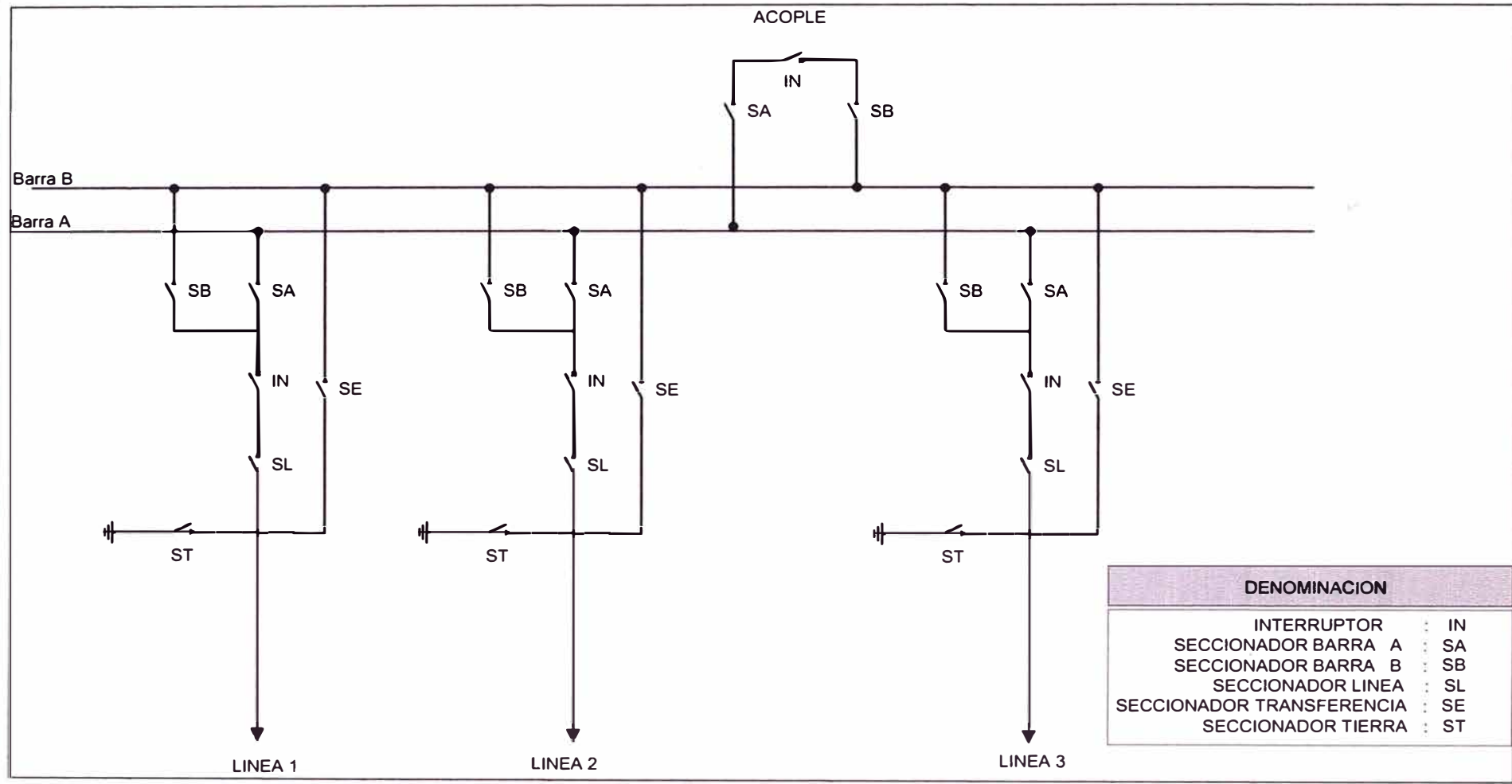


Figura 2.4 Conexión de doble barra más seccionador de transferencia (Fuente: Elaboración Propia)

2.1.5 Términos importantes en una subestación

Se mencionan las siguientes:

- Operación o Maniobra: Son las acciones que se realizan en una subestación eléctrica, en forma directa o indirecta sobre los equipos o elementos que la conforman.
- Línea de Transmisión: La línea de transmisión de alta tensión es el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias, usando como elementos de soporte las torres de alta tensión.
- Acople: Operación mediante la cual se enlazan los barrajes constitutivos de una subestación. Nombre que se asigna al campo de conexión de barrajes.

2.2 Sistema de Control

Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema eléctrico de potencia.

La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Actualmente existen dos conceptos de control: convencional y los sistemas automatizados de subestaciones (SAS); siendo la tendencia en las subestaciones nuevas implementar este último y, en las existentes, el realizar la modernización de los sistemas convencionales, dadas las ventajas que presentan los SAS. [11]

Es importante recalcar ciertas definiciones:

- Control local: consiste en la maniobra y/o control directo sobre un equipo.
- Control remoto: es el control de un equipo desde un lugar distante.
- Monitoreo: consiste en realizar la adquisición de variables de la subestación para las funciones de supervisión.

2.2.1 Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS)

El sistema de automatización de subestaciones se basa en el uso de IED's (Intelligent Electronic Devices), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa.

El sistema de automatización de subestaciones busca la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED's que

se emplean en una subestación.

Para la marcación en tiempo real de los eventos, los equipos del SAS toman la señal de un reloj sincronizado por satélite GPS, usando un formato de salida de código de tiempo y la distribuyen entre sus equipos para garantizar la resolución y la precisión requeridas para el registro secuencial de eventos.

El Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) implementado para este proyecto se ha dividido en niveles, de acuerdo a la jerarquía de integración de los equipos al sistema. [11]

2.2.2 Arquitectura general de control

La arquitectura lógica del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control y las comunicaciones asociadas entre estos niveles.

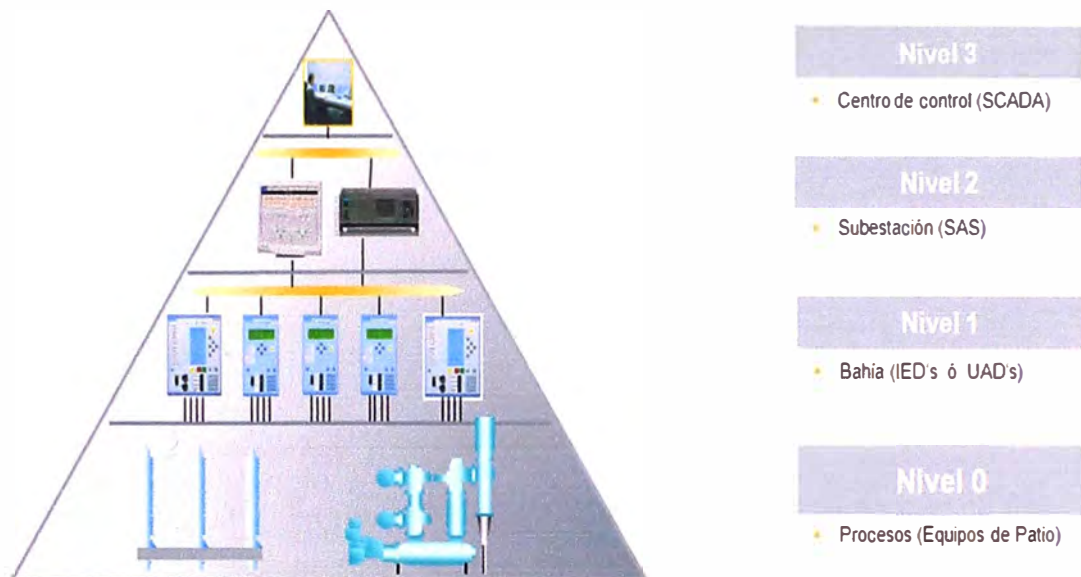


Figura 2.5 Niveles de Integración del SAS (fuente Siemens [13]).

- Nivel 0: Conformado por los equipos de potencia de la subestación.
- Nivel 1: A este nivel se encuentran integrados los IEDs de la familia SIPROTEC 4 de la marca Siemens los cuales realizan la recopilación y procesamiento de datos de los diversos equipos de potencia ubicados en la subestación.
- Nivel 2: A este nivel se encuentra la supervisión y monitoreo del sistema a través de la IHM, así como la gestión de los equipos de nivel 1. También se puede mencionar que entre el Nivel 1 y 2 se encuentra el controlador del SAS, Station Unit, con su software SICAM PAS.
- Nivel 3: Conformado por los Centros de Control (CCO) de la subestación. [13]

2.2.3 Protocolos de comunicación

En el SAS se utilizan los siguientes protocolos de comunicación:

- IEC 60870-5-104, protocolo de red.
- IEC 61850, protocolo de red.

- DNP 3.0 (Distributed Network Protocol):
- SNTP, protocolo de red para sincronización de tiempo.

IEC 60870-5-101:

Provee un perfil de comunicación para el envío de mensajes de control básicos entre dos sistemas, el cual usa circuitos de datos permanentes directamente conectados entre los sistemas. Cinco documentos especifican la base del protocolo serial IEC 60870-5.

IEC 61850:

Estándar para el diseño de la automatización de una subestación eléctrica. Es parte de Comité 57 (TC57) de arquitectura de referencia para los sistemas de potencia eléctrica. El modelo abstracto definido puede ser mapeado a un número de protocolos, los cuales son MMS (Manufacturing Message Specification), GOOSE, SMV, etc. Estos protocolos se ejecutan sobre redes TCP/IP o la LAN de la subestación, LANs utilizando redes Ethernet de alta velocidad de conmutación para lograr las respuestas de tiempo necesarias por debajo de 4 milisegundos para los relés de protección.

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol):

Es un conjunto de protocolos de comunicación usados entre los componentes de los procesos de los sistemas de automatización. Su principal uso es en compañías proveedoras de energía eléctrica.

DNP 3.0 fue desarrollado para las comunicaciones entre los varios tipos de equipos de control y adquisición de datos. Juega un papel crucial en los sistemas SCADA, en donde es usado por las Estaciones Maestras Master Stations SCADA, las Unidades Terminales Remotas- Remote Terminal Units (RTUs), y los IED.

Su uso primario es para las comunicaciones entre la estación maestra y las RTU o los IED. El protocolo ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol, parte del IEC 60870-6), es usado para las comunicaciones inter estaciones maestras. La IEEE la ha adoptado como el Std 1815-2010.

SNTP (Simple Network Time Protocol):

Protocolo de internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través de ruteo de paquetes en redes con latencia variable. El protocolo usa UDP (User Datagram Protocol) en el puerto 123. [13]

2.3 Caseta de patio

Es el ambiente físico en el que se instalan los tableros (control, protección, medición, comunicación, servicios auxiliares, cargadores, etc) que corresponden a una bahía determinada. Desde los equipos de patio de un campo o bahía se conecta mediante cables de cobre, por ductos hasta los IED's para efectos de enviar mandos de control o recibir otras señales (Ver ejemplo en Figura 2.6).



Figura 2.6 Caseta de patio C38 - Chilca REP (Fuente elaboración propia).

2.3.1 Tableros de control

Un tablero es un gabinete metálico en el cual se instalan los equipos, control, protección, medición etc. La parte frontal permite ver las pantallas y paneles de operación de estos. En su interior tiene cables, ductos para organizar el cableado, regletas compuestas de bornes, luz, tomacorrientes, calefacción para controlar la humedad, barras de puesta a tierra, interruptores termomagnéticos, fusibles y todos los accesorios necesarios. Ver ejemplo en Figura 2.7



Figura 2.7 Tableros de Control - Chilca REP (Fuente elaboración propia).

2.3.2 Intelligent Electronic Device (IED)

Son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e

integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa.

.Los IED's pueden ser equipos de medida, protecciones, registradores de fallas, controladores, equipos de monitoreo y diagnóstico de equipos de patio, etc. El sistema integra los diferentes IED's en una misma red de datos de control, ya sea directamente o través de elementos convertidores de protocolos.

El medio físico de conexión de la red de datos entre los diferentes IED's es normalmente en fibra óptica o cable trenzado UTP o STP. Cuando los IED's o el controlador central no se encuentran en el mismo edificio, se utiliza fibra óptica por su inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

2.3.2 Unidad de Control de Bahía (BCU: Bay Control Unit)

Es un tipo de IED, pero realiza las funciones de controlador, en nuestro caso del informe se usó, equipos de Control de la marca SIEMENS del tipo SIPROTEC 6MD66.

2.4 Unidad Terminal Remota (RTU).

Define a un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control, el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR. Dentro del universo de las UTR existen los Controlador lógico programable quienes han complementado sus facilidades de comunicación.

En el mundo PLC surgieron los protocolos de comunicaciones para pequeños sistemas de control (RS-485, SINEC L1, MODBUS, DNP3, CAN, IEC-60870-5-101, IEC 60870-5-104 etc.) En forma paralela en el mundo RTU ha evolucionado en la industria eléctrica, y otras ramas, donde grandes sistemas SCADA, requieren la gestión de gran número de señales con precisión de mili-segundos, cosa que es imposible realizar con los PLCs. En las RTUs se ha desarrollado y expandido a otros equipamientos (medidores de energía, relés de protecciones, reguladores automáticos), el protocolo de comunicaciones IEC o CEI 60870-4.

Para las comunicaciones internas de los equipos, o entre ellos, las RTU han adoptado el protocolo MODBUS, en la forma de MODBUS/RTU, que puede implementarse sobre una red RS-485 o sobre una red TCP/IP. [13]

CAPÍTULO III METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se describe la ingeniería del proyecto a modo de un resumen ejecutivo que permita la comprensión del mismo, pero apoyado en el marco teórico ya expuesto.

La metodología para la solución del problema se esquematiza del siguiente modo en la Figura 3.1.

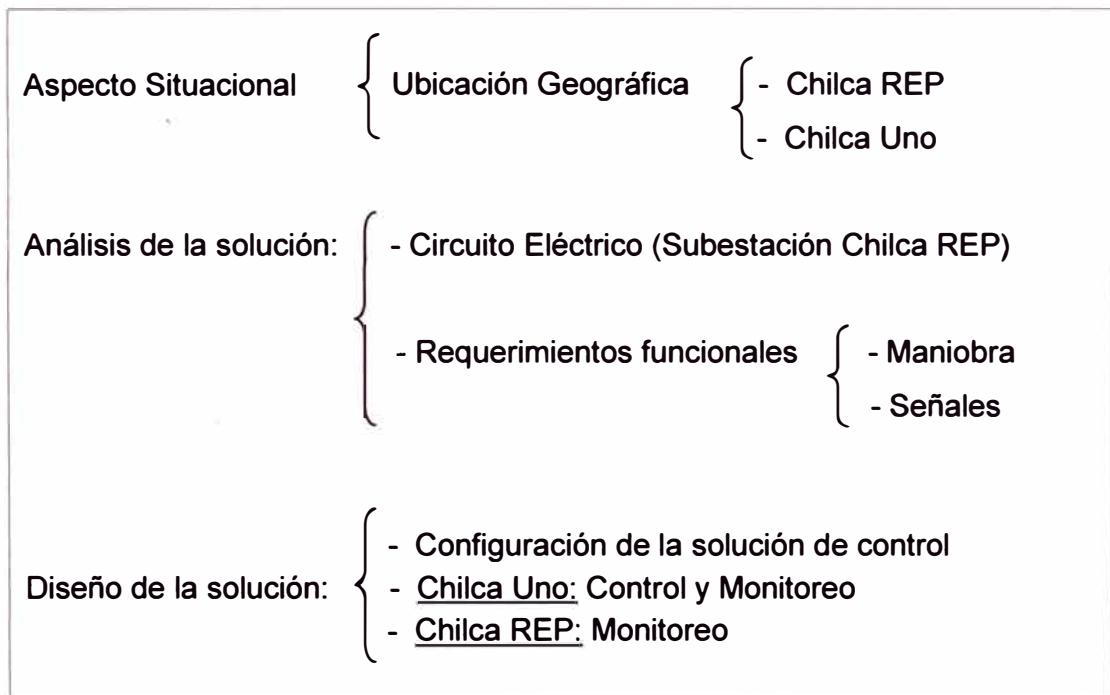


Figura 3.1 Cuadro sinóptico de la solución

3.1 Aspecto situacional del caso de estudio

En esta sección se explican los aspectos relevantes al caso de estudio y que están ligados con la solución desarrollada.

3.1.1 Ubicación geográfica de los emplazamientos

Tanto Chilca REP (Estación de ISA Perú) como Chilca Uno (Generadora de Enersur) se encuentran en Chilca, provincia de Cañete, a la altura del km 61 de la carretera Panamericana Sur.

Son de fácil acceso desde la panamericana Sur a través de carreteras afirmadas. Además la distancia aproximada entre ambos emplazamientos es de aproximadamente 900 metros.



Figura 3.2 Ubicación de los emplazamientos (Fuente: Google Earth-Mapinfo)

3.1.2 Descripción general de cada emplazamiento

En esta sección se describen las características básicas de cada emplazamiento

a. Chilca Uno

La planta de Generación Termoeléctrica Chilca Uno, es la primera central construida desde la llegada del gas de Camisea para utilizar gas natural como combustible. Posee tres turbinas a gas natural que operan en ciclo abierto (Figura 3.3), con una potencia nominal total de 559.8 MW. Dos turbinas de 180 MW y una tercera de 199.80 MW de potencia nominal [6].



Figura 3.3 Vista panorámica de Chilca Uno (Fuente: Ref. [7])

La construcción de la central empezó en septiembre de 2005. En diciembre de 2006 ingresó en operación comercial la primera unidad, la segunda en julio de 2007 y la tercera en agosto de 2009.

La central cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo que acondiciona y prepara el gas natural de acuerdo con los requerimientos de combustión de las turbinas.

Para conectarse al SEIN y poder entregar la energía generada, dispone de una subestación eléctrica interna de doble barra en 220 kV y torres de transmisión donde se

conectan las líneas desde la subestación de Chilca operada por la empresa Red de Energía del Perú (ISA REP).

La central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de su estación de regulación y medición de gas natural y su subestación eléctrica.

Actualmente se está implementando el proyecto de conversión a ciclo combinado de la central, que consiste en el cierre de los ciclos de las tres turbinas de gas y la instalación de una nueva turbina a vapor de aproximadamente 270 MW de potencia nominal, lo que permitirá incrementar la potencia total de la central a alrededor de 800 MW. La entrada en operación comercial del proyecto ciclo combinado está prevista para el segundo trimestre de 2013.

En la Figura 3.4 se muestra una vista panorámica de la Planta Termoeléctrica (PT) Chilca Uno. En ella se puede apreciar las tres calderas y la subestación, además de las dos torres que conectan a la SE Chilca REP.



Figura 3.4 Vista perspectiva de la CT Chilca Uno (Fuente: Ref. [7])

b. Chilca REP

Es una subestación de tipo convencional, con niveles de tensión de 220 kV y 500 kV (Figura 3.5).



Figura 3.5 Vista general de la Subestación Chilca REP (Fuente: Ref. [8])

Está conformada por los patios de conexiones, patio de transformación, edificios de control, campos o bahías de conexiones y casetas de relés o controladores de bahía.

Se disponen de accesos para el mantenimiento de los equipos y para las diferentes áreas en las que están ubicados los equipos de los patios de llaves.

La configuración para el nivel de tensión de 220 kV es de doble barra con seccionador de transferencia, cuya característica principal es reunir las ventajas de las configuraciones doble barra y barra principal y de transferencia, logrando de esta manera aumentar la flexibilidad y la confiabilidad de la subestación.

Operándola como doble barra, permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas o conectar circuitos provenientes de una misma fuente a cada una de ellas sin requerirse hacer cruces en las entradas de líneas, aumentando de esta forma la flexibilidad de la subestación.

Convirtiendo una de las barras en barra de transferencia y conectando un circuito a dicha barra de transferencia, se puede realizar mantenimiento del interruptor asociado al circuito, manteniendo el servicio del circuito aumentando de esta forma la confiabilidad de la instalación.

La Figura 3.6 muestra una vista aérea de los emplazamientos. Se puede apreciar a tanto a la SE Chilca REP como a la Planta Termoeléctrica (PT) Chilca Uno, con su respectiva subestación, distanciados aproximadamente 900 metros, desde donde parten las dos líneas 220 kV hacia Chilca REP, para luego unirse al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

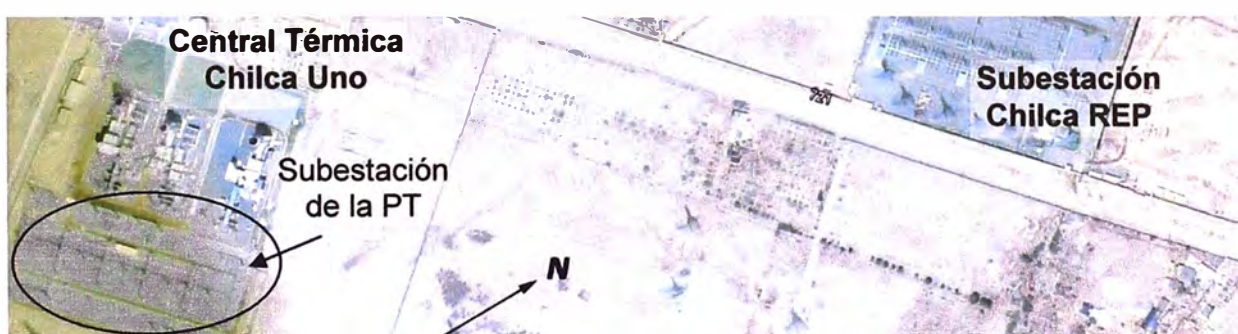


Figura 3.6 Vista aérea de emplazamientos (Fuente: Google Earth)

3.2 Análisis de la solución

Esta sección se organiza de la siguiente manera:

- Circuito eléctrico de Chilca REP
- Requerimientos funcionales del proyecto

3.2.1 Circuito eléctrico de Chilca REP

La Figura 3.7 muestra el esquema básico (diagrama unifilar) de los elementos que son parte de la subestación, incorporando tanto a las líneas provenientes de Enersur como de otras cuya responsabilidad de control son de Chilca REP.

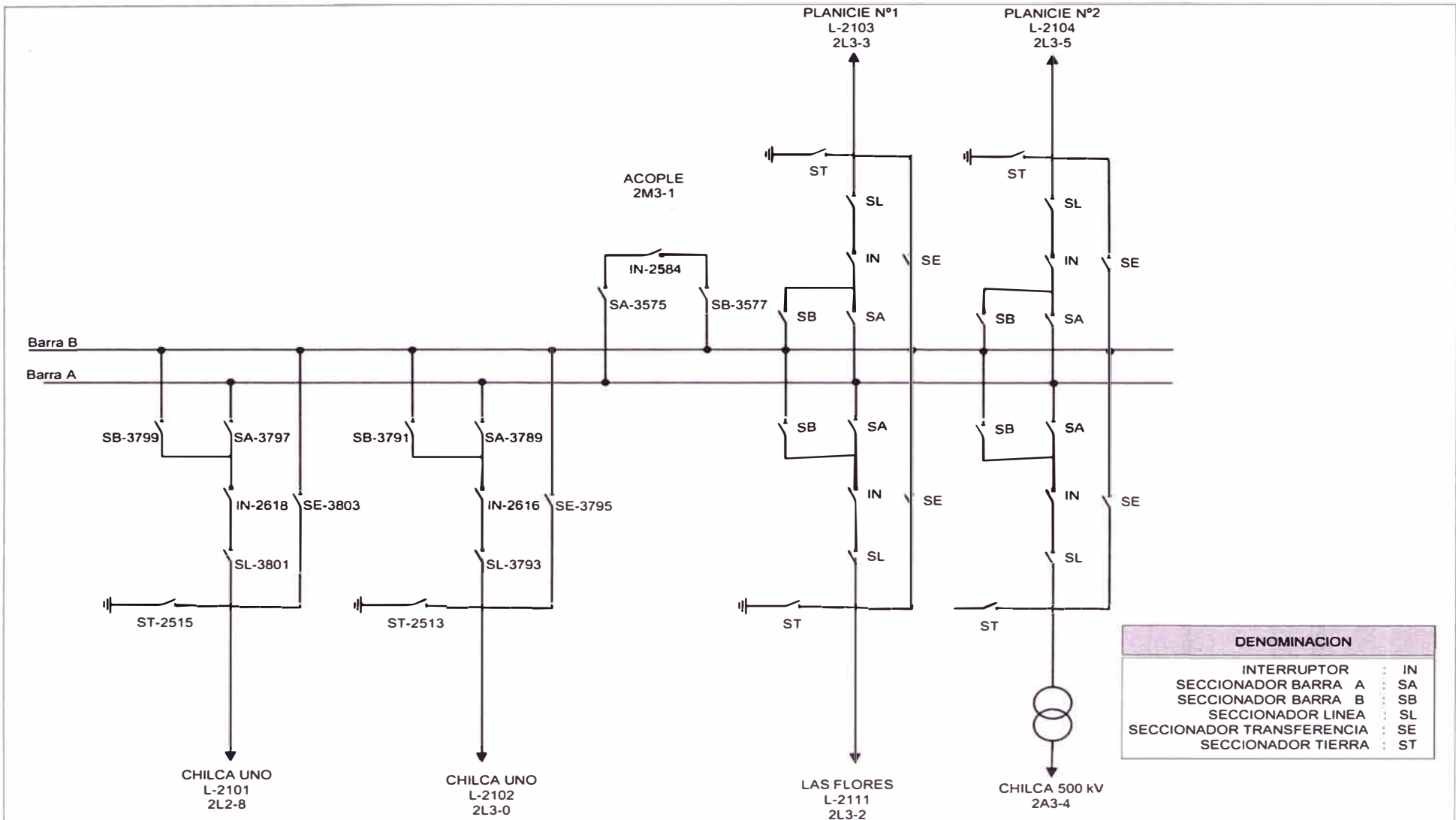


Figura 3.7 Esquema Unifilar de bahías en Chilca REP (Fuente: Elaboración Propia)

En el esquema unifilar anterior se pueden apreciar a las bahías de Enersur (Líneas L-2101 y L-2102) así como la correspondiente a las Flores (L-2111). También se puede ver a las dos barras (A y B). Usando como ejemplo para la descripción a la bahía Enersur 2101 se puede apreciar primero al ST (Seccionador de Tierra), luego al SL (Seccionador de Línea), al SE (Seccionador de Transferencia), al SA y al SB (Seccionador de barra A y de Barra B, respectivamente), finalmente al IN (interruptor).

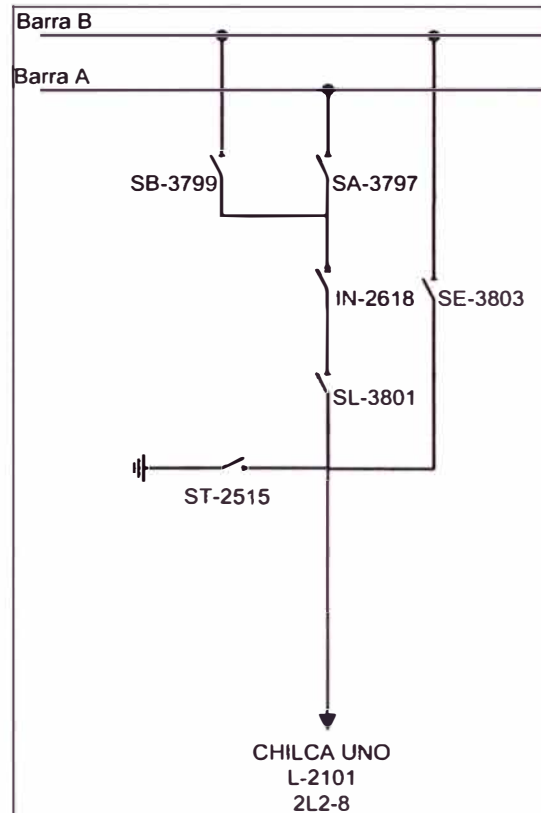


Figura 3.8 Circuito unifilar del campo 2L2-8, línea L-2101 (Fuente: Elab. Propia)

Todos los elementos mencionados poseen un código especial dentro de la subestación para identificarlos claramente, estos seccionadores son mecanismos que deben ser controlados para una adecuada secuencia de conexión. El tipo de bahía descrito corresponde al de “doble barra mas seccionador de transferencia”. La Figura 3.9 muestra la imagen del patio de conexiones de Chilca REP.



Figura 3.9 Imagen de las bahías de la subestación Chilca REP (Fuente: Elab. Propia)

3.2.2 Requerimientos funcionales de la solución

En esta sección se explica tanto las operaciones o maniobras de control como las señales requeridas para las lógicas de control y protección

a. Operación o maniobra

Como fue explicado, Enersur es responsable del control de las bahías de las líneas L-2101 y L-2102 y es muy importante que para ello se conozca anticipadamente el estado de las posiciones de las otras bahías, acoples y seccionador de enlace. Del mismo modo, Chilca REP debe conocer el estado de los mismos en lo que corresponde a Enersur.

Considerando la Figura 3.7, se tiene las siguientes posibles secuencias de maniobras, los cuales se explican en cada una de las tablas a continuación:

- "Conectar Circuito a la barra A" : Tabla 3.1
- "Conectar Circuito a la barra B" : Tabla 3.2
- "Desconectar Circuito de la barra A" : Tabla 3.3
- "Desconectar Circuito de la barra B" : Tabla 3.4
- "Cambiar circuito de la barra A a la barra B" : Tabla 3.5
- "Cambiar circuito de la barra A a la barra B" : Tabla 3.6
- "Energizar un campo en modo de transferencia": Tabla 3.7
- "Desenergizar un campo en modo de transferencia": Tabla 3.8
- "Transferir un campo" : Tabla 3.9
- "Devolver un campo de transferencia a barra A": Tabla 3.10

Tabla 3.1 Secuencia de maniobras: "Conectar Circuito a la barra A" (Fuente: [14])

INICIO	PASO 1	PASO 2	PASO 3	Fin
CONDICIONES INICIALES	CERRAR	CERRAR	CERRAR	CONDICIONES FINALES
IN-2618 ABIERTO			IN-2618	IN-2618 CERRADO
SA-3797 ABIERTO	SA-3797			SA-3797 CERRADO
SB-3799 ABIERTO				SB-3799 ABIERTO
SE-3803 ABIERTO				SE-3803 ABIERTO
SL-3801 ABIERTO		SL-3801		SL-3801 CERRADO
ST-2515 ABIERTO				ST-2515 ABIERTO

Tabla 3.2 Secuencia de maniobras:"Conectar Circuito a la barra B" (Ibid)

INICIO	PASO 1	PASO 2	PASO 3	Fin
CONDICIONES INICIALES	CERRAR	CERRAR	CERRAR	CONDICIONES FINALES
IN-2618 ABIERTO			IN-2618	IN-2618 CERRADO
SA-3797 ABIERTO				SA-3797 ABIERTO
SB-3799	SB-3799			SB-3799

ABIERTO				CERRADO
SE-3803 ABIERTO				SE-3803 ABIERTO
SL-3801 ABIERTO		SL-3801		SL- 3801 CERRADO
ST-2515 ABIERTO				ST-2515 ABIERTO

Tabla 3.3 Secuencia de maniobras:"Desconectar Circuito a la barra A" (Ibíd)

INICIO	PASO 1	PASO 2	PASO 3	Fin
CONDICIONES INICIALES	ABRIR	ABRIR	ABRIR	CONDICIONES FINALES
IN-2618 CERRADO	IN-2618			IN-2618 ABIERTO
SA-3797 CERRADO			SA-3797	SA-3797 ABIERTO
SB-3799 ABIERTO				SB-3799 ABIERTO
SE-3803 ABIERTO				SE-3803 ABIERTO
SL-3801 CERRADO		SL-3801		SL-3801 CERRADO
ST-2515 ABIERTO				ST-2515 ABIERTO

Tabla 3.4 Secuencia de maniobras:"Desconectar circuito a la barra B" (Ibid)

INICIO	PASO 1	PASO 2	PASO 3	Fin
CONDICIONES INICIALES	ABRIR	ABRIR	ABRIR	CONDICIONES FINALES
IN-2618 ABIERTO	IN-2618			IN-2618 ABIERTO
SA-3797 ABIERTO				SA-3797 ABIERTO
SB-3799 ABIERTO			SB-3799	SB-3799 ABIERTO
SE-3803 ABIERTO				SE-3803 ABIERTO
SL-3801 ABIERTO		SL-3801		SL-3801 CERRADO
ST-2515 ABIERTO				ST-2515 ABIERTO

Tabla 3.5 Secuencia de maniobras:"cambiar circuito de la barra A a la barra B" (Ibíd)

inicio	paso 1	paso 2	paso 3	paso 4	paso 5	paso 6	paso 7	paso 8	fin
Cond. Inic.	cerrar	cerrar	cerrar	cerrar	abrir	abrir	abrir	abrir	Cond. final
IN-2618 Cerrado									IN-2618 Cerrado
SA-3797 abierto					SA-3797				SA-3797 cerrado
SB-3799 cerrado				SB-3799					SB-3799 abierto
SE-3803 abierto									SE-3803 abierto
SL-3801 cerrado									SL-3801 cerrado

ST-2515 abierto									ST-2515 abierto
IN-2584 abierto (acople)			IN-2584			IN-2584			IN-2584 abierto (acople)
SA-3575 abierto (acople)	SA-3575							SA-3575	SA-3575 abierto (acople)
SB-3577 abierto (acople)		SB-3577					SB-3577		SB-3577 abierto (acople)

Tabla 3.6 Secuencia de maniobras:"cambiar circuito de la barra B a la barra A" (Ibid)

inicio	paso 1	paso 2	paso 3	paso 4	paso 5	paso 6	paso 7	paso 8	fin
Cond. Inic.	cerrar	cerrar	cerrar	cerrar	abrir	abrir	abrir	abrir	Cond. final
IN-2618 Cerrado									IN-2618 Cerrado
SA-3797 abierto				SA-3797					SA-3797 cerrado
SB-3799 cerrado					SB-3799				SB-3799 abierto
SE-3803 abierto									SE-3803 abierto
SL-3801 cerrado									SL-3801 cerrado
ST-2515 abierto									ST-2515 abierto
IN-2584 abierto (acople)			IN-2584			IN-2584			IN-2584 abierto (acople)
SA-3575 abierto (acople)	SA-3575							SA-3575	SA-3575 abierto (acople)
SB-3577 abierto (acople)		SB-3577					SB-3577		SB-3577 abierto (acople)

Tabla 3.7 Secuencia de maniobras:"Energizar un campo en modo de transferencia" (Ibid)

inicio	paso 1	paso 2	paso 3	paso 4	fin
Cond. Inic.	cerrar	cerrar	cerrar	cerrar	Cond. Finales
IN-2618 abierto					IN-2618 abierto
SA-3797 abierto					SA-3797 abierto
SB-3799 abierto					SB-3799 abierto
SE-3803 abierto	SE-XXXX				SE-3803 cerrado
SL-3801 abierto					SL-3801 abierto
ST-2515 abierto					ST-2515 abierto
IN-2584 abierto (acople)				IN-2584	IN-2584 cerrado (acople)

SA-3575 abierto (acople)		SA-3575			SA-3575 cerrado (acople)
SB-3577 abierto (acople)			SB-3577		SB-3577 cerrado (acople)
SE-XXXX todos los campos abiertos					SE-XXXX todos los campos abiertos
todos los campos conectados a barra A					todos los campos conectados a barra A

Tabla 3.8 Sec. de maniobras:"Desenergizar un campo en modo de transferencia" (Ibíd)

inicio	paso 1	paso 2	paso 3	paso 4	fin
Cond. Inic.	abrir	abrir	abrir	abrir	Cond. Finales
IN-2618 abierto					IN-2618 abierto
SA-3797 abierto					SA-3797 abierto
SB-3799 abierto					SB-3799 abierto
SE-3803 abierto				SE-3803	SE-3803 cerrado
SL-3801 abierto					SL-3801 abierto
ST-2515 abierto					ST-2515 abierto
IN-2584 abierto (acople)	IN-2584				IN-2584 abierto (acople)
SA-3575 abierto (acople)			SA-3575		SA-3575 abierto (acople)
SB-3577 abierto (acople)		SB-3577			SB-3577 abierto (acople)
SE-XXXX todos los campos abiertos					SE-XXXX todos los campos abiertos
todos los campos conectados a barra A					todos los campos conectados a barra A

Tabla 3.9 Secuencia de maniobras:"Transferir un campo" (Ibíd.)

inicio	Paso 1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fin
Cond. Inic.	cerrar	cerrar	cerrar	cerrar	abrir	cerrar	abrir	abrir	abrir	Conf. final
IN-2618 Cerrado							IN-XXX			IN-XXX abierto
SA-3797 cerrado					SA-3797					SA-3797 abierto
SB-3799 abierto				SB-3799					SB-3799	SB-3799 abierto
SE-3803 abierto						SE-3803				SE-3803 cerrado
SL-3801 cerrado								SL-3801		SL-3801 abierto
ST-2515 abierto										ST-2515 abierto
IN-2584 abierto (acople)			IN-2584							IN-2584 cerrado (acople)
SA-3575 abierto (acople)	SA-3575									SA-3575 cerrado (acople)
SB-3577 abierto		SB-3577								SB-3577 cerrado

(acople)										(acople)
SE-XXXX todos los campos abiertos										SE-XXXX todos los campos abiertos
todos los campos conectados a barra A										todos los campos conectados a barra A

Tabla 3.10 Sec. de maniobras: "Devolver un campo de transferencia a barra A" (Ibíd)

Inicio	Paso 1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fin
Cond. Inic.	cerrar	cerrar	cerrar	abrir	cerrar	abrir	abrir	abrir	abrir	Conf. final
IN-2618 abierto			IN-2618							IN-2618 cerrado
SA-3797 abierto					SA- 3797					SA-3797 cerrado
SB-3799 abierto	SB-3799					SB-3799				SB-3799 abierto
SE-3803 cerrado				SE- 3803						SE-3803 abierto
SL-3801 abierto		SL-3801								SL-3801 cerrado
ST-2515 abierto										ST-2515 abierto
IN-2584 cerrado (acople)							IN-2584			IN-2584 abierto (acople)
SA-3575 cerrado (acople)									SA- 3575	SA-3575 abierto (acople)
SB-3577 cerrado (acople)								SB- 3577		SB-3577 abierto (acople)
SE-XXXX otros campos abiertos										SE-XXXX todos los campos abiertos
Los otros campos conectados a barra A										todos los campos conectados a barra A

Descripción de dos casos de maniobras: (A modo de ejemplo)

Caso 1: CONECTAR CIRCUITO A LA BARRA A.

Se cierra el seccionador de barra A, luego seccionador de línea y finalmente el interruptor, ya que este puede cerrar con carga.

Caso 2: CONECTAR CIRCUITO A LA BARRA B

Se cierra el seccionador de barra B, luego seccionador de línea, y finalmente el interruptor, ya que este puede cerrar con carga.

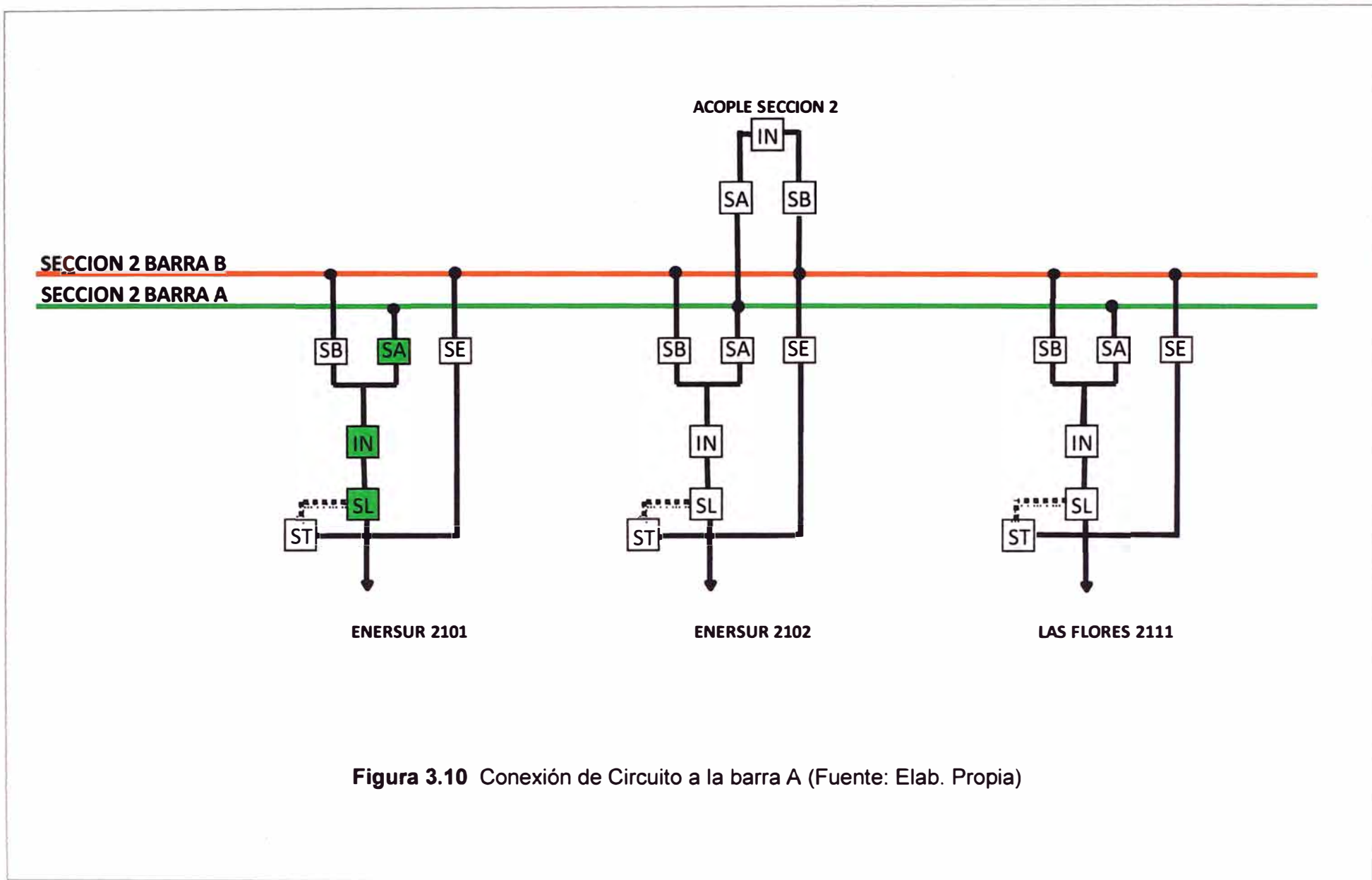


Figura 3.10 Conexión de Circuito a la barra A (Fuente: Elab. Propia)

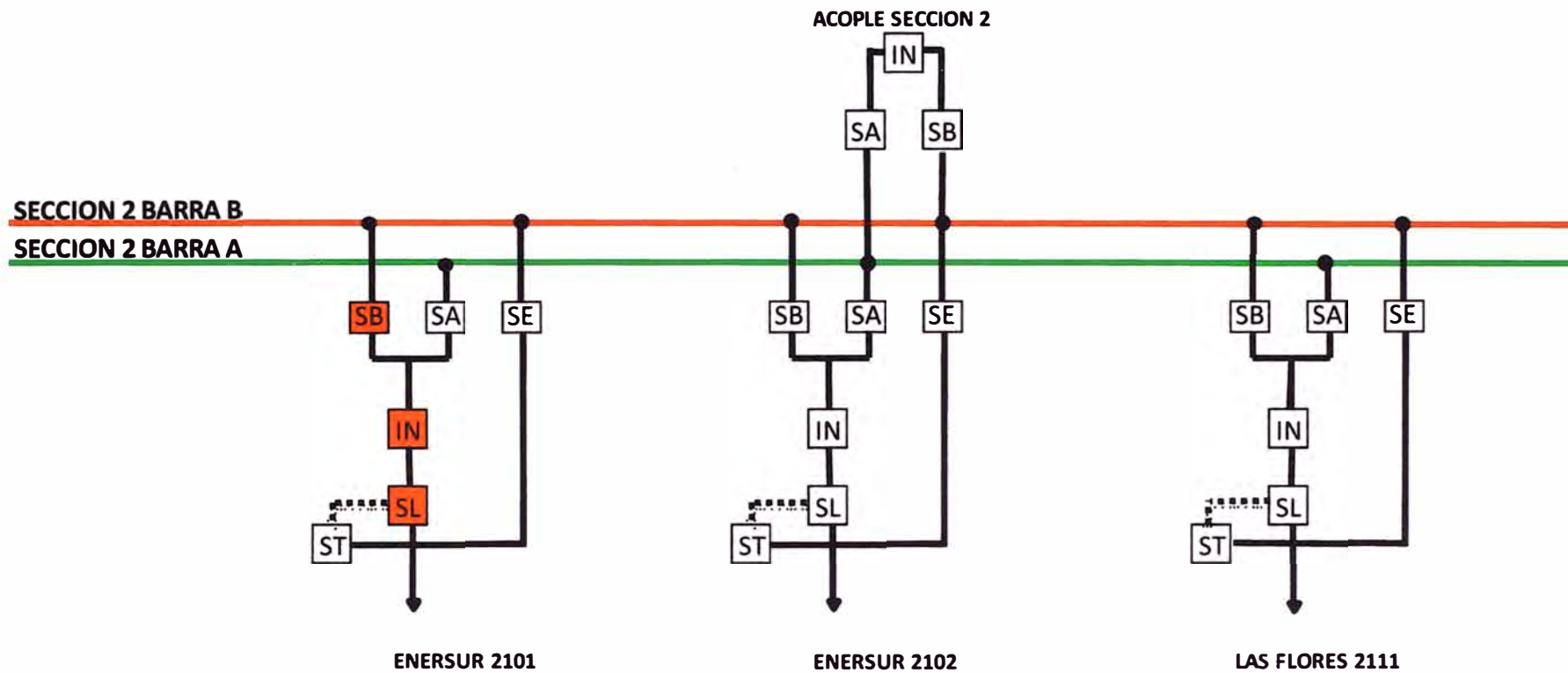


Figura 3.11 Conexión de Circuito a la barra B (Fuente: Elab. Propia)

b. Señales

Para poder tener el control en una subestación se tiene diferentes tipos de señales: Mandos, eventos, alarmas, enclavamientos, mediciones.

b.1 Mandos

Son las principales señales de una subestación, con ellos se operan los equipos ubicados en la subestación. Por medio de un mando el operador ejecuta un proceso y se puede generar desde los niveles 1,2 y 3; luego llegan a los equipos de patio. Los mandos tienen restricciones pues no se ejecutara si el modo no está en local y el modo de todos los niveles inferiores no está en remoto. [12]

b.2 Eventos

Los eventos permiten al operador visualizar el estado de los diferentes equipos de la subestación, desde el tablero de control. Se necesitan los eventos de todos los seccionadores e interruptores que intervienen en la lógica de los enclavamientos, incluso de las otras bahías, dado que con las ventajas de la comunicación del protocolo EIC 61850 que permite el intercambio de información entre equipos, las únicas indicaciones que se alambran son las pertenecientes a la bahía que controla la unidad de Control. [12]

b.3 Alarmas

Son señales que se generan para alertar al operador de una subestación, de un evento inusual de la falla de un componente o simplemente de la operación de otro. Las alarmas provienen de los interruptores, transformadores, sistemas de alimentación, protección, medición y comunicación, además de las alarmas generales de toda la subestación. [12]

b.4 Enclavamientos

El enclavamiento es un sistema para restringir el funcionamiento de un equipo determinado, para proteger el sistema de fallas por maniobra, así los mandos se podrán realizar si la configuración de funcionamiento de la subestación en ese momento la permite.

En una subestación 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 presión de SF₆ adecuada, energía suficiente para la maniobra, etc., o pueden ser externas las cuales se refieren principalmente a la posición de otros equipos en la subestación o el estado de los relés de protección.

Los principales enclavamientos que se presentan en una subestación son:

- Un seccionador nunca se debe maniobrar con carga.
- Para maniobrar un seccionador, el interruptor o interruptores asociados, así como las

cuchillas de puesta a tierra deben estar abiertos.

- Cuchillas de puesta a tierra solo se maniobran cuando los seccionadores de línea estén abiertos y cuando no exista tensión en la línea.
- Los seccionadores de by-pass o paso directo se cierran con tensión cuando el interruptor que tienen en paralelo está cerrado, es decir, cuando hay la misma tensión entre sus terminales.
- Un seccionador de transferencia se puede cerrar con tensión cuando hay la misma tensión en sus dos terminales, es decir, cuando el interruptor de transferencia está cerrado. Adicionalmente, únicamente puede permanecer cerrado un solo seccionador de transferencia, o sea una sola transferencia al tiempo.
- Los seccionadores de barras, en subestaciones de doble barra, se pueden operar con tensión cuando el interruptor de acople esté cerrado.
- Un interruptor para cerrar debe cumplir 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. [11]

Las lógicas de enclavamientos son definidas de acuerdo con la configuración de la subestación. Las lógicas de enclavamientos son programadas en los controladores de campo, en estas lógicas se usan las señales recibidas directamente de los equipos de patio, o también las señales recibidas por otros equipos de control o protección.

b.5 Mediciones

Se basa en los transformadores de corriente y de tensión. Realizan las mediciones en una subestación en las bahías respectivas.

c. Listado de señales para las lógicas de control y protección

Las señales propias de cada equipo del patio de conexiones que serán recibidas por los controladores y con las cuales se elaboran las lógicas de enclavamientos, son las siguientes:

c.1 Para el control de los seccionadores de barra A

Se tienen las siguientes señales:

- Selector Local/Remoto (del control del motor del seccionador).
- Falla de mecanismo de operación.
- Posición abierto o cerrado.
- Mando manual operado.
- Posición del Seccionador de barra A del acople.
- Posición del Seccionador de barra B del acople.
- Posición del interruptor del acople.

- Posición del Seccionador de barra B propio de la bahía.
- Posición del interruptor propio de la bahía.

c.2 Para el control de los seccionadores de barra B

Se tienen las siguientes señales:

- Selector Local/Remoto (del control del motor del seccionador).
- Falla de mecanismo de operación.
- Posición abierto o cerrado.
- Mando manual operado.
- Otros seccionadores de transferencia abiertos.
- Posición del interruptor del acople.
- Posición del Seccionador de barra A del acople.
- Posición del Seccionador de barra B del acople.
- Posición del Seccionador de barra A propia de la bahía.
- Posición del interruptor propio de la bahía.

c.3 Para el control del interruptor

Se tienen las siguientes señales:

- Selector Local/Remoto (del control del mando del interruptor).
- Falla de mecanismo de operación.
- Posición abierto o cerrado.
- Falla baja presión SF6 (presión del gas debajo del límite aceptado)
- Relé disparo y bloqueo operado.
- Discrepancia de polos (la conexión de uno de los polos está en posición distinta al de los otros).
- Protección principal disponible (equipo de protección operativo).
- Protección respaldo disponible.
- MCB PT núcleo 1 cerrado (breaker del transformador de voltaje del lado núcleo 1 cerrado).
- MCB PT núcleo 2 cerrado (breaker del transformador de voltaje del lado núcleo 2 cerrado).
- Supervisión circuito de disparo 1 bien.
- Supervisión circuito de disparo 2 bien.

c.4 Señales del equipo controlador

Se tienen las siguientes señales:

- Selector local/remoto.
- Selector interlocking ON/OFF.
- Señal de mando.

c.5 Para el control del seccionador de transferencia

Se tiene en cuenta las siguientes señales:

- Selector Local/Remoto (del control del motor del seccionador).
- Falla de mecanismo de operación.
- Seccionador abierto o cerrado.
- Mando manual operado.
- Otros seccionadores de transferencia abiertos.
- Seccionadores de barra B de otros campos abiertos.

c.6 Para el control del seccionador de línea

Se tiene en cuenta las siguientes señales:

- Selector Local/Remoto (del control del motor del seccionador).
- Falla de mecanismo de operación.
- Posición abierto o cerrado.
- Mando manual operado.
- Posición del interruptor del acople.
- Posición del Seccionador de barra A del acople.
- Posición del Seccionador de barra B del acople.
- Posición del interruptor propio de la bahía.
- Posición del seccionador de transferencia propio de la bahía.
- Posición de la cuchilla de puesta a tierra.

3.3 Diseño de la solución

Para la solución se uso el sistema SAS (SIEMENS), en la cual se tiene una jerarquía de mandos de acuerdo a sus niveles de control.

3.3.1 Arquitectura de control

El alcance para el sistema de control comprende:

- La implementación del control de Nivel 0 desde las cajas de mando de los equipos en el patio (los equipos a controlar).
- La instalación de los tableros de control (Nivel 1) y el cableado de todas las señales hasta dichos tableros, ubicados en la caseta de patio (C38).
- La red de datos SAS, el sistema de control centralizado desde la sala de control de la subestación (Nivel 2) y
- Comunicación remota con los dos Centros de Control (Nivel 3). (no incluye en informe)

Para la arquitectura de control se considera lo mostrado en la Figura 2.5, de la sección 2.2.2, del capítulo anterior.

3.3.2 Configuración de la solución de control

El esquema de la solución es mostrado en la Figura 3.12.

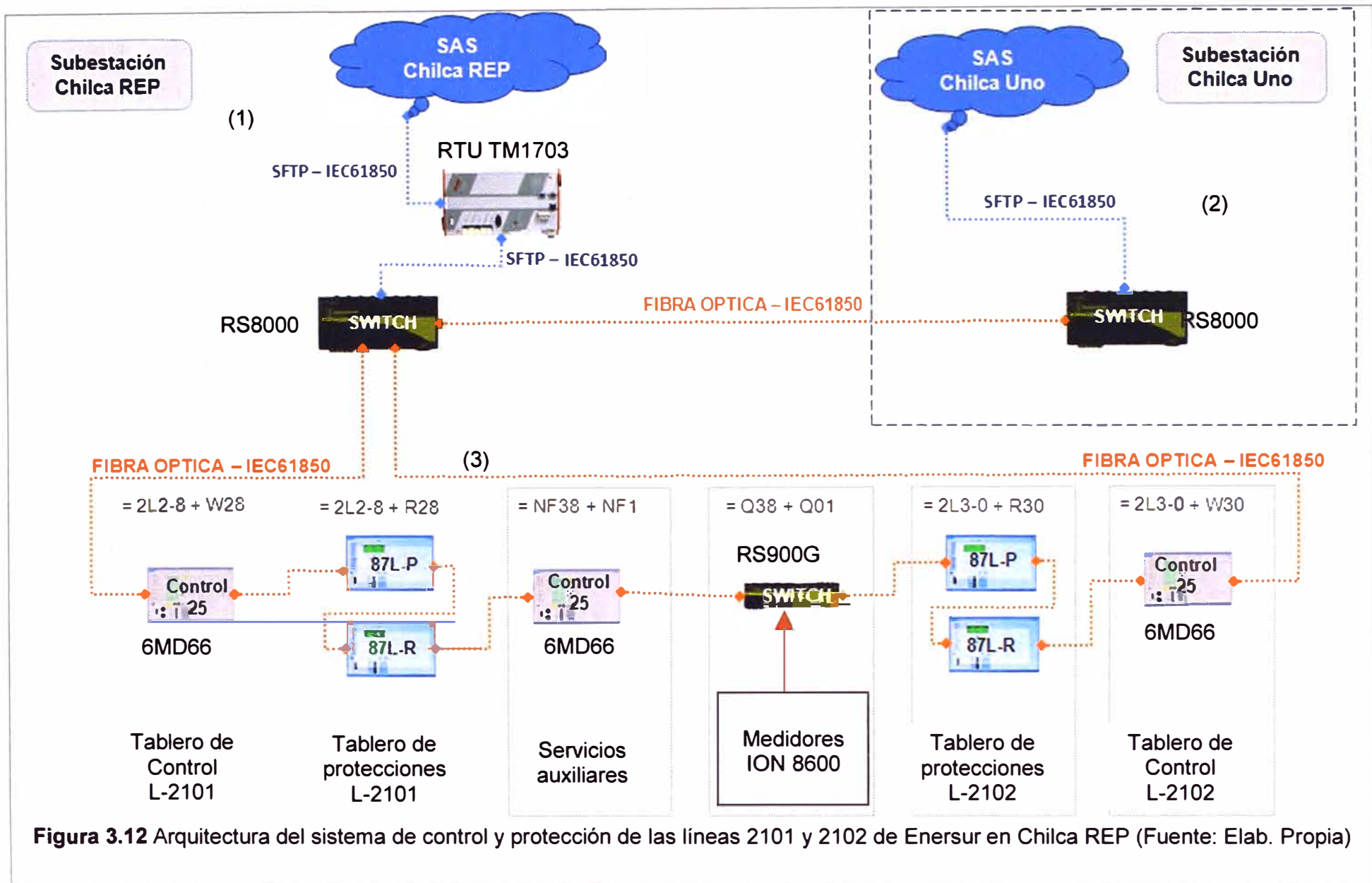


Figura 3.12 Arquitectura del sistema de control y protección de las líneas 2101 y 2102 de Enersur en Chilca REP (Fuente: Elab. Propia)

En ella se puede apreciar la topología en anillo de los equipos Siprotec encargados del control y la protección de las bahías, la conexión es a través de fibra óptica usando el protocolo IEC61850. En la configuración se puede apreciar los siguientes bloques:

- **Bloque 1:** Contiene al RTU-TM 1703 con conectividad al SAS de Chilca REP para proporcionarle la información necesaria para el control de sus propias bahías. El RTU también provee conectividad con los otros dos bloques a través de un dispositivo de red (switch industrial) modelo RS8000. [14]

- **Bloque 2:** La Subestación Chilca Uno que contienen SAS recibe la información proveniente del RTU-TM de (1) a través de un switch industrial modelo RS8000. [14]

- **Bloque 3:** Tableros de las bahías: En este caso existe el tablero de control (para cada línea, L-2101 y L-2102) comandado por un equipo de control Siprotec el cual recopila las señales de control y a la vez efectúa la secuencia de maniobra respectiva. También se encuentran los tableros de protección (de sobrecorriente, de sobre voltaje, etc.), el tablero de medición que recoge las señales de los medidores ION 8600 (energía, voltaje, frecuencia, etc.) en el switch RS900G, y finalmente el tablero de servicios auxiliares el cual se encarga del control de los bancos de baterías, luminarias, etc. [14]

3.3.3 Lógica de enclavamientos para la solución de control

Luego de haber determinado las señales disponibles de los equipos de patio, y tener en cuenta que las maniobras de tales equipos están sujetas a una serie de procedimientos, se diseñaron las lógicas de enclavamientos para cierre o apertura de los distintos elementos de las bahías.

Estos enclavamientos se configuran en los equipos de nivel 1 (de acuerdo a la estructura del SAS) denominados BCU (Bay Control Unit), para lo cual las señales de los equipos de patio serán "cableadas" a los controladores, la configuración de los BCU es por medio del software DIGSI 4.

Para el caso de los seccionadores de barra, el seccionador de línea y el seccionador de transferencia los enclavamientos son tanto para apertura como cierre, es decir, para poder abrir o cerrar se deben cumplir las mismas condiciones; caso muy distinto es del interruptor, ya que como se verá las condiciones de cierre es mucho más complicada que cualquier lógica debido a que cuando se da el cierre del interruptor se energiza la bahía y se debe tener estricto cuidado, principalmente, de las posiciones de cada seccionador; en cambio las condiciones de apertura es mucho más sencilla, debido a que para desenergizar la bahía el primer elemento a abrir es el interruptor, ya sea por operación o mando de los equipos de protección.

A continuación se muestra las lógicas de enclavamientos diseñadas para cierre o apertura de los distintos elementos de las bahías.

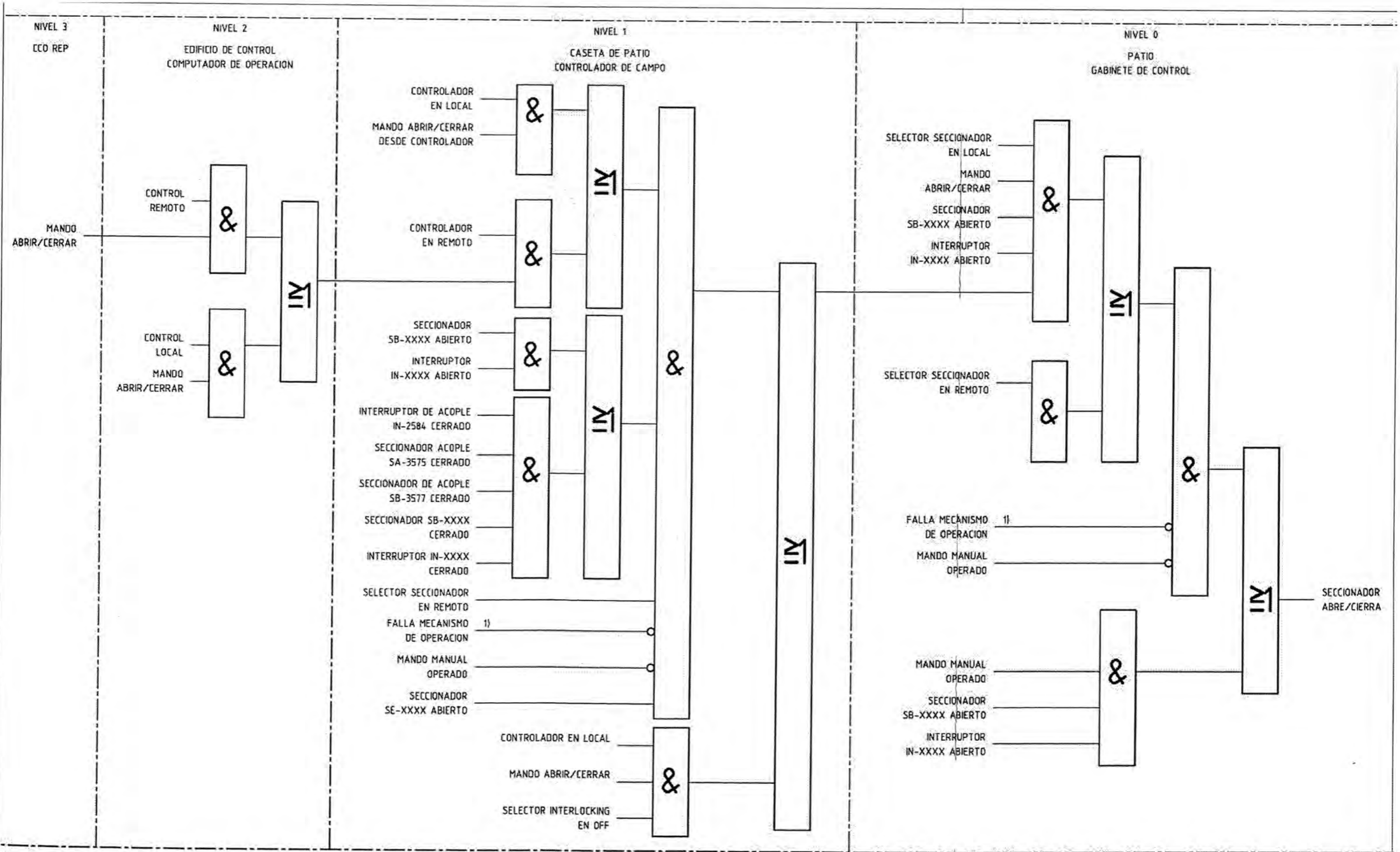


Figura 3.13 Lógica de enclavamiento "Seccionador Barra A" (Fuente: Elab. Propia)

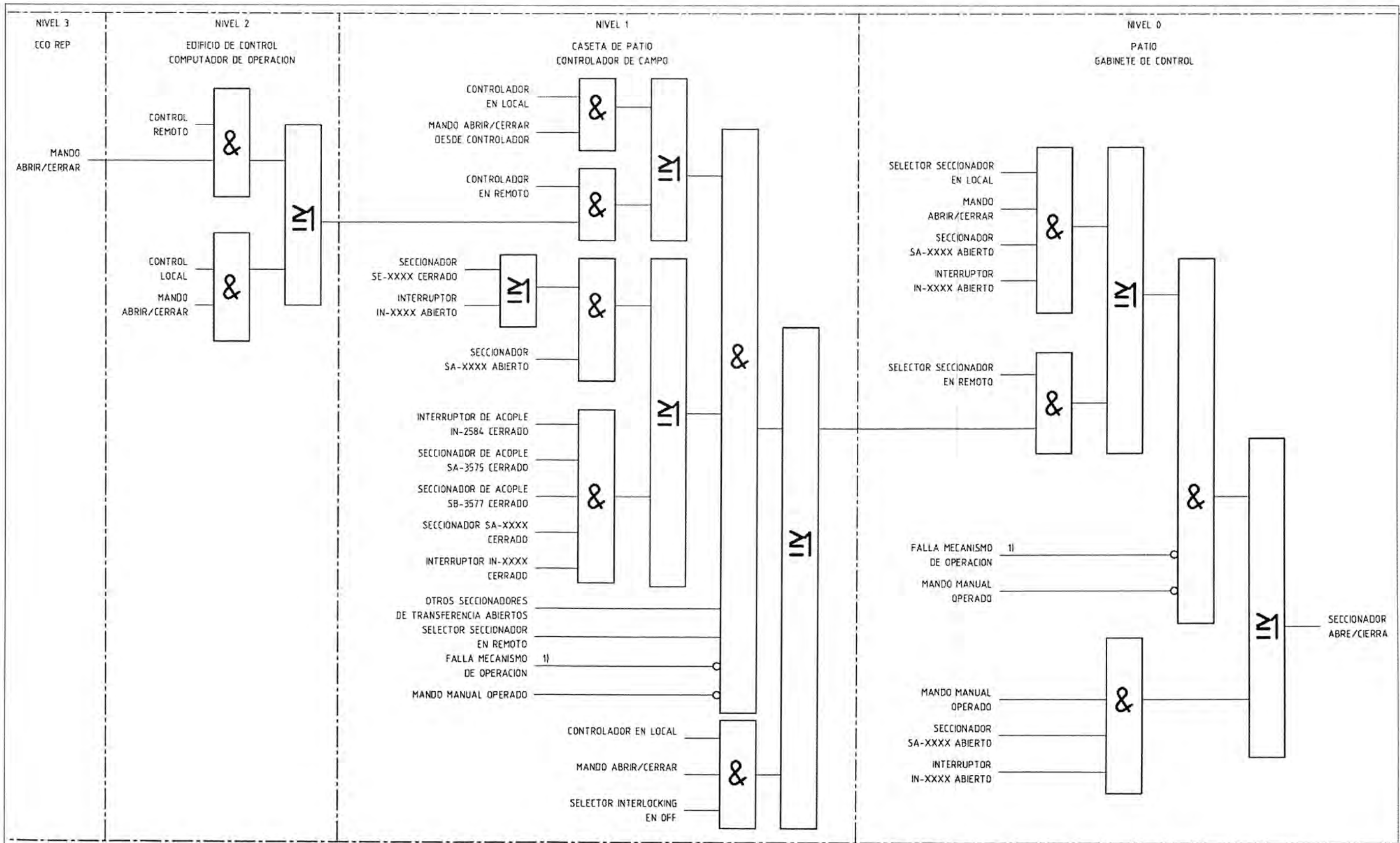


Figura 3.14 Lógica de enclavamiento "Seccionador Barra B" (Fuente: Elab. Propia)

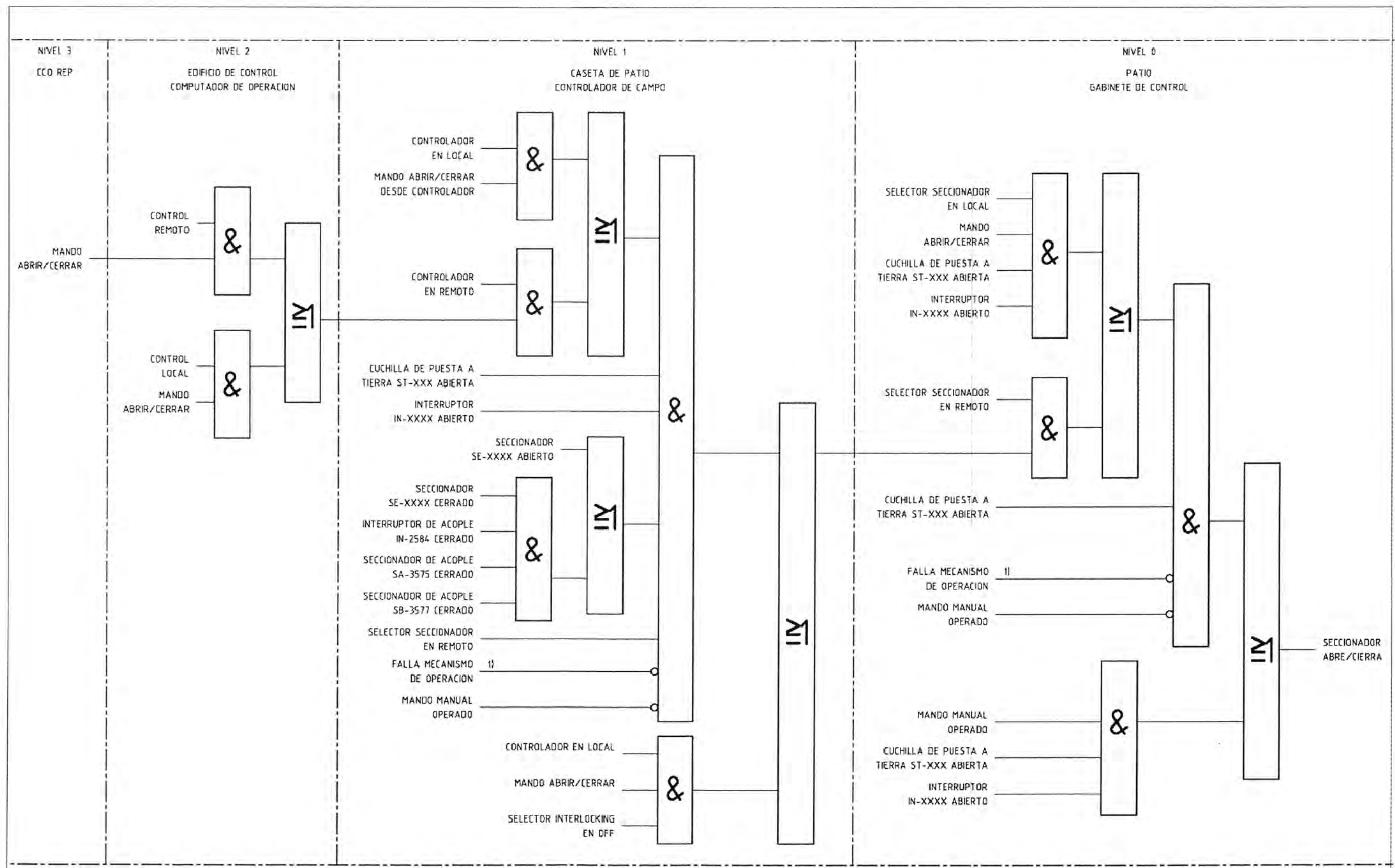


Figura 3.15 Lógica de enclavamiento "Seccionador de Línea" (Fuente: Elab. Propia)

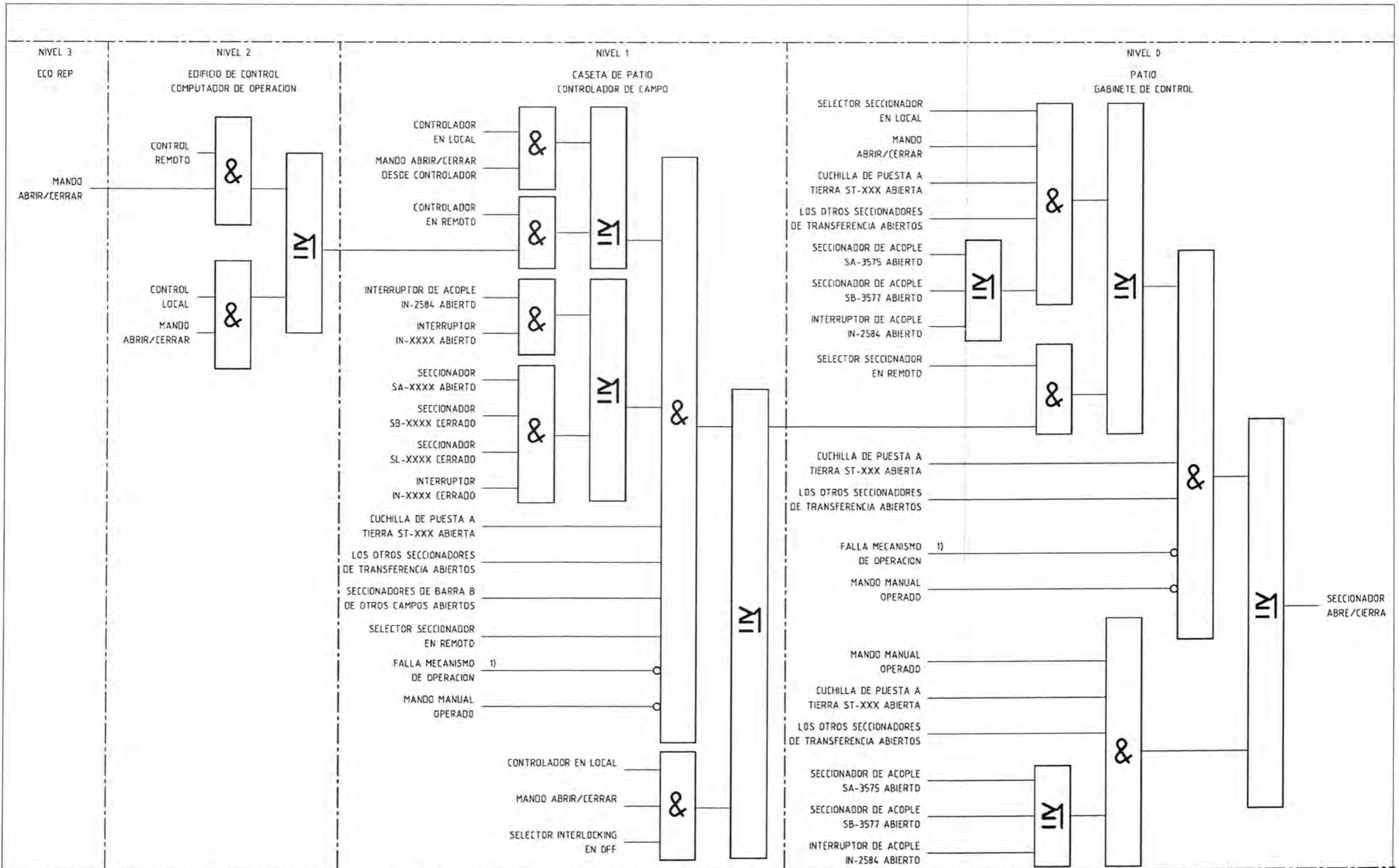


Figura 3.16 Lógica de enclavamiento "Seccionador Transferencia" (Fuente: Elab. Propia)

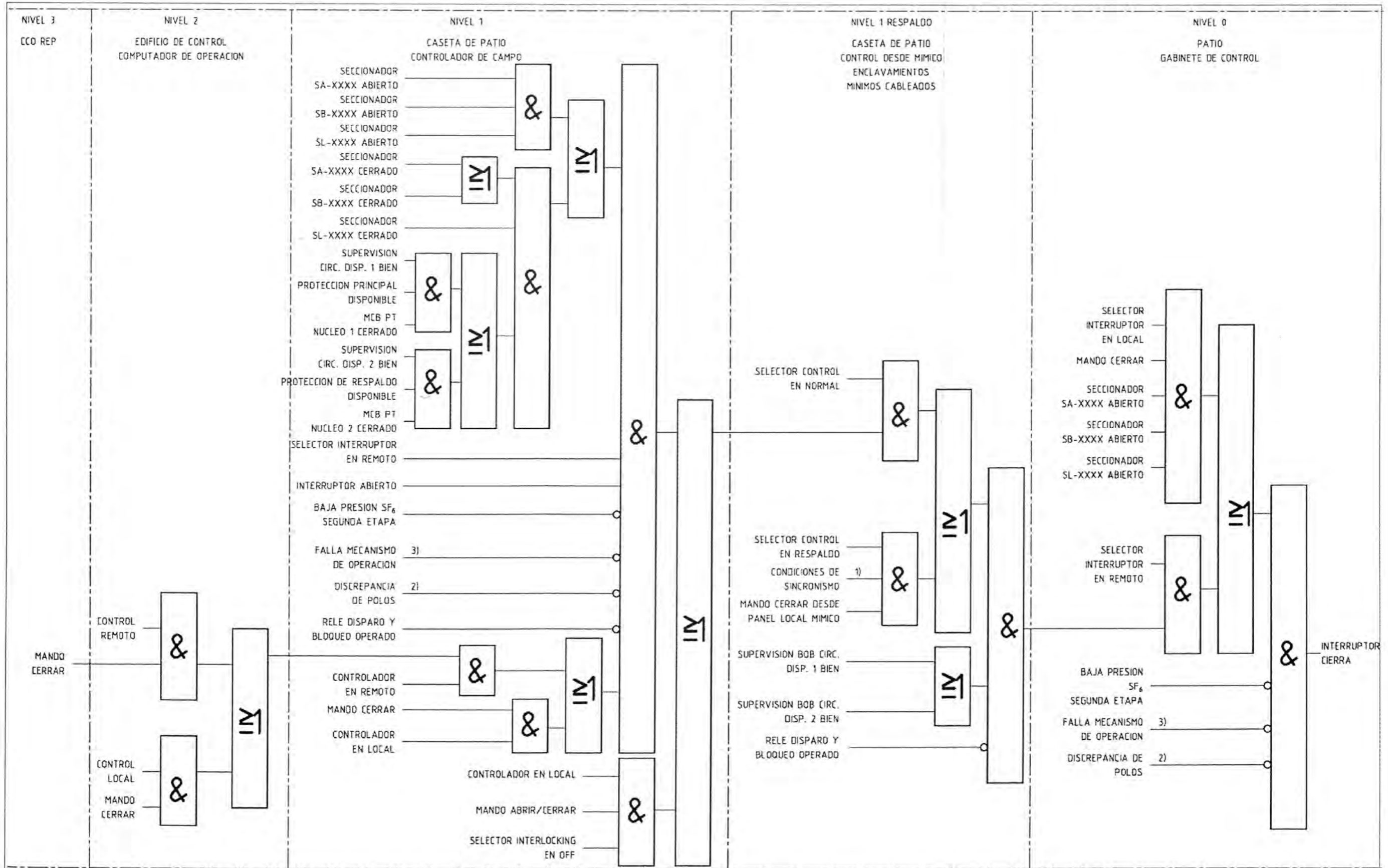


Figura 3.17 Lógica de enclavamiento "Cierre interruptor IN" (Fuente: Elab. Propia)

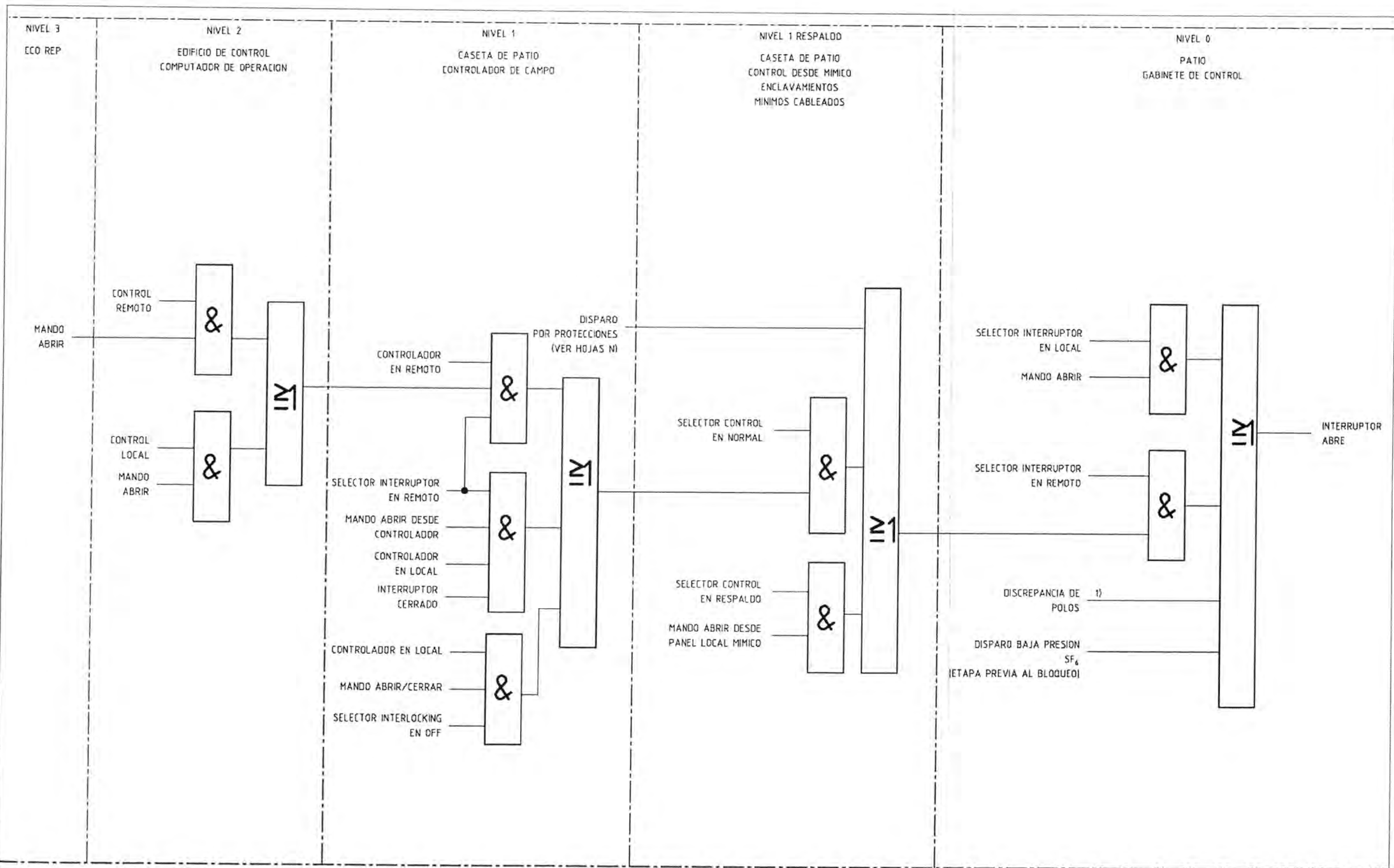


Figura 3.18 Lógica de enclavamiento "Apertura interruptor IN" (Fuente: Elab. Propia)

Para el caso de los seccionadores de barra, el seccionador de línea y el seccionador de transferencia los enclavamientos son tanto para apertura como cierre, es decir, para poder abrir o cerrar se deben cumplir las mismas condiciones; caso muy distinto es del interruptor, ya que como se verá las condiciones de cierre es mucho más complicada que cualquier lógica debido a que cuando se da el cierre del interruptor se energiza la bahía y se debe tener estricto cuidado, principalmente, de las posiciones de cada seccionador; en cambio las condiciones de apertura es mucho más sencilla, debido a que para desenergizar la bahía el primer elemento a abrir es el interruptor, ya sea por operación o mando de los equipos de protección.

3.3.4 Control y monitoreo en Chilca Uno

Considerando la configuración de Control de la Figura 3.12, toda la información proveniente de patio y de los IED's, que aproximadamente son 500 señales, es recepcionada por un switch industrial RS8000, esta la distribuye al RTU TM1703 y a un Switch RS8000 ubicado en la SE Chilca UNO. Esta información es recibida e integrada a su sistema por una SU (Station Unit) instalada con el software Sicam PAS lo cual será operado desde la sala de control ubicada en Chilca Uno, por medio del software Sicam PAS CC (IHM). Lo explicado corresponde al nivel 2 de la estructura del SAS.

3.3.5 Monitoreo en Chilca REP

Para el monitoreo de las bahías de conexión por parte de REP se uso un RTU TM1703 el cual está configurado para recibir las señales que el sistema SAS de Chilca REP necesita sólo para la supervisión de tales bahías. Esta información es recibida y luego integrada a su sistema por una SU (Station Unit) instalada con el software Sicam PAS. Las bahías son monitoreadas mediante el software Sicam PAS CC (IHM).

El RTU TM1703 filtra ciertas señales (de las casi 500) proporcionando a Chilca REP solo sesenta (60) las cuales se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Listado de señales sistema Chilca REP (Fuente: Enersur)

ITEM	EQUIPO	TOPOLOGIA	DESCRIPCION
1	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur	Disparos Transferidos al Acople
2	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\25	Bloqueado
3	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\25	Condición Línea Viva - Barra Viva
4	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\DDT	Envío
5	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\DDT	Recepción
6	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\Medidas	Corriente Fase S
7	6MD664 (BCU)	220 kVL-2101 Enersur\Controlador\Medidas	Frecuencia

ITEM	EQUIPO	TOPOLOGIA	DESCRIPCION
8	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Controlador\Medidas	Potencia Activa
9	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Controlador\Medidas	Potencia Reactiva
10	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Controlador\Medidas	Voltaje RS
11	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Interruptor IN-2618	Estado
12	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\25	Bloqueado
13	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\25	Condición Línea Viva - Barra Viva
14	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\50(N)/51(N)	Disparo
15	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\50HS	Disparo Trifasico Cierre en Falla
16	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\67N	Disparo
17	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\79	OFF
18	7SD532 (PP)	220 kV\2101 Enersur\Prot Principal\87L	Disparo
19	7SD532 (PR)	220 kV\2101 Enersur\Prot Respaldo\50(N)/51(N)	Disparo
20	7SD532 (PR)	220 kV\2101 Enersur\Prot Respaldo\50HS	Disparo Trifasico Cierre en Falla
21	7SD532 (PR)	220 kV\2101 Enersur\Prot Respaldo\67N	Disparo
22	7SD532 (PR)	220 kV\2101 Enersur\Prot Respaldo\79	OFF
23	7SD532 (PR)	220 kV\2101 Enersur\Prot Respaldo\87L	Disparo
24	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Relé Disparo y Bloqueo	Operado
25	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Seccionador SA-3797	Estado
26	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Seccionador SB-3799	Estado
27	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Seccionador SE-3803	Estado
28	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Seccionador SL-3801	Estado
29	6MD664 (BCU)	220 kV\2101 Enersur\Seccionador ST-2515	Estado
30	7SS52 (87B)	220 kV\2101 Enersur\Unidad de Campo 87B	Disparo 50BF Etapa 2
31	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur	Disparos Transferidos al Acople
32	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\25	Bloqueado
33	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\25	Condición Línea Viva - Barra Viva
34	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\DDT	Envío
35	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\DDT	Recepción
36	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\Medidas	Corriente Fase S

ITEM	EQUIPO	TOPOLOGIA	DESCRIPCION
37	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\Medidas	Frecuencia
38	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\Medidas	Potencia Activa
39	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\Medidas	Potencia Reactiva
40	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Controlador\Medidas	Voltaje RS
41	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Interruptor IN-2616	Estado
42	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\25	Bloqueado
43	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\25	Condición Línea Viva - Barra Viva
44	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\50(N)/51(N)	Disparo
45	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\50HS	Disparo Trifasico Cierre en Falla
46	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\67N	Disparo
47	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\79	OFF
48	7SD532 (PP)	220 kV\2102 Enersur\Prot Principal\87L	Disparo
49	7SD532 (PR)	220 kV\2102 Enersur\Prot Respaldo\50(N)/51(N)	Disparo
50	7SD532 (PR)	220 kV\2102 Enersur\Prot Respaldo\50HS	Disparo Trifasico Cierre en Falla
51	7SD532 (PR)	220 kV\2102 Enersur\Prot Respaldo\67N	Disparo
52	7SD532 (PR)	220 kV\2102 Enersur\Prot Respaldo\79	OFF
53	7SD532 (PR)	220 kV\2102 Enersur\Prot Respaldo\87L	Disparo
54	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Relé Disparo y Bloqueo	Operado
55	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Seccionador SA-3789	Estado
56	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Seccionador SB-3791	Estado
57	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Seccionador SE-3795	Estado
58	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Seccionador SL-3793	Estado
59	6MD664 (BCU)	220 kV\2102 Enersur\Seccionador ST-2513	Estado
60	7SS52 (87B)	220 kV\2102 Enersur\Unidad de Campo 87B	Disparo 50BF Etapa 2

3.3.6 Descripción del equipamiento

En esta sección se hace la descripción técnica de los principales componentes parte de la solución: RTU TM1703, Siprotec 6MD66, Switch RS8000, Switch RS900g.

a. RTU TM 1703

TM 1703 ofrece automatización con telecontrol integrado para centrales hidroeléctricas (como el TC 1703 controlador de la turbina), la distribución y transmisión

de energía eléctrica, oleoductos y gasoductos, tráfico (ferrocarriles, túneles, etc.)

TM 1703 ofrece una potente comunicación con un máximo de cuatro interfaces seriales, serial y LAN/WAN comunicación de acuerdo con IEC 60870-5-101/103/104, IEC 61850, Profibus, y muchos otros protocolos estándares.

El TM 1703 funciona de acuerdo con la norma IEC 61131-3, tiene la opción de realizar todas las tareas de ingeniería de lugares remotos. Brinda un servicio simplificado a través de almacenamiento de datos y firmware en la flash card, por lo que los módulos se pueden colocar a través de plug & play, incluso sin una herramienta.

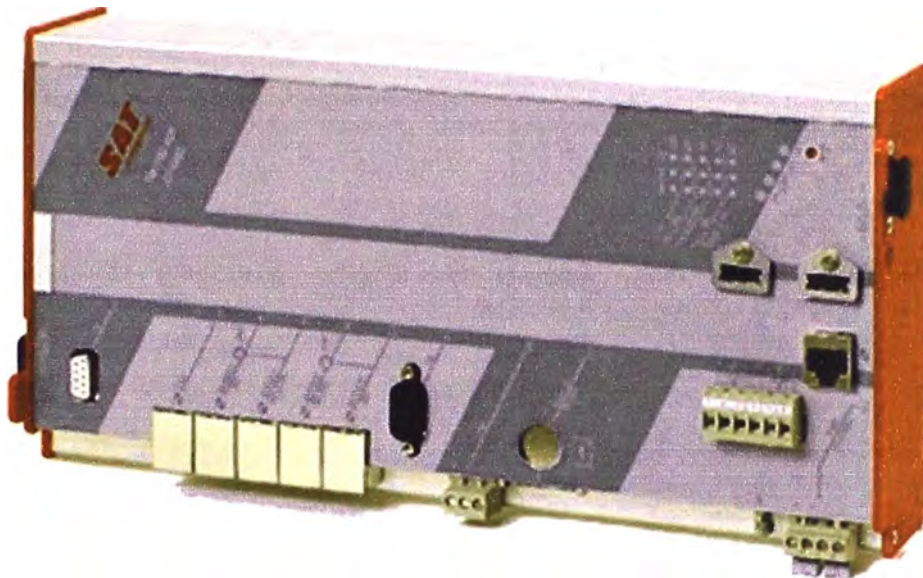


Figura 3.19 RTU TM 1703 (Fuente: Siemens [14])

b. Controladores Siprotec (6MD66)

El Siprotec 6MD66 (de los tableros de control) y el Siprotec 7SD5 (de los tableros de protecciones, Figura 3.20 y 3.21) son parte de la familia Siprotec 4, los cuales son un serie de equipos numéricos de Siemens especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.



Figura 3.20 Siprotec 6MD66 (Fuente: Siemens [14])



Figura 3.21 Siprotec 7SD5 (Fuente: Siemens [14])

El procesamiento de señales es totalmente numérico, ofrece alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios. Los errores de los equipos son reconocidos e indicados rápidamente gracias a las rutinas de auto supervisión.

Los equipos Siprotec 4 pueden ser seleccionados con funciones de protección y control de forma separada o de forma integrada de acuerdo con la filosofía de protección y control a implementar en cada nivel de tensión dentro de la subestación. De esta forma se tienen las siguientes opciones de equipos Siprotec 4:

- Funciones de protección y control en equipos independientes.
- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campo integrados en una sola unidad.

Todos los equipos Siprotec son iguales en sus características generales como son:

- Uniformidad en el diseño.
- Uniformidad en la estructura de hardware.
- Un mismo software.
- Uniformidad en el método de conexionado.

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones según:

- Principio de protección: distancia, diferencial, sobrecorriente, etc.
- Elemento a proteger: línea, transformador, generador, motor.
- Tipo de montaje.
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como: recierre automático, comparación de señales, localizador de fallas, registrador de fallas, etc.

Dependiendo de las funciones y del número de salidas y entradas requeridas, los equipos de control y protección son suministrados en cajas con anchos de 1/6, 1/3, 1/2, y

1/1 del sistema de 19" pulgadas, con despliegue de cristal líquido de cuatro líneas o con mímico del campo incluido, cuatro teclas funcionales frontales libremente programables, 7 ó 14 led's libremente programables, dos led's que indican el estado del equipos y selectores de dos posiciones con llave para el manejo del funcionamiento interno del equipo.

Station unit (SU)

La Station unit está basada en un computador industrial de la serie simatic pc box de siemens, el cual está diseñado para trabajar en ambientes pesados (temperaturas de hasta 55°C) sin necesidad de utilizar ventiladores. Este equipo cuenta con un ventilador interno. Figura 3.22.

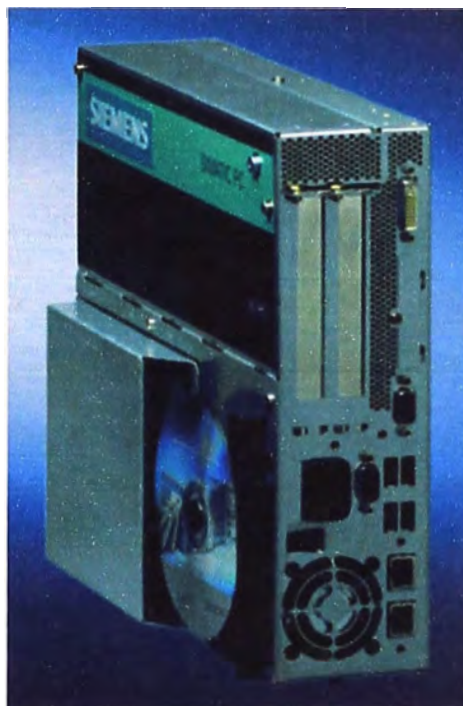


Figura 3.22 Aspecto físico de la SIMATIC BOX de Siemens. (Fuente: Siemens [14])

El módulo de la CPU tiene las siguientes características:

- Procesador core 2 duo t5500.
- Memoria ram 2gb ddr2 667 sodimm.
- 2 discos duros sata de 80gb.
- Combo cd-rom/rw/dvd.
- 2 interfaces ethernet 10/100 mbit/s.
- 4 puertos usb 2.0.
- 1 puerto serial,
- 1 interfaz dvi (utilizada para conectar algún monitor). Este puerto no se conectará a ningún dispositivo puesto que el monitoreo de las station unit puede realizarse a través de escritorio remoto en las pcs de gestión o en la misma IHM.
- 2 slots adicionales (slots pci)

- El sistema operativo suministrado para las station unit es un windows xp for embedded systems.

c. Dispositivos de red (Switch) Ruggedcom

Los switches utilizados en la solución pertenecen a la marca Ruggedcom. Son dispositivos diseñados para ambientes industriales e instalaciones en SE de energía. En las Figura 3.23 y 3.24 se muestran los switches RS8000 y RS900G, respectivamente

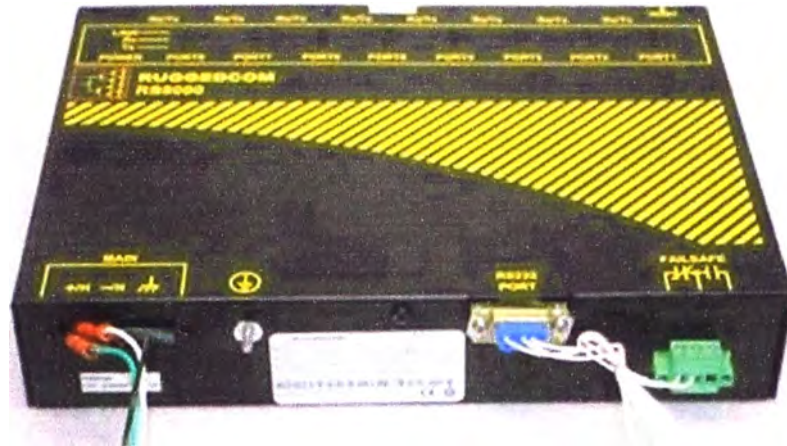


Figura 3.23 RS8000 (Fuente: Ruggedmon [14]).

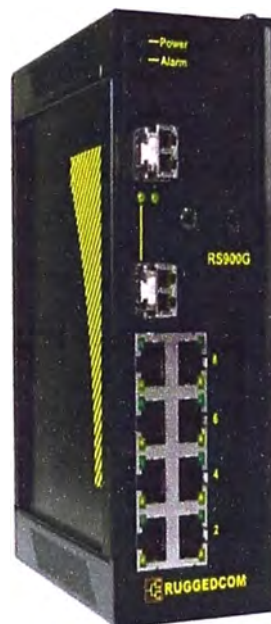


Figura 3.24 RS900G (Fuente: Ruggedmon [14]).

Los switches Ruggedcom son dispositivos multipuertos pudiendo poseer los siguientes puertos según sea el modelo de switch y el método de aplicación:

- Puertos RS-232 y/o RS-485 de acuerdo a EIA/TIA.
- Puertos Ethernet integrado: 10/100BaseTX, 10BaseFL y 100BaseFX.
- Transceivers multimodo y monomodo.
- Conectores de fibra óptica estándar: LC, SC, ST, MTRJ.
- Módem v.90 integrado.

Interfaz de Operación (IHM)

La interfaz de operación o interfaz humano-maquina IHM, contiene los elementos necesarios para la visualización parcial o total de la subestación, con el fin de tomar decisiones para su comando.

La IHM corresponde a un esquema sinóptico de la configuración de la subestación o campo de salida, en donde también se representan los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores) y a su vez se permite su comando. La IHM también tiene como función señalar las alarmas de la subestación y alterar al operador mediante una señal sonora hasta que este reconozca la alarma a través de la misma IHM [11].



Figura 3.25 Interfaz Humano-Maquina IHM (Fuente: SIEMENS [14]).

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS

El presente capítulo está organizado de la siguiente manera: Reporte y resultados en el nivel 2 del SAS, esquema unifilar de la Subestación Chilca REP, lógica de enclavamiento configurada en el Digsí, y Cronograma de actividades del proyecto.

4.1 Reporte y resultados en el nivel 2 del SAS

A nivel 2, se tendrá la interfaz IHM, donde se mostrara los resultados de monitoreo, que se generan en el SICAM PAS. Esto se observa en la Figura 4.1.

4.2 Esquema unifilar de la subestación Chilca REP

En el IHM se muestra el esquema unifilar de una zona de interés en la que se muestra las líneas (L-2101, L-2102) y sus campos respectivos. Esto es mostrado en la Figura 4.2.

Respecto al Unifilar del campo 2L2-8, Línea L-2101, en el IHM también se puede observar mas detalles de esquema unifilar. Esto se ilustra en la Figura 4.3. Por otro lado, el reporte de eventos de muestra en la Figura 4.4.

4.3 Lógica de enclavamiento configurada en el Digsí

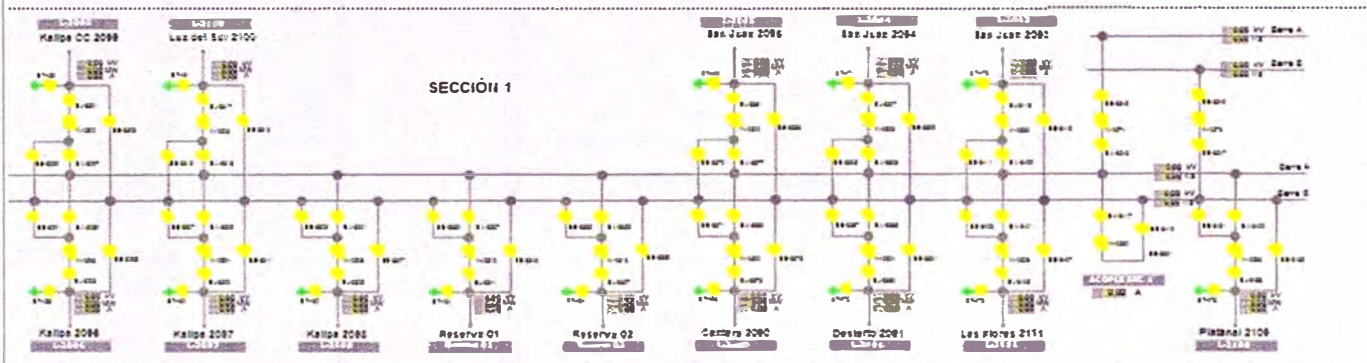
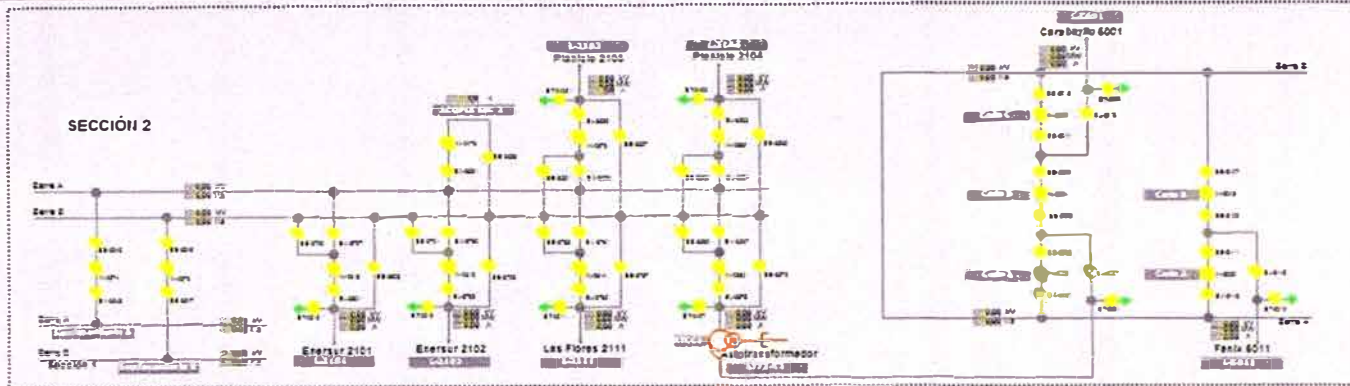
El Digsí es el software donde se configura la lógica de enclavamientos, para cargarlo al equipo SIPROTEC de la marca SIEMENS. Esto se puede apreciar en la Figura 4.5

4.4 Cronograma de actividades del proyecto

En el cronograma mostrado en la Figura 4.5 se indica con resaltado amarillo las actividades relacionadas al control, realizadas durante la ejecución del proyecto, el cual fue desarrollado por la empresa SIEMENS.

Resaltado en color amarillo se prioriza los trabajos realizadas que son parte principal del proyecto desarrollado en este informe. Como puede observarse, el proyecto constó de varias etapas:

- General: listado de documentos, cronograma, organigrama.
- Ingeniería eléctrica: Ingeniería básica e ingeniería de detalle.
- Ingeniería de control: Constituido por cuatro tareas básicas.
- Compra, fabricación y despacho: Que incluye el transporte,
- Montaje: Anclaje de tableros y tendido de cables.
- Pruebas de servicio.- Configuraciones y pruebas.



- Despliegues
- Inicio
 - Unifilar General
 - Unifilar Sección 1
 - Unifilar Sección 2
 - Unifilar Sección 3
 - Servicios Auxiliares
 - Tendencias
 - Arquitectura
 - Eventos
 - Alarmas
 - Silenciar Cometa
 - Reconocer event
 - Sicam PAS CC
 - WinCC Explorer
 - Global Script
 - Graphic Designer
 - Report Designer
 - User Admin
 - Digsi
 - Microsoft Windows
 - Internet Explorer
 - Impresoras
 - Cerrar IHM
 - Reiniciar PC
 - Apagar PC
 - Usuario Actual

ALARMAS	Fecha	Hora	Origen	Descripción	Valor	Status	Causa
EVENTOS	02/03/2012	16:36:47,735	220kVEnersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo
	02/03/2012	16:41:31,524	220kVEnersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo
	02/03/2012	16:41:31,668	220kVEnersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo

Figura 4.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Chilca REP (Fuente: Informe Técnico [14]).

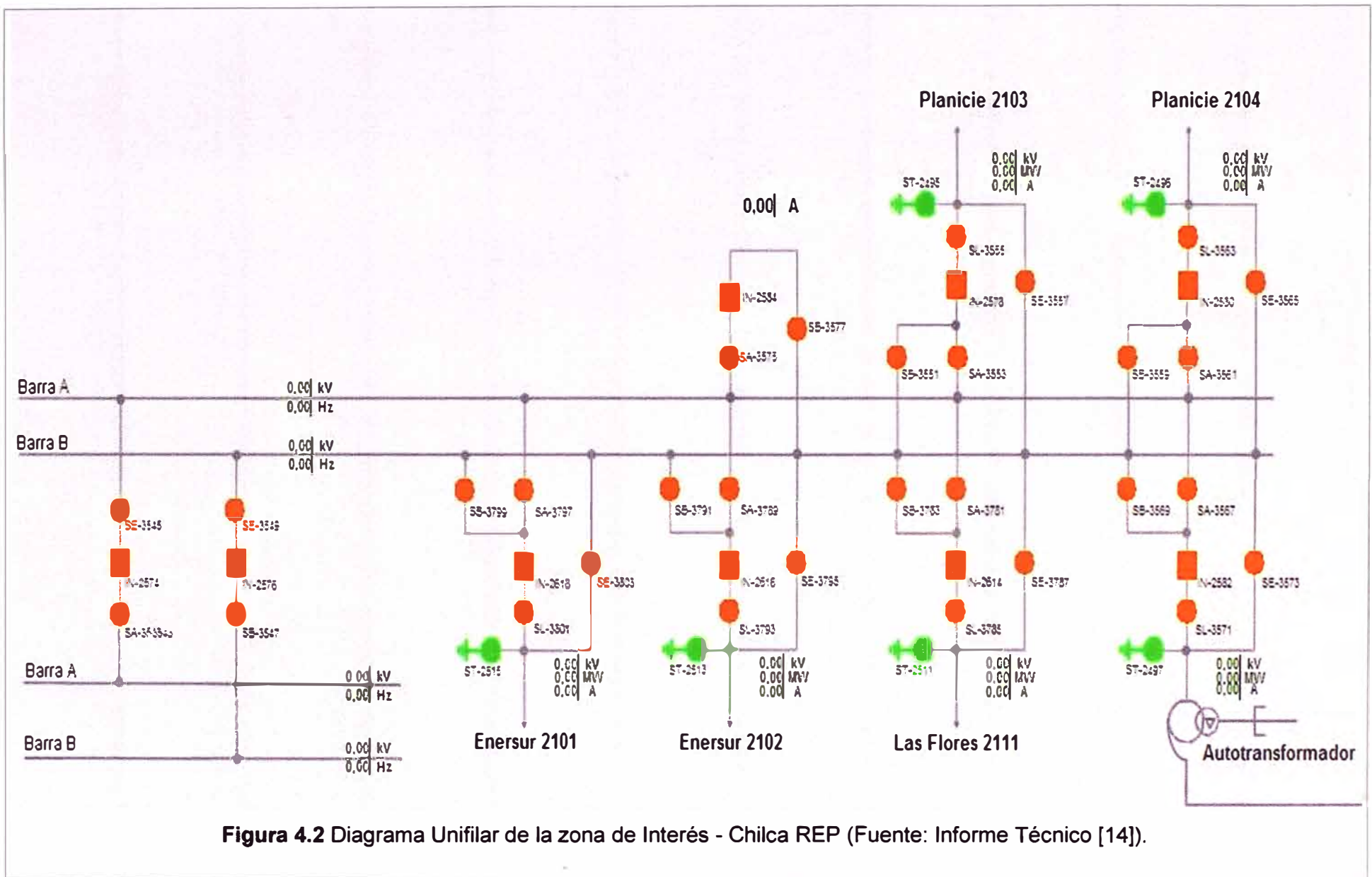


Figura 4.2 Diagrama Unifilar de la zona de Interés - Chilca REP (Fuente: Informe Técnico [14]).

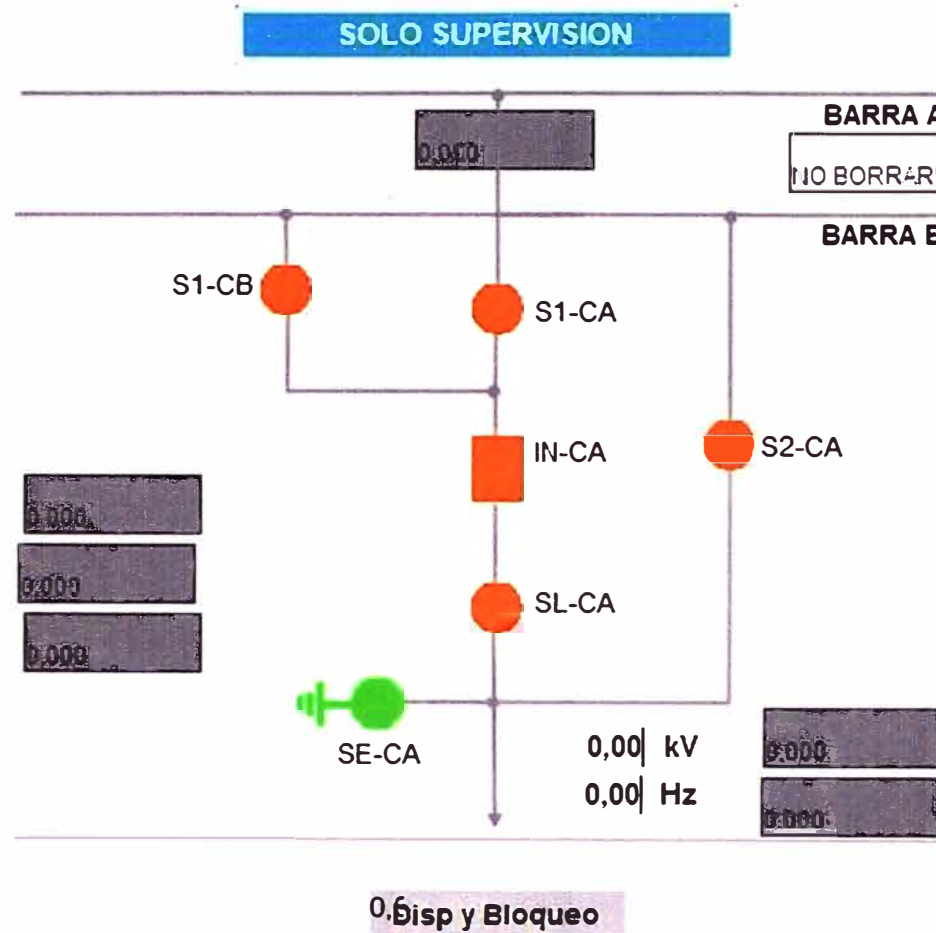


Figura 4.3 Diagrama Unifilar del campo 2L2-8, Línea L-2101 - Chilca REP (Fuente: Informe Técnico [14])

LSA S/A S/E CHILCA 220/500kV 18/06/2012 21:24:49

Eventos del sistema

Fecha	Hora	Origen	Descripción	Valor	Status	Causa	Inf.	
02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VN-5050	Abierta polo R	Normal	Válido	interrogación general	sin	
975	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\9>Status	Error de Sincronización de tiempo	Normal	Válido	interrogación general	sin
976	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\9>Status	Cambio de parámetros en curso	Normal	Válido	interrogación general	sin
977	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\79	Función Reclerle lista	Alarma	último valor ac	interrogación general	sin
978	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\79	Recierre en proceso	Normal	último valor ac	interrogación general	sin
979	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\79	Recierre efectuado	Normal	último valor ac	interrogación general	sin
980	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\79	Recierre ON	Normal	último valor ac	interrogación general	sin
981	02/03/2012	14:59:12,420	500kV Diámetro 3F énix 5011VProt 25/79\25	Diferencia de frecuencia excedida	Alarma	Válido	interrogación general	sin
982	02/03/2012	14:59:12,420	500kV B03\5L13P25/79\25	Sincronismo en curso	Alarma	Válido	interrogación general	sin
983	02/03/2012	15:01:24,809	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
984	02/03/2012	15:01:24,953	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
985	02/03/2012	15:15:41,664	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
986	02/03/2012	15:18:20,027	220kV Kallpa 2098\Controlador\Status	Falla canal comunicaciones 1	Alarma	Válido	espontáneo	sin
987	02/03/2012	15:18:21,527	220kV Kallpa 2098\Controlador\Status	Falla canal comunicaciones 1	Normal	Válido	espontáneo	sin
988	02/03/2012	15:19:34,619	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
989	02/03/2012	15:22:32,658	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
990	02/03/2012	15:27:12,640	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
991	02/03/2012	15:38:24,041	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
992	02/03/2012	15:42:33,988	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
993	02/03/2012	16:00:02,711	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
994	02/03/2012	16:04:29,720	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
995	02/03/2012	16:28:00,510	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
996	02/03/2012	16:28:56,951	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
997	02/03/2012	16:34:39,556	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
998	02/03/2012	16:36:47,735	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin
999	02/03/2012	16:41:31,524	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo	sin
1000	02/03/2012	16:41:31,668	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo	sin

Lista: 1000 | 18/06/2012 21:24:49

ALARMAS	Fecha	Hora	Origen	Descripción	Valor	Status	Causa

EVENTOS	Fecha	Hora	Origen	Descripción	Valor	Status	Causa
	02/03/2012	16:36:47,735	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo
	02/03/2012	16:41:31,524	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Alarma	Válido	espontáneo
	02/03/2012	16:41:31,668	220kV Enersur 2102	Falla Alimentación Vac	Normal	Válido	espontáneo

SIEMENS ?????? Nivel Control

Figura 4.4 Reporte de eventos - Chilca REP (Fuente: Informe Técnico [14])

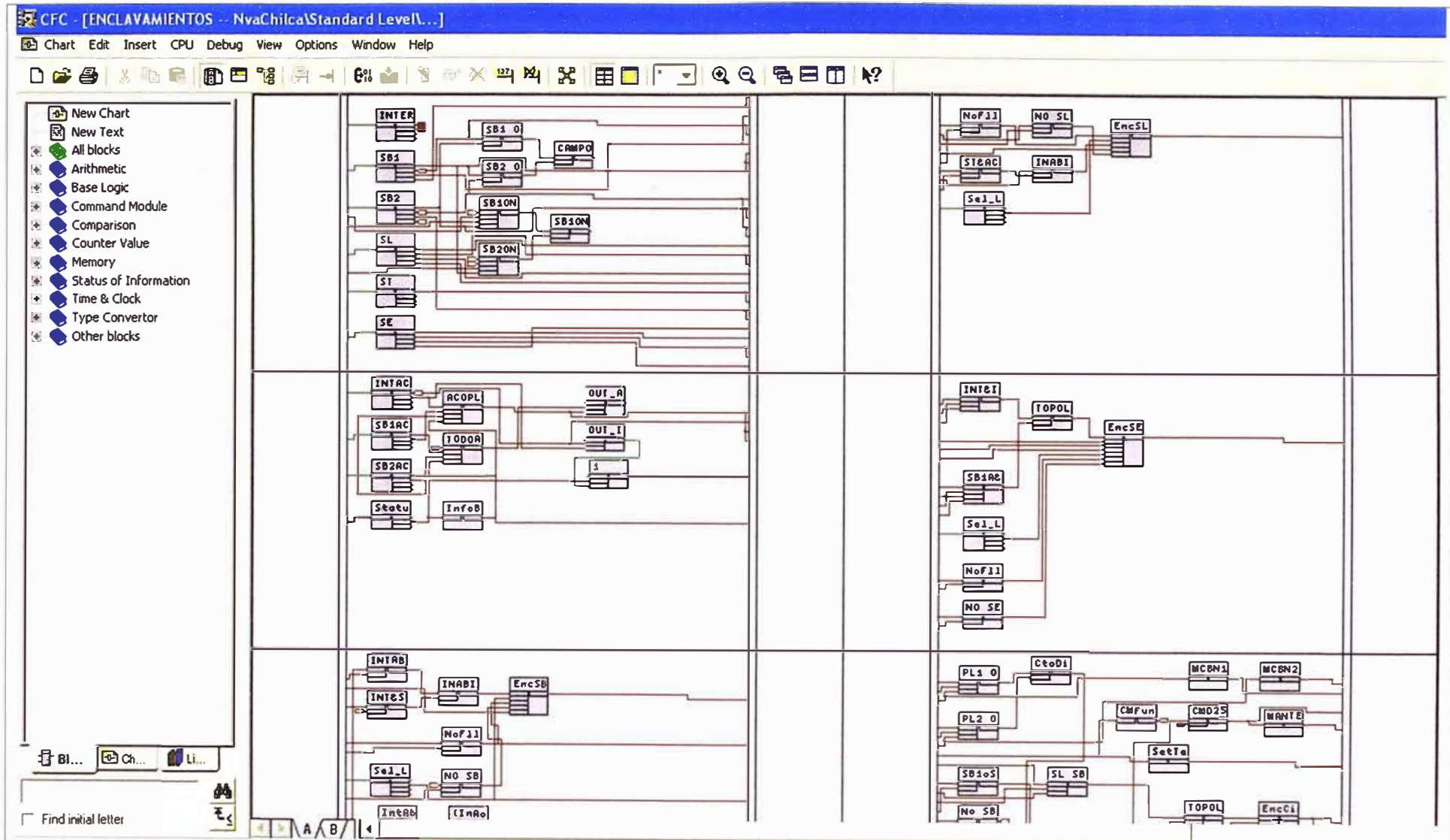


Figura 4.5 Lógica de enclavamiento en el software DIGSI - Chilca REP (Fuente: Informe Técnico [14])

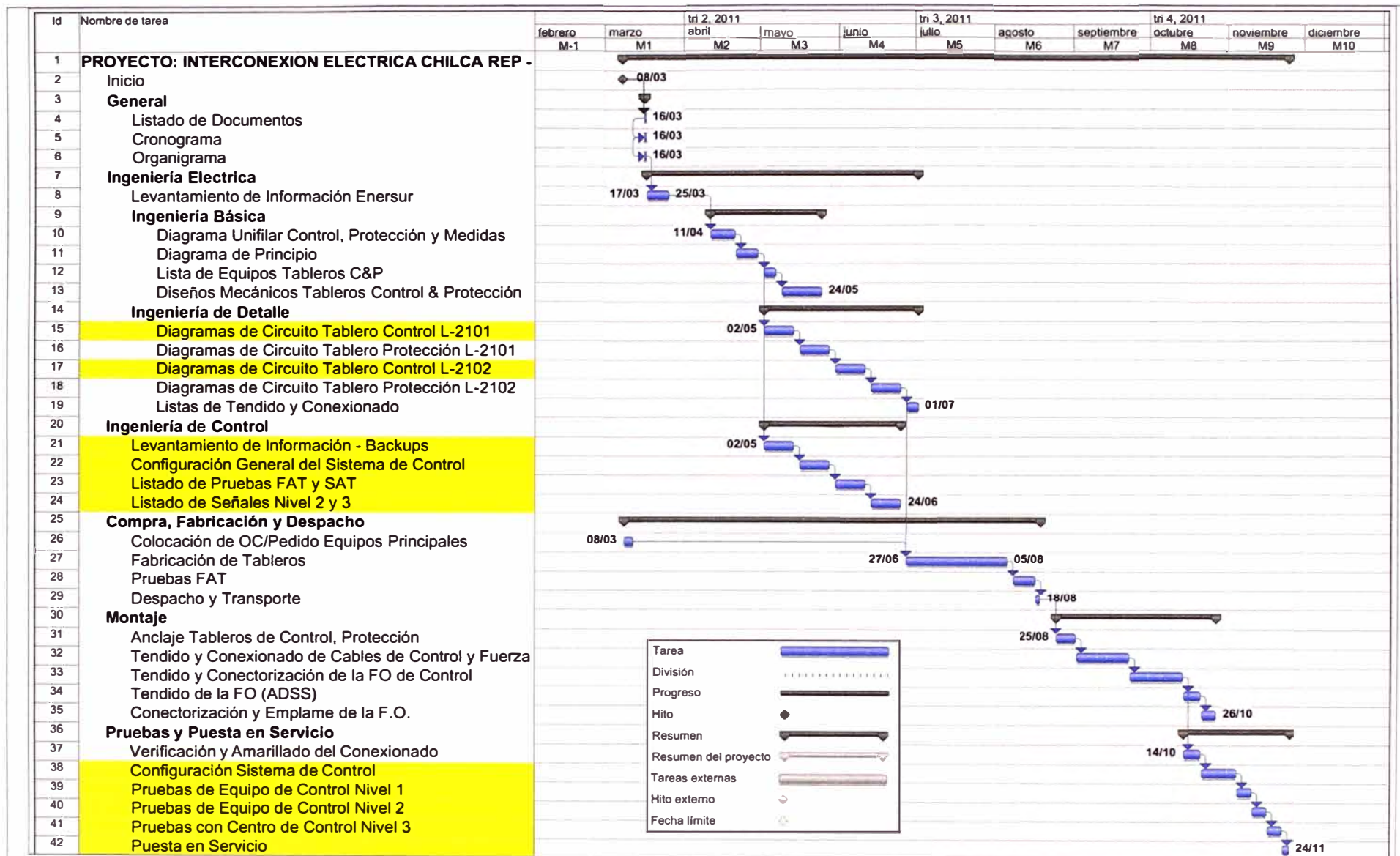


Figura 4.6 Cronograma de actividades del proyecto de interconexión Chilca REP- Chilca Uno (Fuente: Informe Técnico [14]).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se demostró que es posible realizar sobre un mismo elemento eléctrico, en el caso de estudio las dos líneas de transmisión eléctrica 220kV, por un lado el control y monitoreo (500 señales) desde el centro de control de Chilca Uno (Empresa Enersur) y por otro el monitoreo (60 señales) desde el centro de Control de Chilca REP (Empresa ISA-REP).
2. El equipo denominado Unidad Terminal Remota (RTU), usado como puerta de enlace (gateway) para filtrar y separar ambas redes resultó una solución muy funcional y económica a diferencia de usar otro equipo como la station unit (SICAM PAS).
3. El actual uso del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) facilitó poder plantear la solución según la configuración de control mostrada en la Figura 3.12
4. Mediante la solución planteada se evita el acceso no autorizado de acciones control o monitoreo no permitido, sobre los equipos de patio, desde Chilca Uno a Chilca REP o viceversa.
5. Este caso particular y la solución implementada podría servir de referencia para su aplicación en otros casos parecido o de similar contexto.

Recomendaciones

1. Es altamente recomendable para este tipo de tareas, que se respeten la normatividad vigente a fin de asegurar los niveles de desempeño del sistema implementado.
2. Es importante efectuar la coordinación de trabajos para garantizar la seguridad del personal involucrado en la ejecución del proyecto.
3. Es importante supervisar estrictamente el desarrollo de los trabajos, documentando adecuadamente las actividades realizadas a fin de servir de referencia a otros grupos de trabajo.

ANEXO A
GLOSARIO DE TÉRMINOS

BCU	(Bay Control Unit). Termino utilizado para designar una Unidad de Control de Campo o Bahía.
CFC	Continuous Function Chart. Editor gráfico que permite configurar un programa usando bloques prefabricados.
DIGSI	Software utilizado para la gestión de los IED's de la serie SIPROTEC de SIEMENS.
GOOSE	(Generic Object-Oriented Substation Event). Reporte por excepción de alta velocidad que emite un IED en formato multicast
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commision).
IED	Dispositivo de electrónico de inteligencia (Intelligent Electronic Device).
IHM	Interfaz hombre-Máquina del Sicam PAS
SICAM	Siemens Integration of Control And Monitoring. Serie de equipos y tecnologías desarrolladas por Siemens para el control y automatización de subestaciones.
SICAM PAS	Sistema Siemens de última generación para la automatización de subestaciones eléctricas.
SICAM PAS CC	Software en el que está basada la interfaz de usuario IU de Nivel 2 del sistema de control SICAM PAS.
SE	Subestación Eléctrica.
RTU	Unidad Terminal Remota
SICAM SU	Controlador de Subestación de la serie SICAM.
SIPROTEC	(Siemens Protection Technology): Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la protección de sistemas de potencia.
SNMP	Protocolo de Administration de red simple (Simple Network Management Protocol). Es un protocolo que facilita el intercambio de información de administración entre dispositivos de red.
SNTP	(Simple Network Time Protocol). Protocolo de internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través de ruteo de paquetes en redes con latencia variable.
SU	(Station Unit). Controlador de Subestación
TCP	(Transmission Control Protocol). Protocolo usado en conjunto con el IP que establece la conexión de la estación durante la tranferencia de datos y verifica la integridad de los datos y la secuencia de los paquetes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Enersur, Página institucional de la empresa “Descripción de la Empresa”
<http://www.enersur.com.pe/qs.php?menu=1>.
- [2] ISA Perú, Página institucional de la empresa “Acerca de la Empresa”
<http://www.rep.com.pe/isa/default.aspx>
- [3] COES SINAC, Página institucional de la empresa “Acerca de la Empresa”
<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/organizacion/qsomos.aspx>
- [4] Universidad de Sevilla, “Subestaciones eléctricas”.
http://www.sav.us.es/formaciononline/asignaturas/asigte/apartados/textos/apartado4_3.PDF
- [5] Siemens, SAS “Sistema de Automatización de las Subestaciones”.
- [6] Enersur, Memoria Anual 2010.
<http://www.enersur.com.pe/descargas/Memoria2010.pdf>
- [7] Paul C. Rizzo Associates, Inc, “Artículo Proyecto de Energía Chilca Uno”
<http://www.rizzoassoc.com>
- [8] Oscar Canqui, Red de Energía del Peru (REP), “Los 500 mil voltios”.
http://www.rep.com.pe/Archivos%20Reportando/WEB/reportaje/Reportaje_27.html
- [9] Enersur, “Documento Técnico Proyecto Chilca UNO”. 2007.
- [10] MINEM, “Estudio de Impacto Ambiental de las Líneas de Transmisión Chilca – Zapallal a 500 kV y Chilca –Planicie – Zapallal a 220 kV y Subestaciones asociadas- Consorcio Transmantaro S.A.”,
http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgaee/publicaciones/resumen/chilca/Descripci%C3%B3n%20del%20Proyecto%20Rev_0.pdf
- [11] Mejía Villegas, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”. 1991.
- [12] Castro, Marlon. “Elementos para el diseño de sistemas de control y distribución física en subestaciones”. 2004
- [13] Siemens. “Descripción del Sistema de Control”. 2011
- [14] Siemens. “Informe Técnico, proyecto de Interconexión Chilca Uno- Chilca REP”.2011