

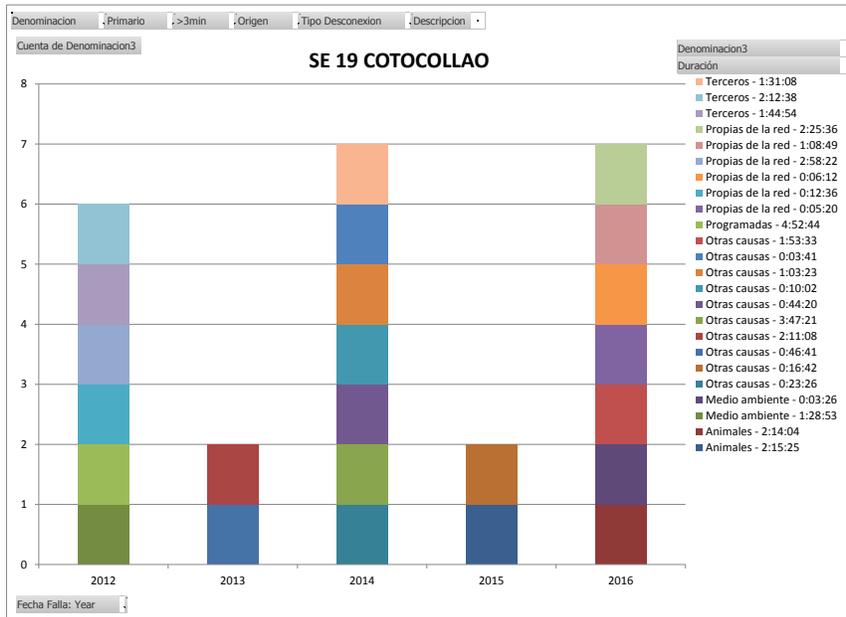
## REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

*“Instalación de equipos para la automatización de subestaciones y alimentadores”*

### 1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Se analizaron las desconexiones mayores a 3 minutos (según Regulación vigente) de los alimentadores A, C y G de la Subestación Cotocollao (SE19), en los últimos 5 años (2012-2016). Los resultados se observan en las figuras 1, 2 y 3.

**Gráfico 1.- Desconexiones alimentador A SE 19**



**Gráfico 2.- Desconexiones alimentador G SE 19**

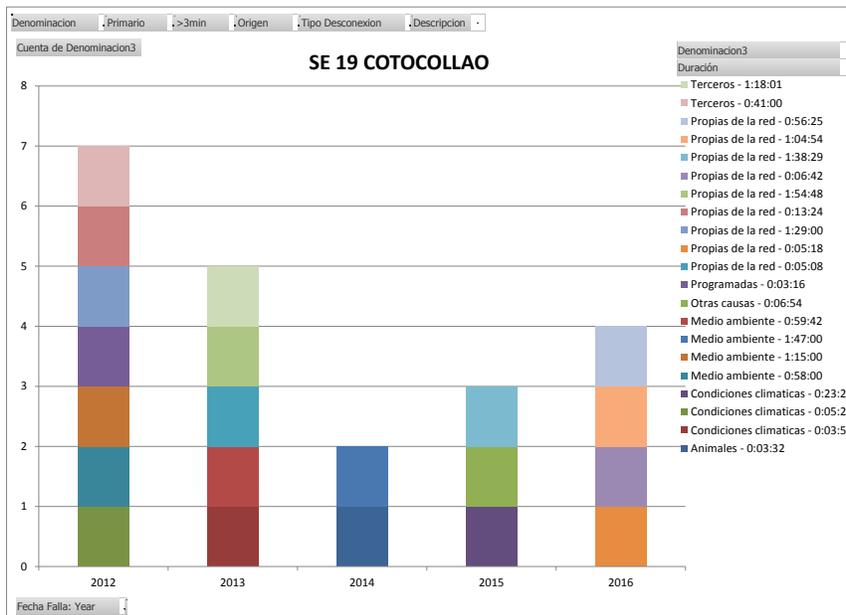
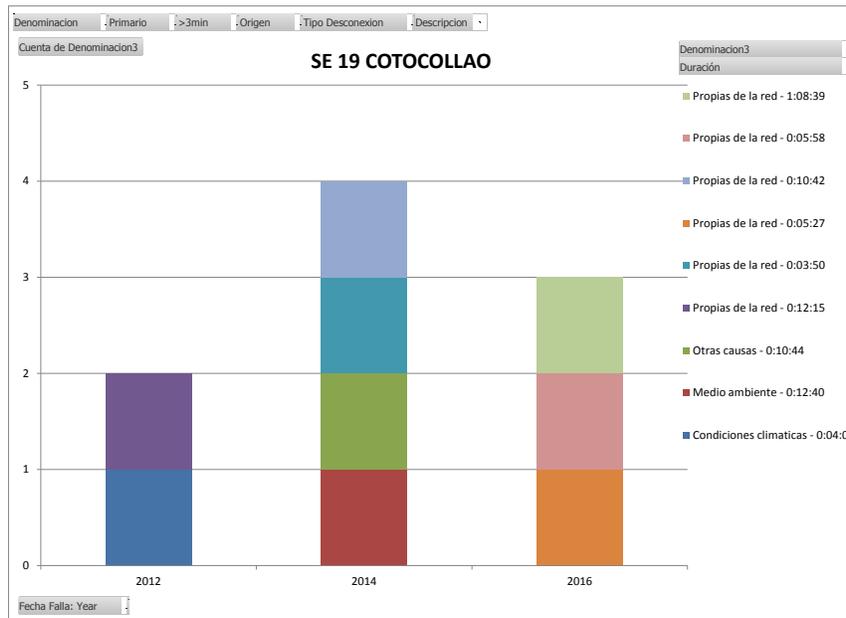


Gráfico 3.- Desconexiones alimentador C SE 19



- A. El alimentador A, ha sufrido 24 desconexiones mayores a 3 minutos, las mismas que han sido originadas tanto en distribución como en subtransmisión, con un promedio de duración de 1h 26 min por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 21, con un promedio de 1h 37min.
- B. El alimentador G, ha presentado 21 desconexiones por fallas originadas tanto en distribución como en subtransmisión, con un promedio de 43 minutos por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 16, con un promedio de duración de 44 minutos.
- C. El alimentador C, ha sufrido 7 desconexiones con un promedio de 17 minutos por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 5, con un promedio de 8 minutos. Aunque este último no tenga desconexiones con tiempos prolongados como los otros dos, el mismo es importante para poder realizar las transferencias necesarias para la reposición del servicio.
- D. En los tres casos, al ocurrir una falla permanente aguas abajo de un reconector, se desconecta la porción fallada aguas abajo. Luego se procede a realizar la transferencia aislando manualmente la falla y cerrando el punto de interconexión, también manualmente. Esto conlleva extensos tiempos de reposición del servicio a las zonas sin falla.

## 2. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

En base a las desconexiones de los primarios en estudio, como de los re conectadores instalados, se elaboró un análisis de confiabilidad. Para ello se realizó el estudio de desconexiones debidas a distribución y a subtransmisión, para conocer cuántas de las fallas podrían necesitar una transferencia de toda la carga de los primarios del transformador T3.

Inicialmente se dividió cada primario en tramos, cada tramo se encuentra delimitado por dos equipos de protección (ya sea instalados o los nuevos a instalar), considerando que ese tramo puede ser transferido a otro

primario. En el caso de reconectores que protegen derivaciones sin posibilidad de transferencias aguas abajo, no se consideran como un tramo individual sino que forman parte del tramo que puede ser transferido.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASUI se tomaron en cuenta el promedio anual de desconexiones, el promedio de duración de las mismas (obtenido de los históricos mencionados en el punto anterior) y el número de usuarios servidos de los primarios en estudio (obtenido del ARC Gis).

Para el cálculo de la ENS, se descargó la curva de demanda de los primarios en estudio del último año, para obtener la potencia media demandada. Esta demanda se distribuyó a través del software CYMDIST, para obtener la potencia media para cada tramo.

En la siguiente tabla se resumen los datos obtenidos para el cálculo de los índices de confiabilidad, sin considerar la implementación del proyecto en cuestión:

**Tabla 1.- Información base por tramo**

	ALIMENTADOR A		ALIMENTADOR C		ALIMENTADOR G	
	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]
Tramo 1	3173	1580.74	10386	2197.3	2020	344
Tramo 2	938	396.7	100	29	6161	1396.8
Tramo 3	5444	1929.7	4879	1044.9	10443	2654.7
Tramo 4	845	346.1	637	550.6		
TOTAL	10400	4253.24	16002	3821.8	18624	4395.5

**Tabla 2.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador A**

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año									
Tramo 1	Relé	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78
Tramo 2	R1	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44
Tramo 3	R489			0.00			0.00	2	1.49	2.98			0.00
Tramo 4	R2	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44
	Totales	6	4.33	8.67	6	4.33	8.67	8	5.83	11.65	6	4.33	8.67

**Tabla 3.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador C**

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año									
Tramo 1	Relé	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35
Tramo 2	R395			0.00	1	2.20	2.20	1	2.20	2.20	1	2.20	2.20
Tramo 3	R637			0.00			0.00	1	0.25	0.25			0.00
Tramo 4	R3	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25
	Totales	2.4	0.50	0.60	3.4	2.70	2.80	4.4	2.95	3.05	3.4	2.70	2.80



**Tabla 4.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador G**

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	3.6	0.73	2.63	3.6	0.73	2.63	3.6	0.73	2.63
Tramo 2	R392			0.00	4	0.87	3.48	4	0.87	3.48
Tramo 3	R652			0.00			0.00	3	0.73	2.19
Totales		3.6	0.73	2.63	7.6	1.60	6.10	10.6	2.33	8.29

Luego se realizó el mismo análisis, considerando la implementación de la automatización de los primarios, incrementando algunos reconectores y aumentando la posibilidad de realizar transferencia a otros primarios.

Inicialmente, al incorporar nuevos reconectores, la incidencia de una falla en un tramo específico, se reduce a dicho tramo solamente. Los tramos aguas abajo del tramo fallado se ven afectados por un tiempo menor, asumiendo la posibilidad de transferirlos a otro alimentador. El tiempo de transferencia se asume de 30 segundos (puede llegar a más de 60 segundos sin afectar notablemente los resultados obtenidos)

En este caso, se asumieron probabilidades de realizar la transferencia de la siguiente forma:

- 1. Probabilidad de transferencia del primer tramo.** Cuando la desconexión es de todo un primario, puede resultar por dos motivos: el primero por una falla en el primer tramo y el segundo por una desconexión a nivel del transformador. Sólo en el segundo caso, es posible transferir el primario completo. Para ello se consideraron cuantas desconexiones de cada primario en estudio fue por falla ocasionada en distribución y cuantas ocasionadas en subtransmisión. Con esos datos, se obtuvo un índice de ocurrencia de fallas en subtransmisión, las cuales requieren una transferencia de todo el primario. Ese dato se tomó como probabilidad de transferencia de ese tramo.
- 2. Probabilidad de transferencia de los segundos, terceros y cuartos tramos.** En este caso, la probabilidad de transferir la carga aumenta, pues se trata de una carga menor. En función de las corrientes de carga de los primarios que recibirían la carga, se ha asumido que existe un 90- 95% de probabilidad de transferencia en estos casos.

**Tabla 5.- Probabilidades de transferencia**

	A	C	G
Tramo 1	0.12	0.12	0.23
Tramo 2	0.9	0.9	0.9
Tramo 3	0.95	0.95	0.95
Tramo 4	0.95	0.95	/

Con estas asunciones, los índices de fallas y tiempos de reparación quedan como se indica a continuación:

Tabla 6.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador A

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año									
Tramo 1	Relé	4	1.27	5.09	4	0.15	0.61	4	0.08	0.32	4	0.08	0.32
Tramo 2	R1			0.00	1	1.44	1.44			0.00			0.00
Tramo 3	R489			0.00			0.00	2	1.49	2.98			0.00
Tramo 4	R2			0.00			0.00			0.00	1	1.44	1.44
Totales		4	1.27	5.09	5	1.60	2.05	6	1.57	3.30	5	1.52	1.77

Tabla 7.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador C

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año									
Tramo 1	Relé	1.4	0.22	0.31	1.4	0.03	0.05	1.4	0.02	0.03	1.4	0.02	0.03
Tramo 2	R395			0.00	1	2.20	2.20	1	0.12	0.12	1	0.12	0.12
Tramo 3	R637			0.00			0.00	1	0.17	0.17			0.00
Tramo 4	R3			0.00			0.00			0.00	1	0.17	0.17
Totales		1.4	0.22	0.31	2.4	2.23	2.25	3.4	0.30	0.31	3.4	0.30	0.31

Tabla 8.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador G

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	3.6	0.56	2.03	3.6	0.08	0.29	3.6	0.04	0.16
Tramo 2	R392			0.00	4	0.87	3.48	4	0.05	0.21
Tramo 3	R652			0.00			0.00	3	0.73	2.18
Totales		3.6	0.56	2.03	7.6	0.95	3.77	10.6	0.82	2.55

Como se puede observar, los tiempos de reparación se reducen en gran medida, como también en ciertos casos, la cantidad de desconexiones que afectan a los tramos no fallados.

En la tabla siguiente se comparan los índices de calidad obtenidos, en la situación actual, como al implementar la automatización de los primarios.

Tabla 9.- Índices de calidad

ALIMENTADOR	ÍNDICE	ACTUAL	CON AUTOMATIZACION	
		VALOR	VALOR	MEJORA
A	SAIDI (horas/cliente.año)	10.23	3.61	65%
	SAIFI (int/cliente.año)	7.05	5.22	26%
	CAIDI (horas/cliente.int)	1.45	0.69	52%
	ASUI (%)	0.12	0.04	65%
	ENS (MWh/año)	42.63	15.85	63%
C	SAIDI (horas/cliente.año)	1.44	0.32	78%
	SAIFI (int/cliente.año)	3.06	2.10	31%
	CAIDI (horas/cliente.int)	0.47	0.15	68%
	ASUI (%)	0.02	0.00	78%
	ENS (MWh/año)	6.11	1.24	80%
G	SAIDI (horas/cliente.año)	6.95	2.89	58%
	SAIFI (int/cliente.año)	8.85	8.85	0%
	CAIDI (horas/cliente.int)	0.79	0.33	58%
	ASUI (%)	0.08	0.03	58%
	ENS (MWh/año)	31.44	12.72	60%

Con estos resultados, se espera una reducción de Energía No Suministrada de 50MWh/año.

### 3. ALCANCE DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es implementar la automatización de la distribución de los primarios A, B, C, F, G e I de la Subestación 19 Cotocollao y el primario A de la subestación 22 San Antonio, al incorporar lógicas de inteligencia en los reconectores marca NOJA Modelo OSM27 instalados en los primarios A, C, G e I de la Subestación 19 Cotocollao.

El medio de comunicación entre los reconectores se realizará mediante fibra óptica y radio enlaces según corresponda, la intercomunicación entre ellos será mediante el protocolo 61850.

Los reconectores deberán comunicarse entre sí, conocer el estado de prefalla de los demás reconectores y de los relés de cabecera, para poder tomar la decisión de realizar o no la transferencia, evitando sobrecargar el/los primarios que reciben la carga. Igualmente, no deberá transferirse la zona fallada. Deberá incluirse en las lógicas, el deslastre de carga en caso de sobrecarga.

Los reconectores deberán modificar su grupo de protección al llevarse a cabo una transferencia (ya sea por modificación del flujo de potencia, como por lógica, al requerir mayor carga). Este segundo grupo de protección debe poder ser como reconector o como seccionalizador.

Es necesario que las lógicas puedan ser anuladas automáticamente al recibir mandos desde el SCADA o desde el HMI, en caso de trabajos de mantenimiento. Al momento de restablecer el servicio, éste puede realizarse de forma manual y/o automática, a través de una señal de reparación enviada desde el centro de control.

### 4. PRESUPUESTO

El presupuesto referencial sin incluir el IVA es de USD 480.000,00 (CUATROCIENTOS OCHENTA MIL DÓLARES 00/100), se plantea realizar la contratación por 2 lotes como se detalla a continuación:

Lote	Descripción del lote	Presupuesto referencial sin IVA USD
1	Provisión e instalación de fibra óptica ADSS, antenas, radios punto a punto con todos los accesorios y materiales, cajas de respaldo de energía, router y switches para los alimentadores primarios A, C y G de la Subestación Cotocollao.	344,700.31
2	Automatización de reconectores ubicados en los primarios A, C y G de la Subestación Cotocollao; provisión, configuración e integración del gateway al SCADA de la EEQ, conexión de los reconectores a los gateways que incluya pruebas de operación; provisión de transformadores de voltaje y conversores USB-Ethernet. Capacitación al personal de la EEQ.	135,299.69
<b>TOTAL</b>		<b>480,000.00</b>

## 5. ETAPAS DEL PROYECTO

### 5.1. COMUNICACIONES

Dotar de las comunicaciones por medio de fibra óptica a los equipos reconectores de los alimentadores de la subestación 19 Cotocollao. Se requiere la adquisición e instalación de fibra óptica de 24 hilos para dotar de comunicaciones digitales a los equipos reconectores de la subestación 19 Cotocollao.

Se requiere la adquisición e instalación de los switches necesarios para la red de comunicaciones entre los reconectores. Se incluye tres enlaces de radio en 5.8 GHz para comunicar al último reconector del primario C.

Se incluye 17 cajas de respaldo de energía para una autonomía de mínimo 10 horas con 40 W de carga.

### 5.2. AUTOMATIZACIÓN DE LOS RECONECTADORES – CAPACITACIÓN

El proveedor debe incluir en su oferta 19 conversores USB-ethernet, uno para cada reconector NOJA instalado en las redes de los alimentadores a automatizar.

La automatización debe considerar el aislamiento de la zona fallada y restablecimiento del servicio a las zonas sin falla en un tiempo menor a 1 minuto, considerando los intentos de reconexión de los equipos de protección. Para ello, los reconectores deben incorporar lógicas que permitan realizar el análisis del sistema previo a la ocurrencia de la falla, para efectuar la transferencia o no, previendo no sobrecargar el primario ni los reconectores que recibirán la carga. Los reconectores, mediante sus lógicas, deben poder cambiar de grupo ante diferentes esquemas de transferencia.

Es necesario considerar que los relés deben enviar información a los reconectores, para asegurar que no se efective la transferencia ante un evento de baja frecuencia

Se debe incluir el análisis de la pérdida de uno de los reconectores en la red, para que las lógicas se modifiquen al ocurrir un evento de estos.

Las lógicas en las cuales se considera únicamente la información de los reconectadores deben incluir:

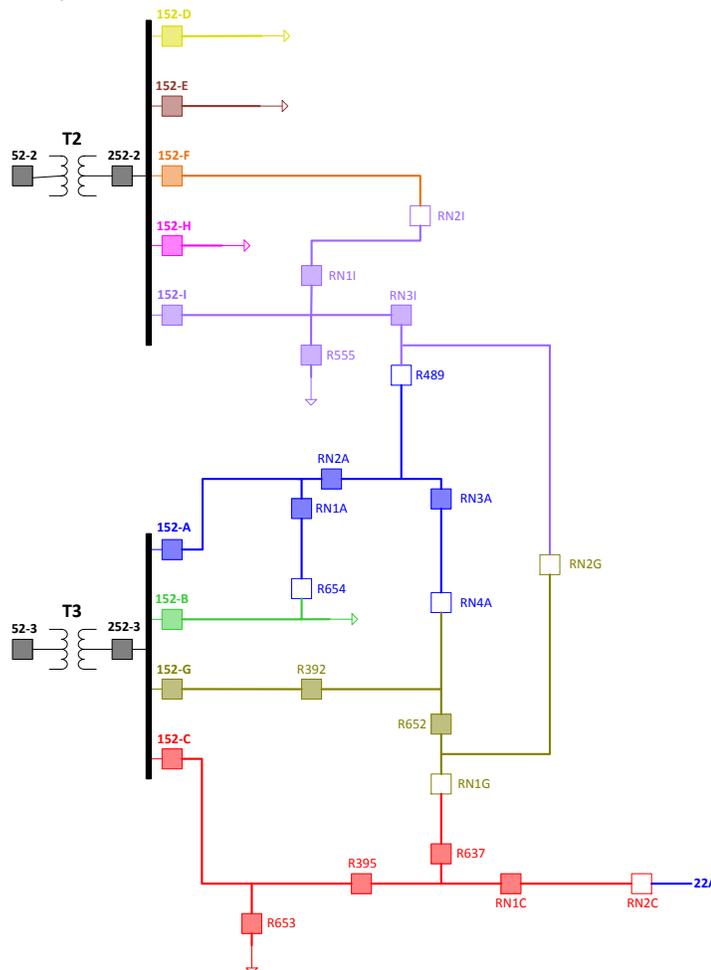
- Transferencia en caso de falla en tramos entre dos reconectadores, al actuar cualquiera de las funciones 50/51, 50N/51N, verificando con el estado de apertura del reconectador que despeja la falla.
- Deslaste de carga, en caso de sobrecarga de uno de los reconectadores que recibe la carga.

Las lógicas en las cuales se considera la información de los relés de los primarios deben incluir:

- Transferencia en caso de falla en el primer tramo del alimentador, al actuar cualquiera de las funciones 50/51, 50N/51N, verificando con el estado de apertura del disyuntor de cabecera.
- Transferencia en caso de falla en la barra de alta tensión, en la barra de baja tensión o en el transformador, al actuar la función 27, verificando con el estado de apertura del disyuntor de cabecera.
- No transferencia en caso de actuación de la función de baja frecuencia 81.

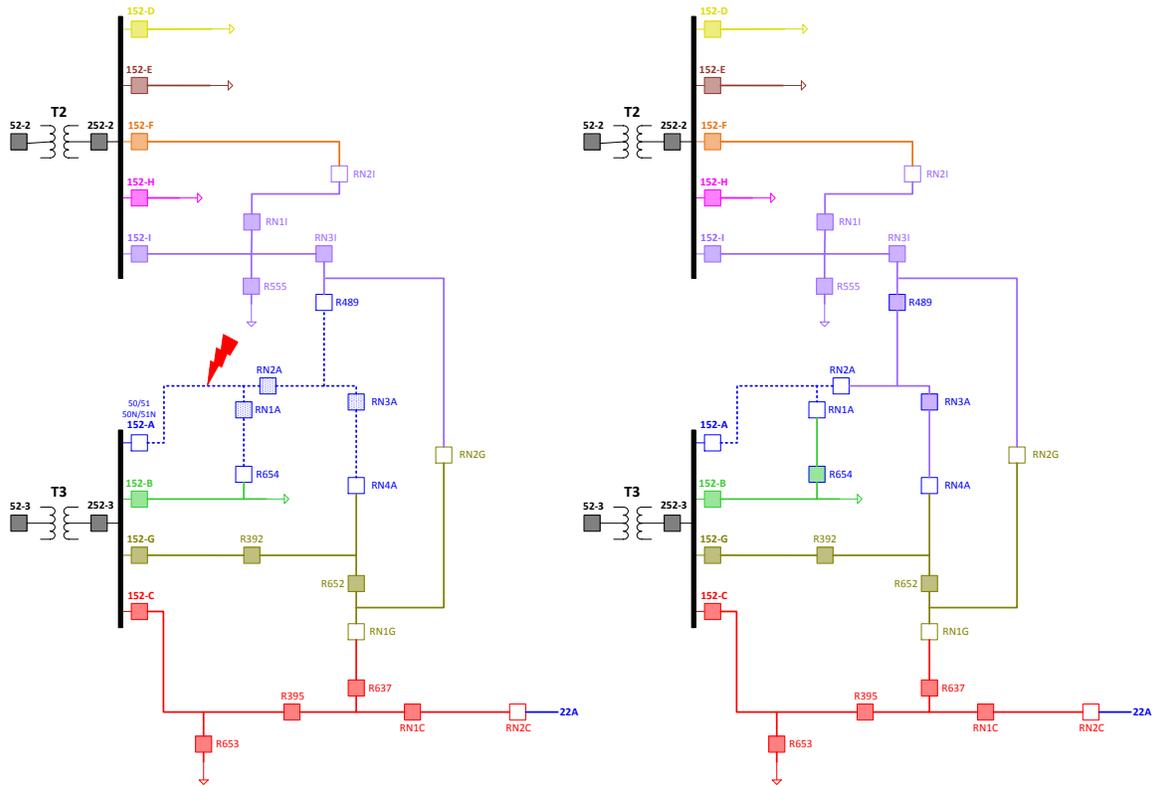
Se indica, a continuación, el diagrama unifilar del escenario normal de operación, los diferentes escenarios de falla considerados y las transferencias:

1. Escenario normal de operación:



2. Escenario falla 1: aguas abajo del 152-A

Una falla en el primer tramo del alimentador A, produce la desconexión del disyuntor 152-A. La actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-A da una señal permisiva para que los reconectores RN2A y RN1A abran, esperando el proceso de reconexión del disyuntor 152-A. Una vez abiertos los reconectores RN2A y RN1A, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores R489 y R654 para completar la transferencia.

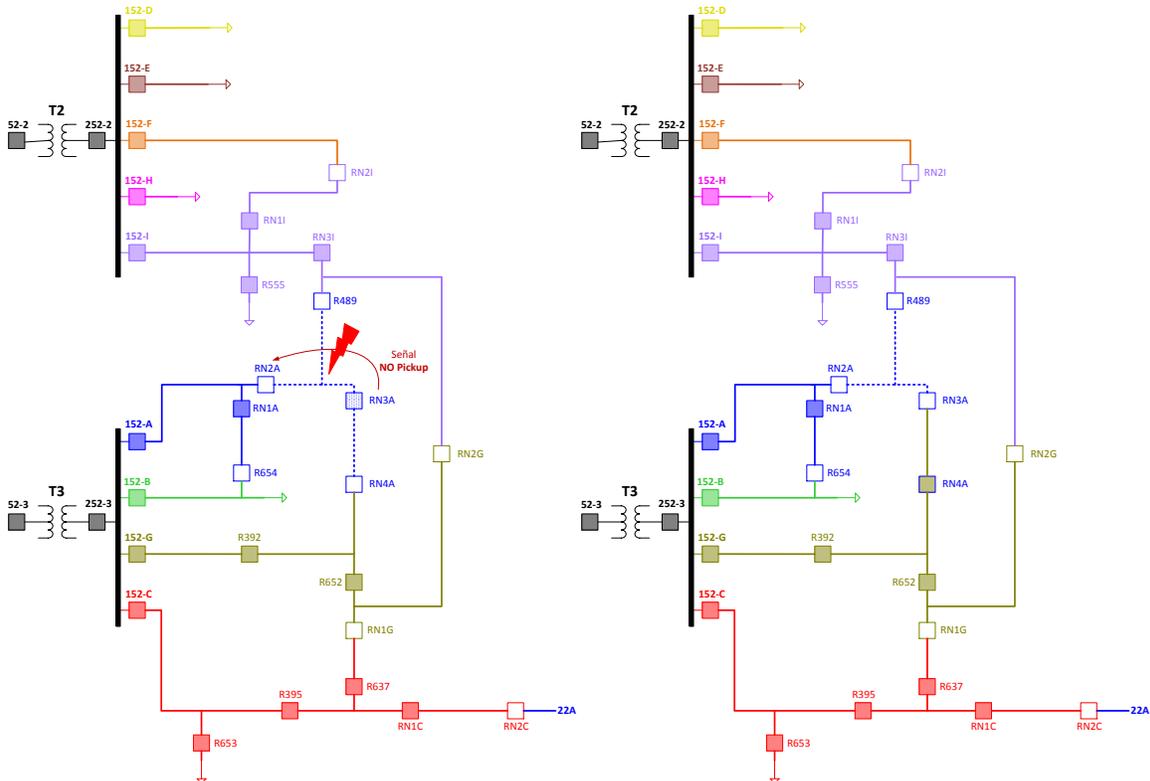


3. Escenario falla 2: aguas abajo del RN2A

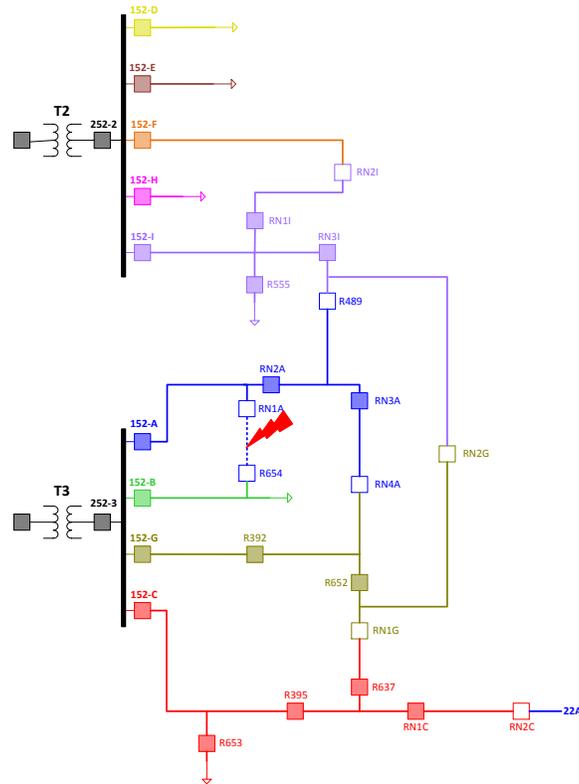
En este caso, como no se logran los tiempos de coordinación, se propone el siguiente esquema lógico:

El reconectador RN2A actuará mediante una curva que coordine con el relé de cabecera y realizará una reconexión. Por otra parte, el RN3A tendrá una curva inferior al RN2A, pero en lugar de realizar aperturas, enviará alarmas al RN2A, quien decidirá cual de los reconectores debe realizar la apertura para despejar la falla.

En este caso específico, el RN3A enviará una señal de no haber registrado la falla (NO PICKUP), por lo que quien realizará la reconexión será el RN2A.



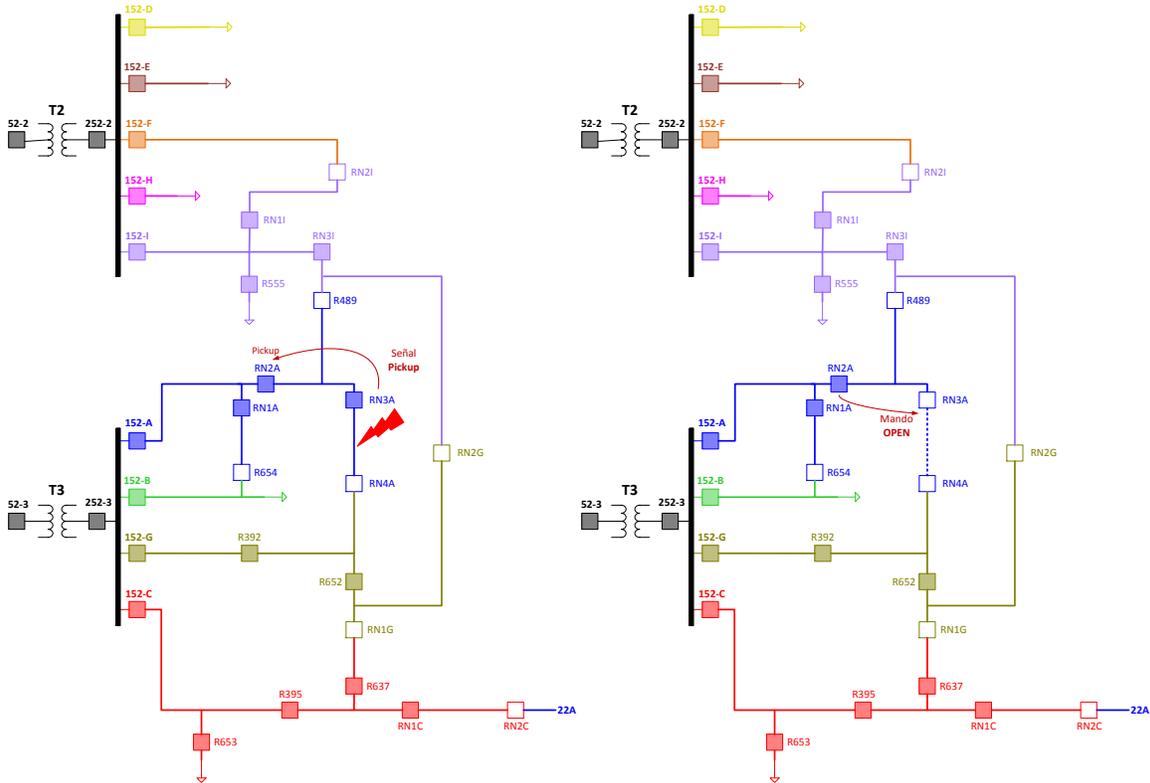
4. Escenario falla 3: aguas abajo del RN1A



Para este escenario, en el cual ocurre una falla aguas abajo del reconector RN1A, no se puede realizar ninguna transferencia. Por tanto no hay lógicas asociadas a esta falla.

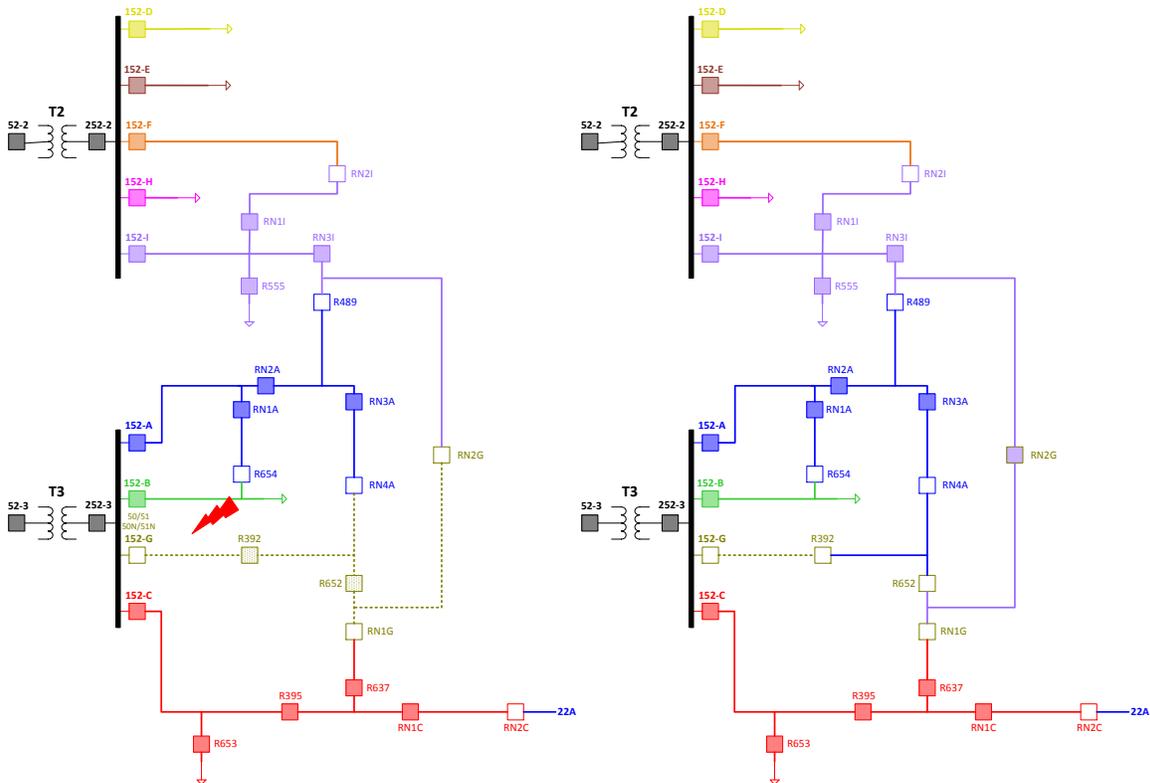
5. Escenario falla 4: aguas abajo del RN3A

Para este escenario, a pesar de no poder realizar transferencias, es necesaria una lógica que determine cual de los dos reconectores realizarán la apertura. Ante una falla aguas abajo del RN3A, tanto el RN2A como el RN3A registran la falla. El equipo RN3A envía la señal de PICKUP al RN2A, quien a su vez envía el mando de reconexión y disparo final al RN3A, despejando la falla.



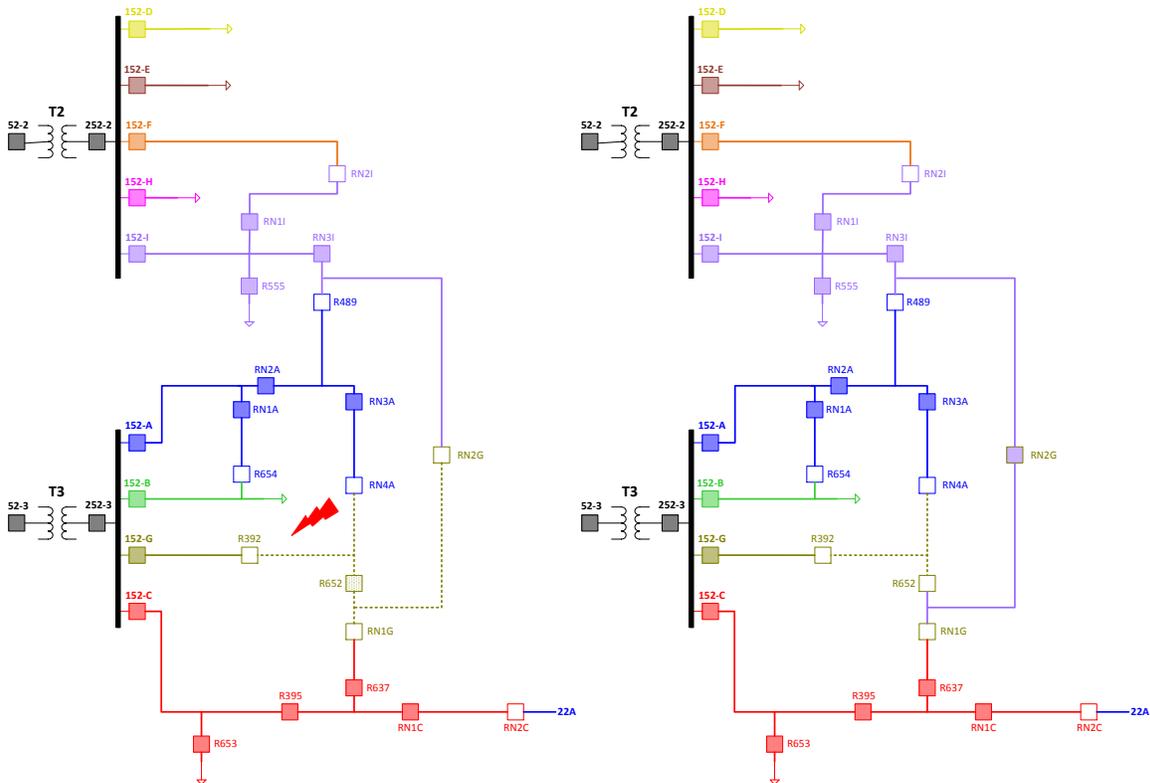
6. Escenario falla 5: aguas abajo del 152-G

Una falla en el primer tramo del alimentador G, produce la desconexión del disyuntor 152-G. La actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-G da una señal permisiva para que los reconectores R392 y R652 abran, esperando el proceso de reconexión del disyuntor 152-G. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN4A y RN2G para completar la transferencia.

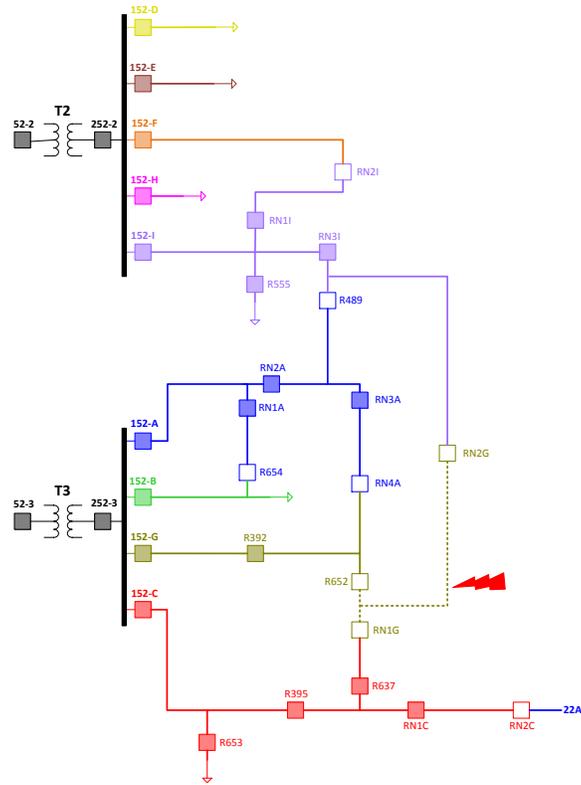


7. Escenario falla 6: aguas abajo del R392

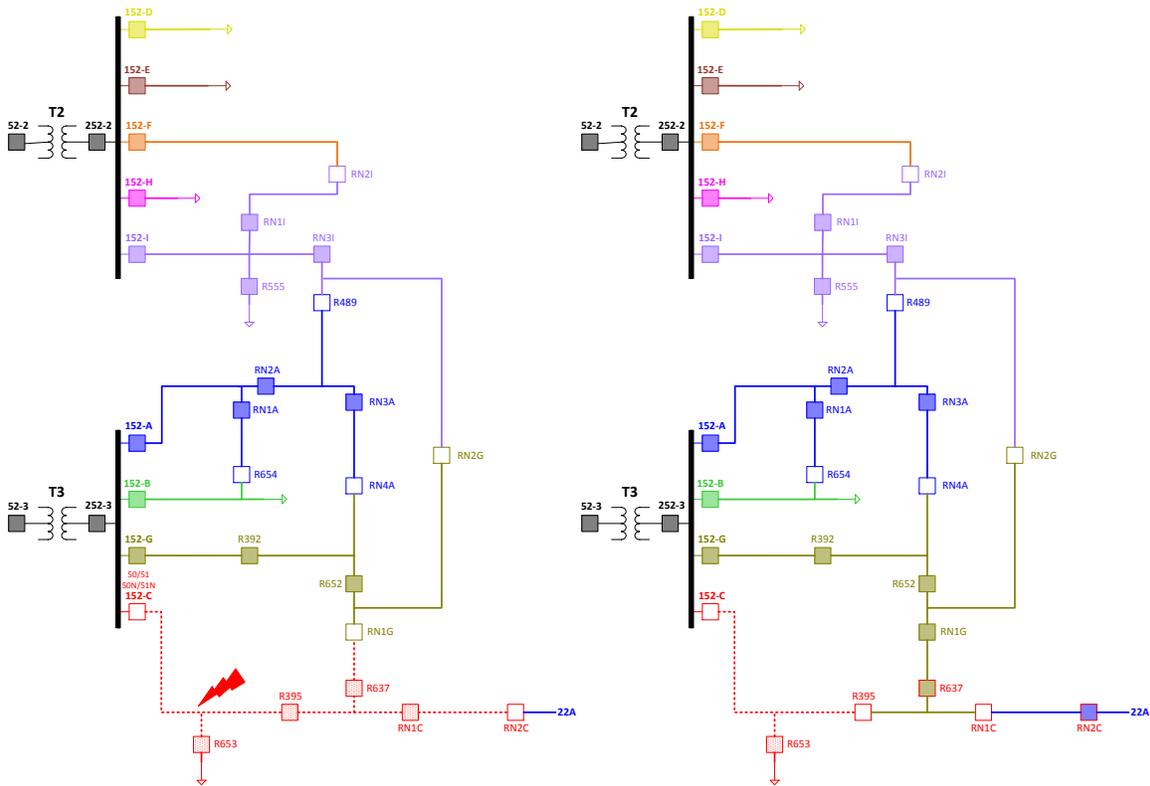
Ante una falla aguas abajo del R392, el mismo realizará una reconexión. En caso de no ser exitosa, realizará la apertura definitiva y autorizará la apertura del reconectador R652. Luego de ello, se cerrará el reconectador RN2G para completar la transferencia.



8. Escenario falla 7: aguas abajo del R652  
 En este caso, no se pueden realizar transferencias.



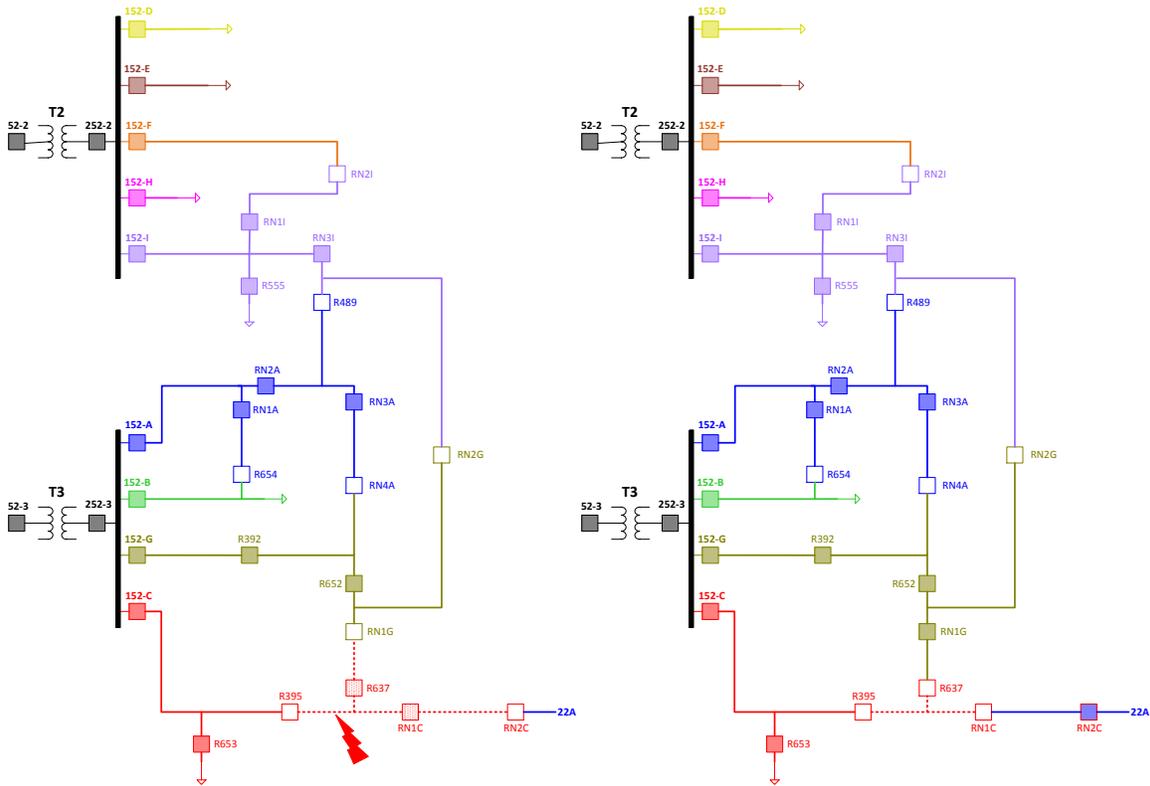
9. Escenario falla 8: aguas abajo del 152-C



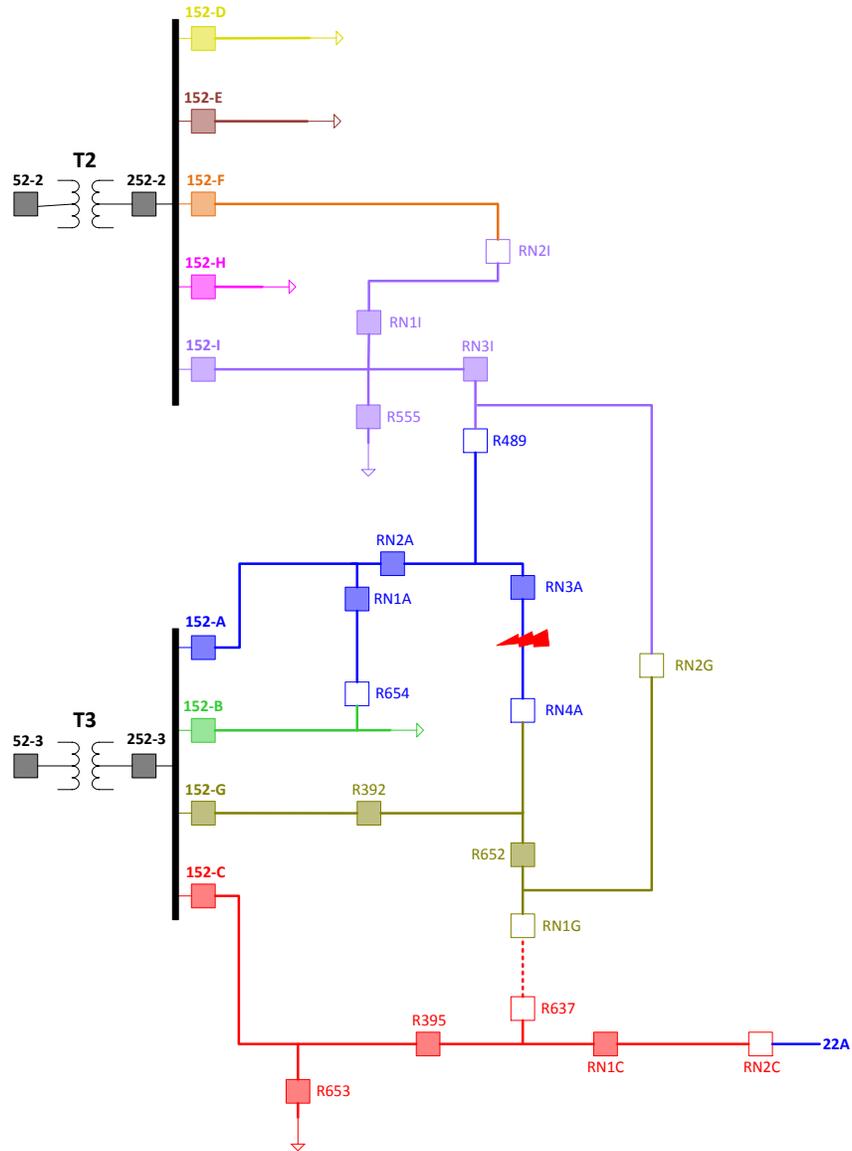
Una falla en el primer tramo del alimentador C, produce la desconexión del disyuntor 152-C. La actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-C da una señal permisiva para que los reconectores R395 y RN1C abran, esperando el proceso de reconexión del disyuntor 152-C. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN1G y RN2C para completar la transferencia.

10. Escenario falla 9: aguas abajo del R395

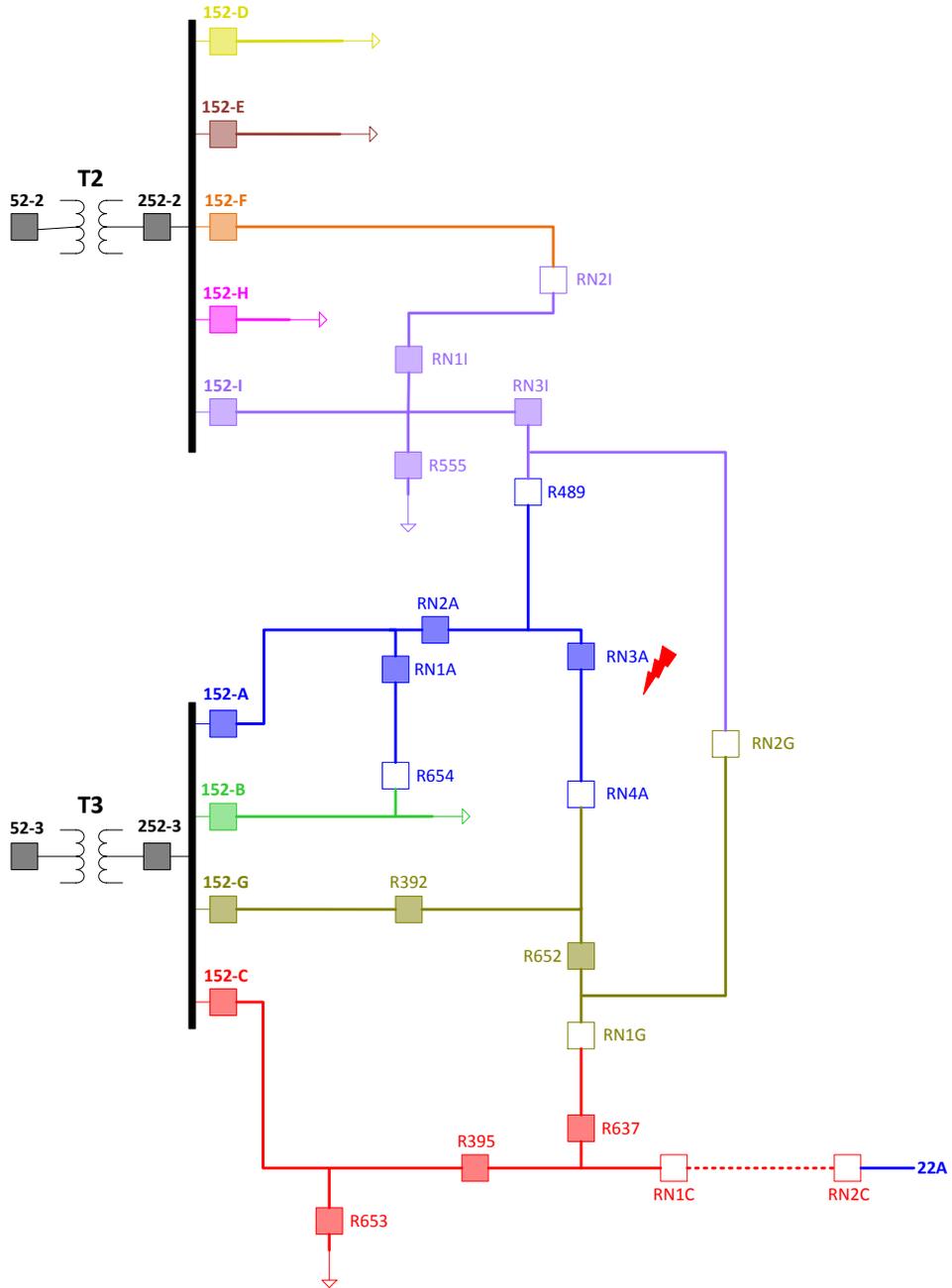
En este caso, en R395 realizará su esquema de reconexión. Una vez bloqueado, se enviará una señal a los reconectores R637 y RN1C para que realicen la apertura y luego a los reconectores RN1G y RN2C para que cierren, completando las transferencias.



11. Escenario falla 10: aguas abajo del R637  
 En este caso, no se puede realizar transferencias.

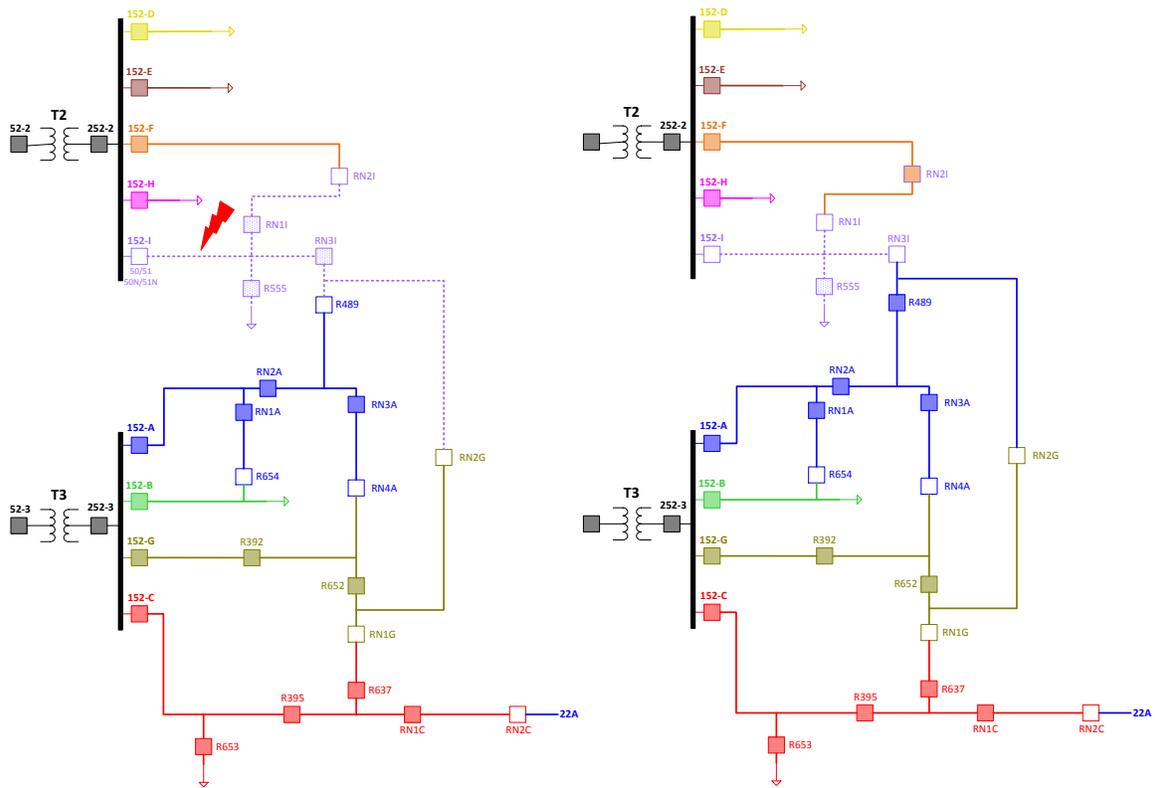


12. Escenario falla 11: aguas abajo del RN1C  
 En este caso, no se puede realizar transferencias.

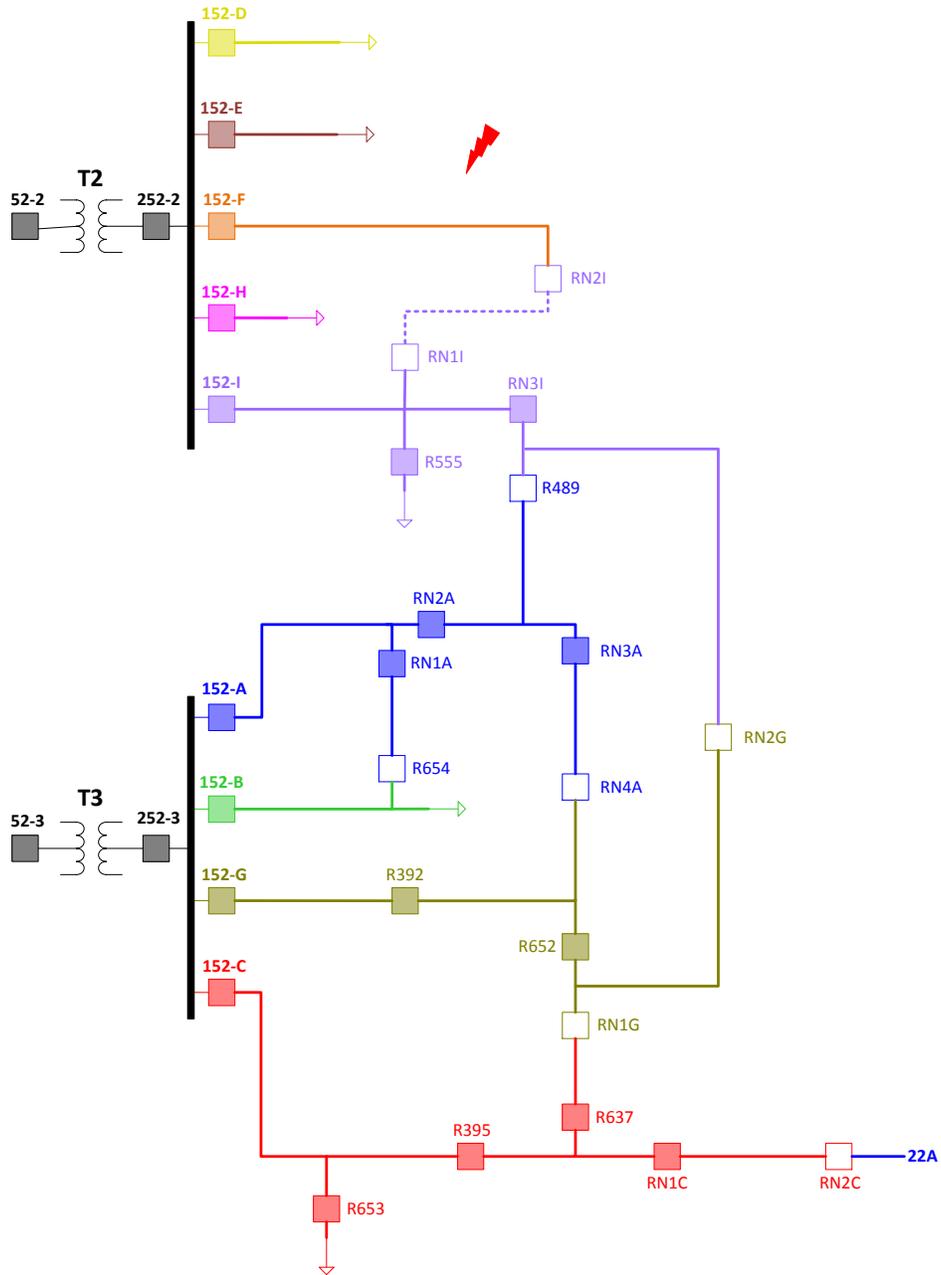


13. Escenario falla 12: aguas abajo del 152-I

Una falla en el primer tramo del alimentador I, produce la desconexión del disyuntor 152-I. La actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-I da una señal permisiva para que los reconectores RN1I y RN3I abran, esperando el proceso de reconexión del disyuntor 152-I. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN2I y R489 para completar la transferencia.

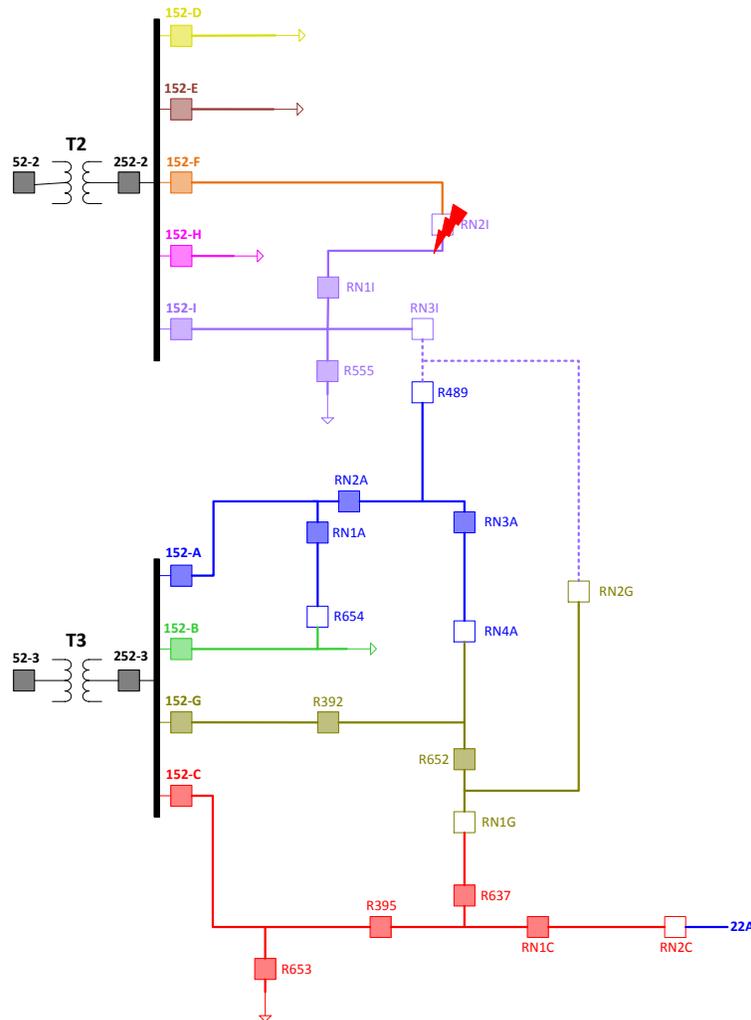


14. Escenario falla 13: aguas abajo del RN1I  
 En este caso, no se puede realizar transferencias.



15. Escenario falla 15: aguas abajo del RN3I

En este caso, no se puede realizar transferencias.



16. Escenario falla 16: falla en la subestación, desconexión T3

En este caso, dependiendo de la falla, abrirá el disyuntor 52-3, 252-3 o ambos, con la consecuente operación de los relés de los primarios por actuación de la función de bajo voltaje (27). Esta operación, y el estado de apertura de los disyuntores 152-A, 152-C y 152G, permitirá a los reancladores realizar las transferencias. En este caso, es necesario conocer la corriente de carga previa a la falla en cada primario, para que los reancladores puedan calcular si pueden transferir completamente o no. En caso de que no pueda realizarse la transferencia completa, se establecerá una prioridad de carga a transferir.

17. Escenario falla 17: falla en la subestación, desconexión T2

En este caso, dependiendo de la falla, abrirá el disyuntor 52-2, 252-2 o ambos, con la consecuente operación de los relés de los primarios por actuación de la función de bajo voltaje (27). Esta operación, y el estado de apertura del disyuntor 152-I, permitirá a los reancladores realizar las transferencias. En este caso, es necesario conocer la corriente de carga previa a la falla en cada primario, para que los

reconectores puedan calcular si pueden transferir completamente o no. En caso de que no pueda realizarse la transferencia completa, se establecerá una prioridad de carga a transferir.

#### 18. Escenario falla 18: actuación del esquema de baja frecuencia

Por problemas en el SNI, puede actuar el esquema de baja frecuencia, desconectando alguno de los alimentadores. En estos casos, es necesario que la actuación de la función 81 impida que los reconectores efectúen la transferencia del primario desconectado.

En cada uno de los escenarios de falla indicados, es necesario que las lógicas puedan ser anuladas automáticamente al recibir mandos desde el SCADA o desde el HMI, en caso de trabajos de mantenimiento. Al momento de restablecer el servicio, éste se realizará de modo manual, según procedimientos del Centro de Control.

El lote 3 depende de información de los relés. Por tanto, los reconectores tienen que programarse para recibir las órdenes obtenidas de las lógicas del lote 4.

### 5.3. INTEGRACIÓN AL SCADA DE LA EEQ - CAPACITACIÓN

Provisión de un (1) gateway e integración al SCADA de la EEQ contempla los siguientes parámetros:

- Integración de Reconectores Marca Noja Modelo OSM27, con Control RC10, al Concentrador de Datos en protocolo 61850 (MMS).
- Integración de señales disponibles en el Concentrador de Datos de Marca Telvent, Modelo Saitel 2000, instalado en la Subestación Cotocollao, al Concentrador de Datos de Datos que dispone de la información de los Reconectores.
- Implementación de Lógicas de Control en el Concentrador de Datos de Reconectores, basados en información provenientes de los Reconectores y de la Subestación Cotocollao, para la operación automática de los Reconectores.
- Parametrización y Configuración de señales y canal de comunicación, en protocolo IEC 60870-5-104.
- Implementación y Publicación en protocolo IEC 60870-5-104, de las señales que se deben integrar al Scada de la Empresa Eléctrica Quito.
- Pruebas Previas y de Integración de señales de Reconectores, en el Concentrador de Datos de Reconectores.
- Pruebas Previas y de Integración de Lógicas Control, en Concentrador de Datos de Reconectores.
- Pruebas Previas y de Integración del Concentrador de Datos de Reconectores con el Sistema Scada de la EEQ

La Capacitación considera los siguientes puntos:

- Configuración de Gateway
  - En protocolo 61850
  - En protocolo IEC 60870-5-104
  - Integración información Concentrador de Datos de la Subestación al Concentrador de Datos de Reconectores
  - Lógicas de Control.
- Mantenimiento, Administración y gestión del Gateway
- Integración de Concentrador de Datos al Sistema Scada de la EEQ.