



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GOP/03
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GOP

ANÁLISIS DE MANIOBRAS ESPECIALES, COMO APOYO A LOS OPERADORES DE CENTROS DE CONTROL

**William Pabón Duarte (*)
INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.**

**Wilson Duarte Restrepo
INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.**

RESUMO

La operación en Tiempo Real desde los Centros de Control conlleva una alta responsabilidad, en cuanto a la toma de decisiones para garantizar la continuidad del servicio. En muchas ocasiones se presentan situaciones atípicas (Ya sea por fallas en el Sistema de Potencia o por mantenimientos en el mismo), que ocasionan que las subestaciones y el sistema queden operando en configuraciones no normalizadas o estándares y que obligan a los operadores de los Centros de Control a realizar análisis en línea que permitan llevar a buen término maniobras que en condiciones normales son relativamente sencillas. Estas situaciones se pueden presentar en cualquier momento durante la operación de los Sistemas de Potencia y el entrenamiento o capacitación que se haya impartido a los operadores puede no ser suficiente para salir adelante con este tipo de situaciones.

En el sistema de potencia de INTERCOLOMBIA se cuenta con diferentes Tipos de Configuración de Subestaciones como son:

- Configuración de Barras: Barra Sencilla, Barra Principal más Transferencia, Doble Barra, Doble Barra más Seccionador de Transferencia y Doble Barra más Seccionador de Bypass.
- Configuración de Interruptores: Anillo, Interruptor y Medio, Doble Interruptor.

En los diferentes Tipos de Configuración se pueden presentar situaciones anormales, que afectan la operación. Algunos ejemplos de estos tipos de situaciones son:

- Bloqueo de Interruptores por Baja Presión de SF6, siendo necesario realizar operación de otros interruptores o seccionadores en cascada, para proceder a desenergizar y aislar el interruptor fallado.
- Apertura Monofásica o Bifásica de Interruptores por falla de la protección Discrepancia de Polos, lo que ocasiona que el sistema en ese punto quede operando en una o dos fases, siendo necesario el aislamiento de este componente.
- Rotura de puentes o conductores en Líneas de Transmisión o internamente en las subestaciones, los cuales puede que inicialmente no sean identificados y que produzcan eventos adicionales durante las maniobras de restablecimiento.
- Disparo de Interruptores de Acople, ocasionando que una subestación que normalmente opera como una sola subestación, quede operando como dos o más nodos separados en el sistema de potencia.

- Configuraciones atípicas para garantizar la prestación del servicio de energía, principalmente en redes radiales, donde es necesario realizar diversas reconfiguraciones de la red, para facilitar trabajos de mantenimiento sin necesidad de realizar cortes en el servicio de energía.

Mediante este trabajo se pretende analizar una serie de casos reales que han ocurrido en la Red Eléctrica operada y administrada por la empresa INTERCOLOMBIA y otros que probablemente pueden llegar a ocurrir dada la diversidad de Configuraciones Topológicas con que se cuenta en el Sistema Eléctrico Colombiano, con el objetivo de llevarlas a Documentos Operativos, llamados Consignas de Operación del Centro de Supervisión y Maniobras (CSM), que puedan ser previamente conocidas por todos los Operadores del CSM y que puedan ser parametrizadas en el Sistema de Simulación de Tiempo Real para Operadores, llamado OTS (Operator Training System, Sistema de Entrenamiento de Operadores), para las diferentes sesiones de entrenamiento del mismo personal. Igualmente muchas de ellas se pueden parametrizar como alertas o alarmas en el propio Sistema SCADA, lo cual brinda una herramienta adicional para la operación en Tiempo Real.

PALAVRAS-CHAVE

Centros de Control, SCADA, Configuración Subestaciones, Maniobras, Sistemas de Transmisión de Energía

INTRODUÇÃO

La Operación de Sistemas Eléctricos es realizada, en muchas ocasiones, de forma Remota desde Centros de Control. Los Operadores de estos Centros de Control son entrenados de forma permanente para afrontar los eventos y maniobras que se pueden presentar en la operación diaria. A pesar de este entrenamiento, en ocasiones se pueden presentar situaciones inesperadas que pueden requerir un análisis más profundo, pero que con la necesidad de tomar decisiones en tiempo real, pueden conllevar a errores en maniobra. Es necesario entrenar a los operadores en los conceptos básicos de ingeniería eléctrica, que sirven como herramienta en estos casos. A continuación presentaremos algunas situaciones reales de maniobras presentadas en los últimos años, en la Operación del Sistema Interconectado Nacional de Colombia y que han servido como insumo para las capacitaciones y entrenamiento de operadores.

1.0 - EQUIPOS DE MANIOBRA EN SUBESTACIONES

Aunque son muy conocidos, no está de más realizar un repaso de los Equipos de Maniobra con que se cuenta en las subestaciones y la función que cada uno desempeña.

- **Interruptor:** También llamado Disyuntor, es el equipo diseñado para interrumpir corrientes de carga y corrientes de falla.
- **Seccionadores:** Diseñados para aislar áreas o campos de la subestación, aunque existen seccionadores que se pueden operar con corrientes de carga, en Alta Tensión no es común y su característica principal es la de operarse sin corrientes de carga. Como se verá más adelante, la operación de estos equipos bajo carga, son causa de graves errores de maniobra. Algunos Tipos son de Seccionador, según la función son: Seccionador de Barra, Seccionador de Línea, Seccionador de Transferencia, Seccionador de Bypass.

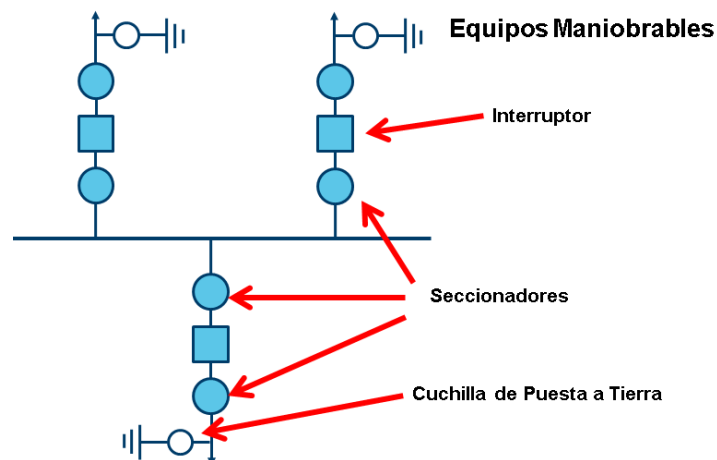


FIGURA 1 – Equipos de Maniobras en Subestaciones (Fuente: Desarrollo Propio)

- **Cuchilla de Puesta a Tierra:** Es un Seccionador diseñado para conectar el Equipo o Línea a la Malla de Puesta a Tierra de la Subestación. Cumple una función de seguridad para el personal que va a desempeñar actividades de mantenimiento.

2.0 - MANIOBRA EN SUBESTACIONES

Las maniobras en subestaciones típicamente se han clasificado en maniobras de desenergización, maniobras de energización y maniobras de transferencia o de bypass (Dependiendo de la Configuración de la Subestación). Las maniobras de desenergización y energización de campos se definen para cada subestación de acuerdo con el Tipo de Configuración, en los Manuales de Operación de las Subestaciones. Las maniobras de transferencia o de bypass son un poco más especializadas y aunque también se definen en los Manuales de Operación de las Subestaciones, se presentarán a continuación, por ser el origen de algunos errores de maniobra.

2.1 Maniobra de Transferencia en Subestaciones Barra Principal más Transferencia y Doble Barra más Transferencia

Se realiza en subestaciones Barra Principal más Transferencia o en las subestaciones Doble Barra más Seccionador de Transferencia, con el objeto de reemplazar la función del Interruptor de la Bahía por el Interruptor de Transferencia o el de Acople, según corresponda. Se denomina de Transferencia, porque el Flujo de Potencia del campo transferido se lleva a través de una de las Barras de la Subestación y del campo de Transferencia o de Acople, sin necesidad de desconectar la carga o la generación que se tiene a través del Interruptor Principal.

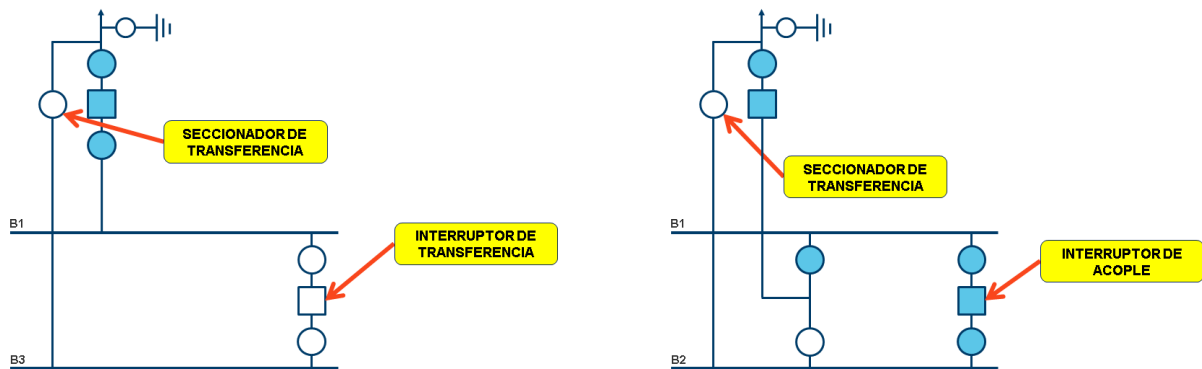


FIGURA 2 – Equipos para Transferencia en Subestaciones Barra Principal más Transferencia y Doble Barra más Seccionador de Transferencia (Fuente: Desarrollo Propio)

Para realizar la Maniobra de Transferencia, se procede de la siguiente forma:

- En subestaciones Barra Principal más Transferencia:
 - Se prepara el Campo de Transferencia y se cierra el Interruptor de Transferencia, energizando con esta maniobra, la Barra de Transferencia (Para este caso la Barra 3)
 - Con la maniobra anterior se coloca la misma tensión a lado y lado del Seccionador de Transferencia, con lo cual este se podría cerrar sin ninguna restricción.
 - Antes de proceder a cerrar el Seccionador de Transferencia, se debe verificar que ningún otro Seccionador de Transferencia se encuentre cerrado. Lo anterior porque en el momento de cerrar este seccionador, el campo a transferir queda en paralelo con el Campo de Transferencia, por lo tanto las protecciones de dicho campo deben operar, en caso de falla, sobre los dos Interruptores.
 - Se cierra el Seccionador de Transferencia, con lo cual se puede proceder a abrir el Interruptor del campo propio y de ser necesario los seccionadores adyacentes para despejarlo.
- En subestaciones Doble Barra más Transferencia:
 - Se prepara el Campo de Acople y se cierra el Interruptor de Acople, energizando con esta maniobra, la Barra de Transferencia (Para este caso la Barra Principal 2)
 - Con la maniobra anterior se coloca la misma tensión a lado y lado del Seccionador de Transferencia, con lo cual este se podría cerrar sin ninguna restricción.
 - Para dar una mayor seguridad a la Maniobra, el campo a Transferir se traslada a la Barra 2 y los demás campos de la subestación se llevan a la Barra 1.

- Con lo anterior, el Interruptor del Campo a Transferir y el Interruptor de Acople, quedan en serie, por lo tanto en caso de una falla se requiere abrir sólo un Interruptor para despejar la falla.
- Antes de proceder a cerrar el Seccionador de Transferencia, se debe verificar que ningún otro Seccionador de Transferencia se encuentre cerrado. Lo anterior debido a que en el momento de cerrar este seccionador, las protecciones del campo a transferir quedarán actuando sobre el Interruptor el Campo de Acople.
- Se cierra el Seccionador de Transferencia, con lo cual se puede proceder a abrir el Interruptor del campo propio y de ser necesario los seccionadores adyacentes para despejarlo.

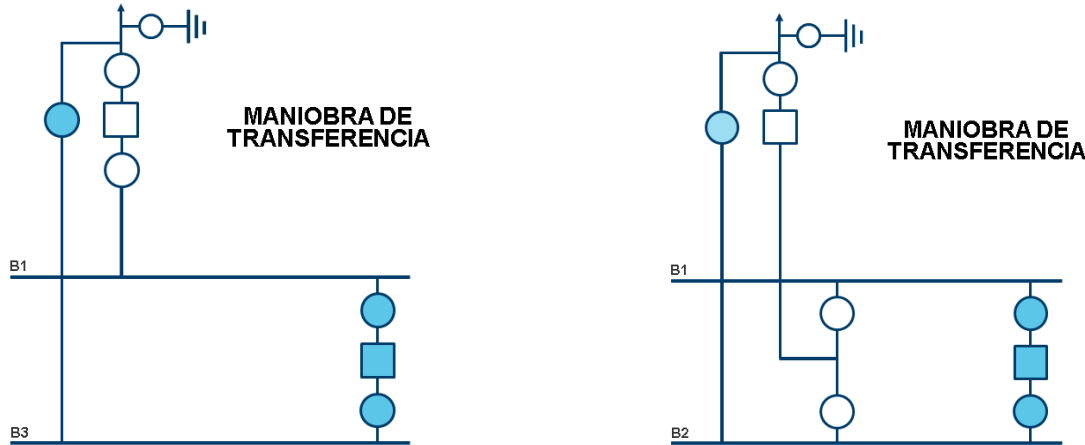


FIGURA 3 – Maniobra de Transferencia en Subestaciones Barra Principal más Transferencia y Doble Barra más Seccionador de Transferencia (Fuente: Desarrollo Propio)

2.2 Maniobra de Bypass en Subestaciones Doble Barra más Seccionador de Bypass

Se realiza en subestaciones Doble Barra más Seccionador de Bypass, con el objeto de reemplazar la función del Interruptor de la Bahía por el Interruptor de Acople. Se denomina Bypass, porque el mediante el Seccionador de Bypass se coloca un puente o bypass al campo del Interruptor, sin necesidad de desconectar la carga o la generación que se tiene a través del Interruptor Principal. Esta configuración tiene la ventaja de permitir la maniobra de Bypass teniendo el campo en Barra 1 o en Barra 2.

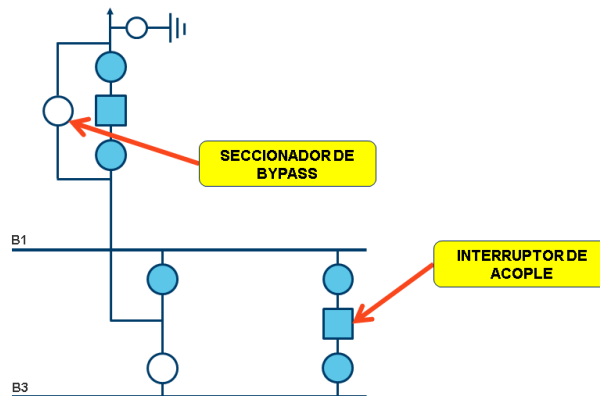


FIGURA 4 – Equipos para Bypass en Subestaciones Doble Barra más Seccionador de Bypass (Fuente: Desarrollo Propio)

Para realizar la Maniobra de Bypass, se procede de la siguiente forma:

- Se prepara el Campo de Acople y se cierra el Interruptor de Acople, quedando las dos Barras de la subestación energizadas.
- El campo que se va a Bypassear se traslada a la Barra 1 o a la Barra 2 (Dependiendo de cuál esté libre de campos) y los demás campos de la subestación deben quedar en la Barra contraria.
- Con lo anterior, el Interruptor del Campo a Bypassear y el Interruptor de Acople, quedan en serie, por lo tanto en caso de una falla se requiere abrir sólo un Interruptor para despejar la falla.

- Antes de proceder a cerrar el Seccionador de Bypass, se debe verificar que ningún otro Seccionador de Bypass se encuentre cerrado. Lo anterior debido a que en el momento de cerrar este seccionador, las protecciones del campo a Bypassear quedarán actuando sobre el Interruptor el Campo de Acople.
- Se cierra el Seccionador de Bypass, con lo cual se puede proceder a abrir el Interruptor del campo propio y de ser necesario los seccionadores adyacentes para despejarlo.

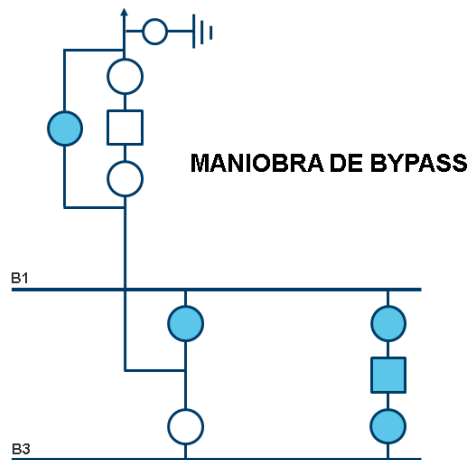


FIGURA 5 – Maniobra de Bypass en Subestaciones Doble Barra más Seccionador de Bypass (Fuente: Desarrollo Propio)

3.0 - MANIOBRAS ESPECIALES EN SUBESTACIONES

A continuación se presentan una serie de maniobras especiales que se han presentado en la operación en Tiempo Real y que han sido objeto de análisis y aprendizaje para el personal de los Centros de Control.

3.1 Bloqueo de Interruptor de Línea, en Posición Cerrada, en Subestación Barra Principal más Transferencia

En esta maniobra se presenta un Bloqueo del Interruptor estando en Operación Normal, posiblemente por algún problema mecánico o por Baja Presión de SF6. El riesgo bajo esta condición es que ante una falla en la Línea o campo alimentado, el interruptor, al estar bloqueado, no despejará la falla, ocasionando una operación de la protección de Falla Interruptor de ese campo, en Etapa 2, con lo cual saldría de servicio toda la subestación.

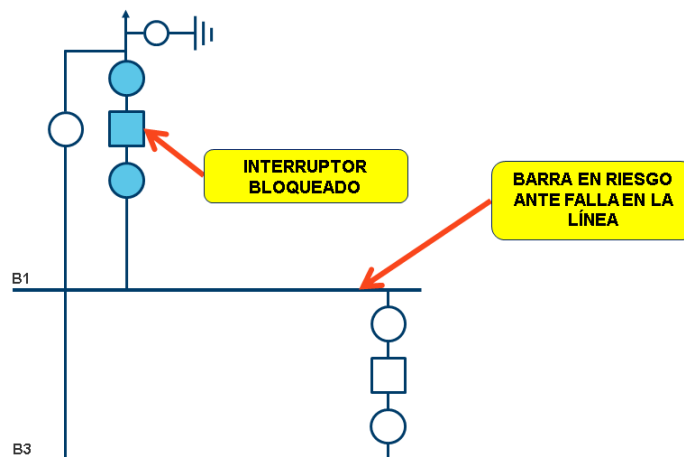


FIGURA 6 – Interruptor Bloqueado en Subestación Barra Principal más Seccionador de Transferencia (Fuente: Desarrollo Propio)

Ante esta situación y aprovechando la flexibilidad que ofrece la configuración de la subestación, se procede a realizar una Maniobra de Transferencia bajo carga, donde al final no se abre el Interruptor del campo (Por estar Bloqueado) sino que se despeja directamente a través de los seccionadores.

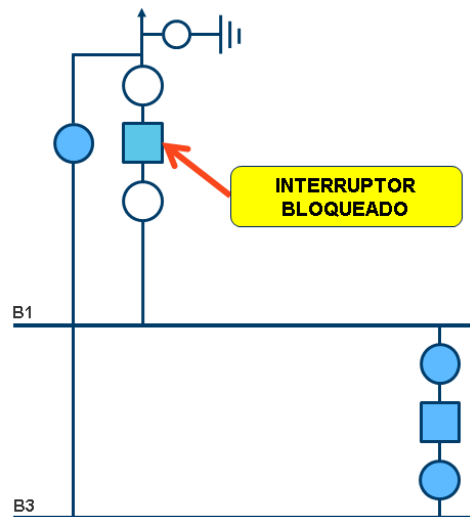


FIGURA 7 – Maniobra de Transferencia ante Interruptor Bloqueado en Subestación Barra Principal más Seccionador de Transferencia (Fuente: Desarrollo Propio)

Es posible que por enclavamientos de la subestación no sea posible abrir eléctricamente los seccionadores adyacentes al Interruptor Bloqueado (Por estar cerrado), pero esta maniobra se puede realizar sin ningún riesgo incluso de forma manual.

3.2 Bloqueo de Interruptor de Línea, con un Polo Cerrado, en Subestación Barra Principal más Transferencia

Este caso, se origina por una falla de mecanismo que hace que en el momento del cierre del Interruptor, solo cierre uno de los polos y los otros dos se queden abiertos, el interruptor se bloquea y no funciona la protección de discrepancia de polos. Pareciera muy similar al anterior, pero hay que tener cuidado porque se puede llegar a cometer un error de maniobra e incluso una falla en barras de la subestación.

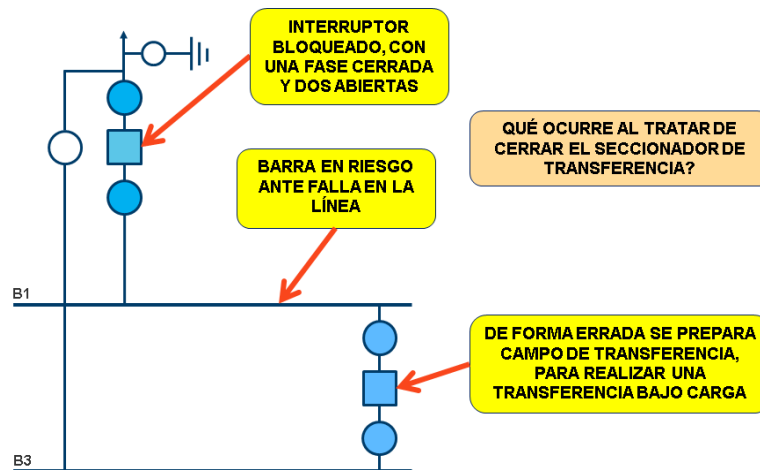


FIGURA 8 – Interruptor Bloqueado, con un Polo Cerrado y dos Polos Abiertos, en Subestación Barra Principal más Seccionador de Transferencia (Fuente: Desarrollo Propio)

Ante un análisis rápido, se podría pensar en tratar de hacer una Transferencia bajo carga, pero al llegar al punto mostrado en la figura 8, donde hay que cerrar el seccionador de Transferencia, se tiene la situación, que para la fase cerrada es correcta la maniobra, pero para las fases abiertas lo que se haría sería una energización del circuito con un seccionador, lo que podría originar una falla entre fases e en barras, durante el movimiento del seccionador.

La forma correcta para realizar esta maniobra, consiste en cerrar inicialmente el Seccionador de Transferencia, para luego sí, a través del Interruptor de Transferencia poder energizar las dos fases desenergizadas del circuito. Luego de esto se procede a abrir los seccionadores adyacentes al Interruptor Bloqueado.

3.3 Bloqueo de Interruptor de Corte, en una Subestación Interruptor y Medio

Ante el Bloqueo de un Interruptor en una Configuración de Interruptor y Medio (Independiente de la causa del Bloqueo) en muchas ocasiones se ejecutan una serie de maniobras con el fin de aislar y desenergizar el Interruptor bloqueado. Esto puede implicar una gran cantidad de maniobras, incluyendo la desenergización de una de las barras y de circuitos colaterales, maniobras que pueden resultar innecesarias, si se realiza un análisis más minucioso.

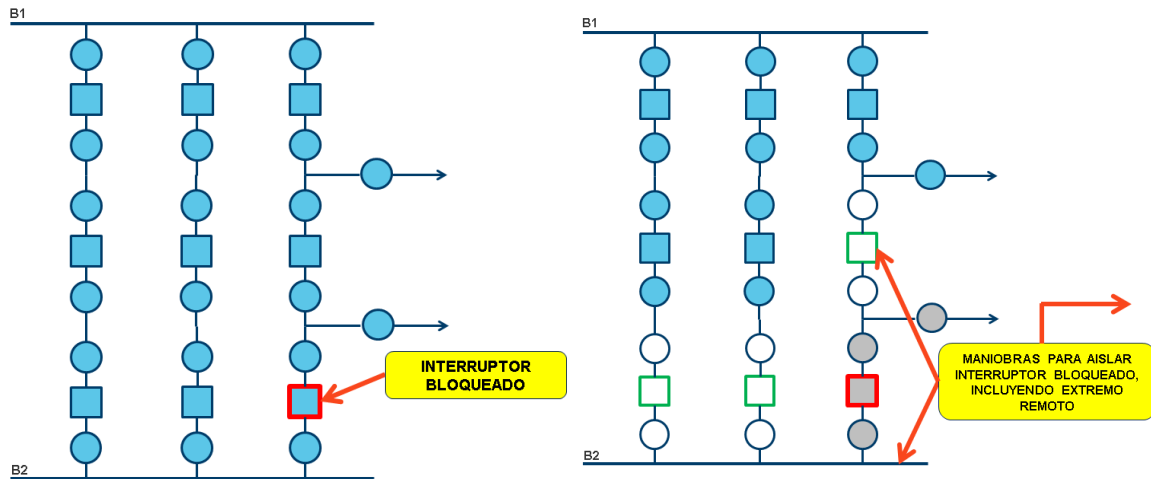


FIGURA 9 – Interruptor Bloqueado, en configuración Interruptor y Medio y Maniobras Tradicionales para Aislarlo (Fuente: Desarrollo Propio)

En este caso particular, se analiza que basta con abrir los seccionadores adyacentes al interruptor, siempre y cuando haya al menos un diámetro adicional cerrado completamente. Es posible que los enclavamientos de la subestación no lo permitan, pero abrir los seccionadores de forma manual, no tiene ningún inconveniente ni riesgo (Básicamente es la misma acción de abrir un Seccionador de Transferencia o Bypass)

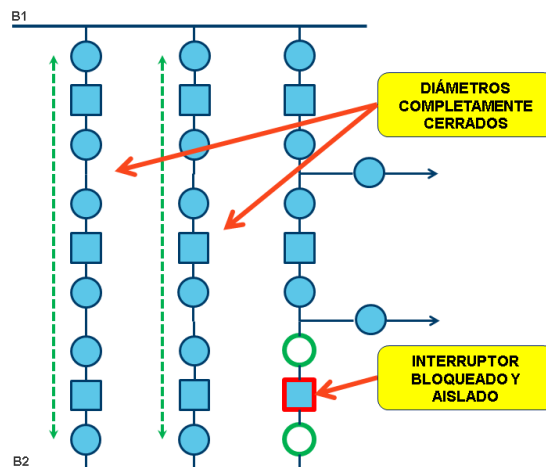


FIGURA 10 – Interruptor Bloqueado, en configuración Interruptor y Medio y Maniobras Simplificadas para Aislarlo (Fuente: Desarrollo Propio)

4.0 - CONCLUSÃO

La operación de subestaciones eléctricas desde un Centro de Control, implica un amplio conocimiento de las Configuraciones de Subestaciones y de las Maniobras Estándar que es posible realizar en cada una de ellas.

Existen maniobras no comunes que en ocasiones se presentan en la operación de Tiempo Real, debido a particularidades del sistema, reconfiguraciones temporales, daños en equipos, entre otras.

El análisis acertado en los casos anteriores, son la diferencia entre ejecutar una maniobra de forma correcta o cometer un error en maniobra, que pueden conllevar a eventos no programados en el Sistema Eléctrico.

En lo posible, es necesario entrenar a los operadores en esta serie de maniobras especiales que se presentan en

la operación, preferiblemente usando un Simulador de Entrenamiento.

En el documento se presentan solo tres maniobras especiales, pero a nivel de proceso en el Equipo del Centro de Supervisión y Maniobras, se han analizado muchas más maniobras especiales como las presentadas, dado que es importante retroalimentar al personal de operación, cada que se presenta una de ellas.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Manual Unificado para Operación y Mantenimiento Seguro V6. Intercolombia, 2014.
- (2) Manual de Operación Subestaciones de ISA. Intercolombia, 2012.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



William Pabón Duarte, Ingeniero Electrónico de la Universidad del Valle, Cali, Colombia. Especialista en Transmisión y Distribución de Energía de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, Colombia. Actualmente se desempeña como Especialista de Operación CSM en la Dirección Operación de INTERCOLOMBIA, Filial del Grupo ISA en Colombia.



Wilson Duarte Restrepo, Ingeniero Electricista de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Especialista en Transmisión y Distribución de Energía de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, Colombia. Actualmente se desempeña como Especialista de Operación CSM en la Dirección Operación de INTERCOLOMBIA, Filial del Grupo ISA en Colombia.