

7 CASO PRÁCTICO

A lo largo de todo el Trabajo Fin de Máster se ha ido explicando, desde un punto de vista teórico, cómo ha sido, cómo es en la actualidad, y cómo va a ser en el futuro, la automatización de las subestaciones eléctricas.

En este apartado se va a ver todo lo explicado con anterioridad desde un punto de vista práctico. Para ello nos basaremos en la ingeniería de una subestación eléctrica, llamada Nueva Tintaya, llevada a cabo por Red Eléctrica España en colaboración con TESUR (Transmisora Eléctrica del Sur, S.A) en Perú.

7.1 INTRODUCCIÓN

La subestación de NUEVA TINTAYA 220kV se ubica a una distancia aproximada de 3km de la subestación ya existente TINTAYA 138kV, a una altitud comprendida entre los 4000 y los 4150 metros sobre el nivel del mar.

Este proyecto está enmarcado dentro de las actuaciones de refuerzo de la red de transporte de Perú, que engloba la construcción de la subestación Nueva Tintaya 220kV y las ampliaciones de los parques eléctricos de Tintaya 138kV y Socabaya 220kV.

La subestación de Nueva Tintaya es de nueva construcción y cuenta con las siguientes posiciones (ver Figura 38):

- Posición 1: L/ Socabaya 1
- Posición 2: L/Tintaya 138kV
- Posición 3: L/Socabaya 2.
- Posición 4: Acoplamiento.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

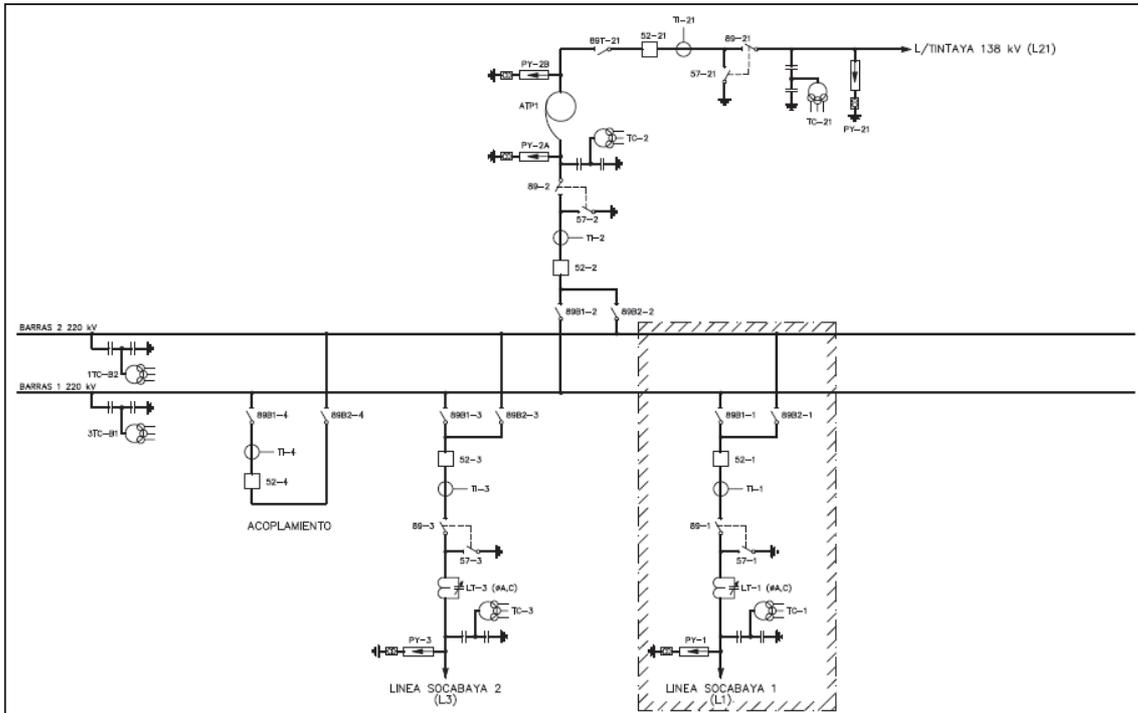


Figura 38.- Esquema unifilar simplificado

Para la explicación práctica del Trabajo Fin de Máster nos centraremos sobretodo en la Posición 1 (L/Socabaya 1) puesto que lo que se vea relacionado con esta posición es extrapolable a las demás posiciones.

La nueva subestación consta de un Edificio de Mando y Control donde se instala el equipamiento de telecomunicaciones, las protecciones y sistemas de telecontrol.

7.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TELECONTROL, TELEMANDO Y ADQUISICIÓN DE DATOS

El Sistema de Control Integrado IEC 61850 que se instala en la subestación de Nueva Tintaya 220/138kV se enmarca dentro de una solución SAS IEC 61850 completa con bus de estación redundante y sin bus de proceso.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

La Figura 39 muestra el citado Sistema de Control Integrado IEC61850 de la subestación Nueva Tintaya.

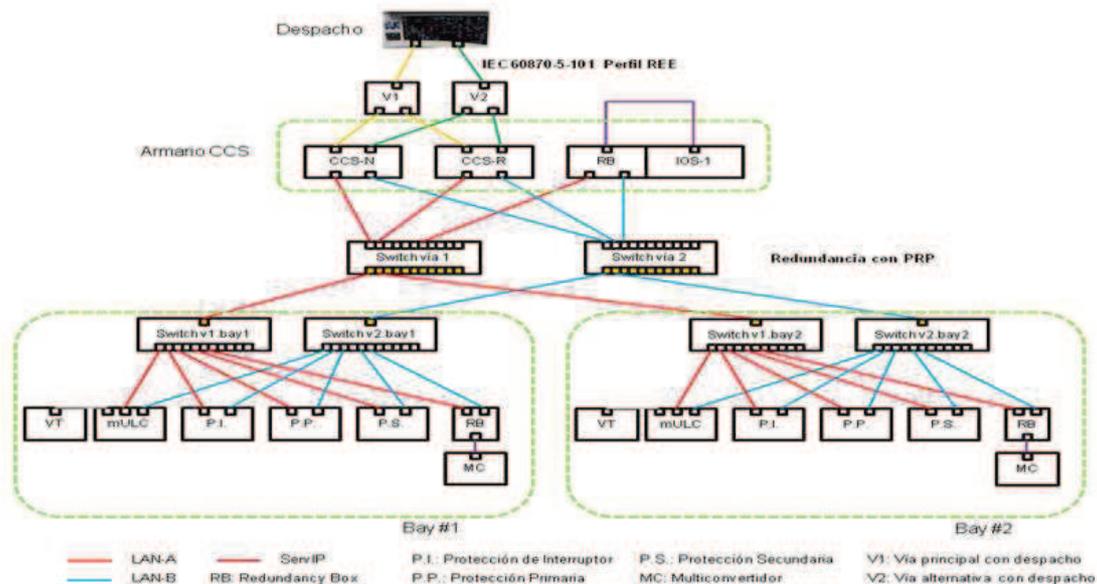


Figura 39.- Telecontrol Subestación Tintaya Nueva

Los equipos de telecontrol que se instalan en la subestación son de los siguientes tipos:

- CCS/SCI (Centro de Control de Subestación): 1 unidad.
- IOS/SCI (Interface de Operación de Sistema): 2 unidades.
- mULC (Unidad Local de Control tipo mini): 5 unidades.
- VT (Video Terminal): 5 unidades.

Los equipos mULC se conectan con el CCS a través de una red Ethernet IEC61850 mediante fibra óptica multimodo.

La ubicación de los diferentes equipos antes citados se puede ver en la Tabla 8.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Equipo	Ubicación		Maestro
	Edificio	Bastidor Integrado	
CCS	CONTROL	CCS	DESPACHO
IOS-1	CONTROL	MESA	CCS
IOS-2	CONTROL	MESA	CCS
mULC-01	CASETA	Bastidor relés BRI-01 (L/Socabaya1)	CCS
mULC-02	CASETA	Bastidor relés BRI-02 (Trafo REE ATP1)	CCS
mULC-03	CASETA	Bastidor relés BRI-03 (L/Socabaya2)	CCS
mULC-04	CASETA	Bastidor relés BRI-04 (Acoplamiento)	CCS
mULC-05	CASETA	Bastidor relés BRI-05 (L/Tintaya)	CCS

Tabla 8.- Equipos de telecontrol y ubicación

7.2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS A INSTALAR

7.2.1.1 CCS

- El CCS está formado por dos Unidades de Control (UC) empotrados de iguales características.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

- Realiza la gestión del estado local/remoto de la subestación, para bloqueo de mandos desde el nivel de Control de la Subestación y Centro de Control respectivamente.
- En el CCS se recoge la señalización relativa a los Servicios Auxiliares de la Subestación como pueden ser los térmicos de alimentación de los motores de los interruptores.
- Realiza el telecontrol de todas las posiciones de la subestación, estableciendo comunicación con los equipos de control del nivel de Control de la Posición que existen en la subestación y que están ubicados en cada uno de los bastidores de relés de las posiciones que conforman la subestación.
- La Unidad de Control (UC) tiene funcionalidades cliente IEC61850 para la adquisición de información de las Unidades de Control del nivel de Control de Posición y de cualquier IED que actúe como servidor de datos de la UC.

Todas las maniobras de conmutación son debidamente registradas en el cronológico de incidencias de subestación y se enviará al centro de control.

7.2.1.2 IOS

- El IOS constituye el elemento básico de Control Local de la subestación. Está formado por dos ordenadores del tipo PC iguales y simétricos aunque el mando está asignado sólo a uno de ellos mediante un juego de llaves.
- Los IOS se sincronizan horariamente con el CCS.
- Operan siempre a través del CCS, es decir, no se conectan directamente a equipos de nivel de caseta para funciones relacionadas con el telecontrol.
- Permiten visualizar, en tiempo real, el desglose de cualquier señal a despacho que seleccione el usuario en un momento determinado.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

- Los IOS son exactamente iguales y van alimentados a partir de las baterías de 125Vcc de la subestación.
- Tiene capacidades IEC61850 tipo cliente para realizar lecturas sobre objetos 61850 de cualquier servidor IEC61850 existente en la subestación y que esté accesible a través del bus de estación.
- Poseen pantallas especiales para la adquisición de datos por 61850 con fines de mantenimiento y diagnóstico a nivel de subestación.

7.2.1.3 mULC

- Es el encargado de realizar la funcionalidad de telecontrol en el nivel de Control de la Posición. Para el interfaz hombre-máquina, la mULC utiliza un equipo VT.
- Tiene la funcionalidad de cliente IEC61850 para la adquisición de información de telecontrol de equipos del nivel de caseta.
- Tiene la funcionalidad de servidor IEC61850 para permitir la captación y mando de telecontrol desde el nivel de Control de Subestación.
- La mULC es publicador y subscriptor del servicio GOOSE.

7.2.1.4 EQUIPO DE TELECONTROL VT

- Es el interfaz hombre-máquina para la operación local de una posición en el nivel de Control de Posición de la subestación.
- Se considera como una interface interno del equipo mULC.
- Tiene un acceso a Ethernet que está conectado a la red de telegestión.

- No es un equipo con capacidades IEC61850.
- No está conectado al bus de estación 61850.

7.3 ARQUITECTURA DE LA RED DE DATOS IEC61850 EN SUBESTACIÓN NUEVA TINTAYA

Una vez visto el sistema de Telecontrol de la Subestación Nueva Tintaya y los diferentes elementos que lo conforman, lo siguiente es ver cómo están comunicados, de forma general en la subestación, tanto estos dispositivos como los del sistema de protección.

En la Figura 40 se puede ver que el sistema de protección consta de un sistema principal A (conexiones rojas), que opera en la LAN-A de la red de datos IEC61850 y baterías 1 de subestación, y un sistema secundario B (conexiones azules) que opera en la LAN-B y con baterías 2 de la subestación.

De la misma forma se puede ver que la protección diferencial de barras primaria (PPBA) opera en la LAN-A y que la protección diferencial de barras secundaria (PSBA) lo hace de manera contraria, es decir, opera en la LAN-B.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

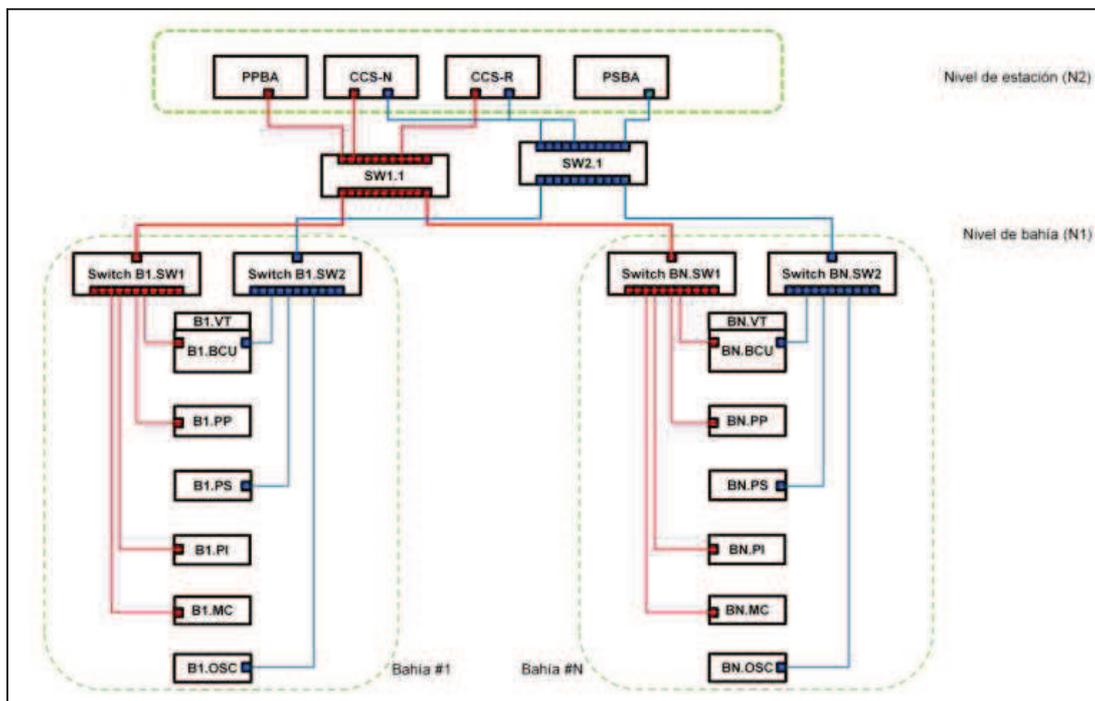


Figura 40. Arquitectura general de la red de datos IEC61850

En cuanto al sistema de Telecontrol, el CCS está conectado a ambas LAN de la red de datos IEC61850 y alimentado de las 2 baterías de subestación. Cada una de las mULCs ubicadas en los bastidores de relés de cada protección están conectadas a ambas LAN de la red de datos IEC61850 e igualmente alimentada de las 2 baterías de la subestación.

Por último indicar que la interconexión entre LAN-A y LAN-B es aislada a cada posición (bahía) y que la red de datos IEC61850 está compuesta por switches gestionables en los que se han configurado las VLAN de acuerdo a las especificaciones del cliente.

En el siguiente apartado, una vez visto el sistema de Telecontrol y cómo están conectados los dispositivos tanto de protección como de telecontrol a través de las redes LAN-A y LAN-B, nos centraremos en la posición de la Línea Socabaya 1 y se irá viendo con más detalle cómo están configurados las redes LAN-A y LAN-B de cada posición (bahía), siendo extrapolable al resto de posiciones de las que consta la subestación.

7.4 POSICIÓN LÍNEA SOCABAYA 1 (L/SOCABAYA 1)

Como se acaba de comentar, una vez visto de forma general la arquitectura de comunicaciones IEC61850 de la subestación Nueva Tintaya, se va a entrar en detalle centrándose el estudio en la posición de Línea Socabaya 1 (L/Socabaya 1).

Los dispositivos del sistema de Telecontrol y Protección que componen esta línea y que están ubicados en el bastidor BR-01 de la caseta de relés son:

- Protección principal (PP1): AREVA Micom P545.
- Protección secundaria (PS1): SIEMENS 7SA522.
- Protección interruptor (PI1): SCHNEIDER Micom P143.
- Multiconvertidor (MC1): CAMILLE BAUER Sineax Cam.
- Mini ULC (mULC1): TELVENT.
- Switch 1 (SW1/P1): RUGGEDCOM Rsg2100.
- Switch 2 (SW2/P1): RUGGEDCOM Rsg2100.
- Oscilo (OSC1): SCHNEIDER M8712493414x

Indicar únicamente que junto a la abreviatura de cada dispositivo le sigue un carácter numérico que indica la posición de la línea en la subestación. Por ejemplo, PP1 indica que es la Protección Primaria de la posición 1, que como vimos en el unifilar es la línea Socabaya 1.

7.4.1 RED DE DATOS IEC61850 POSICIÓN SOCABAYA 1

Como se puede ver en la Figura 41, y ya se ha comentado con anterioridad, la red de datos de la subestación la conforman dos switches principales (SW1 y SW2) a los que se conectan los switches de cada una de las posiciones (en nuestro caso SW1/P1 y SW2/P1).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

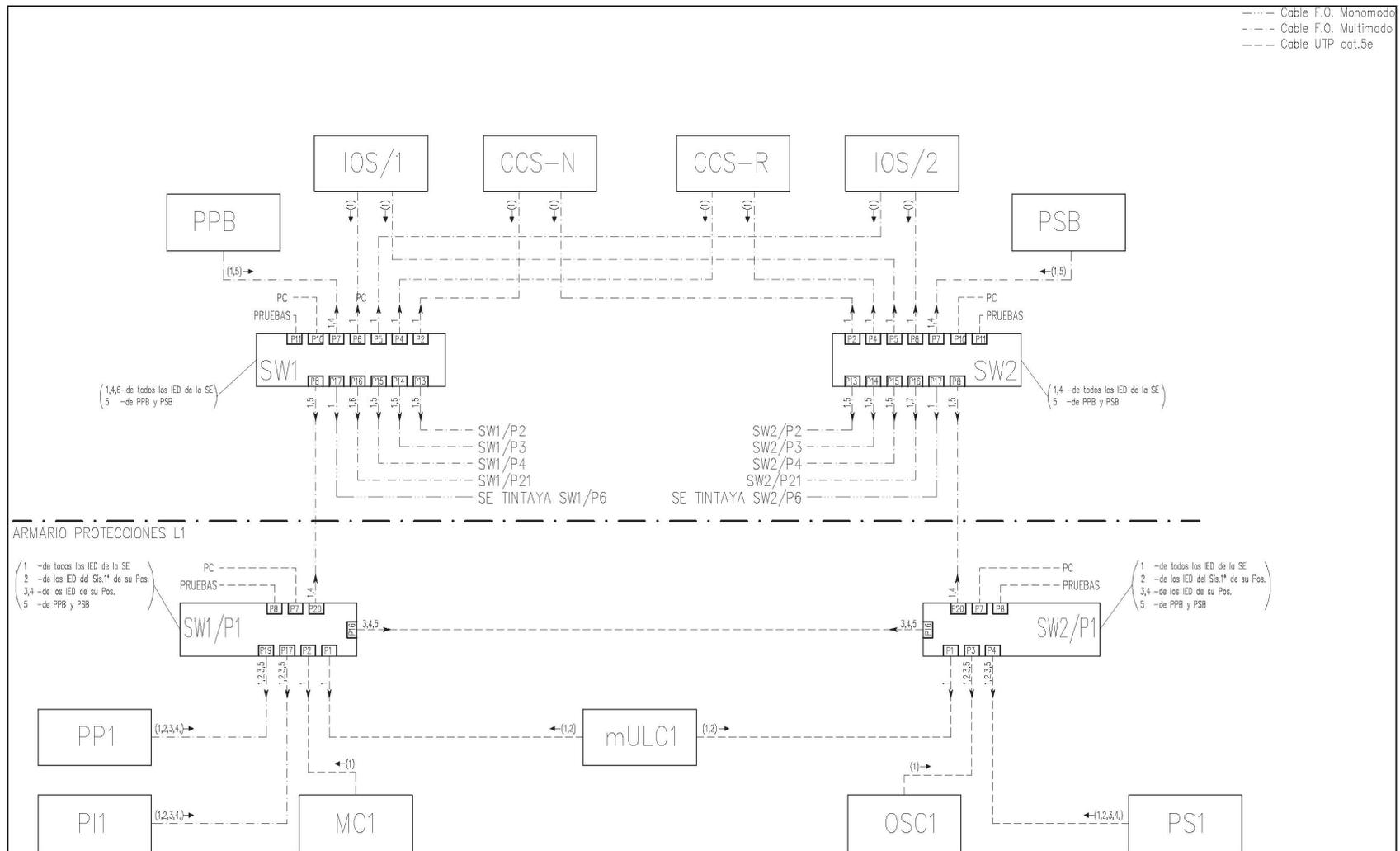


Figura 41. Red de datos IEC61850 posición Socabaya 1

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

En el caso de la línea Socabaya 1 se puede apreciar cómo el SW1/P1 se comunica directamente con la Protección Primaria (PP1), la Protección Interruptor (PI1), el Multiconvertidor (MC1) y la mULC (mULC1) que se comunica también con el SW2/P1.

En la figura 42 se indica cómo se comunica dicho Switch SW1/P1 con los citados dispositivos y en las siguientes figuras (Figura 43, Figura 44, Figura 45 y Figura 46) se remarca el otro extremo de esta conexión.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

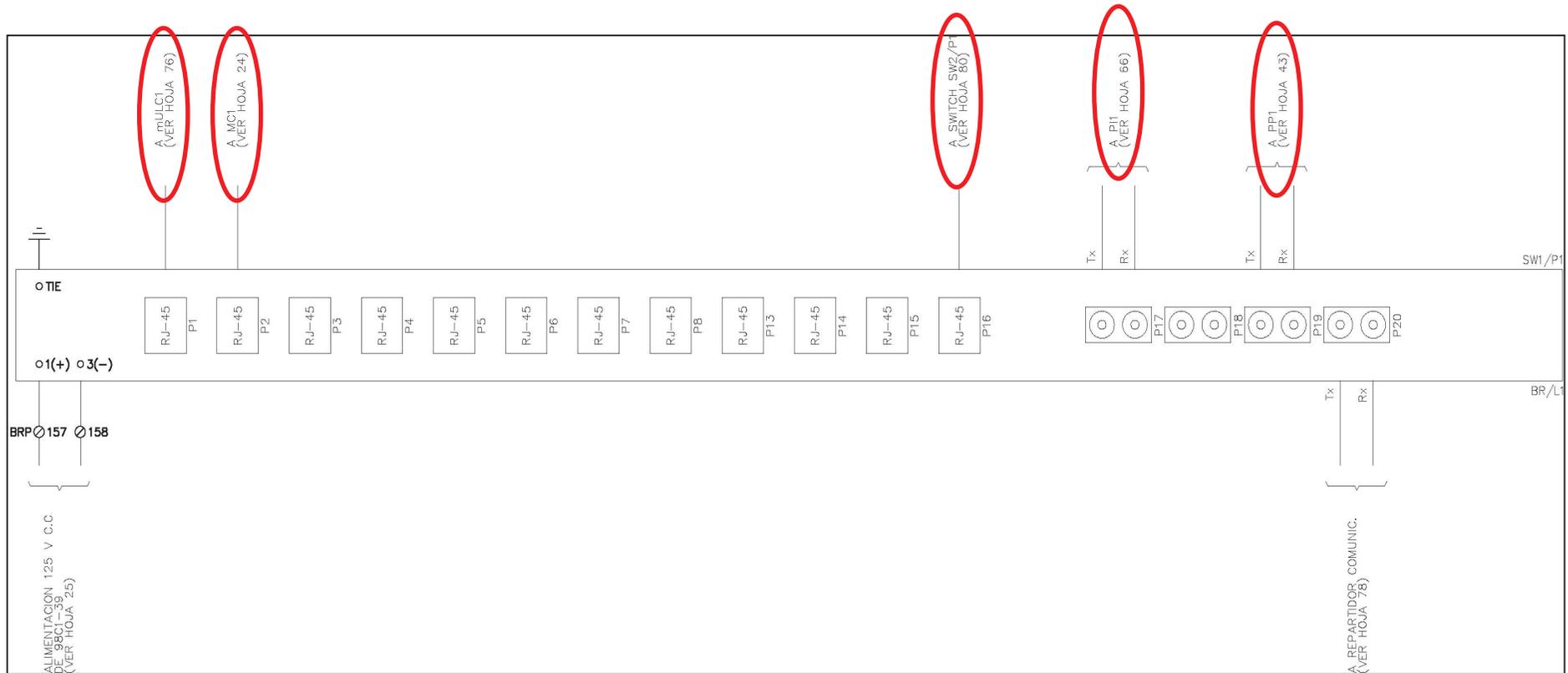


Figura 42. Switch SW1/P1

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

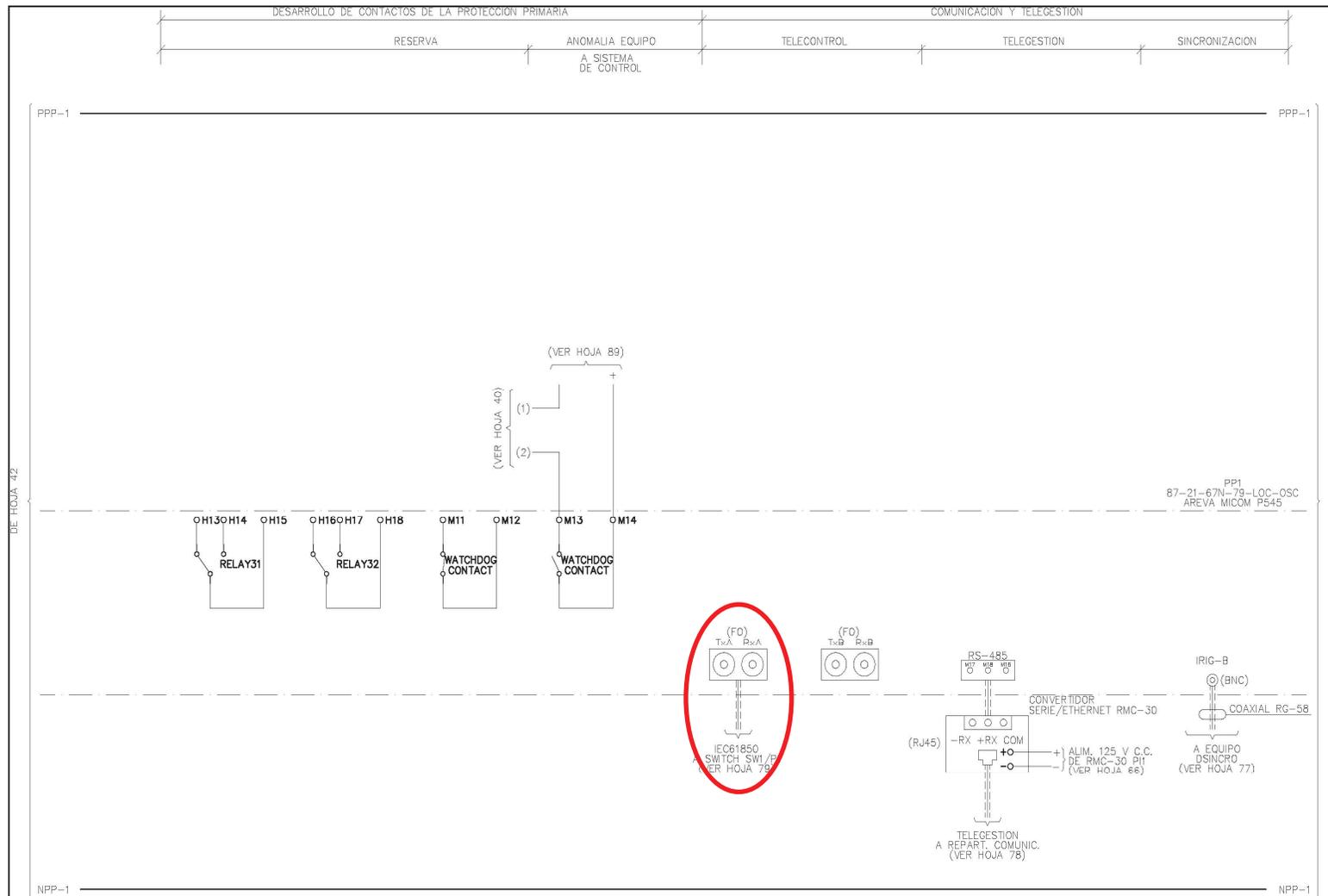


Figura 43. Conexión PP1-Switch SW1/P1

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

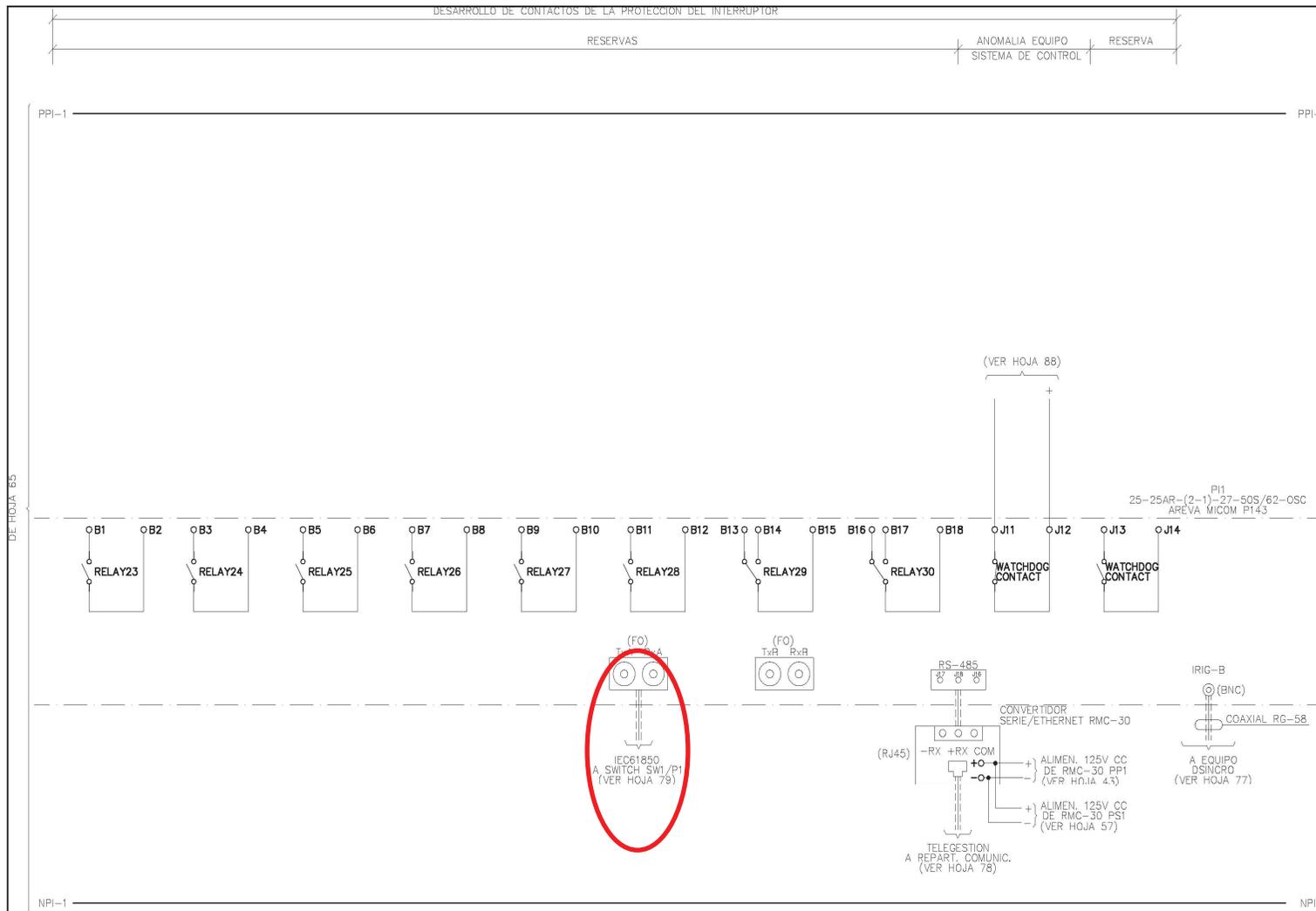


Figura 44. Conexión P11-Switch SW1/P1

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

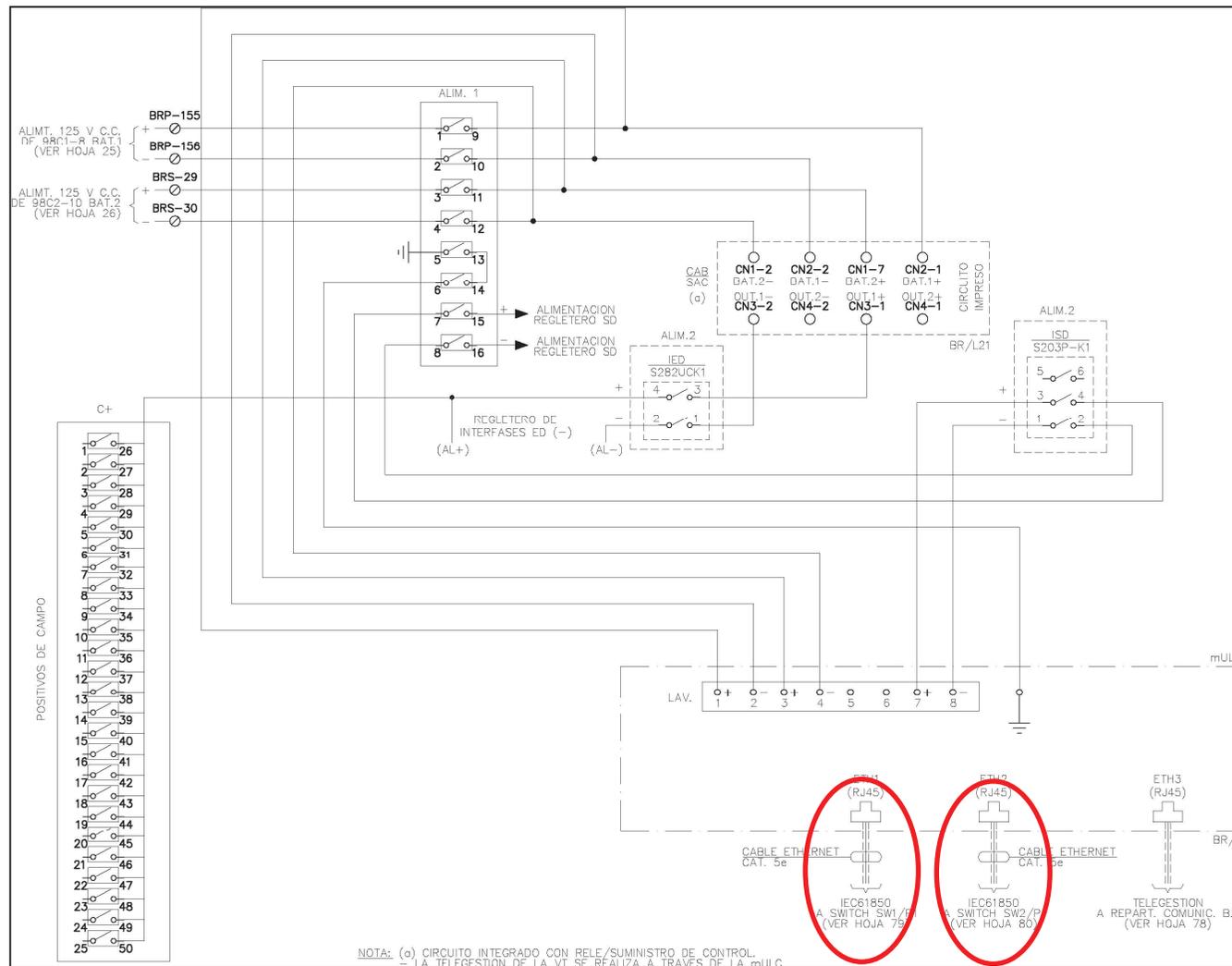


Figura 46. Conexión mULC1-Switch SW1/P1-Switch SW2/P1

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

En la figura 48 se remarca el otro extremo de la comunicación entre la Protección Secundaria (PS1) y el Switch (SW2/P1).

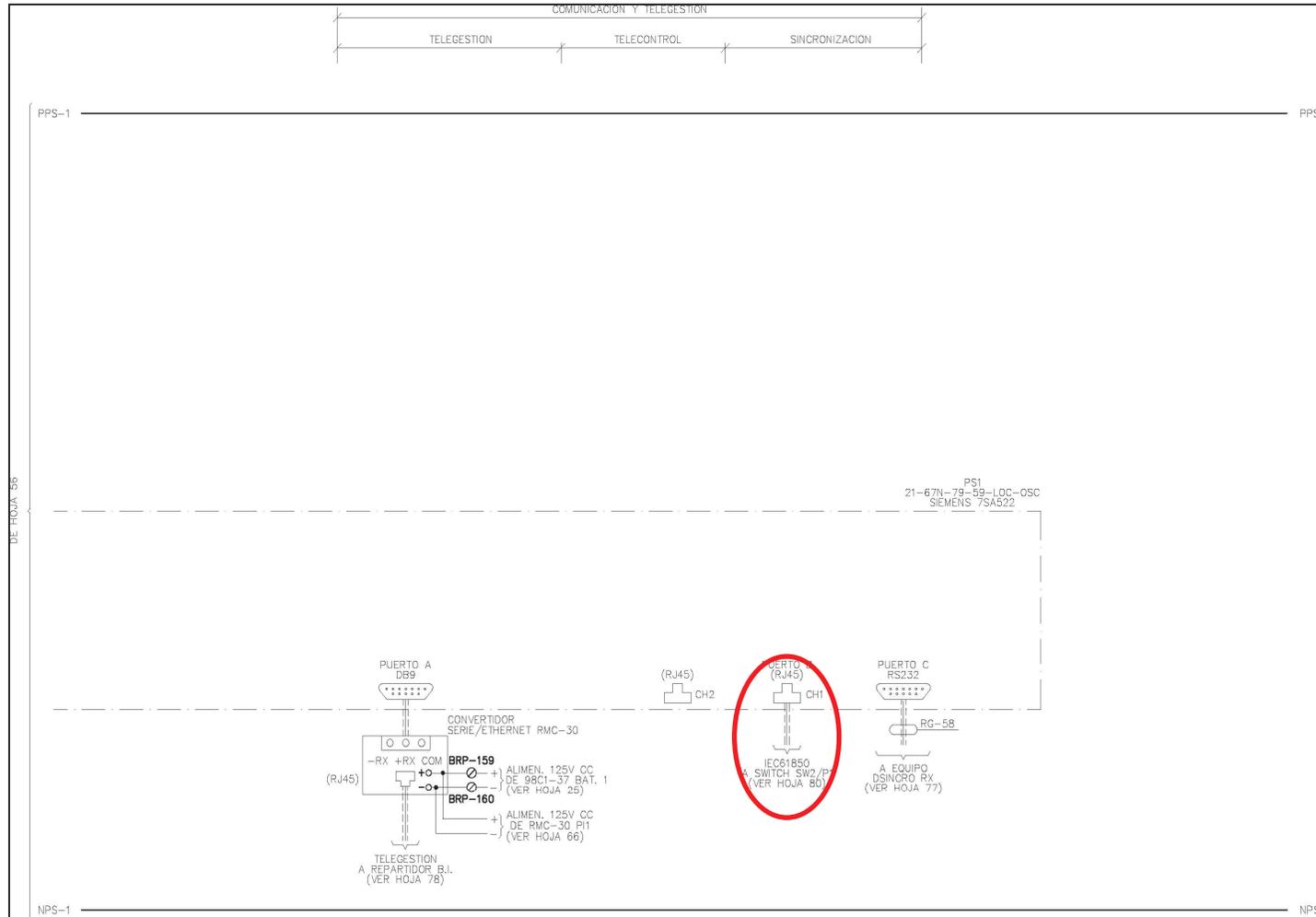


Figura 48. Conexión PS1-Switch SW2/P1

7.4.2 MODELADO DE DATOS LÍNEA SOCABAYA 1

Una vez se ha definido la red de datos de la Línea Socabaya 1, lo que queda por ver es el modelo de datos que se ha implementado en esta subestación y qué diferencias hay con los anteriores protocolos.

En lugar de describir el modelo de datos completo de la posición, se muestran una serie de ejemplos prácticos que pueden aportar una mayor claridad a la explicación.

7.4.2.1 ARRANQUE FALLO INTERRUPTOR

La protección fallo del interruptor de potencia puede ser utilizada con uno o dos escalones de función. Aplicando un escalón, en caso de un fallo del interruptor, se genera un disparo para los interruptores de potencia adyacentes. En la aplicación con dos escalones se puede utilizar el primer escalón para repetir la orden de disparo al interruptor de potencia a vigilar, generalmente activando una segunda bobina de disparo. El segundo escalón produce la desconexión de los interruptores adyacentes, si la orden del primer escalón no tuvo éxito.

+ En la actualidad

Cuando la Protección Principal (PP) detecta el fallo interruptor, dicha protección da la orden de arranque de fallo interruptor a la Protección Interruptor (PI). Esta orden se transmite cableando las salidas digitales (Relay 13, Relay 14 y Rela 15) de la Protección Principal (figura 49) con las entradas digitales (Opto-13, Opto-14 y Opto-15) de la Protección Interruptor (figura 51).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

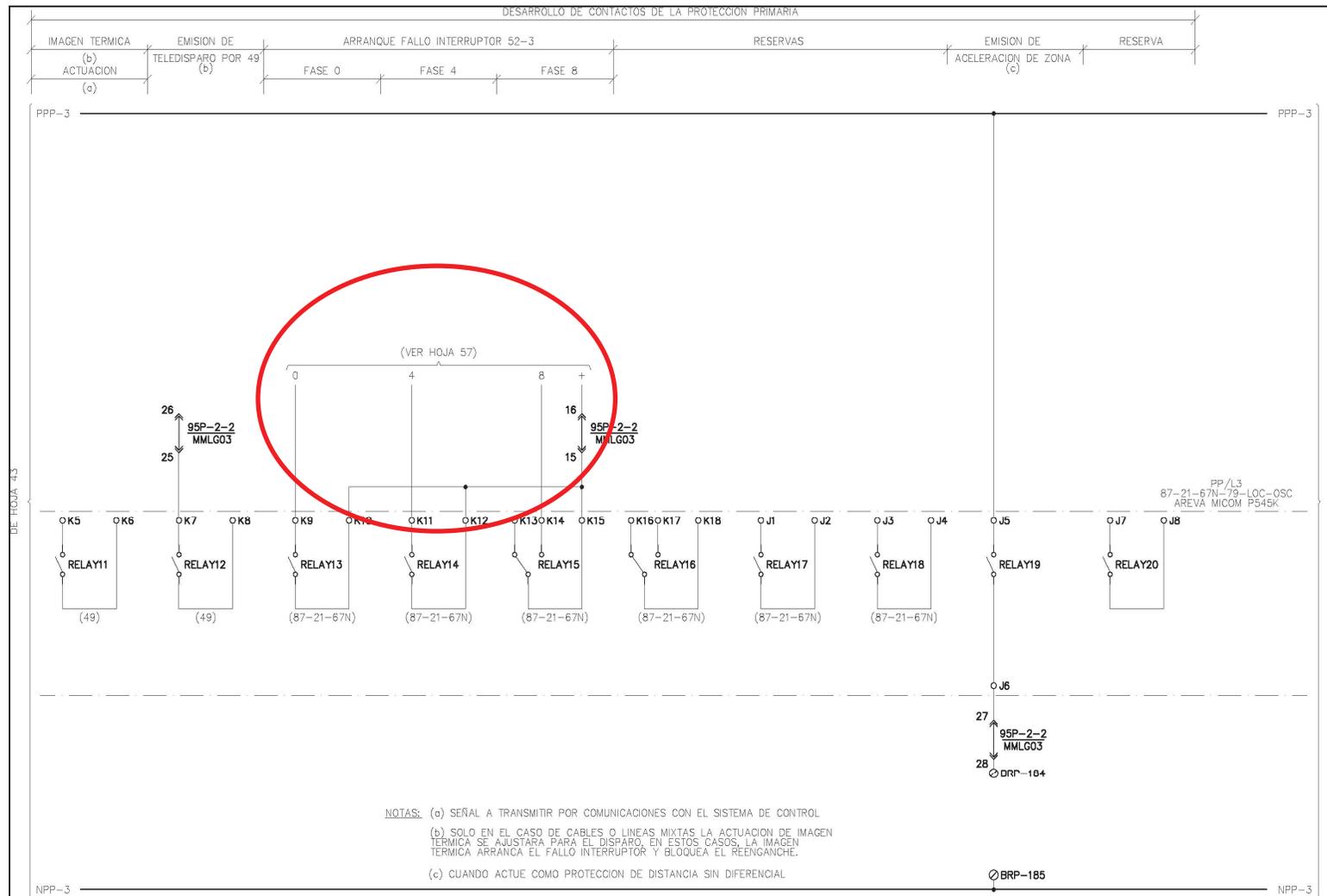


Figura 49. Arranque fallo interruptor por Protección Primaria (PP)

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Del mismo modo, la Protección Secundaria (PS) también puede dar la orden de arranque del fallo interruptor cableando sus salidas digitales B017, B018 y B019 (figura 50) con las entradas digitales Opto-13, Opto-14 y Opto-15 de la Protección Interruptor (figura 51).

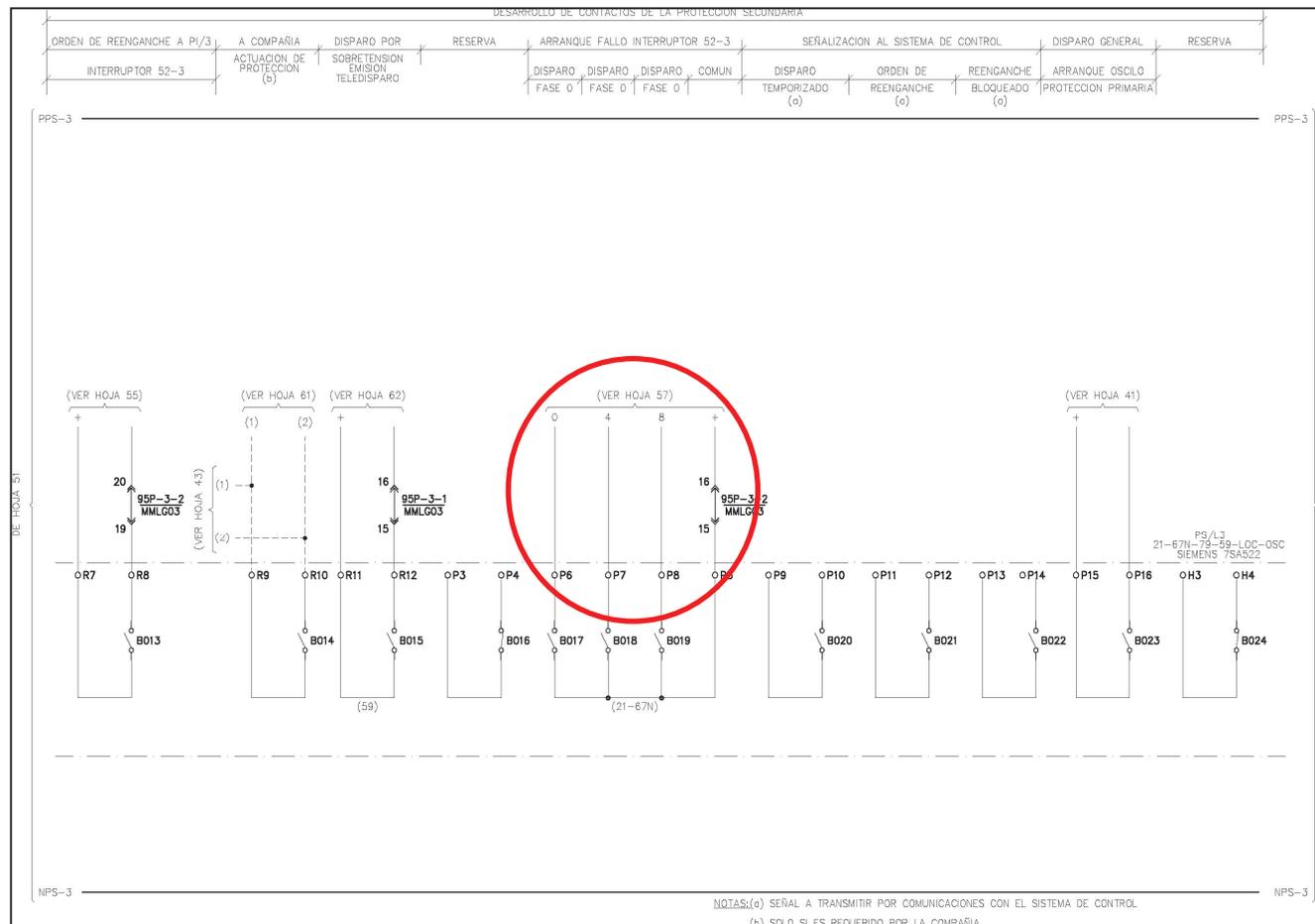


Figura 50. Arranque fallo interruptor por Protección Secundaria (PS)

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

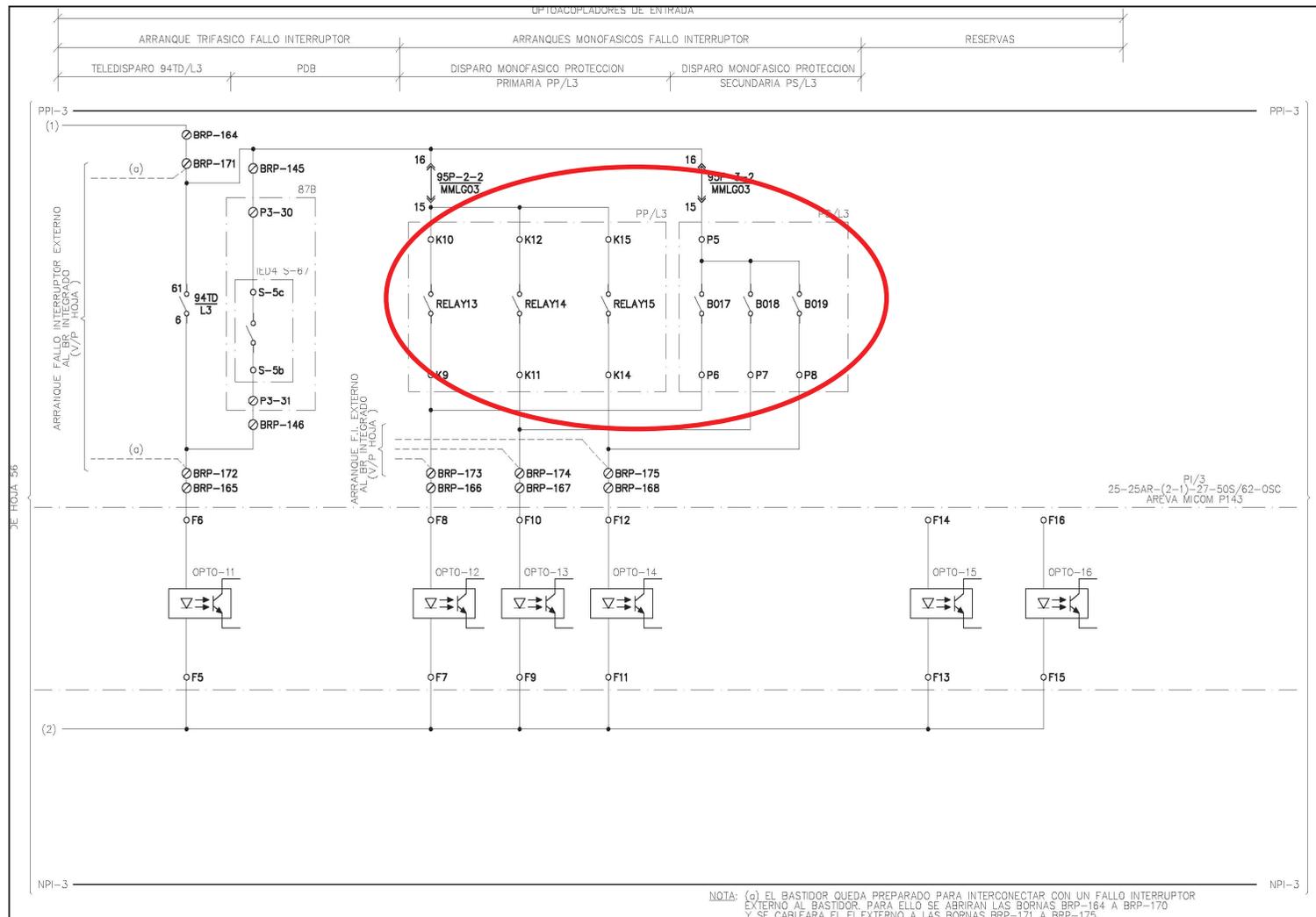


Figura 51. Arranque fallo interruptor en Protección Interruptor (PI) por PP y PS

+ Protocolo IEC61850

La filosofía de la ejecución del arranque del fallo interruptor es la misma en ambos casos pero a continuación se muestra cómo se hace con la implementación del protocolo IEC61850.

En las siguientes figuras (Figura 52, Figura 53 y Figura 54) aparecen libres las salidas digitales, tanto de la Protección Primaria como de la Secundaria, cableadas anteriormente hacia la Protección Interruptor, así como las entradas digitales de dicha protección.

Como se ha venido comentado a lo largo de todo el Trabajo Fin de Máster, uno de los objetivos principales de este protocolo es que las protecciones se comuniquen entre ellas directamente y se elimine el cableado hasta ahora existente.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

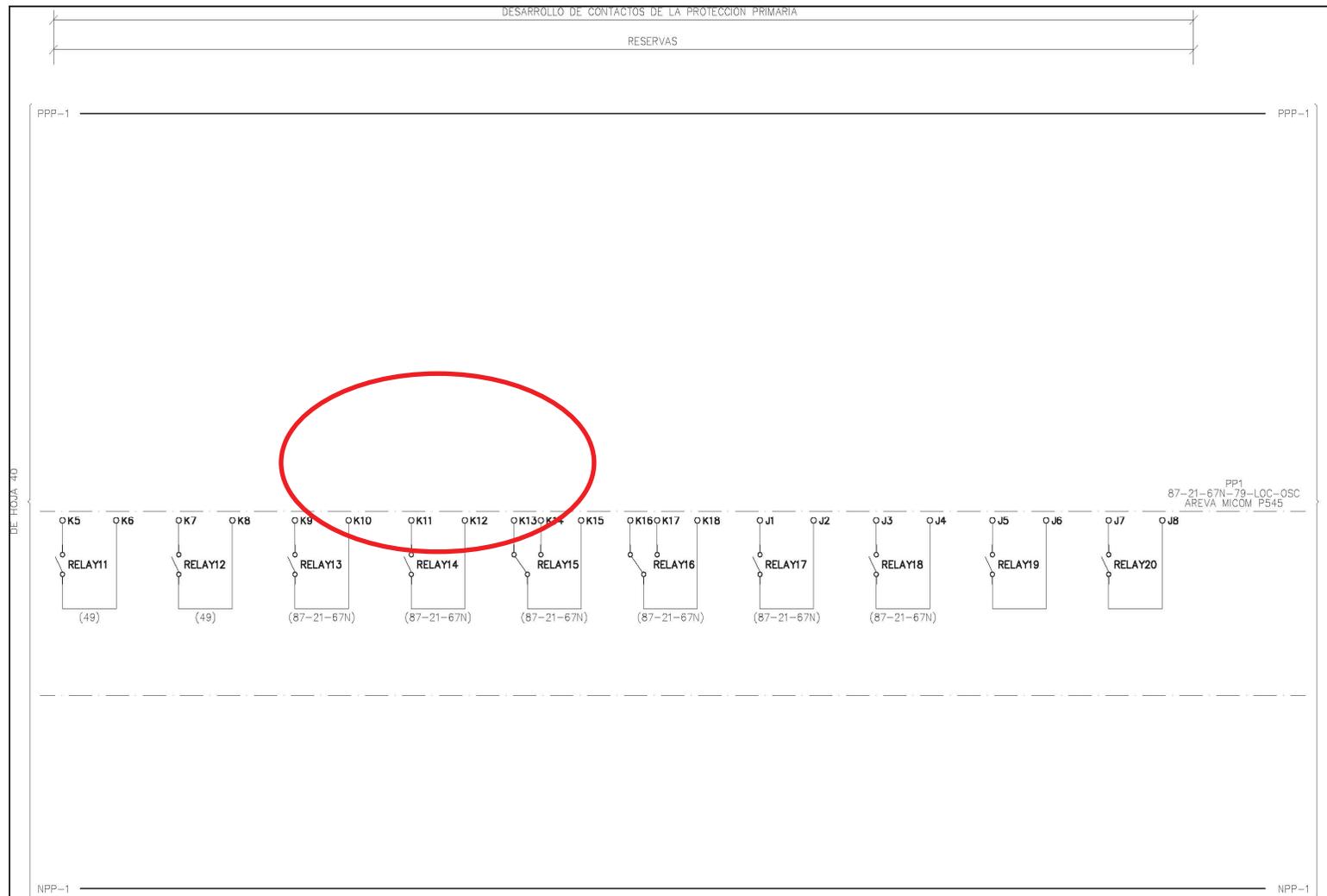


Figura 52. Arranque fallo interruptor en Protección Primaria (PP) con IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

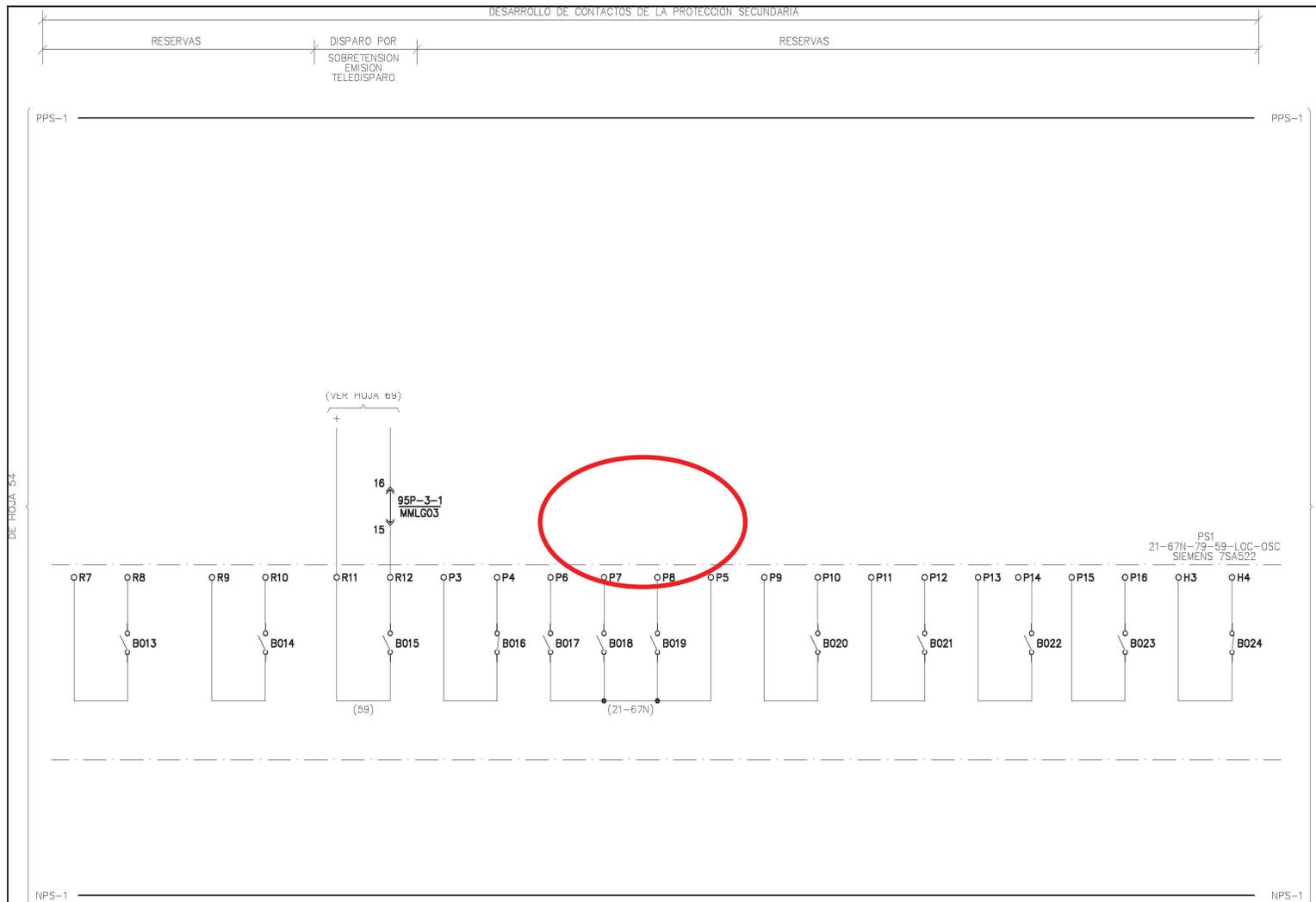


Figura 53. Arranque fallo interruptor en Protección Secundaria (PS) con IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

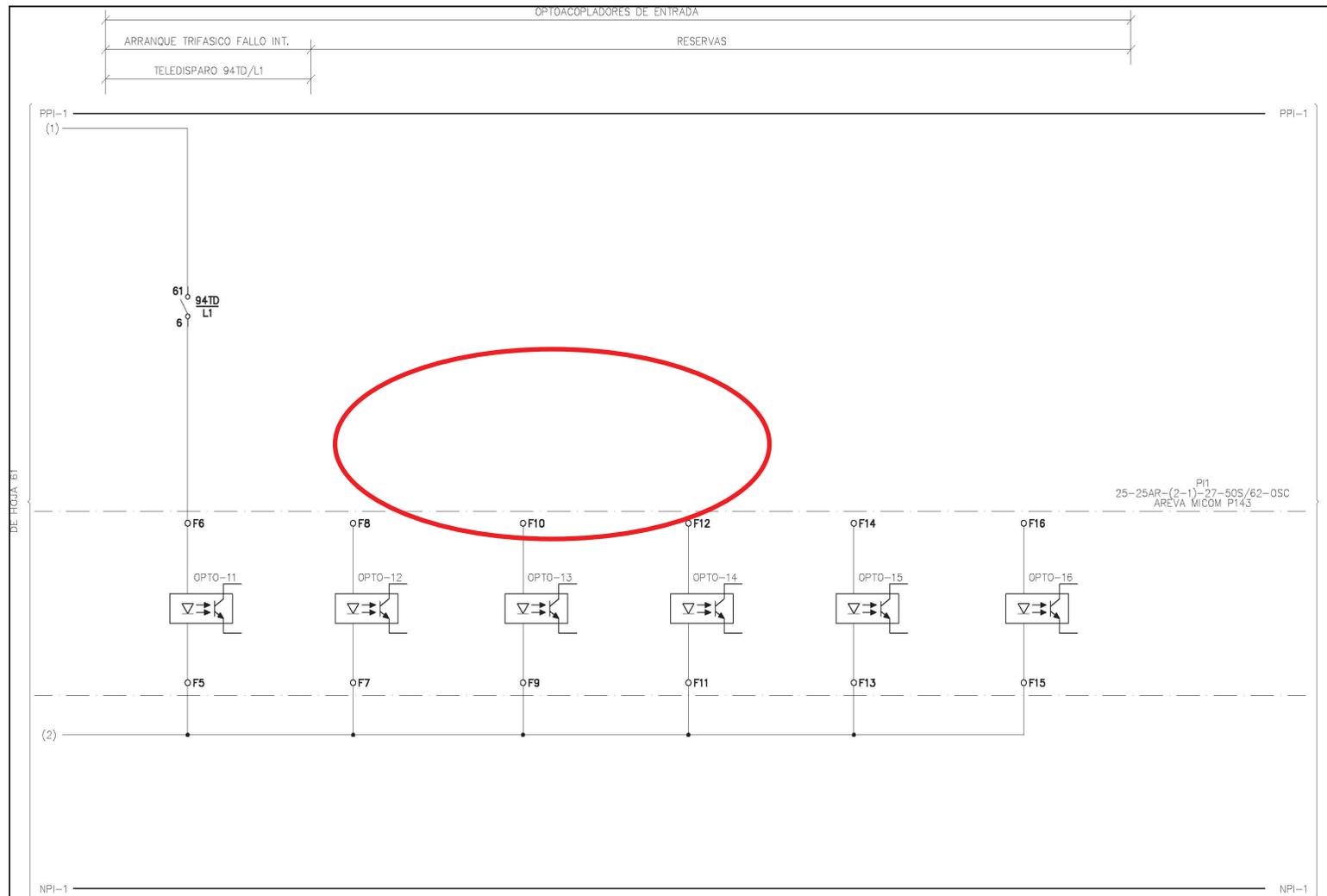


Figura 54. Arranque fallo interruptor por PP y PS con IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

En lugar del cableado entre protecciones que antes se utilizaba, lo que se hace es modelar un Nodo Lógico para cada protección (PP1 y PS1) que realice esta función y con la que se comuniquen con la Protección Interruptor (PI1).

Por ejemplo, para la Protección Primaria (PP1) se utiliza el Nodo Lógico GGIO2, que es un nodo lógico genérico, puesto que el IEC61850 no define, por defecto, ningún nodo lógico de arranque fallo interruptor (Figura 55).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

DATA SET: PPI_PI1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 0	System.GasGGI02.Ind02	DOB#257	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 4	System.GasGGI02.Ind03	DOB#258	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE B	System.GasGGI02.Ind04	DOB#259	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DATA SET: PPI_PS1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION PRIMARIA	System.GasGGI02.Ind06	DOB#261	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION	T-F
ORDEN DE ARRANQUE REENGANCHE MONOFASICO	System.GasGGI02.Ind09	DOB#264	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N (1* ZONA)	T-F
ORDEN DE ARRANQUE REENGANCHE TRIFASICO	System.GasGGI02.Ind10	DOB#265	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N (1* ZONA)	T-F
DATA SET: PPI_PPBAxPSBA				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION PRIMARIA	System.GasGGI02.Ind06	DOB#261	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION	T-F
DATA SET: PPI_OSC1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 0	System.RlyGGI01.Ind4	DOB#003	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 4	System.RlyGGI01.Ind5	DOB#004	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE B	System.RlyGGI01.Ind6	DOB#005	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
RECEPCION DE TELEDISPARO	System.OptGGI01.Ind11	DOB#042	LA RECEPCION DE TELEDISPARO SE CAPTA EN EL OPTO-11 Y SE ENVIA POR 61850 AL OSCILO	T-F
DATA SET: PPI_mULC1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO TEMPORIZADO PP	System.GasGGI02.Ind08	DOB#263	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 21(2* y 3* ZONA) y 67N.	T-F
DISPARO MONOFASICO PP	System.GasGGI02.Ind13	DOB#268		T-F
DISPARO TRIFASICO PP	System.GasGGI02.Ind14	DOB#269		T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 0	System.RlyGGI01.Ind4	DOB#003	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 4	System.RlyGGI01.Ind5	DOB#004	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE B	System.RlyGGI01.Ind6	DOB#005	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ALARMA DE COMUNICACIONES	System.GasGGI02.Ind12	DOB#267	FALLO DE UNO DE LOS DOS CANALES DE COMUNICACION	T-F
FALLO COMUNICACION PSI	System.GasGGI02.Ind16	DOB#271	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PSI	T-F
FALLO COMUNICACION PPBA	System.CasGGI02.Ind17	DOB#272	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PPBA	T-F
FALLO COMUNICACION PSBA	System.GasGGI02.Ind18	DOB#273	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PSBA	T-F
				T-F

Figura 55. Arranque fallo interruptor por PP según IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Del mismo modo, para la Protección Secundaria (PS1) se utiliza el Nodo Lógico GGIO1, tal y como se muestra en la Figura 56.

DATA SET: PSI_PP1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 0	CTRL.SGG01.SPCS01	SAL01	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T=F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 4	CTRL.SGG01.SPCS02	SAL02	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T=F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 8	CTRL.SGG01.SPCS03	SAL03	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T=F
ORDEN DE REENGANCHE	CTRL.SGG01.SPCS04	SAL04	ORDEN DE REENGANCHE SIN SINCRONIZAR	T=F
DATA SET: PSI_PP1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION SECUNDARIA	CTRL.SGG01.SPCS05	SAL05	CUALQUIER DISPARO DE PROTECCION SECUNDARIA	T=F
PREPARACION A DISPARO TRIFASICO	CTRL.SGG01.SPCS26	SAL26	REENGANCHE MONOFASICO INACTIVO	T=F
				T=F
				T=F
DATA SET: PSI_PP8&PS8				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION SECUNDARIA	CTRL.SGG01.SPCS05	SAL05	CUALQUIER DISPARO DE PROTECCION SECUNDARIA	T=F
DATA SET: PSI_OSC1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 0	CTRL.SGG01.SPCS09	SAL09	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 0	T=F
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 4	CTRL.SGG01.SPCS010	SAL10	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 4	T=F
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 8	CTRL.SGG01.SPCS011	SAL11	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 8	T=F
ORDEN DE REENGANCHE	CTRL.SGG01.SPCS04	SAL04		T=F
RECEPCION DE TELEDISPARO	CTRL.SGG01.SPCS012	SAL12		T=F
RECEPCION ACCELERACION DE ZONA	CTRL.SGG01.SPCS013	SAL13		T=F
EMISION ACCELERACION DE ZONA	CTRL.SGG01.SPCS014	SAL14		T=F
DATA SET: PSI_mULC1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO TEMPORIZADO PS	CTRL.SGG01.SPCS015	SAL15	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 21(2ª y 3ª ZONA) y 67N.	T=F
DISPARO MONOFASICO PS	CTRL.SGG01.SPCS016	SAL16	CUALQUIER DISPARO UNICAMENTE MONOFASICO	T=F
DISPARO TRIFASICO PS	CTRL.SGG01.SPCS017	SAL17	CUALQUIER DISPARO UNICAMENTE TRIFASICO	T=F
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 0	CTRL.SGG01.SPCS09	SAL09	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 0	T=F
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 4	CTRL.SGG01.SPCS010	SAL10	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 4	T=F
DISPARO PROTECCION SECUNDARIA FASE 8	CTRL.SGG01.SPCS011	SAL11	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION SECUNDARIA POR FASE 8	T=F
ORDEN DE REENGANCHE	CTRL.SGG01.SPCS04	SAL04		T=F
REENGANCHE BLOQUEADO	CTRL.SGG01.SPCS018	SAL18		T=F
REENGANCHE MONOFASICO ACTIVADO	CTRL.SGG01.SPCS019	SAL19		T=F
REENGANCHE TRIFASICO ACTIVADO	CTRL.SGG01.SPCS020	SAL20		T=F
REENGANCHE TRIFASICO+MONOFASICO ACTIVADO	CTRL.SGG01.SPCS021	SAL21		T=F
FALLO COMUNICACION PP1	CTRL.SGG01.SPCS022	SAL22	PERDIDA DE GOOSE DE PP1	T=F
FALLO COMUNICACION PP8A	CTRL.SGG01.SPCS023	SAL23	PERDIDA DE GOOSE DE PP8A	T=F
FALLO COMUNICACION PS8A	CTRL.SGG01.SPCS024	SAL24	PERDIDA DE GOOSE DE PS8A	T=F
FALLO COMUNICACION mULC1	CTRL.SGG01.SPCS025	SAL25	PERDIDA DE GOOSE DE mULC1	T=F

Figura 56. Arranque fallo interruptor por PS según IEC61850

7.4.2.2 DISPARO GENERAL PROTECCIÓN PRIMARIA (PP1)

+ En la actualidad

Cuando la Protección Primaria detecta una falta relacionada con la función distancia (21), con la diferencial de línea (87L) o sobreintensidad en el Neutro (67N), esta protección da a la señal a la Protección Secundaria de disparo general y éste, a su vez, arranca el Oscilo.

Esta señal se transmite cableando la salida digital Relay 27 de la Protección Primaria (figura 57) con la entrada digital BI-17 de la Protección Secundaria (figura 58).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

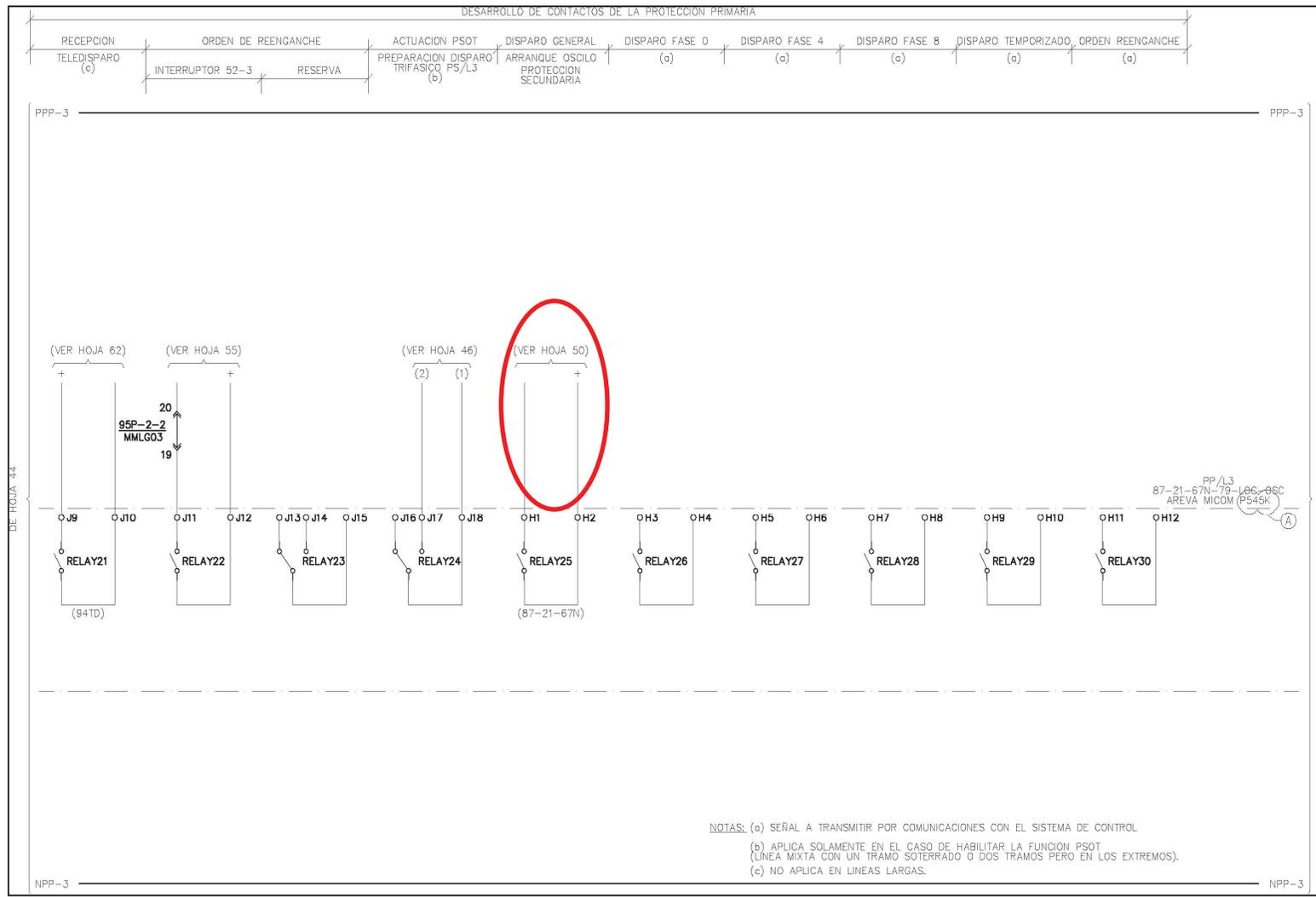


Figura 57. Disparo general Protección Primaria (PP)

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

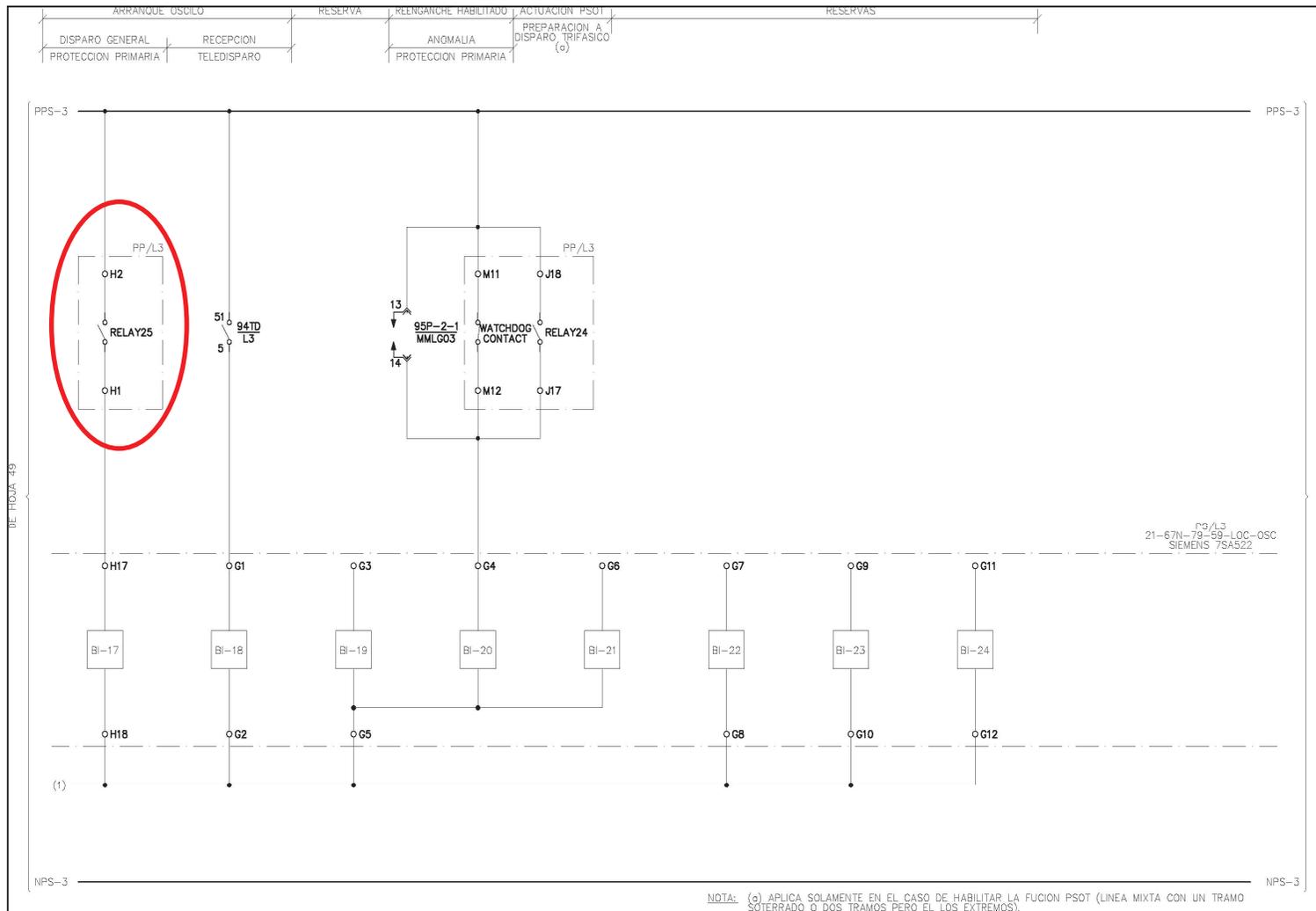


Figura 58. Arranque Oscilo PS por disparo general PP

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

+ Protocolo IEC61850

Al igual que en el caso anterior, la filosofía del disparo general de la Protección Primaria es la misma en el caso de implementación del IEC61850.

Lo que lo diferencia es, de nuevo, la eliminación del cableado entre dichas protecciones y la transmisión de esta información mediante comunicaciones siguiendo el protocolo IEC61850 (Figura 59 y Figura 60).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

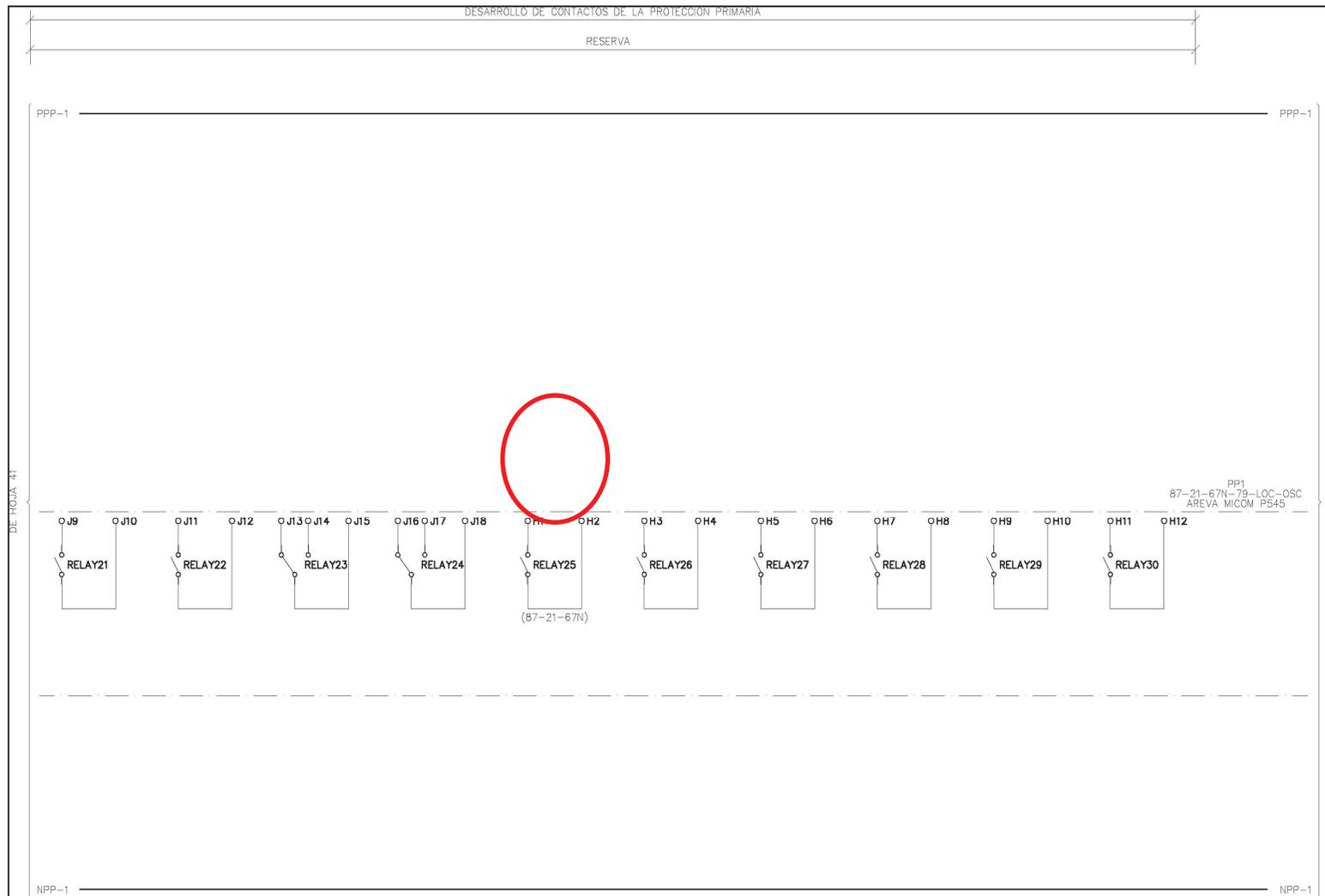


Figura 59. Disparo general Protección Primaria (PP) con IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

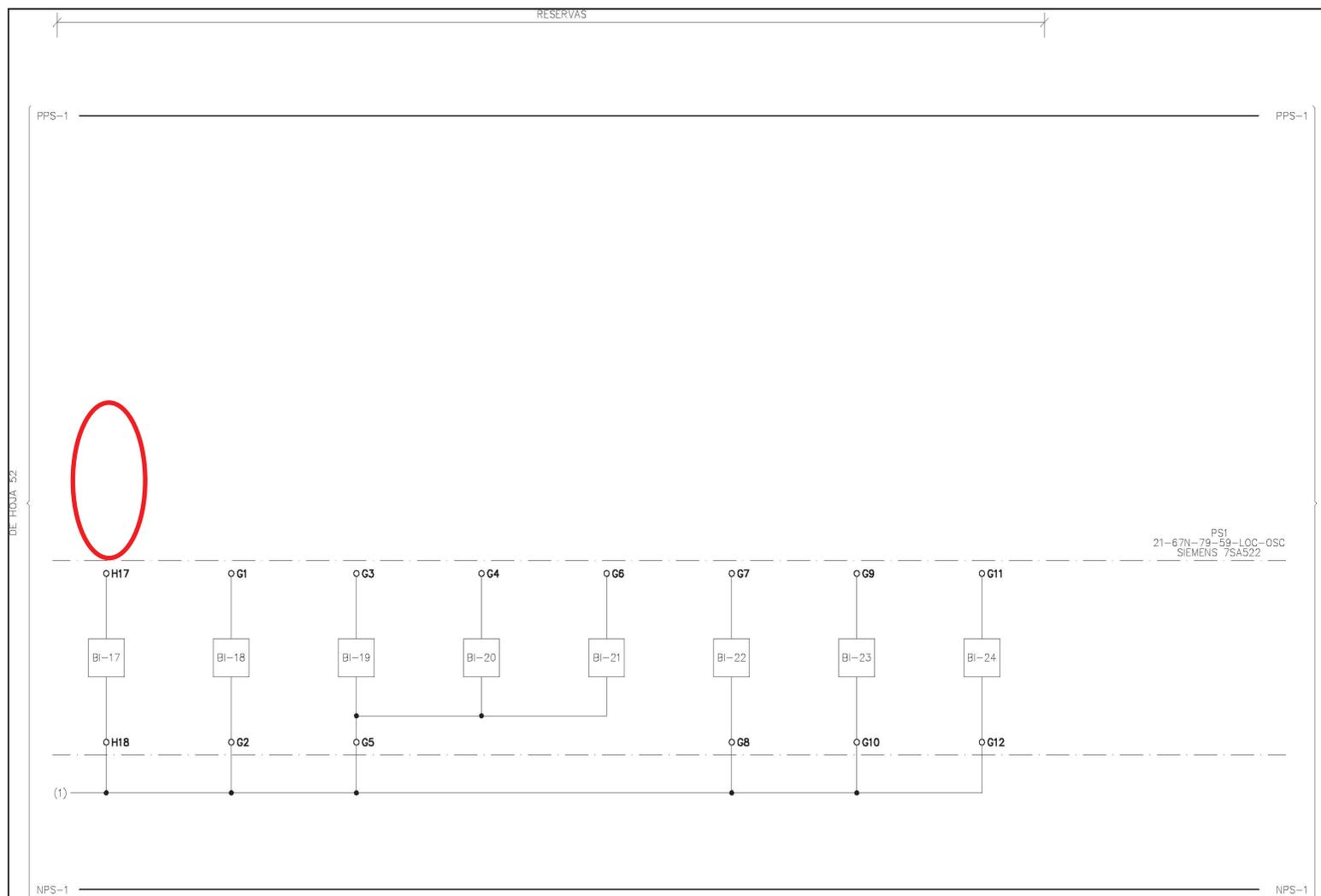


Figura 60. Arranque Oscilo PS por disparo general PP con IEC61850

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Para este caso, el nodo lógico que se ha definido, al ser información transmitida por la Protección Primaria (PP1) y no estar estrictamente definido por la IEC61850, vuelve a ser el GGIO2, pero con un índice diferente (ind06) como se puede ver en la Figura 61.

DATA SET: PPI_PH				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 0	System.GosGGIO2.ind02	DOB#257	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 4	System.GosGGIO2.ind03	DOB#258	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ARRANQUE FALLO DE INTERRUPTOR FASE 8	System.GosGGIO2.ind04	DOB#259	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DATA SET: PPI_PSI				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION PRIMARIA	System.GosGGIO2.ind06	DOB#261	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION	T-F
ORDEN DE ARRANQUE REENGANCHE MONOFASICO	System.GosGGIO2.ind09	DOB#264	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 (1ª ZONA)	T-F
ORDEN DE ARRANQUE REENGANCHE TRIFASICO	System.GosGGIO2.ind10	DOB#265	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 (1ª ZONA)	T-F
DATA SET: PPI_PPBA/PSBA				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO GENERAL PROTECCION PRIMARIA	System.GosGGIO2.ind06	DOB#261	CUALQUIER DISPARO DE LA PROTECCION	T-F
DATA SET: PPI_OSC1				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 0	System.RlyGG01.ind4	DOB#003	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 4	System.RlyGG01.ind5	DOB#004	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 8	System.RlyGG01.ind6	DOB#005	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
RECEPCION DE TELEDISPARO	System.Op1GG01.ind11	DOB#042	LA RECEPCION DE TELEDISPARO SE CAPTA EN EL OPTO-11 Y SE ENVIA POR 61850 AL OSOIL0	T-F
DATA SET: PPI_MÚLTI				
DESCRIPCION	REFERENCIA	SALIDA AJUSTES	OBSERVACIONES	TIPO DATO
DISPARO TEMPORIZADO PP	System.GosGGIO2.ind08	DOB#263	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 21(2ª y 3ª ZONA) y 67N.	T-F
DISPARO MONOFASICO PP	System.GosGGIO2.ind13	DOB#268		T-F
DISPARO TRIFASICO PP	System.GosGGIO2.ind14	DOB#269		T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 0	System.RlyGG01.ind4	DOB#003	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 4	System.RlyGG01.ind5	DOB#004	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
DISPARO PROTECCION PRIMARIA FASE 8	System.RlyGG01.ind6	DOB#005	AGRUPARA POR AJUSTES LA ACTUACION DE LAS FUNCIONES 87, 21 y 67N	T-F
ALARMA DE COMUNICACIONES	System.GosGGIO2.ind12	DOB#267	FALLO DE UNO DE LOS DOS CANALES DE COMUNICACION	T-F
FALLO COMUNICACION PSI	System.GosGGIO2.ind16	DOB#271	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PSI	T-F
FALLO COMUNICACION PPBA	System.GosGGIO2.ind17	DOB#272	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PPBA	T-F
FALLO COMUNICACION PSBA	System.GosGGIO2.ind18	DOB#273	PERDIDA RECEPCION GOOSE DE PSBA	T-F
				T-F

Figura 61. Disparo general PP1 según IEC61850

7.4.2.3 ENCLAVAMIENTO SECCIONADOR DE BARRAS

+ En la actualidad

Como se comentó en el Apartado 3.1.5 de este Trabajo, el enclavamiento de un seccionador de barras de una posición cualquiera de Doble Barra viene definido por (Figura 62):

$$+ \text{Enclavamiento 1: } (\overline{52-1} + 50S - 62) \cdot \overline{89B2-1}$$

La condición de enclavamiento es que el seccionador 89B2-1 esté abierto y que, o bien el interruptor 52-1 esté abierto o que la función fallo interruptor (50S-62) esté activada.

$$+ \text{Enclavamiento 2: } A \cdot 89B2-1$$

La condición de enclavamiento es que el acoplamiento esté cerrado y el seccionador 89B2-1 también lo esté.

+ Protocolo IEC61850

A diferencia de los dos casos anteriores, los enclavamientos a día de hoy se siguen realizando de la misma forma (Figura 63), es decir, cableados, puesto que todavía no existe aparataje digital que permita transmitir, por un puerto de comunicaciones configurado con IEC61850, ni su posición, ni es posible su maniobra.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

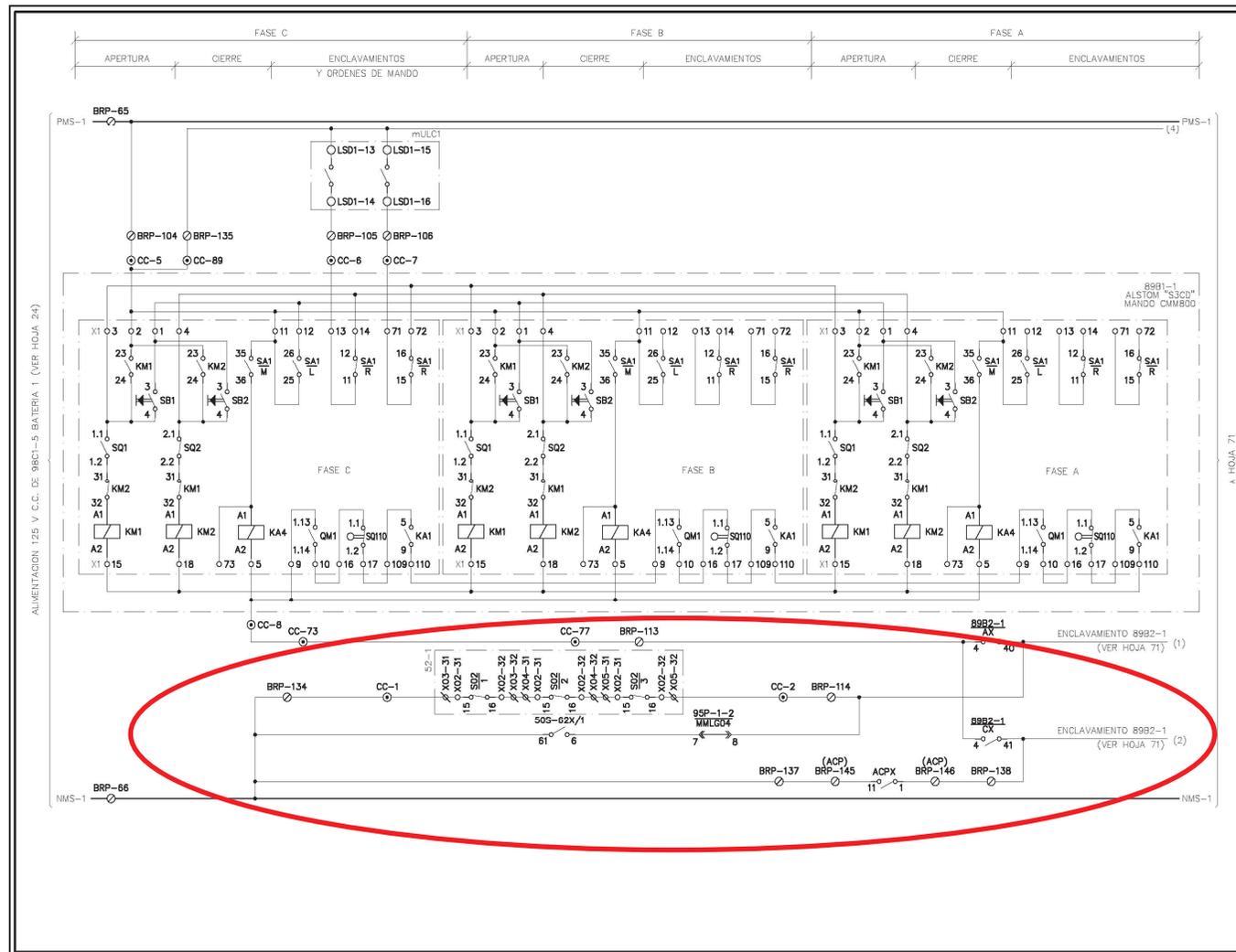


Figura 63. Enclavamiento seccionador de barras según IEC61850

+ Futura implantación

Cuando la aparamenta evolucione, por ejemplo, el mando del seccionador sea completamente digital, será entonces cuando se elimine una gran cantidad de cable de cobre (todo el que va a campo).

Siguiendo con el ejemplo del enclavamiento del seccionador de barras, se observa en la Figura 64 cómo quedaría el cableado del mando de un seccionador digital, y su enclavamiento, implementado con el protocolo IEC61850. El único cableado sería el de comunicaciones que va hacia el switch correspondiente.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

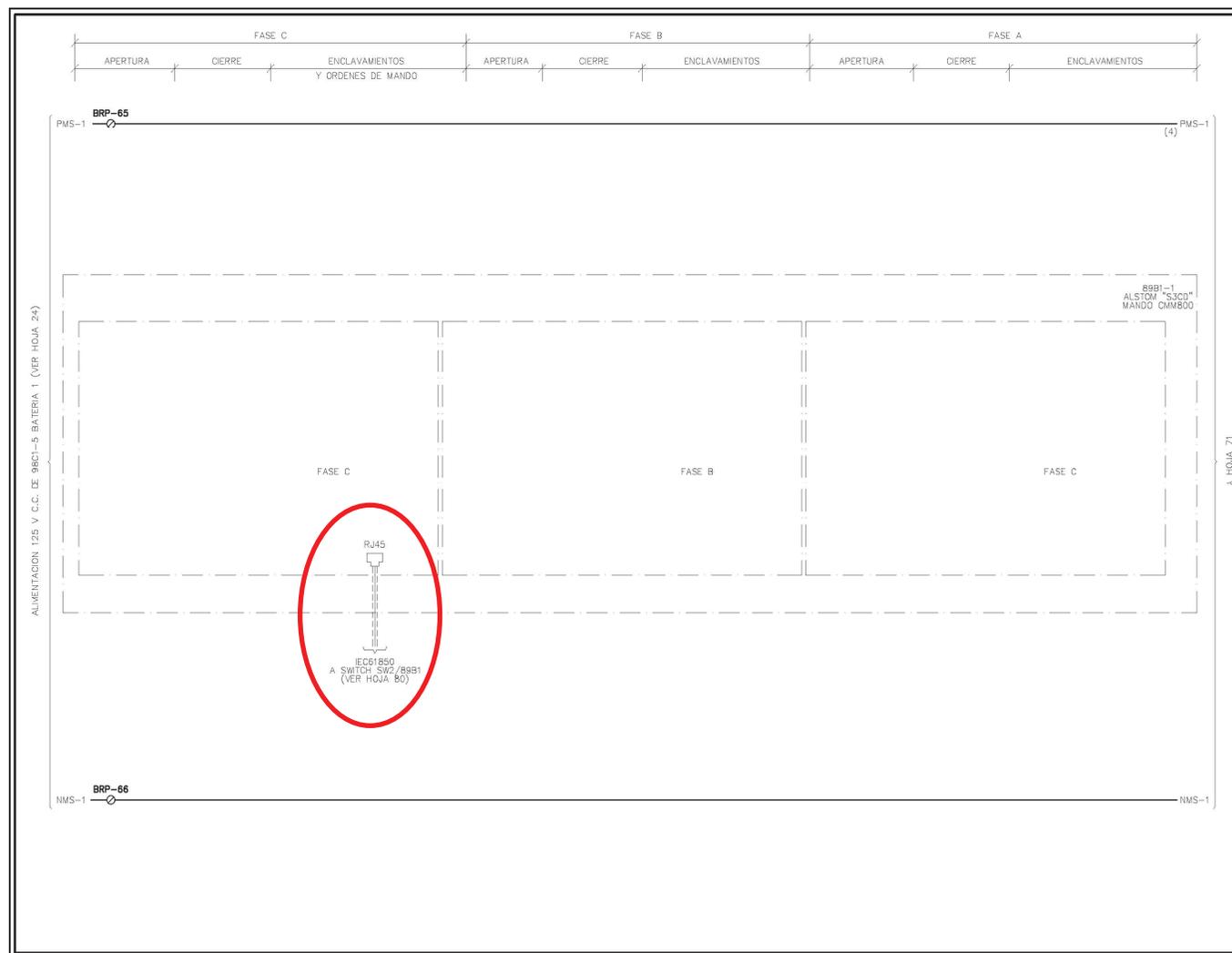


Figura 64. Enclavamiento futuro seccionador de barras

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

En el caso del seccionador sí se podría modelar con un Nodo Lógico definido por la norma (XSWI). Del mismo modo que se vio en el ejemplo del interruptor, se podría consultar el estado del seccionador accediendo al dato:

XSWI.Pos.stVal

Con lo visto en estos ejemplos se puede sacar una primera conclusión, y es que, aunque en la actualidad se está empezando a implementar el protocolo IEC61850, las mejoras que aporta este nuevo protocolo, a nivel de cableado, son básicamente en el número de hilos de cobre dentro del propio bastidor, es decir, una mejora insignificante.