

**VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA DE EQUIPOS CRÍTICOS
PRINCIPALES, SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMAS DE CONTROL Y
PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES COMUNEROS, GUATIGUARÁ, LOS
PALOS, OCAÑA, PRIMAVERA Y SAN MATEO PROPIEDAD DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A ISA-CTE ORIENTE.**

**GEMA LILIANA CARVAJAL JIMENEZ
JOHN FREDDY MARTÍNEZ VEGA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2007.**

**VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA DE EQUIPOS CRÍTICOS
PRINCIPALES, SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMAS DE CONTROL Y
PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES COMUNEROS, GUATIGUARÁ, LOS
PALOS, OCAÑA, PRIMAVERA Y SAN MATEO PROPIEDAD DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A ISA-CTE ORIENTE.**

PROYECTO DE GRADO

**Director de la Investigación
Dr. GILBERTO CARRILLO CAICEDO
Doctor Ingeniero Industrial de la Escuela Superior de Ingenieros Industriales
de la Universidad Pontificia Comillas**

**Codirector de la investigación
ING. JORGE OLMEDO ARIZA CASTILLO
Magíster en Potencia Eléctrica Universidad Industrial de Santander**

**Investigadores Principales
GEMA LILIANA CARVAJAL JIMENEZ
JOHN FREDDY MARTÍNEZ VEGA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2007.

Titulo: VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA DE EQUIPOS CRÍTICOS PRINCIPALES, SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES COMUNEROS, GUATIGUARÁ, LOS PALOS, OCAÑA, PRIMAVERA Y SAN MATEO PROPIEDAD DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S. A. ISA-CTE ORIENTE.*

Autores:

Gema Liliana Carvajal Jiménez

John Freddy Martínez Vega **

PALABRAS CLAVES: Consignas bajo falla, Validación, Errores de fondo, Errores de forma, Simulación, Verificación, Fallas no destructivas.

Este proyecto surge como una necesidad de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), de cumplir con los parámetros del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Busca mejorar la confiabilidad en los procedimientos y mantener un vínculo entre la Universidad y la empresa. Particularmente, se quiere verificar la validez y efectividad de los procedimientos citados en las consignas, que los planos citados estén acorde con el sistema físico real. Realizar una simulación en campo que nos diera la certeza del proceso y finalmente corregir todos los errores que se presentaran.

La consigna bajo falla en un procedimiento particular que busca optimizar los tiempos de respuesta en caso de falla. Validar las consignas surge como una necesidad de ISA para mantener sus estándares de calidad. La validación nos da una evidencia documentada de la certeza de los procedimientos descritos en las consignas. Se plantearon 4 etapas: recopilación de la información, verificación, simulación, corrección y aprobación.

Con la recopilación de la información se analizó la información referente a las subestaciones de trabajo. Con la verificación se busco revisar que existieran y fueran accesibles los elementos citados en la consigna. Además se realizo una capacitación a los asistentes de las subestaciones para que se familiaricen con los procedimientos descritos. La simulación con una inserción de falla nos dice si el procedimiento cumple o no con el objetivo para el cual fue diseñado. Finalmente se hizo la corrección de los errores encontrados.

* Tesis de grado

** Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director de la Tesis: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

Title: VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA DE EQUIPOS CRÍTICOS PRINCIPALES, SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES COMUNEROS, GUATIGUARÁ, LOS PALOS, OCAÑA, PRIMAVERA Y SAN MATEO PROPIEDAD DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S. A. ISA-CTE ORIENTE.*

Authors:

Gema Liliana Carvajal.**

John Freddy Martínez **

PALABRAS CLAVES: consignas bajo falla, validación, errores de fondo, errores de forma, simulación, verificación, fallas no destructivas.

This Project is based on the Interconexión Eléctrica S.A.(ISA) duty in compliance with current legislation established by the Sistema Interconectado Nacional (SIN), the major objective is to improve the procedure reliability taking advance of the existent link between the University and the company. Another interests met with this project were to check the validity and effectiveness of the procedures recorded at the manuals and that each map called in the manuals agreed with the actual systems. Finally, a Substation Simulation was performed to obtain certainty about the process in order to correct any mistake found in the procedures.

The “Consigna bajo falla” is a particular procedure to improve time of solution in case of fault, to validate these instructions is an ISA duty in order to keep the quality standards of operation and as a result of this validation the company will have a written evidence of the underlying procedures. To develop this project there were performed four stages: information compilation, verification, Simulation, correction and approbation.

In the Information compilation each available procedure in substations was analyzed, during the verification it was checked the existence and accessibility of each element cited in the instructions, besides of this, there was performed a training course to the support personnel working in the substations in order to inform them about the procedures, the simulation with fault insertions provided information about the validity of the procedures. Finally, correction and approbation of manuals and instructions was performed by ISA.

* Grade work

** Escuela de Ingeniería Eléctrica, electrónica y Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Thesis Director: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1.OBJETIVOS	3
1.1. GENERALES	3
1.2. ESPECÍFICOS	3
2.CONSIGNAS BAJO FALLA	5
2.1. OBJETIVO DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLA	5
2.2. FILOSOFÍA DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLA	5
2.3. ELABORACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA	6
2.3.1. Conocimiento del sistema.	7
2.3.2. Metodología de procedimientos y mantenimiento de equipos.	7
2.3.3. Experiencia del personal.	7
2.3.4. Consignas existentes.	7
2.3.5. Fallas en el Sistema.	8
2.4. PROCESO DE ELABORACIÓN DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLAS	8
2.4.1. Etapa 1	8
2.4.2. Etapa 2	10
2.4.3. Etapa 3.	10
2.4.4. Etapa 4	10
2.4.5. Etapa 5	10
2.4.6. Etapa 6	11
2.4.7. Etapa 7	11
2.4.8. Etapa 8	11
2.5. FORMATO DE PRESENTACIÓN DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLA	11

2.6. TIPOS DE CONSIGNAS BAJO FALLA	12
2.6.1. Consignas bajo falla asociadas a consignas operativas	13
2.6.2. Consignas bajo falla asociadas a alarmas	15
2.6.3. Consignas bajo falla para servicios auxiliares.	16
2.6.4. Consignas bajo falla para el equipo de control y protección	17
2.7. METODOLOGÍA DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLA	18
2.7.1. Consignas bajo falla asociadas a equipos de patio.	19
2.7.2. Consignas bajo falla de equipos de servicios auxiliares.	21
2.7.3. Consignas bajo falla de equipos de control y protección.	22
2.7.4. Consignas bajo falla de alarmas.	23
2.8. ESTRUCTURA DE LAS CONSIGNAS BAJO FALLA.	23
2.8.1. Equipos de patio.	23
2.8.2. Estructura de las consignas de servicios auxiliares.	27
3.VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA	29
3.1. OBJETIVOS DE LA VALIDACIÓN	30
3.2. FILOSOFÍA DE LA VALIDACIÓN	31
3.3. METODOLOGÍA DE LA VALIDACIÓN	32
3.4. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	32
3.4.1. COMUNEROS	33
3.4.2. SUBESTACIÓN GUATIGUARÁ	42
3.4.3. LOS PALOS	52
3.4.4. SUBESTACIÓN OCAÑA	58
3.4.5. PRIMAVERA	70
3.4.6. SUBESTACION SAN MATEO	80
4.VERIFICACIÓN	89
4.1. METODOLOGÍA DEL PROCESO DE VERIFICACIÓN	89
4.1.1. Estudio de los manuales de operación y protecciones.	90
4.1.2. Selección del Personal encargado	91

4.1.3. Diseño del formato de verificación	92
4.1.4. Manejo del formato de verificación	94
4.1.5. Recopilación de la información	95
4.1.6. Corrección de las consignas	98
4.2. VERIFICACIÓN EN LAS SUBESTACIONES:	99
4.2.1. Verificación en la subestación Comuneros:	99
4.2.2. Verificación en la subestación Guatiguará:	99
4.2.3. Verificación en la subestación Los Palos:	100
4.2.4. Verificación en la subestación Ocaña:	101
4.2.5. Verificación en la Subestación Primavera:	102
4.2.6. Verificación en la Subestación San Mateo:	102
4.3. RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN:	103
4.3.1. Errores de fondo	103
4.3.2. Errores de forma	104
5.SIMULACIÓN	105
5.1. METODOLOGÍA DE LA SIMULACIÓN	105
5.1.1. Selección del personal encargado	105
5.1.2. Selección de las consignas a simular	106
5.1.3. Solicitud de disponibilidad de equipos en ISA	108
5.1.4. Procedimiento para crear condiciones de Falla	109
6.CORRECCIÓN Y APROBACIÓN	117
6.1. FORMATO DE CORRECCIONES	117
6.2. CORRECCIÓN DE ERRORES EN EL PROCESO DE VERIFICACIÓN	119
6.3. CORRECCIÓN DE ERRORES EN EL PROCESO DE SIMULACIÓN	120
6.4. APROBACIÓN DE CAMBIOS DE LAS CONSIGNAS	120
7.CONCLUSIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	123

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del flujo de la realización de las consignas bajo falla.	9
Figura 2. Formato de presentación de las consignas bajo falla.	12
Figura 3. Estructura básica de las consignas bajo falla no destructivas asociadas a consignas operativas de equipo de patio.	13
Figura 4. Diagrama de flujo del esquema básico de la consigna bajo falla del seccionador L131 de la Subestación Primavera.	14
Figura 6. Estructura de las consignas bajo falla de los sistemas de servicios auxiliares.	16
Figura 7. Diagrama de flujo de las consignas bajo falla de equipos de control y protección.	18
Figura 8. Diagrama de flujo consigna bajo falla apertura interruptor Subestación Guatiguará.	24
Figura 9. Diagrama de flujo consigna bajo falla cierre interruptor Subestación Guatiguará.	25
Figura 10. Diagrama de flujo de la consigna bajo falla cierre seccionador Subestación Guatiguará desde sala de control.	26
Figura 11. Diagrama de flujo utilizado para la elaboración de las consignas operativas y las consigna bajo falla de servicios auxiliares.	28
Figura 12. Diagrama unifilar de la subestación Comuneros	34
Figura 13. Configuración de la subestación Guatiguará	43
Figura 14. Diagrama unifilar de la subestación Los Palos.	53
Figura 15. Diagrama unifilar de la subestación Ocaña (230 kV).	60
Figura 16. Diagrama unifilar, subestación primavera	72
Figura 17. Diagrama unifilar de la subestación San Mateo	81

Figura 18. Formato de verificación (LPA2 - F015 - SEC).	93
Figura 19. Ejemplo errores de forma (GRA – F074 – SEC).	96
Figura 20. Errores de fondo (GRA2-F074-SEC).	97
Figura 21. Correcciones de errores de fondo (GRA2-F074-SEC).	98
Figura 22. Circuito de cierre del interruptor de la Subestación Guatiguará	110
Figura 23. Correcciones hechas a la consigna PRV2-F043-INT	118
Figura 24. Diseño parte de una consigna (MTO2-F005-SEC)	119
Figura 25. Diagrama de flujo de corrección y aprobación de las consignas	121

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Interruptor 230 kV	35
Tabla 2. Seccionadores 230 kV	36
Tabla 3. Seccionador Pantógrafo 230 kV	36
Tabla 4. Transformadores de tensión 230 kV	37
Tabla 5. Transformador de Corriente 230 kV	37
Tabla 6. Pararrayos	38
Tabla 7. Interruptor 230 kV	44
Tabla 8. Características de seccionadores 230 kV	45
Tabla 9. Cuchillas de puesta a tierra	45
Tabla 10. Transformadores de tensión 230 kV	46
Tabla 11. Transformador de Corriente 230 kV	46
Tabla 12. Pararrayos	47
Tabla 13. Trampas de onda	47
Tabla 14. Características de los interruptores.	54
Tabla 15. Características de los seccionadores.	55
Tabla 16. Características de los transformadores de tensión.	55
Tabla 17. Características de los transformadores de corriente.	56
Tabla 18. Características de los pararrayos.	56
Tabla 19. Placa característica del interruptor de potencia de la S/E Ocaña.	60
Tabla 20. Placa característica de un seccionador de la S/E Ocaña.	61
Tabla 21. Característica de un transformador de potencial de la S/E Ocaña.	62
Tabla 22. Datos de placa de un transformador de corriente de la S/E Ocaña.	62
Tabla 23. Placa característica del autotransformador trifásico de la S/E Ocaña.	63
Tabla 24. Placa característica de los reactores shunt 13,8 kV.	64

Tabla 25. Características de entrada de los rectificadores de 125 V CD.	68
Tabla 26. Características de salida de los rectificadores de 125 V CD.	69
Tabla 27. Características de entrada del rectificador de 48 V CD.	69
Tabla 28. Características de salida del rectificador de 48 V CD.	70
Tabla 29. Características de interruptores de 230 kV.	73
Tabla 30. Características seccionadores 230 kV	73
Tabla 31. Características transformadores de corriente	74
Tabla 32. Características transformadores de tensión.	74
Tabla 33. Características de los pararrayos.	74
Tabla 34. Características eléctricas y mecánicas del interruptor	82
Tabla 35. Características eléctricas del Seccionador	82
Tabla 36. Características eléctricas del transformador de potencial	83
Tabla 37. Características eléctricas del transformador de corriente	83
Tabla 38. Características eléctricas del pararrayo	84
Tabla 39. Características eléctricas y mecánicas del autotransformador	84
Tabla 40. Características eléctricas de entrada del cargador de 125 Vcc	88
Tabla 41. Características eléctricas del cargador de 48 Vcc	88
Tabla 42. Características eléctricas de la planta de emergencia	88
Tabla 43. Consignas verificadas Subestación Comuneros	99
Tabla 44. Consignas verificadas Subestación Guatiguará	100
Tabla 45. Consignas verificadas Subestación Los Palos	101
Tabla 46. Consignas verificadas Subestación Ocaña	101
Tabla 47. Consignas verificadas Subestación Primavera	102
Tabla 48. Consignas verificadas Subestación San Mateo	103
Tabla 49. Consignas simuladas Subestación Comuneros	114
Tabla 50. Consignas simuladas Subestación Guatiguará	114
Tabla 51. Consignas simuladas Subestación Ocaña	115
Tabla 52. Consignas simuladas Subestación Primavera	115
Tabla 53. Consignas simuladas Subestación San Mateo	116

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), consciente de la necesidad de un adecuado suministro de la energía eléctrica que requiere la sociedad actual, establece los índices de medida de la calidad de suministro a través de parámetro de disponibilidad e indisponibilidad de los activos de uso y de conexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la resolución 061 de 2000.

Esta resolución generó en las empresas la necesidad de optimizar la atención de fallas de sus activos con el propósito de evitar las penalizaciones de los índices de disponibilidad de sus activos.

Por tal motivo Interconexión Eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente y la Universidad Industrial de Santander, desarrollaron estrategias para restaurar el servicio de energía eléctrica en el menor tiempo posible y con las mínimas consecuencias en el funcionamiento de la subestación. Estas estrategias, en el caso de fallas no destructivas de los equipos de una subestaciones, reciben el nombre de consignas bajo falla.

El presente trabajo es parte de un macro proyecto que busca complementar las estrategias de atención de fallas y fortalecer el vínculo Universidad - Empresa, vínculo que se viene dando desde hace varios años, en especial, entre la Universidad Industrial de Santander e Interconexión Eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente.

El macro proyecto pretende continuar con el proyecto de investigación “Desarrollo del Plan de Contingencias para equipos críticos principales, servicios auxiliares, sistemas de control y protección de subestaciones de interconexión eléctrica S.A.

ISA CTE Oriente“. Este proyecto elaboro y diseñó las consignas bajo falla basadas en los planos de cada una de las subestaciones, esta etapa fue ejecutada a lo largo de los años 1999 y 2000. Para poder usar e implementar los procedimientos que resultaron de este trabajo, es necesaria la revisión y la complementación de los mismos, la revisión se ha denominado validación y la complementación se lleva a cabo a través del la elaboración de nuevos procedimientos para los equipos y circunstancias de fallas que no desarrollaron en la primera etapa.

Con la ejecución de este proyecto se pretende validar los procedimientos que están inscritos en las consignas bajo falla de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo, para que puedan ser usados en caso de presentarse algún evento. Este trabajo se titula “**VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA DE EQUIPOS CRÍTICOS PRINCIPALES, SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES COMUNEROS, GUATIGUARÁ, LOS PALOS, OCAÑA, PRIMAVERA Y SAN MATEO PROPIEDAD DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A ISA-CTE ORIENTE.**”, es la culminación del trabajo realizado entre la UIS e ISA CTE ORIENTE en un esfuerzo más por mejorar la calidad de la energía y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

1. OBJETIVOS

1.1. GENERALES

- Mejorar la confiabilidad de los procedimientos descritos en las consignas bajo falla para las subestaciones Comuneros, Guatigará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo propiedad de Interconexión eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente.
- Fortalecer el vínculo Universidad - Empresa, ya establecido, particularmente entre la Universidad Industrial de Santander e Interconexión eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente.

1.2. ESPECÍFICOS

- Recopilar la información correspondiente a las configuraciones y especificaciones de las subestaciones en estudio.
- Verificar la validez y efectividad de los procedimientos descritos en las consignas bajo falla.
- Verificar la existencia y accesibilidad de los bornes, contactos y terminales indicados en las consignas bajo falla, constatándolos con los planos y con el sistema físico.
- Determinar la concordancia entre los planos contenidos en la consigna y el sistema real.

- Simular en campo los procedimientos descritos en las consignas bajo falla elaboradas para las subestaciones de ISA CTE Oriente, por el grupo investigación anterior.

- Realizar las correcciones necesarias a las consignas bajo falla elaboradas para que puedan ser implementadas como parte del manual de operación.

2. CONSIGNAS BAJO FALLA

Las consignas bajo falla contienen la descripción de las maniobras y acciones a realizar en caso de presentarse alguna falla no destructiva en una subestación. La falla es evidenciada por la activación de una alarma, un disparo o la inadecuada operación de los servicios auxiliares, equipos de maniobra y sistemas de control (Falla en el cierre y/o apertura de seccionadores e interruptores), y/o protección de la subestación. Las consignas bajo falla, contienen una relación de situaciones de falla con sus posibles causas y soluciones en forma de tabla, además de una revisión del circuito de control básico.

2.1. Objetivo de las Consignas Bajo Falla

El objetivo de las consignas bajo falla es servir como herramienta guía al asistente de la subestación para así poder determinar las causas de la anomalía, restaurar las condiciones normales de la subestación o aislar la falla y elaborar reportes que faciliten la localización de la falla de manera inmediata y eficaz.

2.2. Filosofía de las Consignas Bajo Falla

Las consignas bajo falla están diseñadas para servir como ayuda de primeros auxilios, en caso de problemas o situaciones de contingencia de la subestación. Se elaboraron específicamente para cada evento, para cada subestación y en cada una de estas se considera una sola situación de falla no destructiva.

Con las consignas el asistente de la subestación verifica condiciones básicas o condiciones iniciales como: enclavamientos mecánicos y eléctricos, posición de selectores, indicación de falla de equipos de control y protección, alimentación de los circuitos de control y estado de los servicios auxiliares. Adicionalmente, cada consigna contiene un procedimiento para la revisión en planos, del camino de la señal de control de cierre/apertura de equipos tales como seccionadores e interruptores.

La consigna bajo falla cuenta con el recurso humano, representado por el asistente de la subestación como elemento básico. El asistente debe conocer tanto la estructura como las características, funcionamiento y ubicación de los equipos. Debe tener destrezas para las siguientes actividades:

Ejecución de las consignas operativas

- Interpretación de planos.
- Utilización de equipos de medición (multímetro) y herramientas.

Adicionalmente, el asistente debe tener conocimiento de las regulaciones de la CREG relacionadas con índices de disponibilidad de equipos.

2.3. Elaboración de Consignas Bajo Falla

Para la elaboración de las consignas bajo falla se hizo un análisis sistemático de la naturaleza del problema, incluyendo recopilación y análisis de información, elaboración de planteamientos iniciales y presentación en debate. Adicionalmente, las consignas bajo falla se elaboraron utilizando los formatos determinados por la empresa (ISA) para su presentación.

Los aspectos que influyeron en la realización de las consignas bajo falla, se encuentran claramente definidos y son presentados a continuación:

2.3.1. Conocimiento del sistema.

Para la realización de las consignas bajo falla, se utilizó como requisito indispensable y fundamental el conocimiento de los equipos presentes en los sistemas de las subestaciones, principalmente los sistemas de control, protección, servicios auxiliares y los equipos de patio.

2.3.2. Metodología de procedimientos y mantenimiento de equipos.

El grupo de investigación, asesorado por los grupos especializados de mantenimiento (GEM's) del CTE Oriente, establecieron los equipos y procedimientos en los cuales el asistente tiene el conocimiento necesario para brindar un mantenimiento correctivo en caso de una contingencia.

2.3.3. Experiencia del personal.

La experiencia del personal de la subestación y de los grupos de mantenimiento del CTE. Oriente, fue aprovechada por el grupo de investigación. Durante el desarrollo del proyecto, el personal de mantenimiento y asistente de la subestación brindaron constante asesoría técnica, acorde con su experiencia personal.

2.3.4. Consignas existentes.

La información existente sobre equipos de patio suministrada por las compañías constructoras, fue adaptada por los asistentes de la subestación al modelo de consigna bajo falla, propuesto por la gerencia de producción de Interconexión

Eléctrica S.A. y modificado por el grupo de investigación de la Universidad Industrial de Santander.

2.3.5. Fallas en el Sistema.

Analizando la información suministrada por los asistentes de las subestaciones y los grupos de mantenimiento, al igual que la información recopilada de los equipos de la subestación, se establecieron las fallas y soluciones en los equipos bajo estudio.

2.4. Proceso de Elaboración de las Consignas Bajo Fallas

El proceso de elaboración de las consignas bajo falla se puede resumir en el diagrama de flujo presentado en la figura 1.

A continuación se hace una descripción de las etapas que contiene del diagrama de flujo utilizado en la elaboración de las consignas bajo falla.

2.4.1. Etapa 1

- Estudio del sistema: En esta etapa, el grupo de investigación se familiarizó con las configuraciones de todos los sistemas de las subestaciones. El objetivo del estudio del sistema fue conocer todos los aspectos relacionados con las maniobras operativas de los equipos de patio y servicios auxiliares.

- Revisión de material existente: Haciendo uso de la información existente de los equipos de las subestaciones, se revisaron planos y manuales de los equipos existentes en las subestaciones objeto de este estudio, y se estructuraron las maniobras operativas y los procedimientos de mantenimiento.

➤ Comportamiento del sistema: En el proceso de elaboración de las consignas bajo falla, el grupo de investigación necesitó conocer el comportamiento en operación normal de los equipos de la subestación y los informes de mantenimiento correctivo, para incorporar esta información a las consignas realizadas.

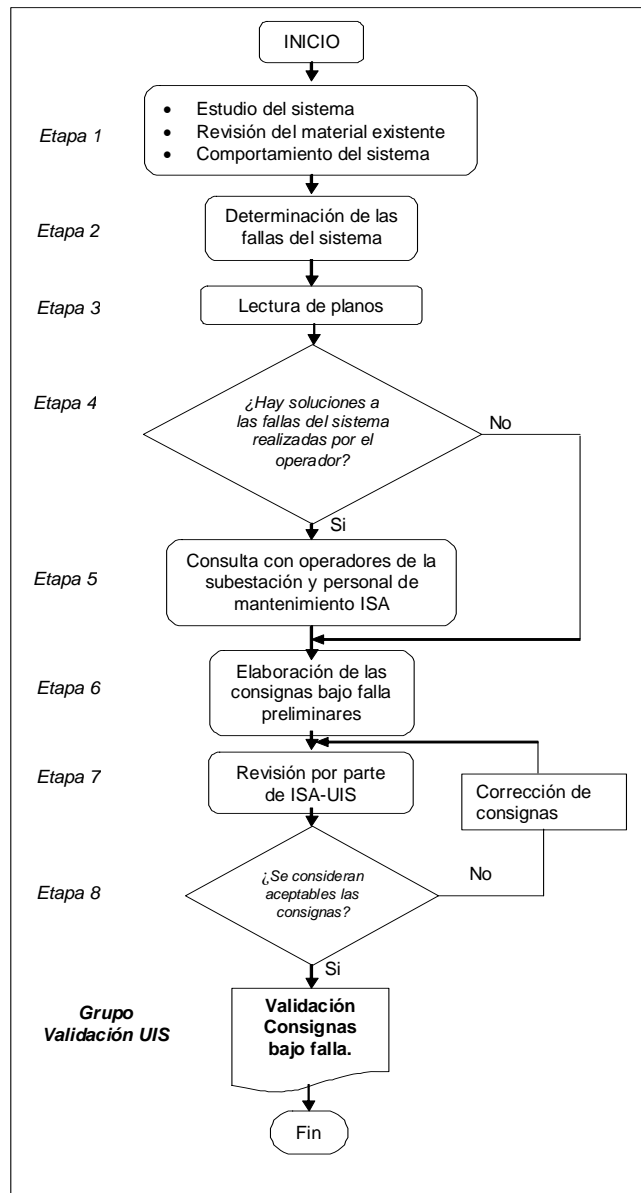


Figura 1. Diagrama del flujo de la realización de las consignas bajo falla.

2.4.2. Etapa 2

Determinación de las posibles fallas en el sistema: Con la asesoría de los asistentes de las subestaciones, se establecieron las fallas en los equipos que pueden ser resueltas sin necesidad de personal especialmente calificado.

2.4.3. Etapa 3.

Lectura de planos: El grupo de investigación, se capacitó en la lectura de los planos existentes en la subestación; ya que un manejo incorrecto de ellos induce a cometer errores en la elaboración de consignas.

Es así, que en las consignas bajo falla para los equipos de patio, se presenta la revisión del circuito de control (basado en la lectura de planos).

2.4.4. Etapa 4

Evaluación de la capacidad del asistente de la Subestación para atender fallas: Con esta actividad se busca descartar fallas donde el asistente no tiene el conocimiento requerido para atender la contingencia y se realizó directamente con los asistentes de las subestaciones.

2.4.5. Etapa 5

Consulta con los asistentes de las subestaciones y el personal de mantenimiento de ISA: El material preliminar de las posibles fallas y soluciones fue sometido a una revisión por parte de los grupos de mantenimiento y por los asistentes de las subestaciones. El objetivo de esta revisión, fue obtener sugerencias acerca de la información que deben contener las consignas bajo falla.

2.4.6. Etapa 6

➤ Elaboración de las consignas bajo falla preliminares: Las consignas bajo falla preliminares, se elaboraron teniendo en cuenta los aspectos expuestos anteriormente basados en el formato diseñado por Interconexión Eléctrica S.A. para los procedimientos de este tipo.

2.4.7. Etapa 7

➤ Revisión de las consignas bajo falla preliminares: Durante el desarrollo del proyecto, el grupo de investigación de la UIS, programó una reunión con los grupos de mantenimiento y con los ingenieros del CTE Oriente. En esta reunión, las consignas bajo falla preliminares, fueron sometidas a una evaluación, sobre la aplicabilidad de las soluciones propuestas.

El objetivo de estas reuniones, fue unificar criterios por parte de los grupos de mantenimiento, asistentes de subestación y grupo de investigación sobre las consignas elaboradas.

2.4.8. Etapa 8

➤ Corrección de la consigna bajo falla preliminar: Se realizaron los cambios sugeridos en el paso anterior presentándose nuevamente para su revisión por parte del ingeniero de operaciones del CTE Oriente.

2.5. Formato de Presentación de las Consignas Bajo Falla

El formato para la presentación de las consignas bajo falla se presenta en la figura 1.2 [Guía de elaboración, 1999].

	Título	Código de la consigna bajo falla
		Revisión
Página (hoja de)		
<i>Elaboró:</i>	<i>Revisó:</i>	<i>Aprobó:</i>
<i>Fecha:</i>	<i>Fecha:</i>	<i>Fecha:</i>

Figura 2. Formato de presentación de las consignas bajo falla.

2.6. Tipos de Consignas Bajo Falla

Se definieron cuatro tipos de consignas bajo falla claramente diferenciadas, pero que tienen estrecha relación entre sí:

- Las consignas bajo falla para atender contingencias que aparecen en el momento de la ejecución de una consigna operativa.
- Las consignas bajo falla asociadas a la aparición de alarmas en el panel anunciador.
- Las consignas bajo falla del sistema de servicios auxiliares.

- Las consignas bajo falla para equipo de control y protección.

2.6.1. Consignas bajo falla asociadas a consignas operativas

Estas consignas están diseñadas para atender fallas no destructivas en los equipos de maniobra (seccionadores/interruptores) y sus sistemas de control.

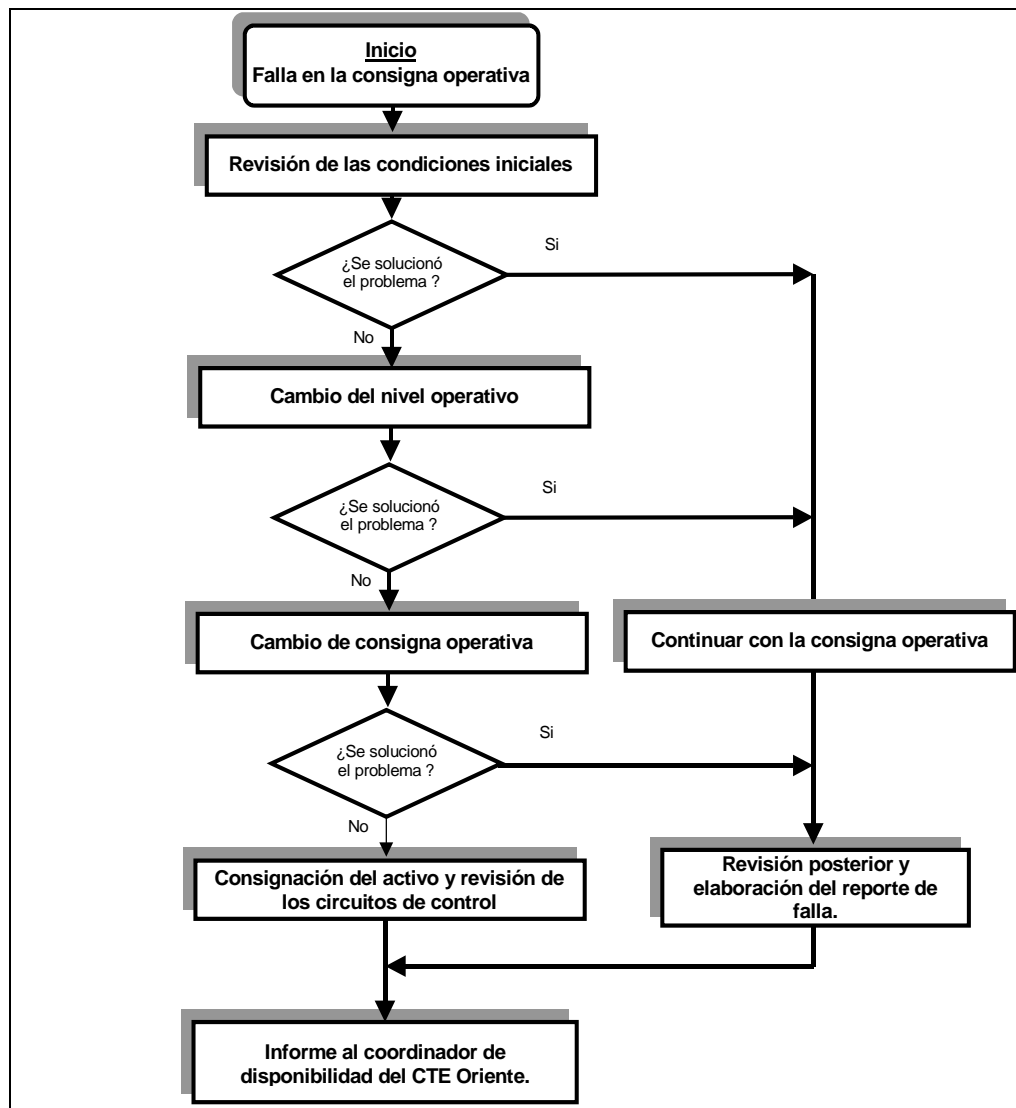


Figura 3. Estructura básica de las consignas bajo falla no destructivas asociadas a consignas operativas de equipo de patio.

Estas fallas se evidencian por la ausencia de respuesta a las órdenes de cierre o apertura de los equipos en mención durante la realización de una maniobra operativa en la subestación. Se consideran cuatro etapas: revisión de condiciones iniciales, cambio de nivel de operación, cambio de consigna operativa, y seguimiento de la señal de control en planos. Ver figura 3.

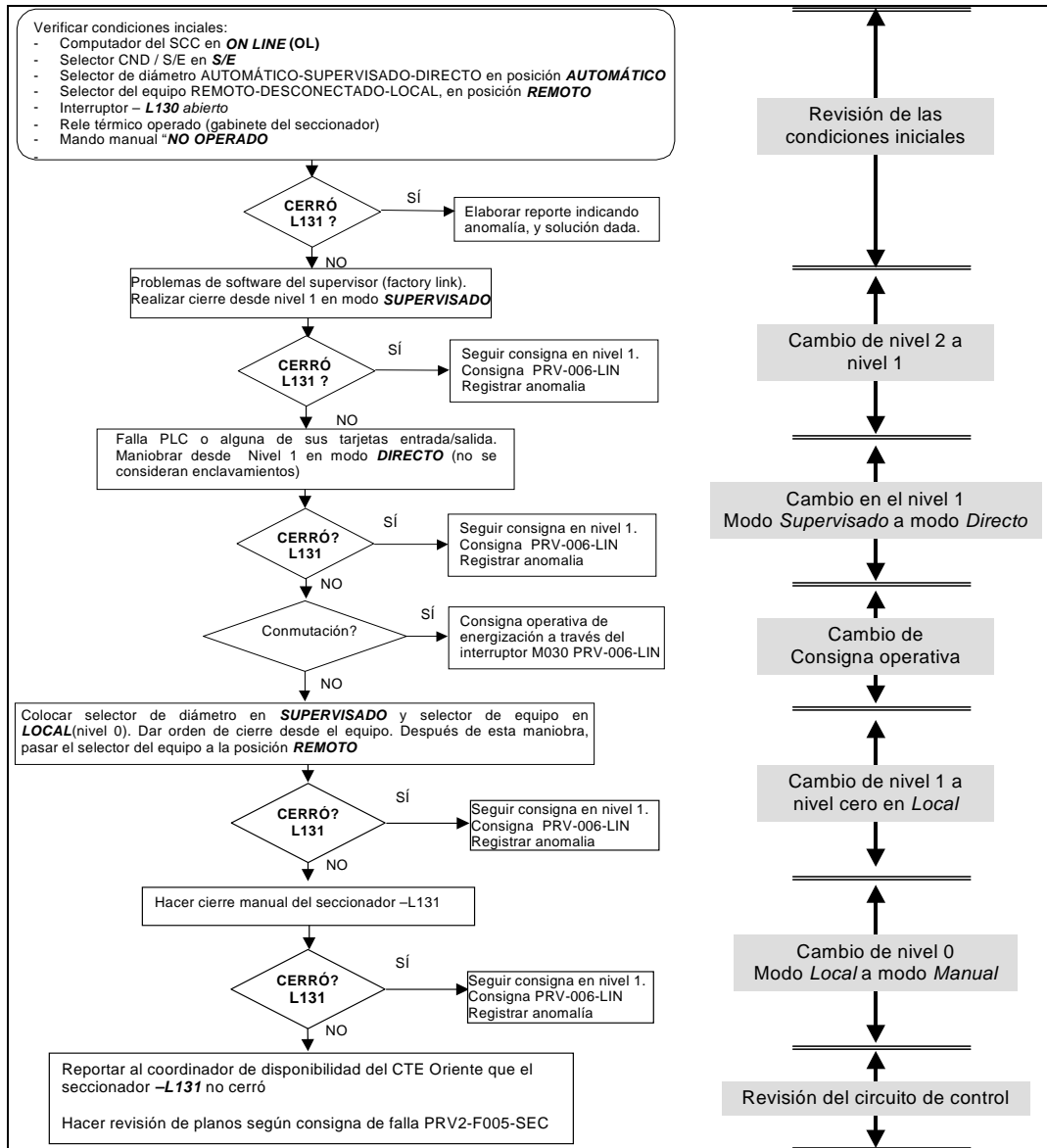


Figura 4. Diagrama de flujo del esquema básico de la consigna bajo falla del seccionador L131 de la Subestación Primavera.

A manera de ejemplo, se presenta (figura 4.), la consigna bajo falla para el seccionador L131 de la Subestación Primavera. Las etapas de la consigna en mención son: revisión de las condiciones iniciales; cambio de nivel 2 al nivel 1; cambio de modo de operación de modo supervisado a directo en el nivel 1; verificación de la posibilidad de realizar el cambio de consigna operativa; cambio de nivel desde nivel 1 a nivel cero; cierre manual en patio, y por último la revisión de planos del circuito de control y protección.

2.6.2. Consignas bajo falla asociadas a alarmas

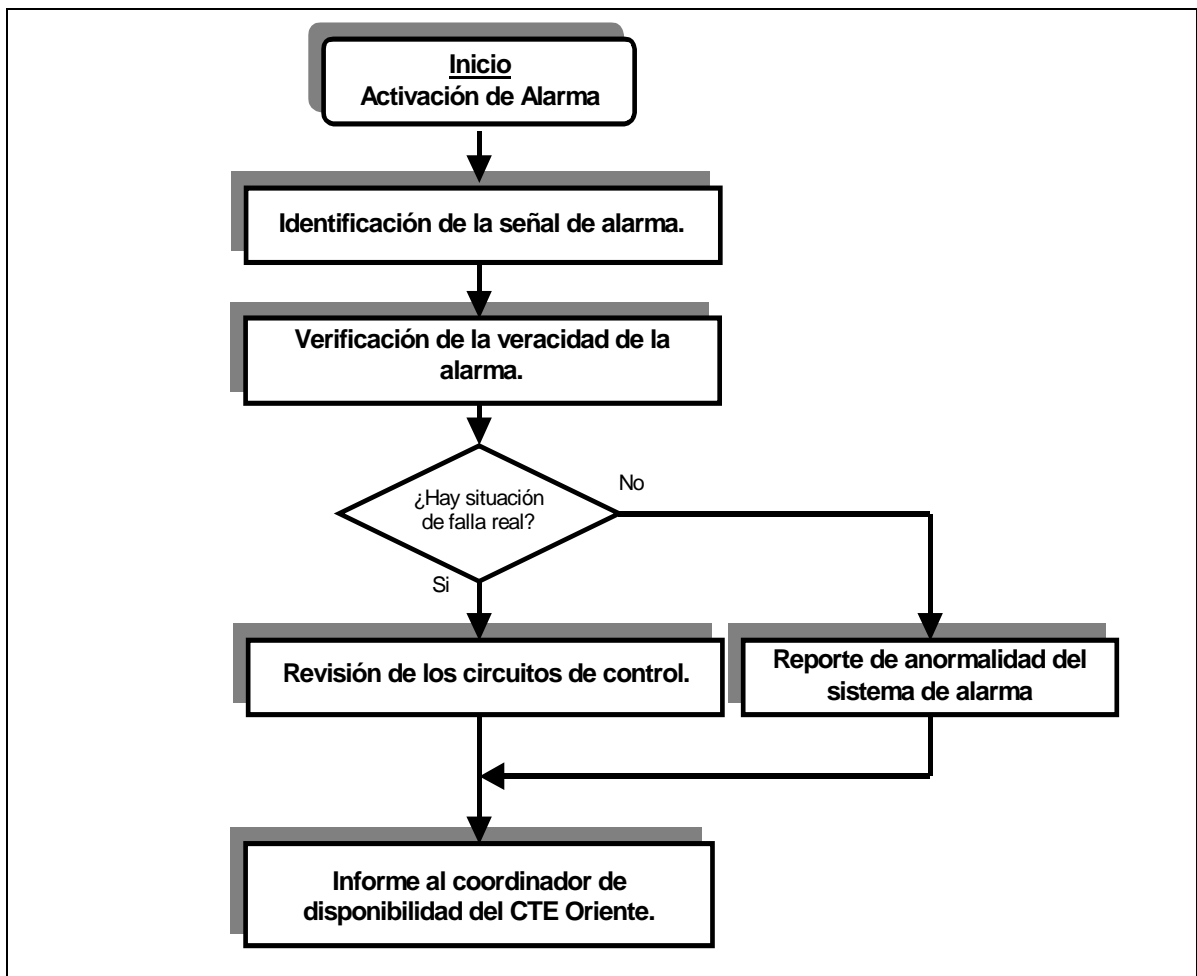


Figura 5. Estructura de las consignas bajo falla asociadas a alarmas.

Las consignas bajo falla asociadas a la señalización por alarmas, están diseñadas para la atención de eventos de contingencia que tienen indicación visual o sonora en las subestaciones. Estas consignas se organizan en un formato que permite reconocer causas y soluciones para la correcta reposición de la alarma. Este tipo de consignas tiene una estructura básica de diseño (Ver figura 5) que comprende tres etapas fundamentales: Identificación de la señal de alarma, verificación de la veracidad de la alarma y revisión del circuito de control.

2.6.3. Consignas bajo falla para servicios auxiliares.

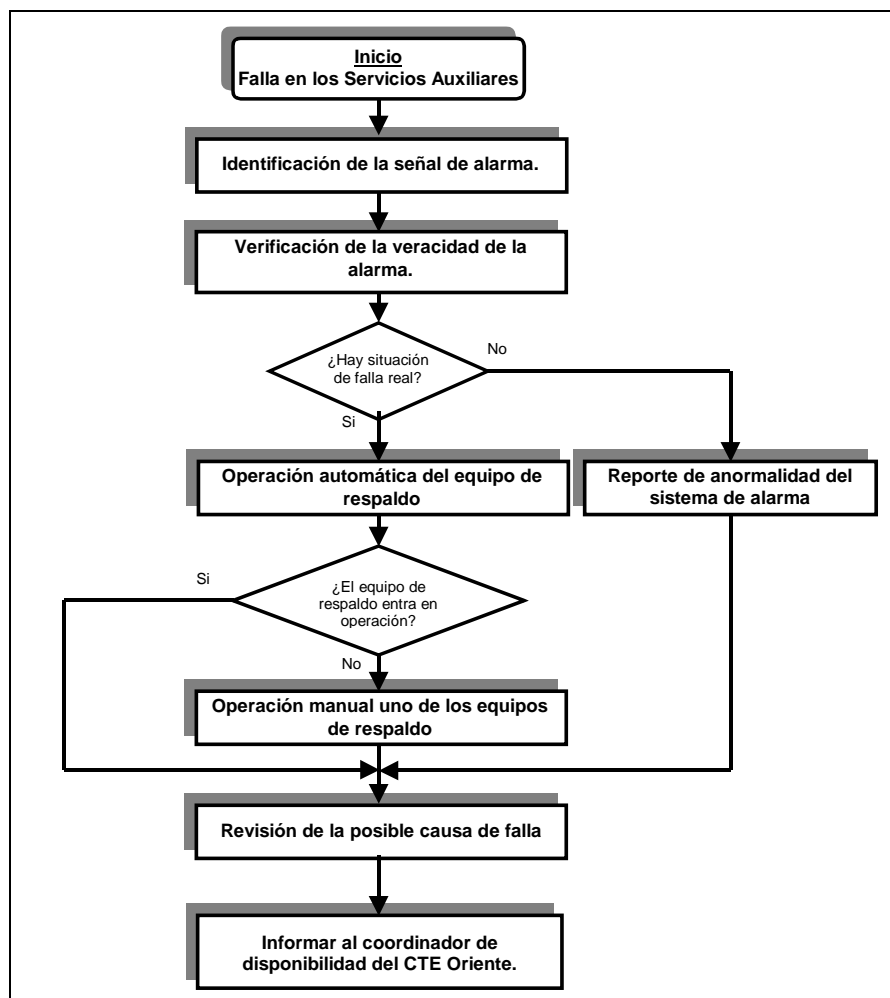


Figura 6. Estructura de las consignas bajo falla de los sistemas de servicios auxiliares.

Estas consignas están estrechamente relacionadas con las consignas de alarmas, debido a la indicación de falla que existe en los paneles de señalización.

Esta consigna presenta las siguientes etapas (Figura 6): Identificación de la señal de alarma, verificación de la veracidad de la alarma y verificación de la puesta en operación automática de los equipos de respaldo y revisión de la causa de falla.

2.6.4. Consignas bajo falla para el equipo de control y protección

Las consignas bajo falla para los equipos de control y protección tienen como finalidad, brindar al una metodología para determinar el estado de los equipos de control y de protección más importantes de la subestación.

En estas consignas generalmente no se plantea ninguna acción correctiva por parte de los asistentes de las subestaciones, debido a la complejidad de los equipos bajo falla. Son considerados equipos tales como relés del tipo numérico, controladores lógicos programables y otros dispositivos de control que indiquen su estado de funcionamiento mediante una interface hombre - máquina.

En este tipo de consigna, se presenta inicialmente una breve descripción de la función del equipo. Posteriormente se presentan las características de la interface hombre - máquina. Como tercer paso se presentan algunas de las señales que indican su estado de funcionamiento y como parte final, se presenta un procedimiento completo para extraer la información que el equipo puede almacenar (como datos de calibración y/o registros de fallas). La estructura adoptada para el diseño de la consigna se presenta en la figura 7.

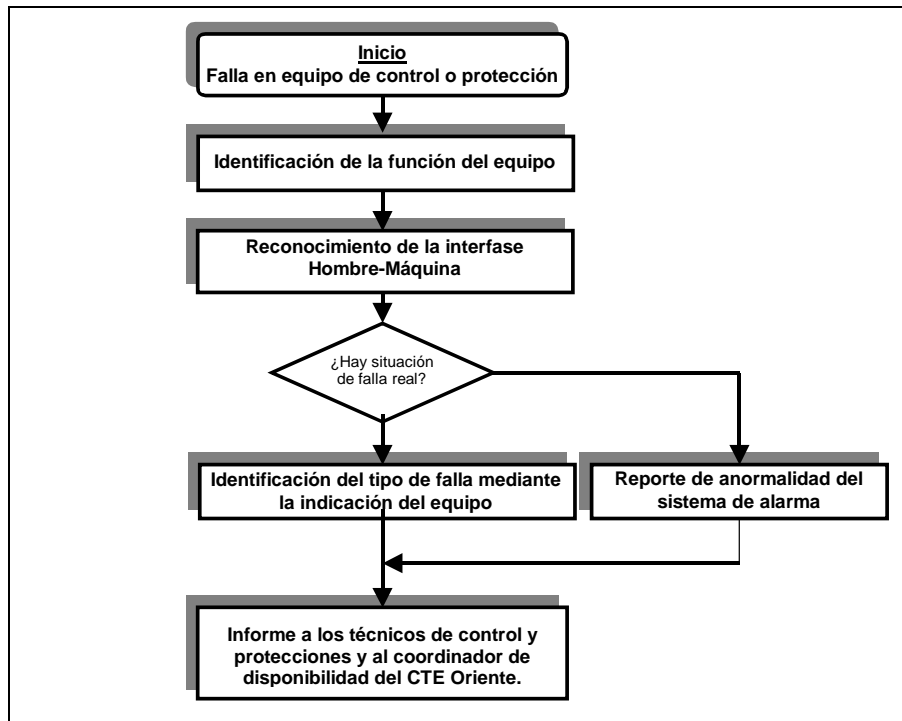


Figura 7. Diagrama de flujo de las consignas bajo falla de equipos de control y protección.

2.7. Metodología de las Consignas Bajo Falla

Una consigna bajo falla contiene tres aspectos básicos:

- Descripción de la anomalía: Este aspecto contiene una breve descripción de la falla (Alarma, Disparo, Maniobra).
- Posible Causa: En este aspecto se señalan las causas posibles de la aparición de la alarma o disparo.
- Posible Solución: Este aspecto establece el procedimiento general de solución del problema y va desde la de aceptación o reconocimiento de las alarmas; hasta

la ejecución de acciones que conduzcan a determinar la permanencia en servicio del equipo en falla.

A continuación se enumeran los aspectos considerados en la definición de la metodología utilizada para la elaboración de las consignas bajo falla en los equipos de patio, servicios auxiliares, equipos de control y protecciones.

2.7.1. Consignas bajo falla asociadas a equipos de patio.

En la realización de estas consignas, se tuvo en cuenta como criterio básico el tiempo que dura una maniobra sobre equipos que afecten la disponibilidad del circuito; ya que de acuerdo con la regulación CREG 080-99, se establece un tiempo máximo de trece minutos para realizar una consigna operativa. Este tiempo se contabiliza a partir del instante en que se recibe la instrucción de realización de la maniobra por parte del CSM.

Las consignas bajo falla de equipos de patio, están elaboradas considerando los niveles jerárquicos de control de la subestación, y teniendo en cuenta que la operación normal de la misma debe ser desde la sala de control.

Las consignas de equipos de patio están divididas según los niveles desde los cuales se pueda realizar la maniobra. A continuación se presentan las secuencias de las consignas bajo falla para equipos de patio.

➤ **Revisión de condiciones iniciales:** En la revisión de las condiciones iniciales se consideran los aspectos que el asistente puede verificar antes de realizar la maniobra. Estas condiciones hacen referencia a la verificación del estado de los enclavamientos lógicos, como ausencia de sincronismo o posición de los equipos de patio asociados a la maniobra. También se propone la verificación de la presencia de alarmas activas y la posición de selectores en la sala de control, en

la caseta de control o en el gabinete del equipo de patio (de acuerdo al sitio donde se realiza la maniobra).

Una vez verificadas las condiciones iniciales y si se mantiene la inoperancia del equipo, se realiza un cambio de nivel operativo en la maniobra para minimizar el tiempo de energización o desenergización de una bahía. Luego se procede a identificar las causas que impidieron la operación, como: fallas en los módulos de entrada y/o salida del equipo de control, pérdida de enlace con la red de fibra óptica o problemas del “software” supervisor del sistema MicroScada (Para las subestaciones que poseen este sistema).

➤ Cambio de nivel de operación: Ante la no - operación de los equipos desde el nivel superior de maniobra en la subestación, se debe realizar el cambio de nivel operativo, es decir la maniobra debe trasladarse al siguiente nivel en la subestaciones.

➤ Cambio de consigna operativa: Ante la no - operación de los equipos, se realiza un cambio de consigna operativa con el cual se restablecen las condiciones operativas.

Este cambio de consigna permite ganar tiempo valioso. Es importante recordar que solamente se cuenta con trece (13) minutos para realizar una maniobra de energización o desenergización de un circuito de línea [CREG 080-99].

➤ Revisión posterior a la realización de la maniobra: Para verificar que las condiciones de operación normal estén dadas, se debe revisar la tabla de chequeo presentada en la consigna. En esta tabla se muestran las condiciones que pueden afectar la operación normal de los equipos, se verifica la posición de los selectores (Remoto – local - Desconectado), los enclavamientos por bajo nivel de SF6 (Hexafluoruro de Azufre), la alimentación de los motores, etc.

En la revisión posterior a la realización de la maniobra, también se muestra un procedimiento que permite hacer la revisión del circuito de control para cierre o apertura, y el seguimiento de la señal de posición de los equipos de patio

➤ Revisión del circuito de control: La revisión del circuito de control se realiza con el objetivo de ubicar caminos de desconexión, problemas con contactos repetidores, conexiones defectuosas, daños en bobinas de disparo, etc. El objetivo de la revisión del circuito de control es minimizar el tiempo de restauración de las condiciones normales de operación del equipo, así como agilizar la operación de búsqueda de la falla por parte de los grupos de mantenimiento.

Para la revisión del circuito de control, se utilizaron los planos actualizados de los equipos de patio siguiendo la señal de control del equipo. El procedimiento elaborado permite el seguimiento de la señal, que debe estar presente en condiciones correctas de operación del equipo.

➤ Revisión de contactos repetidores de posición de los equipos de patio: El seguimiento de la señal de posición, se realiza para verificar que el equipo de patio no envíe una posición errónea al equipo de control, afectando la operación de otros equipos asociados por la acción de los enclavamientos lógicos.

2.7.2. Consignas bajo falla de equipos de servicios auxiliares.

Las consignas de servicios auxiliares se dividieron en dos: Consignas operativas y consignas bajo falla.

➤ Consignas operativas de servicios auxiliares: Las consignas operativas de los servicios auxiliares, se estructuraron de la misma forma que las consignas operativas de equipos de patio: un diagrama unifilar del sistema, la descripción de

la maniobra que incluye condiciones iniciales y maniobras presentadas en forma de diagrama de flujo.

Para la elaboración de las consignas operativas de servicios auxiliares se utilizó la documentación existente en cada subestación. Esta información corresponde a catálogos relacionados con la forma de operación de: Cargadores de baterías en 125 Vcc y 48 Vcc, inversores, conmutador estático de transferencia, bancos de baterías, alimentadores principales y grupos electrógenos.

➤ Consignas bajo falla de servicios auxiliares: Estas conservan la estructura de las consignas bajo falla para equipos de patio.

Dada la complejidad de los equipos electrónicos de los servicios auxiliares, el asistente de la subestación está limitado a realizar inspecciones visuales de los equipos que se encuentren en falla. El aporte de los asistentes de las subestaciones en las consignas bajo falla, se limita a realizar cambios de fusibles, inspeccionar el equipo fallado buscando signos de cortocircuitos, ejecutar maniobras para mantener el servicio e informar al coordinador de disponibilidad.

En la documentación encontrada en las subestaciones, existe mucha información sobre los pasos a seguir en caso de falla del equipo, pero dada la importancia y costo del equipo, las acciones ahí estipuladas deben ser realizadas por personal especializado como los grupos de mantenimiento del CTE Oriente.

2.7.3. Consignas bajo falla de equipos de control y protección.

Considerando la importancia de los equipos en mención, y como política de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), no se recomienda la intervención de los mismos por parte de los asistentes. La labor definida como aporte de los

asistentes en caso de falla de los equipos de control y protección, consiste en la inspección de las condiciones de operación del equipo.

2.7.4. Consignas bajo falla de alarmas.

La característica de la subestación y el desarrollo del sistema de control permiten hacer monitoreo la mayoría de subsistemas por medio de sensores o relés. Éstos detectan anomalías en el funcionamiento de la subestación, activando las señales de alarma que se registran en el sistema de control coordinado.

El sistema de alarmas hace monitoreo a un gran número de señales que indican el funcionamiento de los equipos. Las consignas bajo falla asociadas a las alarmas están elaboradas para aquellas señales que tienen mayor importancia y para las cuales el operario puede tomar alguna acción correctiva.

Las consignas bajo falla asociadas a alarmas, tienen una estructura similar a las consignas para equipos de patio así: descripción de la alarma, Tabla de causa-solución y revisión de planos. En la parte final de la consigna se adjuntan notas indicativas para la puesta en servicio normal de la subestación o para la consignación del equipo fallado, cuando el problema no se soluciona.

2.8. Estructura de las Consignas Bajo Falla.

2.8.1. Equipos de patio.

➤ Interruptor en falla desde Sala de control: En los diagramas de flujo se identifica la secuencia de acciones a desarrollar en caso de falla de los equipos de patio de la subestación. La figura 8 muestra la secuencia que presenta la consigna bajo falla cuando el interruptor no abre ante una maniobra desde este nivel.

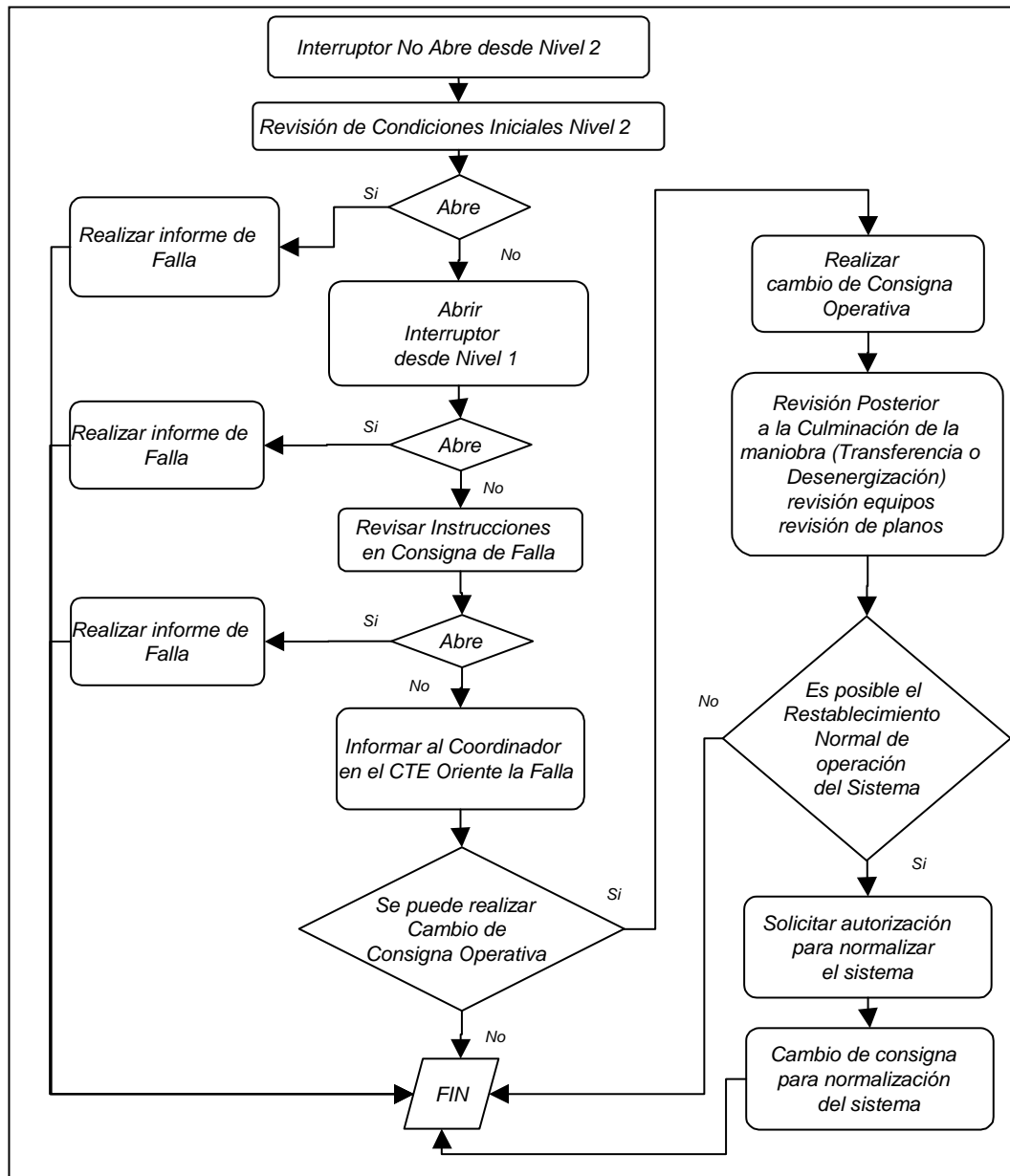


Figura 8. Diagrama de flujo consigna bajo falla apertura interruptor Subestación Guatiguará.

Para el caso de cierre del interruptor desde sala de control en una maniobra, se aplica la misma secuencia del diagrama de flujo, haciendo las respectivas aclaraciones (Energización por Desenergización y Cerrar por Abrir).

➤ Interruptor en falla desde caseta de control: La secuencia diseñada para cuando el interruptor falla y la maniobra es realizada desde la caseta de control, tiene las mismas características generales que cuando falla desde sala de control.

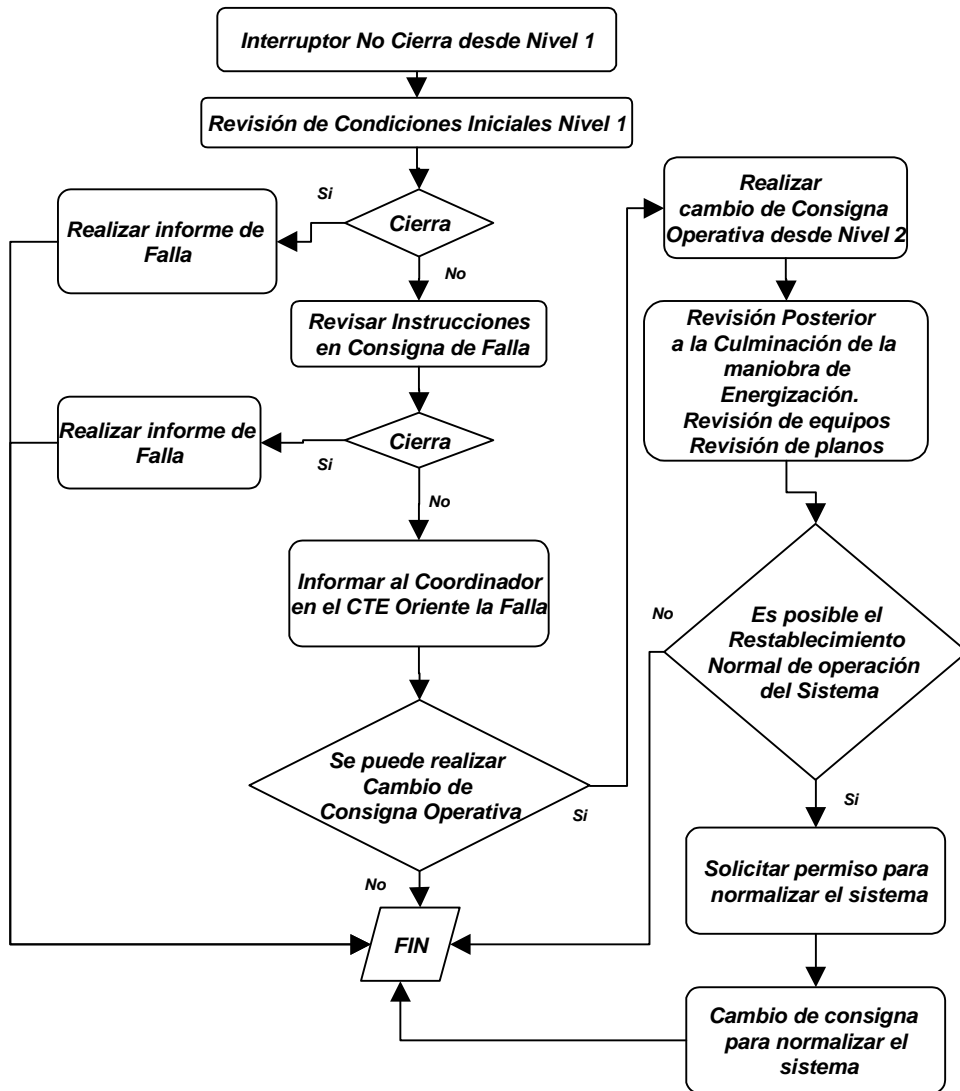


Figura 9. Diagrama de flujo consigna bajo falla cierre interruptor Subestación Guatiguará.

La figura 9. Muestra el diagrama de flujo para la realización de las consignas del interruptor cuando la maniobra se realiza desde este nivel. No todas la

subestaciones de trabajo poseen caseta de control dentro de sus niveles de operación, por esta razón no todas las consignas bajo falla presentan revisión desde este nivel.

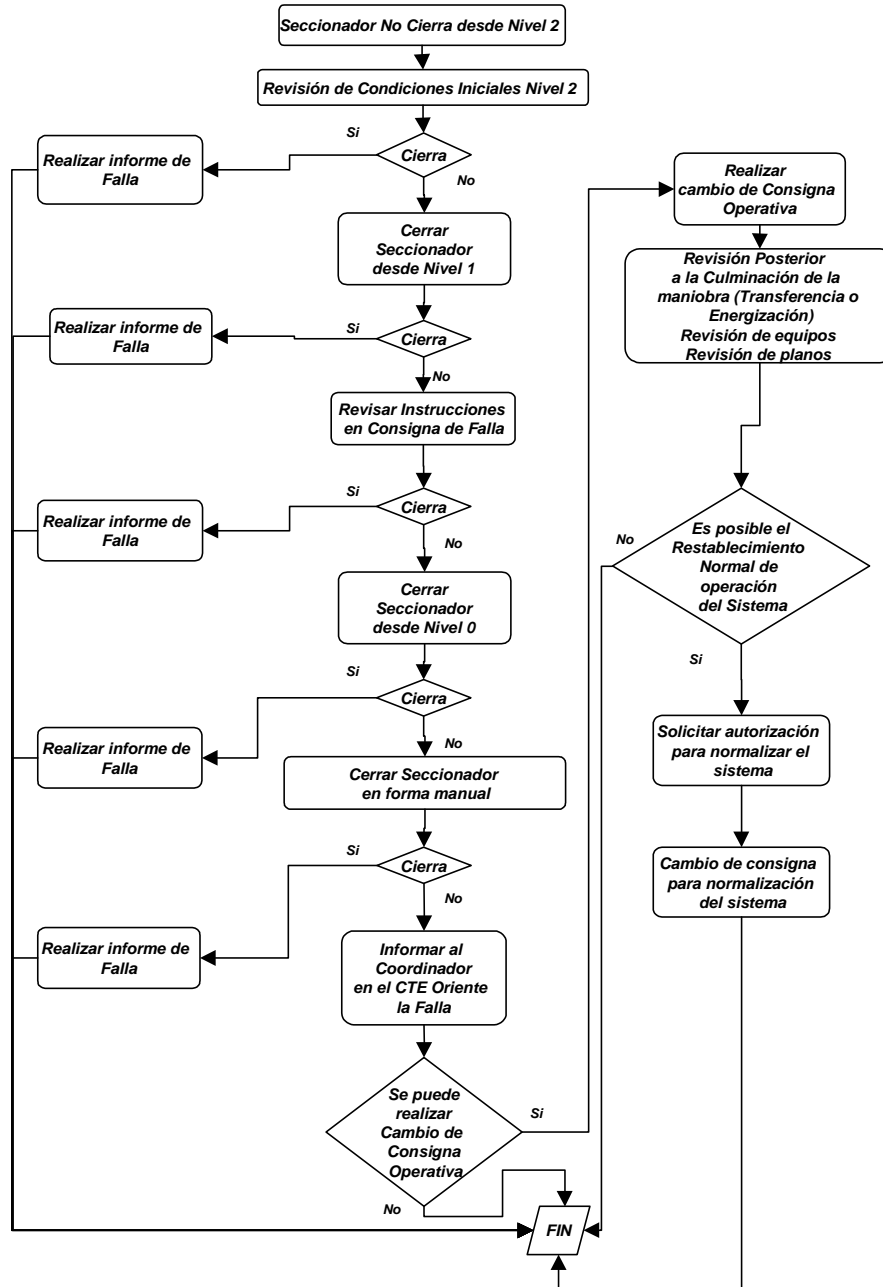


Figura 10. Diagrama de flujo de la consigna bajo falla cierre seccionador Subestación Guatiguará desde sala de control.

➤ Seccionador en falla desde Sala de control: En la figura 10, se presenta el diagrama de flujo aplicado para la realización de las consignas bajo falla de los seccionadores, cuando no cierran ante mando desde Sala de control.

Para el caso de apertura del seccionador desde sala de control, se aplica la misma secuencia del diagrama de flujo de la figura 10, haciendo las respectivas aclaraciones (Desenergización por Energización y Abrir por Cerrar).

➤ Seccionador en falla desde caseta de control: Para el caso de apertura del seccionador desde caseta de control, se recomienda hacer una disminución en el nivel; o sea realizar la apertura del seccionador desde el nivel 0 (Gabinete de equipo de patio), y de no ser posible la apertura desde este nivel, se debe realizar una apertura manual.

2.8.2. Estructura de las consignas de servicios auxiliares.

En la figura 11. Se presenta el diagrama de flujo que muestra la estructura aplicada para la elaboración de las consignas operativas de equipos de servicios auxiliares. La estructura, establece que a partir de la condición de falla de un equipo asociado a los servicios auxiliares, éste puede ser sustituido por su respaldo. Se realizan las maniobras para aislar el equipo que se encuentra en falla y para poner en servicio el equipo de respaldo.

El asistente debe conocer cual es la normalidad de la configuración del sistema de servicios auxiliares, con el fin de mantener la configuración del sistema bajo condiciones normales de operación.

La estructura aplicada a la elaboración de las consignas bajo falla para equipos de servicios auxiliares es muy sencilla y fácil asimilar por parte del asistente. Se considera que el asistente está en capacidad de suministrar los primeros auxilios

al equipo bajo falla según lo indicado en la consigna en caso de contingencia del sistema.

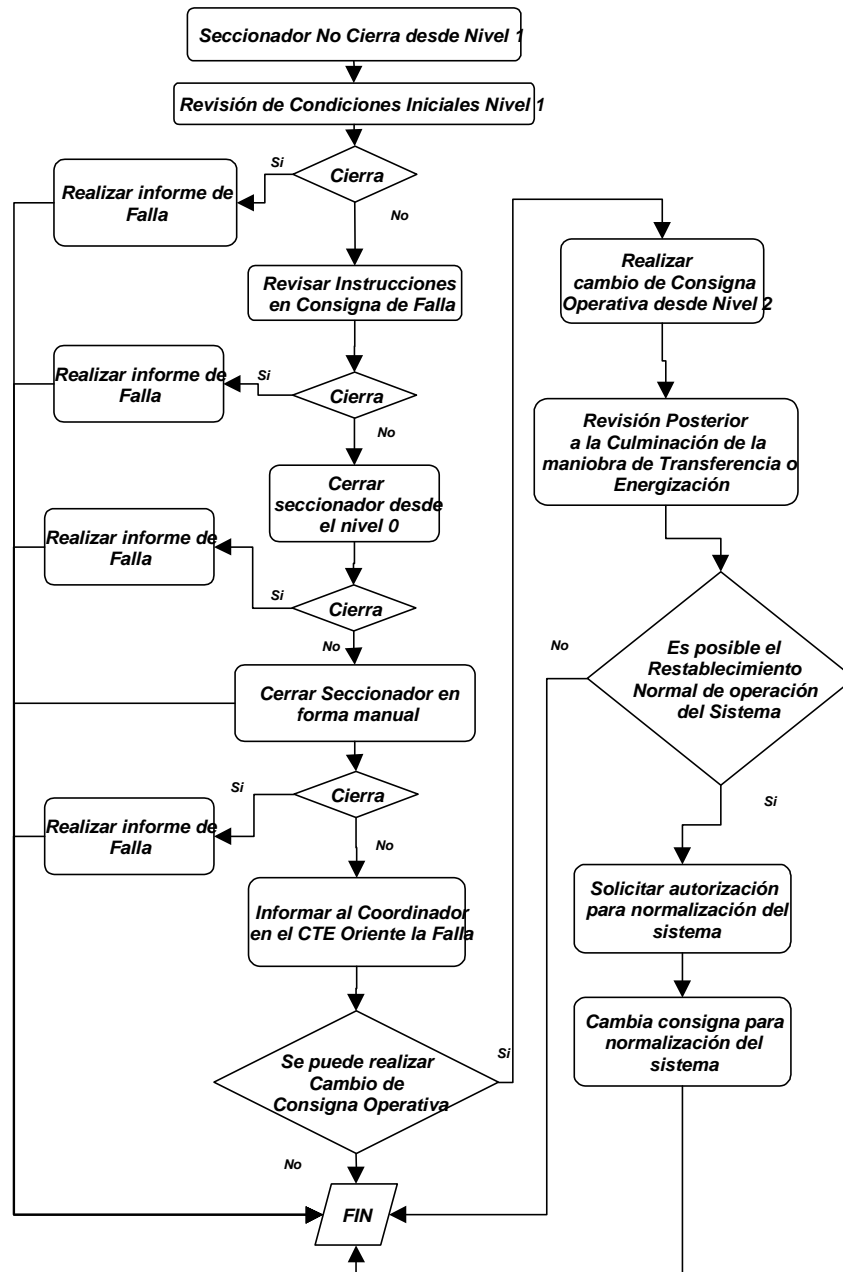


Figura 11. Diagrama de flujo utilizado para la elaboración de las consignas operativas y las consignas bajo falla de servicios auxiliares.

3. VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA

La validación o proceso de validación es una de las prácticas que más fuerza ha tomado en los últimos años en la búsqueda de un aseguramiento total de los procesos en lugar de una rutina de análisis.

El proceso de validación es una evidencia documentada que provee un alto grado de certeza de que un proceso o sistema específico genere un resultado previsto. Además prueba que un proceso cumple con lo que se espera del mismo.

DEFINICION ISO 9000 (2000): Confirmación y aporte de evidencia objetiva de que se han cumplido los requisitos particulares para un uso específico previsto (2.8.5 ISO 9000).

En este proyecto se validaron los procedimientos inscritos en las consignas bajo falla de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. ISA CTE Oriente.

El proceso de validación busca revisar, actualizar y mejorar las consignas bajo falla, adaptando los procesos a las nuevas características y a los cambios introducidos en los planos correspondientes a cada subestación; además de detectar y corregir errores cometidos en la elaboración. Esta etapa permite además, formar al personal en la utilización, manejo y aplicación de los procedimientos de atención ante fallas no destructivas en subestaciones, descritos en las consignas bajo falla.

Siendo llamadas fallas no destructivas a las situaciones de indisponibilidad de los activos, en los cuales los equipos en falla pueden ser reparados por el asistente

de la subestación o el grupo de mantenimiento y fallas destructivas aquellas en las cuales los equipos en falla requieren ser reemplazados.

Para minimizar el impacto de una falla destructiva se han desarrollado planes de contingencia específicos, uno de ellos infiere directamente en los equipos críticos en una subestación¹ y el otro en las salas de control de una subestación², disminuyendo así los índices de indisponibilidad en el sistema.

Para fallas no destructivas se ha diseñado un plan de contingencias para cada subestación cuyo interés se centra en la solución de las fallas de los equipos críticos principales, servicios auxiliares y sistemas de control y protección.

3.1. Objetivos de la Validación

- Mejorar la confiabilidad de los procedimientos descritos en las consignas bajo falla para las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo propiedad de Interconexión eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente, verificando la validez y efectividad de estos procedimientos.
- Verificar la existencia y accesibilidad de los bornes, contactos y terminales indicados en las consignas bajo falla, constatándolos con los planos y con el sistema físico, determinando así la concordancia entre los planos contenidos en las consignas y el sistema real.

¹ ALVAREZ, Elkin y QUINTERO, Javier. Desarrollo del Plan de Contingencias para los equipos críticos principales de las subestaciones de Interconexión Eléctrica S.A. ESP ISA. Bucaramanga, 2000. T. Grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander.

² SEQUEDA, Adriana, SANTOS, Gustavo y BELTRÁN, Elizabeth. Plan de Contingencias para fallas destructivas en salas de control de subestaciones de Interconexión eléctrica SA ESP ISA

- Simular en campo los procedimientos descritos en las consignas bajo falla elaboradas, para las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo propiedad de Interconexión eléctrica S.A. ISA-CTE, subestaciones de trabajo de ISA CTE Oriente.
- Realizar las correcciones necesarias a las consignas bajo fallas elaboradas, basadas en el proceso de validación que comprende la verificación y simulación de los elementos y procedimientos descritos por las consignas para que puedan ser implementadas como parte del manual de operación.
- Elaborar las nuevas consignas bajo falla generadas por la ejecución de los planes de expansión en cuanto a bahías para las subestaciones se refiere y a nuevos equipos en las subestaciones de trabajo.

3.2. Filosofía de la Validación

Se busca que las consignas bajo falla constituyan una herramienta útil y práctica a la hora de buscar o solucionar las fallas que se presentan en las maniobras, en los servicios auxiliares, circuitos de control y protecciones.

La Validación es una actividad que no se puede resumir a sólo pruebas, sino que debe ser parte integral de toda la vida de un proceso o sistema, desde su diseño hasta la operación del sistema como tal.

CTE Oriente. Bucaramanga, 2002. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander.

3.3. Metodología de la Validación

Para lograr los objetivos del proyecto y cumplir con las metas establecidas se plantean 4 etapas (recopilación de la información, verificación, simulación y corrección y aprobación, las últimas tres se expondrán en los capítulos siguientes):

3.4. Recopilación de la Información

Esta etapa comprende la Investigación y recopilación del material elaborado por el grupo de investigación GISEL en el proyecto anterior, además de la recopilación de información específica y manejo de planos de cada una de las seis subestaciones, experiencias nacionales e internacionales en validación, automatización de procesos y normas regulatorias.

Las actividades que se realizarán deben comprender el análisis, estudio y evaluación de los siguientes aspectos:

- Planos e información específica de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo.
- Estructura actual del Sistema de Transmisión Nacional (operación, componentes, funciones, marco regulatorio, etc.)
- Necesidades y directrices de operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Experiencias obtenidas en automatización de subestaciones en ISA y en empresas del sector de la transmisión en Colombia.

- Revisión de la bibliografía que resultó de las tesis anteriores realizadas en el convenio UIS-ISA.

A continuación se presenta la descripción, ubicación, diseño y configuración de cada una de las subestaciones de trabajo, así como de los equipos de patio, sistemas de control, equipos de protección, y por último los equipos asociados con el sistema de servicios auxiliares.

3.4.1. COMUNEROS

- Descripción de la Subestación

La subestación Comuneros es de vital importancia para la operación del Sistema Interconectado Nacional, ya que es el nodo de enlace del Nordeste Colombiano. Además, esta subestación es considerada por el CSM como subestación piloto para verificación de tensiones en el Sistema Interconectado Nacional.

- Ubicación de la Subestación

La subestación Comuneros está situada en la diagonal 50 No. 45A impar, barrio Luis Rangel, en Barrancabermeja, departamento de Santander.

- Diseño

La subestación Comuneros 230 kV es de maniobra (suicheo) y cuenta con tres diámetros y cinco circuitos, distribuidos de la siguiente forma:

- a. Diámetro uno: Circuito Merilétrica.
- b. Diámetro dos: Circuito Guatiguará y Circuito Primavera 2.

➤ Equipo de Patio

La subestación está conformada por ocho interruptores y 26 seccionadores, además cuenta con sus respectivos transformadores de tensión, transformadores de corriente y pararrayos.

- a. Interruptor en SF6: El interruptor de alta tensión, tipo HPL, es del tipo intemperie, para montaje exterior en subestaciones. Las características este transformador se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Interruptor 230 kV

MARCA:	ABB
Tipo:	HPL 245/31B1
Corriente nominal:	3150 A
Corriente de cortocircuito	31,5 kA
BIL:	950/395 kV
Extinción:	SF-6
Presión gas:	0,50 Mpa
Alarma:	0,45 Mpa
Bloqueo:	0,43 Mpa
Mando:	Mecánico
Tipo:	BLG
Tiempo de apertura:	20 ms
Tiempo de cierre	90 ms

- b. Seccionadores de tres columnas: Los seccionadores SSB-III (Tabla 2) están diseñados para uso a la intemperie, en subestaciones de alta tensión. Consisten de tres polos separados, conectados entre sí por medio de dos varillas para transmisión del movimiento. Los mecanismos de operación manual y el mecanismo de operación por motor para estos seccionadores y cuchillas de puesta a tierra están ubicados bajo uno de los polos externos [Manual de Operación y Mantenimiento - Equipo de Patio].

Tabla 2. Seccionadores 230 kV

MARCA:	HAPAM
Tipo:	EAC EAD (ampliación)
Año de fabricación:	1990/1997
Voltaje nominal:	110 Vdc
Corriente nominal:	6 / 8,5 A
Barras	
Tipo:	SSB – III (245)
BIL:	1050 kV
Corriente nominal:	– 3150 A

- c. Seccionadores Pantógrafo: El seccionador tipo GSSB-245 (Tabla 3) ha sido diseñado para subestaciones de alta tensión a la intemperie. Conformado por tres polos separados con mecanismo de operación (operación con motor o manual), montado debajo de cada polo.

Tabla 3. Seccionador Pantógrafo 230 kV

MARCA:	HAPAM
Tipo:	GSSB 245
Año de fabricación:	1990/1997
Voltaje nominal:	245 kV
BIL:	1050 kV
Corriente nominal:	800 – 3150 A

- d. Transformadores de tensión: El transformador de tensión pertenece a la marca TRENCH ELECTRIC, del tipo capacitivo (Tabla 4), para ser utilizado en esquemas de acoplamiento de PLP y aplicaciones de relés de protecciones y medida.

Tabla 4. Transformadores de tensión 230 kV

MARCA:	TRENCH ELECTRIC
Tipo:	TEMP 230
Año de fabricación:	1990
Relación:	230kV/ $\sqrt{3}$:115V/ $\sqrt{3}$
# núcleos	2
Clase:	0,2/3P
Potencia:	VA

- e. Transformadores de Corriente IMBD: Estos transformadores de corriente poseen un diseño compacto. Contienen una pequeña cantidad de aceite y están herméticamente sellados, ver tabla 5.

Tabla 5. Transformador de Corriente 230 kV

MARCA:	ABB
Tipo:	IMBD 245 AG
Año de fabricación:	1991
Relación:	
Núcleo 1 – 2	800 – 400/1 CL=0,2S
Núcleo 3 – 6	1600-800/1 CL=5P
Potencia:	VA por núcleo

- f. Pararrayos: Los pararrayos EXLIM Q (Tabla 6) están contruidos de una a tres unidades herméticamente selladas, donde cada una contiene una columna de varistores de óxido de zinc (ZnO).

Tabla 6. Pararrayos

MARCA:	ABB
Tipo:	EXLIM Q192 – AV245
Año de fabricación:	1990
Voltaje nominal:	192 kV
Clase:	10 kA

➤ Sistemas de Control

La subestación Comuneros cuenta con un sistema de control convencional, conformado por tres niveles operativos jerarquizados, teniendo prelación el nivel inferior sobre el superior.

a. Nivel “0”.

Este nivel se refiere al mando que se efectúa directamente desde los gabinetes de los equipos en el patio: interruptores y seccionadores. Generalmente se utiliza para maniobras de mantenimiento, realizando la operación mediante un selector que posee tres posiciones: “DESCONECTADO - LOCAL - REMOTO”.

b. Nivel “1”.

Corresponde al mando operativo que se realiza desde la sala de control de la subestación. En la sala de control se encuentra un selector que tiene dos posiciones “LOCAL - CSM”, ubicado en el tablero de control general.

El tablero de control general dispone en su parte frontal de una columna de sincronismo, equipada con un sincronoscopio, un frecuencímetro doble y dos voltímetros sencillos, utilizada para realizar el cierre directo de interruptores con supervisión visual de sincronismo.

En los tableros de control de cada uno de los diámetros, se encuentra el diagrama mímico activo de la subestación (diagrama unifilar), para que el operador visualice el estado de los equipos de alta tensión por medio de selectores de discrepancia, anunciadores de alarmas e indicadores de valores de corriente, tensión, potencia activa y potencia reactiva de cada corte.

c. Nivel "2".

Corresponde al mando desde el CSM, bajo el cual se puede operar y controlar en forma remota la subestación. Para este caso el selector que se encuentra ubicado en la sala de control, en el tablero de control general, debe estar en la posición "CSM".

➤ Sistemas de Protecciones

El sistema de protección principal para los circuitos de línea empleado en la subestación es redundante (duplicado), y está compuesto por dos protecciones de distancia. Adicionalmente se incluye la función de protección por oscilación de potencia y la de protección de sobrecorriente direccional a tierra.

a. Protecciones de línea

☞ Relé LZ96a: Es empleado como protección principal de línea (PL1), para los circuitos Primavera 1, Primavera 2, Barranca y Guatiguará [Mora-Carrillo,2000].

☞ Relé RELZ 100: En la subestación Comuneros este dispositivo actúa como protección de Línea 2 (PL2), en los circuitos: Primavera 1, Primavera 2, Guatiguará y Barranca [Mora-Carrillo, 2000].

☞ Relé OPTIMHO: En la subestación Comuneros se emplea este relé como protección principal de línea 1 o PL1, en el circuito de generación térmica Merilétrica, como protección de distancia entre fase – tierra, o fase - fase.

☞ Relé REL 551: Este relé se emplea como protección diferencial de línea, evaluando la amplitud y el ángulo de fase de la corriente de cada fase por separado. Actúa como protección de línea dos (PL2), para el circuito Merilétrica [Mora-Carrillo, 2000].

b. Protección de Barras

☞ Relé REB 10: En la subestación Comuneros se emplea el relé REB 10 como protección diferencial de barras

c. Otras protecciones

☞ Relé RAICA: Relé de protección por falla en interruptor, utilizado para repetir la señal de disparo al interruptor mismo o a interruptores adyacentes.

☞ Relé WT 96: Se emplea como relé de recierre.

d. Servicios Auxiliares

En una subestación los servicios auxiliares corresponden a la red de equipos que suministran la corriente alterna y continua, para permitir el correcto funcionamiento de los equipos de operación, protección, control y monitorización.

Adicionalmente están incluidos los equipos del edificio de control, tales como: alumbrado, aire acondicionado y la red del sistema contraincendio.

- ☞ Sistema de 13,2 kV /208 V/120 V. Línea de 13,2 kV, diseñada y construida siguiendo las normas de la Electricadora de Santander (ESSA). Las protecciones en el inicio y final de la línea se componen de las cajas cortacircuitos (cañuelas), que maniobran mediante una pértiga.
- ☞ Seccionadores – Fusibles. Estos elementos están diseñados para abrir o cerrar en presencia de carga, y mediante su operación se aísla la línea de 13,2 kV desde la sala de control. Se encuentran ubicados en la sala de servicios auxiliares y están identificados como QS1 y QS2. Estos equipos presentan como característica principal, un sistema motorizado para su accionamiento.
- ☞ Transformadores de 13,2 kV/208 V/120 V. Los dos transformadores son del tipo refrigeración natural de aire (A.N.), y están ubicados en la sala de servicios auxiliares.
- ☞ Planta Eléctrica. Este grupo electrógeno está compuesto por el conjunto de motor – generador, disponible para suministrar a la barra de servicios auxiliares una potencia de 100 kVA, 120/208 Vca, a una frecuencia de 60 Hz.
- ☞ Cargadores de baterías 125 V DC. y 48 V DC. Poseen dos funciones principales: suministrar corriente a cualquier carga continua o intermitente y suministrar corriente para recargar la batería. Los cargadores por lo general son rectificadores trifásicos, completamente auto protegidos con interruptor a la entrada y la salida, tienen tiristores para la regulación de tensión flotante y de nivelación ajustable. La subestación Comuneros cuenta con dos cargadores de 125 V DC y dos cargadores de 48 V DC, ubicados en la sala de servicios auxiliares.

- ☞ Bancos de Baterías. Estos equipos son de uso generalizado en las subestaciones, ya que su función es la de garantizar la operación de los sistemas de protección, mando y señalización propios de la subestación, cuando se presente un corte de energía.

Los bancos de baterías son de marca TUGSTONE y su disposición individual es de dos filas y dos columnas. Sus bloques tipo célula con capacidad de tensión de 2V, se encuentran conectados en serie, obteniendo así la respectiva tensión necesaria para la correcta alimentación de los equipos.

3.4.2. SUBESTACIÓN GUATIGUARÁ

Este capítulo contiene la descripción detallada de todos los equipos y sistemas que integran la subestación Guatiguará y sus características particulares.

➤ Descripción de la Subestación

Pertenece a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. CTE Oriente fue diseñada y construida con la finalidad de aumentar la capacidad de intercambio del sistema eléctrico nacional. El objetivo primordial de la subestación Guatiguará es reconfigurar la conexión de las líneas de interconexión entre la zona central y la zona nororiental del país.

➤ Ubicación de la Subestación

La subestación Guatiguará se encuentra ubicada al suroccidente de Bucaramanga, en la margen derecha de la carretera que une esta ciudad con el municipio de Piedecuesta, a 7 km. de esta vía en la vereda del mismo nombre.

➤ Diseño

La subestación Guatiguará se diseñó para un total de 20 campos a 230 kV, de los cuales inicialmente se desarrollaron seis y actualmente se encuentran en funcionamiento 8 de ellos, así:

- a. Campo de Acople M200.
- b. Campo Guatiguará –Tasajero L1-3.
- c. Campo Guatiguará – Primavera L1-4.
- d. Campo Guatiguará –Bucaramanga L1-5.
- e. Campo Guatiguará –Comuneros L1-6.
- f. Campo Guatiguará –Sochagota 1 L1-7.
- g. Campo Guatiguará –Los Palos L1-8.
- h. Campo Guatiguará –Sochagota 2 L1-9.

➤ Configuración

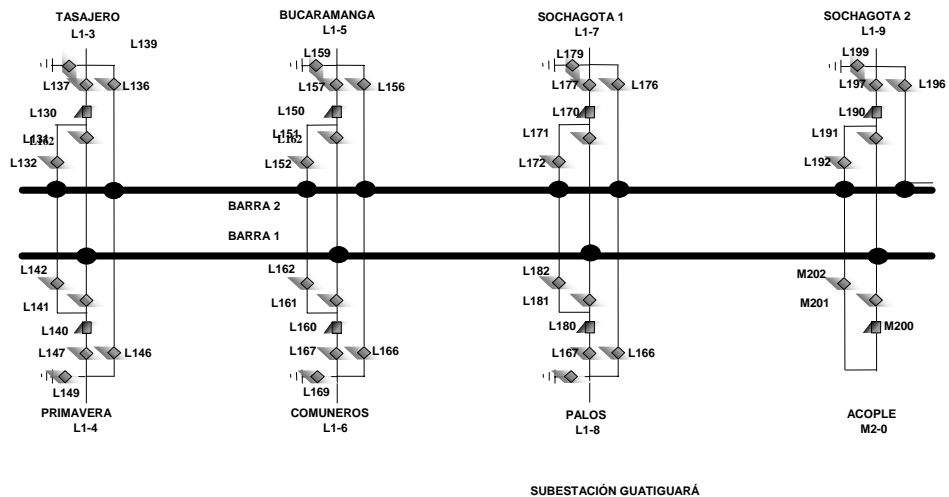


Figura 13. Configuración de la subestación Guatiguará

El patio de maniobras tiene una configuración del tipo doble barra más seccionador de transferencia, como se muestra en la figura 13. Cada campo cuenta con una caseta de control y protección ubicada en el patio.

➤ Equipos de patio.

- a. Interruptores: Marca ABB (Tabla 7), tipo HPL a la intemperie, para montaje exterior, con Hexafluoruro de Azufre (SF6) como medio de extinción del arco eléctrico, está construido por tres polos separados, Este tipo de interruptor es accionado por el mecanismo de resortes motorizado, tipo BLG.

Tabla 7. Interruptor 230 kV

INTERRUPTOR S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	ABB
Tipo:	HPL 245
Corriente nominal:	1600 A
Corriente de cortocircuito	40 kA
BIL:	950/395 kV
Extinción:	SF-6
Presión gas:	0,50 Mpa
Alarma:	0,45 Mpa
Bloqueo:	0,43 Mpa
Mando:	Mecánico
Tipo:	BLG
Tiempo de apertura:	20 ms
Tiempo de cierre	90 ms

- b. Seccionadores. Marca HAPAM SSB-III (Tabla 8). Este Seccionador está diseñado para uso a la intemperie. Cada Seccionador tiene tres polos separados.

Tabla 8. Características de seccionadores 230 kV

SECCIONADORES S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	HAPAM
Tipo:	SSBIII
Voltaje nominal:	245 kV
I nominal:	1600 A
Tipo:	SSB – III (245)
BIL:	1050 kV
Icc	kA

- c. Cuchillas de puesta a tierra: por razones de seguridad, se manipulan únicamente con equipos desenergizados y desde el nivel 0, ver características en la tabla 9.

Tabla 9. Cuchillas de puesta a tierra

CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	HAPAM
Tipo:	ASB
Voltaje nominal:	245 kV
Corriente nominal:	1600 A
BIL:	1050 kV
Corriente pico	

- d. Transformadores de potencial. Marca ABB (Tabla 10), se encuentran tanto de tipo capacitivo como inductivo.

Tabla 10. Transformadores de tensión 230 kV

TRANSFORMADORES DE TENSIÓN S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	RITZ
Tipo:	CPA 245
Relación:	230kV/ $\sqrt{3}$:115V/ $\sqrt{3}$
# núcleos	2
Clase:	0,2/3P
Potencia:	VA

- e. Transformadores de corriente: Marca ABB (Tabla 11), poseen un diseño compacto, contienen una pequeña cantidad de aceite; herméticamente sellado.

Tabla 11 Transformador de Corriente 230 kV

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	ABB
Tipo:	IMBD 245
Núcleo 4:	
Relación	800 – 400/1
Clase	0,2S
Núcleo 1,2,3	
Relación	1600-800/1
Clase	5P
Potencia:	VA por núcleo

- f. Pararrayos. Los pararrayos EXLIM Q (Tabla 12) están contruidos de tres unidades herméticamente selladas, donde cada una contiene una columna de varistores de óxido de zinc (ZnO).

Tabla 12. Pararrayos

PARARRAYOS S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	ABB
Tipo:	EXLIM Q192 – AV245
Clase:	kA

- g. Trampas de Onda. Este elemento captura una onda de diferente frecuencia de la fundamental de 60 Hz, para utilizar como señal de comunicación y teleprotección de los circuitos, las características se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Trampas de onda

TRAMPAS DE ONDA S/E GUATIGUARÁ	
Marca:	ABB
Tipo:	DLTC
Corriente nominal	1250 A
Inductancia	0,5 mH

➤ Sistema de Control Coordinado

El concepto de automatización de subestaciones está soportado por un sistema integrado de control y protección, diseñado para proteger, supervisar y controlar subestaciones de alta y media tensión desde un computador personal. Este concepto incluye un rango completo de terminales de control y protección flexibles,

sistema de monitoreo de subestaciones (SMS) y sistema de control de subestaciones (SCS).

Cuando se usa un sistema de automatización de subestaciones en lugar de un sistema de control convencional, se pueden obtener características adicionales para el monitoreo y control local, soportados con funciones básicas y/o opcionales [ABB-Sistema de control coordinado, 1997].

Las unidades de supervisión y control de una línea son llamadas controladores de bahía o campo. Las bahías y el acoplamiento de barras son supervisados y controlados cada una por ensambles de equipo al nivel de bahía. Estos ensambles se realizan en las casetas localizadas dentro del patio de la subestación. El control, adquisición de datos y el sistema de enclavamiento al nivel de bahía, son funciones que están ubicadas en la misma terminal de control.

a. Configuración y modos de operación. El sistema de control de la subestación está configurado en los siguientes niveles jerárquicos: nivel 0, nivel 1, nivel 2 y la interfaz con el nivel 3. La prioridad es discriminatoria al nivel inferior, es decir, que un nivel inferior inhibe un nivel superior.

☞ Nivel 0. Corresponde al nivel de equipo de patio y desde éste se realizan únicamente operaciones de mantenimiento. No se pueden efectuar maniobras que impliquen la energización de líneas o barras.

En este nivel se permite accionar los equipos de maniobra directamente en el patio, conservando los mínimos enclavamientos de seguridad. Los enclavamientos de las cuchillas de puesta a tierra y los enclavamientos entre cada seccionador y sus interruptores asociados, requeridos para operación local, se realizan por medio de cableado físico en el patio.

- ☞ Nivel 1. Para el control de la subestación, se dispone en este nivel de los controladores de campo y de servicios auxiliares tipo REC 561.

La operación local de los equipos desde las casetas en el nivel 1, en casos de mantenimiento o de fallas en la red de datos o en las estaciones de operación del nivel 2, se efectúa a través de una interface Hombre - Máquina local (IHM), compuesta por un controlador tipo REC 561 y un panel de control instalado en cada gabinete de control. Desde este panel es posible comandar los equipos, supervisar su estado, monitorear las variables eléctricas asociadas e identificar las alarmas y eventos ocurridos.

- ☞ Nivel 2. Corresponde al nivel de la subestación y está conformado por la interface Hombre - máquina (IHM), y la interface con el nivel 3 (GATEWAY). Es el nivel normal de operación de la subestación y desde éste se realiza la operación y supervisión global de los equipos de maniobra y servicios auxiliares.

Los equipos del nivel 2 están localizados en la sala de control del edificio de control de la subestación.

- ☞ Nivel 3. Corresponde al nivel del Centro de Supervisión y Maniobras (CSM), localizado en Medellín, desde el cual se realiza en forma remota, un control supervisor sobre la subestación a través de los equipos del SCC.

Cuando la función de selección del modo de control de la subestación se encuentra en REMOTO, el control de los interruptores de la subestación queda transferido al nivel 3 (CSM).

- Sistema de Protecciones

En la subestación Guatiguará se encuentra un sistema de protección con tecnología de punta suministrado por la compañía Asea Brown Boveri (ABB).

Básicamente el sistema de protecciones de la subestación se encuentra en dos módulos o terminales de protección así:

REL 511: Este relé tiene aplicación como protección básica de distancia (21), aunque incluye otras funciones de protección adicionales.

REL 561: Es una protección diferencial, con funciones adicionales tal como la protección distancia.

Las funciones de protección que por razones de seguridad e independencia están ubicadas en cubículos y terminales separadas y están interconectadas con cables de fibra óptica a la misma red de comunicación local (LON) de las terminales de control de las bahías o campos. Las protecciones incluidas en el SCC son:

- a. Seis terminales de protección tipo REL 511.
- b. Cuatro terminales de protección tipo REL 561.

☞ Terminal de protección de distancia de línea REL 511.

Funciones básicas: Función distancia (21) y sobrecorriente direccional a tierra (67N).

☞ Terminal de protección de distancia REL 561.

Función básica: Protección diferencial (87L).

➤ Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares en una subestación desempeñan un papel muy importante para una correcta operación. Tiene como objeto garantizar la alimentación de todas las cargas de baja tensión con corriente alterna y/o continua.

Las cargas por alimentar corresponden normalmente a: iluminación interior y exterior, tomas, compresores, equipos de aire acondicionado, cargadores de baterías, calentadores, ventiladores, cambiadores de tomas de transformadores, motores de interruptores y seccionadores.

El esquema para los servicios auxiliares debe ser diseñado de forma tal que satisfaga las necesidades de seguridad, flexibilidad y continuidad del servicio garantizando que en condiciones normales o cuando se presente una falla existan fuentes que alimenten las cargas que se consideren indispensables en cada uno de los casos [CODENSA-98].

- a. Banco de baterías: Los bancos de baterías de marca TUGSTONE, con celdas de tensión nominal de 2V DC y conectados en serie, obteniendo así la tensión necesaria para la alimentación de los equipos, 125V DC y 48V DC, según el equipo que soportan.
- b. Transformadores auxiliares. El transformador de servicios auxiliares permite reducir la tensión para alimentar la subestación. Funciona de la misma manera que un transformador de potencia. La relación de transformación de estos transformadores es de 13,2 kV a 127/208 v y su potencia es de 225 kVA.
- c. Sistema de suplencia. Con el fin de obtener máxima seguridad en los servicios auxiliares y debido a la importancia de la subestación para el sistema, en la subestación se dispone de doble transformador de auxiliares así como de doble planta de emergencia.

- d. Cargador de baterías. Los cargadores son los encargados de suministrar la tensión continua a la carga y a los bancos de baterías.
- e. Plantas de emergencia. La subestación cuenta con dos plantas de emergencia, las cuales trabajan de manera alternada. Estas plantas entran en operación en caso que fallen los dos alimentadores de 13,2 kV que llegan a la subestación. Los motogeneradores son marca PERKINS

3.4.3. LOS PALOS

➤ Descripción de la Subestación.

Es una subestación importante en la distribución de energía para la ciudad de Bucaramanga, que sirve como nodo de enlace entre el Nordeste Colombiano y la línea Arauca.

➤ Ubicación de la Subestación

La subestación Los Palos, se encuentra ubicada en el kilómetro 4 vía Bucaramanga - Rionegro, departamento de Santander, y pertenece a la Electrificadora de Santander S.A., ESSA.

➤ Diseño

Esta subestación cuenta con cinco circuitos de 230 kV, una campo de transformación y otro campo de transferencia, identificados de la siguiente forma:

- a. Circuito de transmisión hacia la subestación Bucaramanga (=L1-7).
- b. Circuito de transmisión hacia la subestación Guatiguará (=L1-9).
- c. Circuito de transmisión hacia la subestación Ocaña (=L2-3).
- d. Circuito de transmisión hacia la subestación Tasajero (=L2-5).

- e. Circuito de transmisión hacia la subestación Toledo (=L2-7).
- f. Circuito de transformación (=A2-2).
- g. Circuito de transferencia (=B2-2).

➤ Configuración

La subestación Los Palos, es una subestación de maniobra y de transformación, maneja niveles de tensión de 230, 115 y 34,5 kV, tiene configuración barra principal más barra de transferencia. Ver figura 14

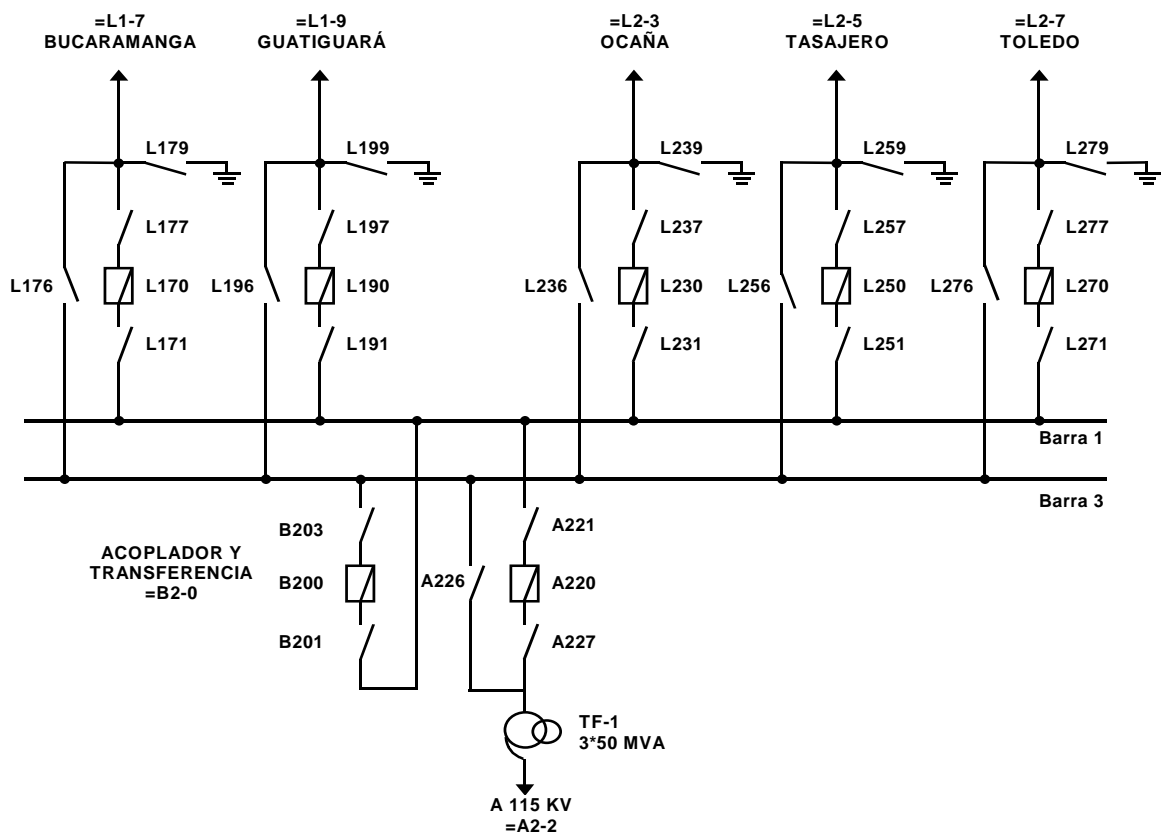


Figura 14. Diagrama unifilar de la subestación Los Palos.

➤ Equipos de Patio.

Los equipos de patio de las salidas a Ocaña y Toledo en la subestación Los Palos está conformada por dos interruptores y ocho seccionadores de 230 kV.

Además cuenta con sus respectivos transformadores de tensión, transformadores de corriente y pararrayos.

- a. Interruptores: El interruptor tipo FL 245 (Tabla 14) utilizado a la intemperie. Se utiliza el Hexafluoruro de Azufre SF6 como medio aislante y agente de extinción del arco.

Tabla 14. Características de los interruptores.

CIRCUITO	OCAÑA
Marca	Delle Alsthom
Tipo	FL 245
Año de fabricación	1981
BIL	1070 kV
Extinción	SF – 6
Pn gas	5,15 Bar
Alarma	4,60 Bar
Bloqueo	4,50 Bar
Mando	Hidráulico
Pn aceite	330 Bar
Start Compresor	315 Bar
Enclavamiento de cierre	240 Bar
Bloqueo interruptor	210 Bar
Inom	A

- b. Seccionadores: son del tipo varillaje metálico de enlace entre polos. Los datos nominales se muestran en la tabla 15.

Tabla 15. Características de los seccionadores.

CIRCUITO	OCAÑA
Marca	Delle Alston
Tipo	SHC-245
Mando	Mecánico
Año de fabricación	1995

- c. Transformadores de Tensión: son del tipo capacitivo y sumergidos en aceite, ver tabla 16.

Tabla 16. Características de los transformadores de tensión.

CIRCUITO	OCAÑA
Marca	Gec Alsthom
Tipo	CCV-245
Año de fabricación	1995
Relación	$230/\sqrt{3}$ kV a $115/\sqrt{3}$ V
# núcleos	2

Clase	0,5
V.A	A

- d. Transformadores de Corriente 230 kV: tienen un tipo de aislamiento interno a partir de papel y aceite mineral, ver tabla 17.

Tabla 17. Características de los transformadores de corriente.

CIRCUITO	OCAÑA
Marca	Gec Alsthom
Tipo	QDR 245
Año de fabricación	1995
Núcleo 1	800 – 1600 / 1 TPY
Núcleo 2	400 – 800 / 1 0,2
Núcleos 3 – 4	800 – 1600 / 1
Potencia	15 VA por núcleo
Clase	0,5
Potencia núcleo	15 VA
Frecuencia	Hz

- e. Pararrayos: Los pararrayos están constituidos por una columna de varistores de óxido de zinc (ZnO), que se encuentran dentro de unidades herméticamente selladas, ver tabla 18.

Tabla 18. Características de los pararrayos.

CIRCUITO	OCAÑA
Marca	BBC
Tipo	HMM204LH
Año de fabricación	1995

➤ Sistema de Control

La Subestación Los Palos tiene tres niveles de control y puede operarse desde cualquier nivel, teniendo en cuenta que hay prelación del nivel inferior sobre el superior.

Para el control de la S/E se cuenta con celdas independientes para cada uno de los circuitos de línea. En cada celda se tienen los medidores de potencia activa, potencia reactiva, tensión y corriente, medidores de energía, lámparas de señalización de alarmas, y un mímico que muestra el estado de los equipos de patio, y desde donde se pueden operar los mismos mediante conmutadores de mando.

➤ Sistema de Protección

En la subestación Los Palos, cada circuito de línea cuenta con dos protecciones principales, ambas con función distancia, y una de ellas con función de sobrecorriente direccional de falla a tierra.

A continuación se describen los relés que sirven de dispositivo principal de protección para los diferentes circuitos.

a. Bahía Línea

- ☞ EPAC 3000, SHPM 101 (Quadramho): Protección principal de línea 1 (PL1), es una protección de distancia compuesta.
- ☞ SEL321, GEC: Protección principal de línea 2 (PL2), con tecnología numérica.

b. Protección de falla interruptor

El relé de protección de respaldo para falla del interruptor SEL-2BFR, es un equipo que desarrolla varias funciones tanto de protección como de monitoreo del interruptor (monopolar o tripolar).

3.4.4. SUBESTACIÓN OCAÑA

➤ Descripción de la Subestación Ocaña

La subestación Ocaña es una unidad operativa de transformación de tensión. Para tal fin cuenta con un Autotransformador con tres devanados de 90 MVA, con relación de transformación 230 kV/115 kV/13,8 kV, que alimenta los circuitos de distribución de Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS).

➤ Ubicación de la Subestación

La subestación Ocaña de propiedad de ISA CTE Oriente, está localizada en las afueras de la ciudad de Ocaña, Norte de Santander y corresponde a la primera etapa del proyecto de interconexión Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta.

➤ Diseño

La subestación cuenta con cuatro campos dos campos de línea, un campo de transformación y un campo de Acople/Transferencia. El terciario del Autotransformador de potencia alimenta un campo de compensación a 13,8 kV integrado por dos bancos de reactores secos con núcleo de aire en derivación monofásica. Cada uno de los cuales puede producir tres MVAR por fase.

También alimenta un transformador zigzag encargado de suministrar energía a los servicios auxiliares de la subestación, así:

- a. Campo de Acople B2-0.
- b. Campo Ocaña – San Mateo L1-7.
- c. Campo Ocaña – Los Palos L1-9.
- d. Campo de Transformación A1-8.

➤ Configuración

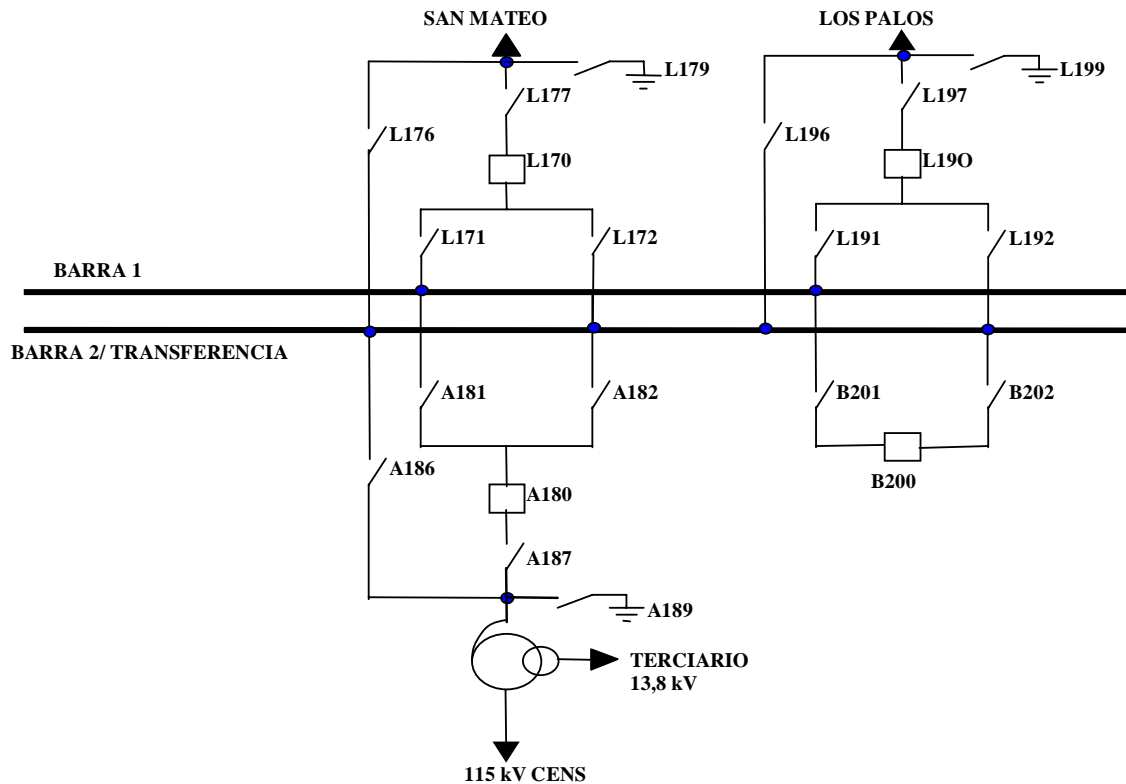


Figura 15. Diagrama unifilar de la subestación Ocaña (230 kV).

Presenta una configuración de doble barra más Seccionador de acople, lo cual permite una mayor flexibilidad. Este tipo de configuración también se caracteriza por brindar buena confiabilidad y seguridad, cualidades indispensables para ISA en la prestación de un servicio de excelente calidad y elevados índices de confiabilidad, como se muestra en la figura 15.

➤ Equipos de la Subestación Ocaña

- a. Interruptores de potencia: de SF6 de mando neumático, marca NUOVA MAGRINI GALILEO MHMe-1P, ver tabla 19.

Tabla 19. Placa característica del interruptor de potencia de la S/E Ocaña.

MARCA	NUOVA MAGRINI GALILEO
Tipo	245 MHMe-1P
Frecuencia	60 Hz
Año de fabricación	1996
Tensión nominal	245 kV
Corriente nominal	2000 A
BIL	1050 kV
Capacidad de interrupción	31,5 kA
Capacidad de cierre	80 kA
Ciclo de operación nominal	0,3 s a 3 min.
Corriente de corta duración	31,5 kA por 1 segundo
Peso del gas por polo	9 kg
Presión nominal del gas SF6	0,6 Mpas a 20°C
Peso total del interruptor	4120 kg
Normas	IEC 56

- b. Seccionadores: marca MERLIN GERIN “EGIC” (Tabla 20), tensión nominal de 245 kV a una intensidad de 2000 A.

Tabla 20. Placa característica de un seccionador de la S/E Ocaña.

MARCA	MERLIN GERIN “EGIC” SRT
Tipo	MH.91
Número de esquema	96315401
Números de serie	φA20227; φB20228, φC20226.
Tensión del motor	120 V CA
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal del motor	5,3 A

Tensión de servicios auxiliares	125 V CC
Corriente nominal seccionador	0,1 A

- c. Transformadores de potencial: son de tipo capacitivo y sus conexiones son: Secundarios en estrella y secundarios en delta, ver tabla 21.

Tabla 21. Característica de un transformador de potencial de la S/E Ocaña.

MARCA	GEC ALSTOM			
Tipo	PT Capacitivo			
Tensión máxima de operación	245 kV			
BIL	245/480/1050 kV			
Núcleo	230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)			
Capacitancia nominal	4400 pf $-5+10$ %			
Factor de tensión	1,5 Un 30 s			
Potencia térmica	750 VA			
	Núcleo	Relación	Potencia	Clase
	1a-1n	230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)	25 VA	02/3p.
	2a-2n	230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)	25 VA	02/3p

- d. Transformadores de corriente: tipo QDR-245, contienen aceite biodegradable para transformadores tipo EXXON UNIVOLT-60. Tienen un tipo de aislamiento interno a partir de papel y aceite mineral, ver tabla 22.

Tabla 22. Datos de placa de un transformador de corriente de la S/E Ocaña.

MARCA	GEC ALSTOM
Tipo	PT Capacitivo
Tensión máxima de operación	245 kV
BIL	245/480/1050 kV

Núcleo		230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)	
Capacitancia nominal		4400 pf -5+10 %	
Factor de tensión		1,5 Un 30 s	
Potencia térmica		750 VA	
Núcleo	Relación	Potencia	Clase
1a-1n	230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)	25 VA	02/3p.
2a-2n	230000/ $\sqrt{3}$ /115($\sqrt{3}$)	25 VA	02/3p

1S1-1S2, 1S1-1S3: relaciones de transformación. Los PTs tienen cuatro (4) núcleos secundarios y sus relaciones de transformación son 800/400-1 y tres de 1600/800 -1, pueden tomarse cualquier conexión según la corriente primaria esperada en condiciones normales de operación y la corriente de cortocircuito.

e. Transformador de potencia: La subestación Ocaña para su función de transformación, cuenta con un autotransformador de potencia trifásico de tres niveles de tensión, marca FUJI ELECTRIC de 220 kV con capacidad continua, clase OA/FA1/FA2, ver tabla 23.

Tabla 23. Placa característica del autotransformador trifásico de la S/E Ocaña.

CLASE	OF / FA1 / FA2
Frecuencia	60 Hz
BIL devanado primario	845 kV
BIL devanado secundario	450 kV
BIL devanado terciario	110 kV
BIL neutro (AT y MT)	110 kV
Temperatura de los devanados	65°

Temperatura del aceite			65°		
Capacidad			Continua		
Polaridad			Sustractiva		
Devanado	Capacidad OF / FA1 / FA2	Tensión nominal	Corriente nominal		
AT.	54000 / 72000 / 90000 kVA	220000 V	142/189/236 A		
MT.	54000 / 72000 / 90000 kVA	115000 V	271/361/452 A		
BT.	18000 / 24000 / 30000 kVA	13800 V	753/1004/1255 A		
Impedancia		Capacidad de aceite		Pesos	
AT y MT	5,5 % 54000 kVA	Tanque.	30000 L	Núcleo y devanados	42000 kg
AT y BT	5,77 % EN 18000 Kva	Conmutador	3 x 165 L	Peso del izage	46500 kg
				Tanque y accesorios	29100 kg
MT y B.T	3,59 % EN 18000 Kva			Aceite	27500 kg
				TOTAL	145100 KG
Máxima presión interna a resistir por el tanque			1,0 kg/cm		
Resistencia del tanque			Vacío completo		
Altitud			1000 m		
Número de serie			AC69053T 32-1		
Fecha de fabricación			Julio de 1982		

- f. Compensación reactiva: cuenta con dos bancos de reactores en derivación monofásicos (Tres reactores por banco) para 13,8 kV, de 3 MVAR por fase, 21,22 ohm, 376 A, 56,278 mH, tipo seco núcleo de aire, conectados al terciario del Autotransformador -TP1. Cada banco genera 9 MVAR, regulando entre 2 y 5 kV en barras de 230 kV, cada uno, ver tabla 24.

Tabla 24. Placa característica de los reactores shunt 13,8 kV.

FABRICANTE	TRENCH ELECTRIC
Tipo de reactor	Seco
Año de fabricación	1996
Temperatura máxima	80°C
Número de fases	1
Tipo de refrigeración	Aire natural
Impedancia máxima	21,22 Ω
Rango de temperatura	Clase B
Medida de impedancia	21,12 Ω
Corriente máxima	376 A
BIL	110 kV
Resistencia Térmica	75 kA 1s
Voltaje máximo de operación	14,5 kV
Rango de voltaje	7,98
Voltaje del sistema	13,8 kV
Rango en kVA	3000
Frecuencia	60 Hz

➤ Sistemas de Control

La Subestación Ocaña tiene tres niveles de control y puede ser operada desde todos los niveles jerárquicos teniendo prelación el nivel inferior sobre el superior, tal como se presenta a continuación.

- a. Esquema de control de equipos de patio.

- ☞ Nivel “0”. Lo constituye el mando que se efectúa directamente (en el patio) desde los armarios de mando de los equipos de patio: interruptores y seccionadores, generalmente para maniobras de mantenimiento, realizando la selección mediante la perilla del selector “LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO”.
- ☞ Nivel “1”. Corresponde al mando a nivel de la subestación por medio del sistema de control. Se tienen dos modos de operación que se seleccionan mediante el selector “SUBESTACIÓN-CSM”, ubicado en el tablero de Control General +W1. En el modo de operación “SUBESTACIÓN”, sólo se pueden ejecutar comandos desde el sistema de control de la subestación inhibiendo la entrada de mandos desde el CSM. Cuando se selecciona el modo de operación “CSM”, se ejecutan los comandos desde el Centro de Supervisión y Maniobras.
- ☞ Nivel “2”. Cuando en la subestación se ha seleccionado el modo de operación CSM, sólo se pueden ejecutar comandos en interruptores y seccionadores desde el CSM (Centro de Supervisión y Maniobras).

➤ Sistema de Protección

El sistema de protección principal para los circuitos de línea es duplicado, compuesto por dos protecciones de distancia, ambas incluyen la función de sobrecorriente direccional de falla a tierra.

a. Protección del campo de línea. Cada uno incluye las siguientes protecciones:

- ☞ Una protección de distancia compuesta por un relé GEC ALSTHOM EPAC serie 3400, de tipo numérico.
- ☞ Una protección de distancia, compuesta por un relé SEL serie 321, de tipo numérico.

- ☞ Un relé de recierre (monofásico y trifásico) con verificación de sincronismo GEC ALSTHOM KAVR 130, de tipo numérico.
- ☞ Un relé de emisión y relé de recepción de disparo directo transferido GEC ALSTHOM MVAW 11-A.
- ☞ Una protección de falla del interruptor con dos etapas de temporización, compuesta por un relé GEC ALSTHOM MCTI 40 y dos temporizadores GEC ALSTHOM MVTT 14.
- ☞ Un relé de disparo y bloqueo GEC ALSTHOM MVAJ 25-B.
- ☞ Seis relés de supervisión circuito de disparo GEC ALSTHOM TOLD-A.

b. Protección del campo de acople/transferencia. Incluye las siguientes protecciones:

- ☞ Una protección de sobrecorriente de fases y de tierra, compuesta por un relé GEC ALSTHOM KCGG 140-A, tipo numérico.
- ☞ Una protección de falla del interruptor con dos etapas de temporización, compuesta por un relé GEC ALSTHOM MCTI 40 y dos temporizadores GEC ALSTHOM MVTT 14.
- ☞ Un relé verificación de sincronismo GEC ALSTHOM KAVR 130 para el cierre manual del interruptor de acople.
- ☞ Un relé de disparo y bloqueo GEC ALSTHOM MVAJ 25-B que recibe los mandos propios y algunas de las protecciones del campo que se encuentre en transferencia.
- ☞ Seis relés de supervisión circuito de disparo GEC ALSTHOM TOLD-A

c. Protección del campo de autotransformador. Incluye los siguientes equipos:

- ☞ Una protección diferencial porcentual de corriente, compuesta por un relé GEC ALSTHOM KBCH 130, tipo numérico, como protección principal.

- ☞ Protección de sobrecorriente de fases y tierra de tiempo instantáneo y definido GEC ALSTHOM KCGG 140-A, de tipo numérico, como protección de respaldo, en los devanados de alta, media y baja tensión.
 - ☞ Una protección de falla del interruptor con dos etapas de temporización, compuesta por un relé GEC ALSTHOM MCTI 40 y dos temporizadores GEC ALSTHOM MVTT 14.
 - ☞ Un relé de disparo y bloqueo GEC ALSTHOM MVAJ 25-B.
 - ☞ Seis relés de supervisión del circuito de disparo GEC ALSTHOM TOLD-A.
- d. Protección de barras. Incluye una protección diferencial porcentual de barras GEC ALSTHOM DIFB serie 2210 de dos zonas, con transformadores auxiliares de corriente y relés auxiliares.
- Sistema de Servicios Auxiliares

Rectificadores – Cargadores: El Sistema tiene dos tipos de rectificadores con alimentación de energía trifásica. Uno de ellos con salida de 125 V DC y el otro con salida de 48 V DC

- a. Rectificador de 125 V CD. Es un rectificador con entrada trifásica modelo CB-3-125150-DR (se cuenta con dos rectificadores de 125 V CD) los cuales cuentan las características de entrada y salida mostradas en las Tablas 25 y 26.

Tabla 25. Características de entrada de los rectificadores de 125 V CD.

VOLTAJE NOMINAL	208/120 V CA
Variación de voltaje	±15%

Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Variación de frecuencia	±5%
Factor de potencia	0,88
Eficiencia a plena carga	90%

Tabla 26. Características de salida de los rectificadores de 125 V CD.

VOLTAJE NOMINAL	125 V CD
Rango de flotación	115/135 V CD
Rango de igualación	120/145 V CD
Rango de carga a fondo	135/160 V CD
Regulación de voltaje	±1%
Factor de rizado	2%
Corriente de salida	150 A
Regulación de corriente	±2%
Corriente de salida a batería	35 A
Corriente de salida a equipos	30 A
Caída de voltaje en diodos reductores	14 V
Número de celdas del banco de baterías	57

- b. Rectificador de 48 V CD. Es un rectificador con entrada trifásica modelo CB-T3-48150-DR, las características se muestran en las tablas 27 y 28.

Tabla 27. Características de entrada del rectificador de 48 V CD.

VOLTAJE NOMINAL	208/120 V CA
-----------------	--------------

Variación voltaje	±15%
Número de fases	3
Frecuencia	60 Hz
Variación de frecuencia	±5%
Factor de potencia	0,80
Eficacia plena carga	83%

Tabla 28. Características de salida del rectificador de 48 V CD.

VOLTAJE NOMINAL	48 V CD
Rango de flotación	46/55 V CD
Rango de igualación	48/59 V CD
Rango carga a fondo	55/65 V CD
Regulación de voltaje	±1%
Factor de ruido sofométrico	2 mV
Voltaje de ondulación	100 mV
Corriente de salida	150 A
Regulación de corriente	±2%
Corriente de salida a baterías	35 A
Corriente de salida a los equipos	30 A
Caída de voltaje en diodos reductores	6 V
No. de celdas del banco de baterías	23

- c. Inversor. Es un inversor senoidal UYG IS 2 48/120 V CD/V CA que puede suministrar continuamente corriente alterna de alta calidad a cargas críticas, a partir de una tensión de 48 V CD suministrada por un banco de baterías externo al inversor.

3.4.5. PRIMAVERA

En este capítulo se presentan aspectos referentes a las características de los equipos de patio, control, protecciones y servicios auxiliares de la subestación Primavera, propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. ISA, bajo responsabilidad del CTE Oriente.

➤ Descripción de la Subestación Primavera.

La Subestación Primavera es de vital importancia para el Sistema Interconectado Nacional, ya que con esta subestación ISA permite la conexión del área operativa de Antioquia con la región nordeste, y se toma como el centro de conmutación del país.

➤ Ubicación de la Subestación

La subestación Primavera 230 kV, ubicada en el municipio de Cimitarra, departamento de Santander.

➤ Diseño

La subestación Primavera cuenta en su etapa inicial con cuatro diámetros y ocho circuitos tipo línea y se tienen proyectados para un futuro transformadores de 500/230 kV, así como dos diámetros más.

➤ Configuración

La subestación Primavera maneja un nivel de tensión de 230 kV, tiene configuración interruptor y medio, ver figura 16

- a. Dos circuitos de líneas de transmisión hacia la central de generación Termo Centro denominados Isagen 1 (=L1-3) e Isagen 2 (=L1-4).

- b. Dos circuitos de líneas de transmisión hacia la subestación Comuneros 230 kV, denominados Comuneros 1(=L2-4) y Comuneros 2 (=L2-6).
- c. Un circuito de línea de transmisión hacia la subestación La Sierra (=L2 -3).
- d. Un circuito de línea de transmisión hacia la subestación Jaguas (=L1-5).
- e. Un circuito de línea de transmisión hacia la subestación Playas (=L1-6).
- f. Un circuito de línea de transmisión proyectado hacia la subestación Guatiguará (=L2-5).

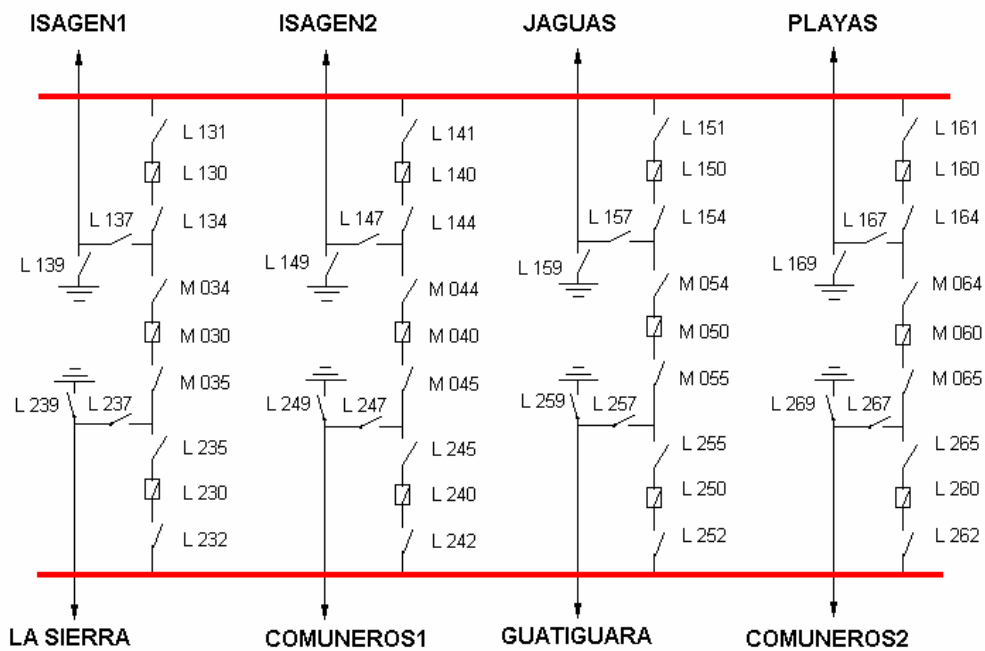


Figura 16. Diagrama unifilar, subestación primavera

➤ Equipo de Patio

A continuación se presentan las características de los equipos de patio pertenecientes a la subestación Primavera.

a. Interruptores: Marca AEG (Tabla 29) de tipo intemperie de 230 kV.

Tabla 29. Características de interruptores de 230 kV.

MARCA:	AEG
Tipo:	S1-245 F3/4031
Año de fabricación:	1996
Corriente nominal:	3 150 A
BIL:	1 050kV
Medio de extinción:	SF-6
Presión Nominal del gas:	0,68 Mpa
Presión de alarma:	0,58 Mpa
Presión de bloqueo:	0,55 Mpa
Mando:	Mecánico
Tiempo de apertura:	34 ms
Tiempo de cierre:	ms

b. Seccionadores: Marca AEG (Tabla 30) de tipo intemperie de 230 kV.

Tabla 30. Características seccionadores 230 kV

MARCA:	AEG
Tipo:	D300-241631M/N
Año de fabricación	1996
Corriente nominal:	1 600 A
Accionamiento eléctrico	EMAT 80

c. Transformadores de corriente: Marca HAEFELY (Tabla 31) de 230 kV.

Tabla 31. Características transformadores de corriente

MARCA:	HAEFELY
Tipo:	IOSK 245
Año de fabricación	1996
Relación:	
Núcleo 1	800-400/1 CL= 0,2
Núcleo 2	1 600-800/1 CL=10 P
Núcleo 3- 4	1 600-800/1 TPY
Toma:	800/800
Potencia:	A por núcleo.

d. Transformadores de tensión: Marca HAEFELY (Tabla 32) de 230 kV.

Tabla 32. Características transformadores de tensión.

MARCA:	HAEFELY
Tipo:	TEVP 230 HX
Año de fabricación	1996
Relación:	$230\text{kV}/\sqrt{3}:115\text{V}/\sqrt{3}$
Número de núcleos:	2
Clase:	0,2
Potencia:	VA

e. Pararrayos: Ver características en la tabla 33.

Tabla 33. Características de los pararrayos.

MARCA:	SIEMENS
Tipo:	3EP2 192-2PZ
Año de fabricación	1996
U nominal:	96 kV por unidad

f. Sistema de Control Coordinado

El sistema de control implementado en la subestación Primavera, se conoce como Sistema de Control Coordinado (SCC).

g. Cuatro niveles jerárquicos, que son:

- ☞ Nivel 0: conformado por los equipos de alta tensión y los servicios auxiliares.
- ☞ Nivel 1: este nivel lo componen los elementos de control del diámetro y los sistemas de protección.
- ☞ Nivel 2: conformado por el computador de la subestación, las interfaces hombre máquina (IHM) y el computador de comunicaciones.
- ☞ Nivel 3: hace referencia al mando desde el Centro de Supervisión y Maniobras CSM.

h. Modos de operación

La operación de la subestación se podrá realizar desde cualquiera de los niveles jerárquicos teniendo siempre prelación el nivel inferior sobre el superior, pero respetando siempre los enclavamientos propios de cada uno de los niveles, en la figura, se aprecian la estructura de los niveles jerárquicos.

☞ Nivel 0

En este modo de operación, el mando se ejecuta directamente desde los mecanismos de operación, es decir desde el patio. Los equipos tienen un conmutador con los modos de operación Remoto, Desconectado y Local.

Remoto: Con el selector del equipo en esta posición, se podrán ejecutar los comandos desde los niveles 1, 2,3.

Desconectado: No se pueden ejecutar comandos desde ningún nivel.

Local: Se ejecutan los comandos por medio de los pulsadores para cierre y apertura, siempre y cuando el controlador del diámetro verifique los enclavamientos y habilite la maniobra. Además para el interruptor se habilita la maniobra cuando ambos seccionadores estén abiertos (para mantenimiento).

En maniobras de equipo de alta tensión, la cuchilla de puesta a tierra únicamente puede ser operada desde el nivel 0.

☞ Nivel 1

En este nivel, los mandos sobre los equipos de alta tensión, se ejecutan por medio de los controladores de diámetros ubicados en los tableros de control de la subestación (mímicos). Cada tablero de control de diámetro, se compone de conmutadores de discrepancia y un selector con llave con los modos de operación Automático, Supervisado y Directo.

Automático: Con el selector en esta posición, sólo se podrán realizar maniobras sobre los equipos desde los niveles 2 y 3.

Supervisado: En esta posición, sólo se permiten comandos desde los tableros de control de diámetro, mediante los conmutadores de discrepancia. Se tienen en cuenta los enclavamientos.

Directo: Sólo permite comandos desde los tableros de control de diámetro, mediante los conmutadores de discrepancia, los cuales se darán sin ningún tipo de enclavamiento.

☞ Nivel 2

Corresponde al mando desde la Interface Hombre Máquina (IHM) del Sistema de Control Coordinado (SCC). El SCC, tiene los modos de operación CSM y SUBESTACIÓN, los cuales deberán ser seleccionados por “software” mediante la interface, IHM.

☞ Nivel 3

Corresponde al mando desde el CSM bajo el cual se podrá operar y controlar en forma remota la subestación.

➤ Sistema de Protección

El sistema de protección principal para los circuitos de línea es redundante, compuesto por dos protecciones de distancia, ambas incluyen la función de sobrecorriente direccional de falla a tierra. El sistema tiene esquemas de teleprotección diferentes, conectadas a distintos núcleos de los transformadores de corriente y tensión, las polaridades de control son independientes de las de protección y envían disparos sobre un sistema duplicado de bobinas de apertura de los interruptores de potencia. Se complementa además con protecciones de sobre y baja tensión y relés de falla del interruptor.

a. Protecciones de Circuito de Línea

- ☞ GEC ALSTHOM EPAC 3000: Protección de distancia (protección principal 1), de tipo numérico, con tres zonas de alcance.
- ☞ GEC ALSTHOM LFZP111 OPTIMHO: Protección de distancia (protección principal 2), del tipo numérico, con tres zonas de alcance.
- ☞ GEC ALSTHOM LFAA102-A: Relé para recierre monofásico y trifásico.
- ☞ GEC ALSTHOM MVAV11-A: Relé de envío y un relé de recepción, con lógica de disparo directo transferido tipo.

b. Protecciones de Diámetro

- ☞ GEC ALSTHOM KAVS100-A: Tres relés de verificación de sincronismo.
- ☞ GEC ALSTHOM MCTI40-A: Tres protecciones de falla interruptor, más dos temporizadores MVTT14-A.
- ☞ GEC ALSTHOM MVAJ25-B: Tres relés de disparo y bloqueo.
- ☞ GEC ALSTHOM TOLD: Dieciocho relés de supervisión circuito de disparo.

c. Protección de Barras

- ☞ GEC ALSTHOM DIF-B: Protección diferencial porcentual de barras.
- ☞ Transformadores auxiliares de corriente.
- ☞ Relés auxiliares.

➤ Sistema de Servicios Auxiliares

La red de servicios auxiliares de la subestación Primavera esta conformada por los siguientes equipos:

a. Sistema de 13,2 kV/208/120 V

Proviene de la red de la Electrificadora de Santander (diseñada y construida bajo las normas de la ESSA). Las protecciones en el arranque y al final de la línea aérea, se componen de tres pararrayos y las cajas cortacircuitos. Para efectos de solución de fallas o mantenimiento, las cajas cortacircuitos conocidas como cañuelas, son abiertas y cerradas mediante el uso de una pértiga.

b. Seccionadores- Fusibles FF10 - FF20

Estos elementos diseñados para abrir o cerrar con carga, son los que aíslan la línea de 13,2 kV, desde la caseta de control de la subestación. Están ubicados dentro de la sala de servicios auxiliares y su identificación es FF10 y FF20.

c. Transformadores de 13,2 kV/208/120 V.

Los transformadores son secos de tipo abierto. Existe uno por cada línea. Están ubicados en la sala de servicios auxiliares.

d. Plantas eléctricas

Instaladas con el fin de obtener voltajes de 208/120 V de A.C, cuando por alguna circunstancia falla la línea de 13,2 kV. La potencia depende de la carga instalada o proyectada. En el caso de la subestación Primavera existen dos plantas eléctricas de 120 kVA cada una y su funcionamiento es alternado por el sistema de control coordinado.

Una planta consta esencialmente de un motor que impulsa a un generador eléctrico. Ambos elementos van montados en un chasis que los mantiene alineados en forma permanente.

e. Cargadores de 125 Vcc y 48 Vcc

Los cargadores de batería se diseñan para el suministro simultáneo de energía, a un grupo de bancos de baterías y equipos que requieren excelente regulación y muy bajos factores de ondulación.

La alimentación del equipo es trifásica y emplea regulación de control de fase con un puente de tiristores.

f. Bancos de baterías

En la subestación Primavera existen tres bancos de baterías, dos de 125 Vcc y uno de 48 Vcc. Los bancos de baterías son del tipo abiertos de plomo ácido.

g. Inversores de DC a AC

El inversor senoidal es un equipo para suministrar continuamente una tensión AC de alta calidad, a partir de una tensión DC de 125 voltios suministrada por un cargador o un banco de batería externo al inversor.

3.4.6. SUBESTACION SAN MATEO

En este capítulo, se presenta una descripción general de la subestación San Mateo y de los equipos de patio, control, protección y de servicios auxiliares, sobre los cuáles se van a desarrollar las consignas bajo falla.

➤ Descripción de la Subestación

La Subestación San Mateo, es la subestación del nororiente Colombiano, que sirve de puente de enlace entre el Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Interconectado de Venezuela. Esta subestación, junto con la subestación Belén, son las encargadas del suministro de energía eléctrica de la ciudad de Cúcuta y su área metropolitana.

➤ Ubicación de la Subestación

La Subestación San Mateo se encuentra ubicada en el kilómetro 1, de la autopista que comunica a la ciudad de Cúcuta (Norte de Santander) con la ciudad de San Antonio del Táchira (Venezuela), en el perímetro urbano de la ciudad de Cúcuta.

➤ Diseño

Tiene cinco campos de línea. Corozo 1 y 2 (Interconexión Venezuela). Un campo de transformación que está conformado por tres autotransformadores monofásicos, así:

- a. Campo de Acople B 2-0.
- b. Campo San Mateo –Corozo1 L1-7.
- c. Campo San Mateo – Ocaña L2-3.
- d. Campo San Mateo – Tasajero L2-7.
- e. Campo San Mateo – Belén L2-9.
- f. Campo de Transformación.

➤ Configuración

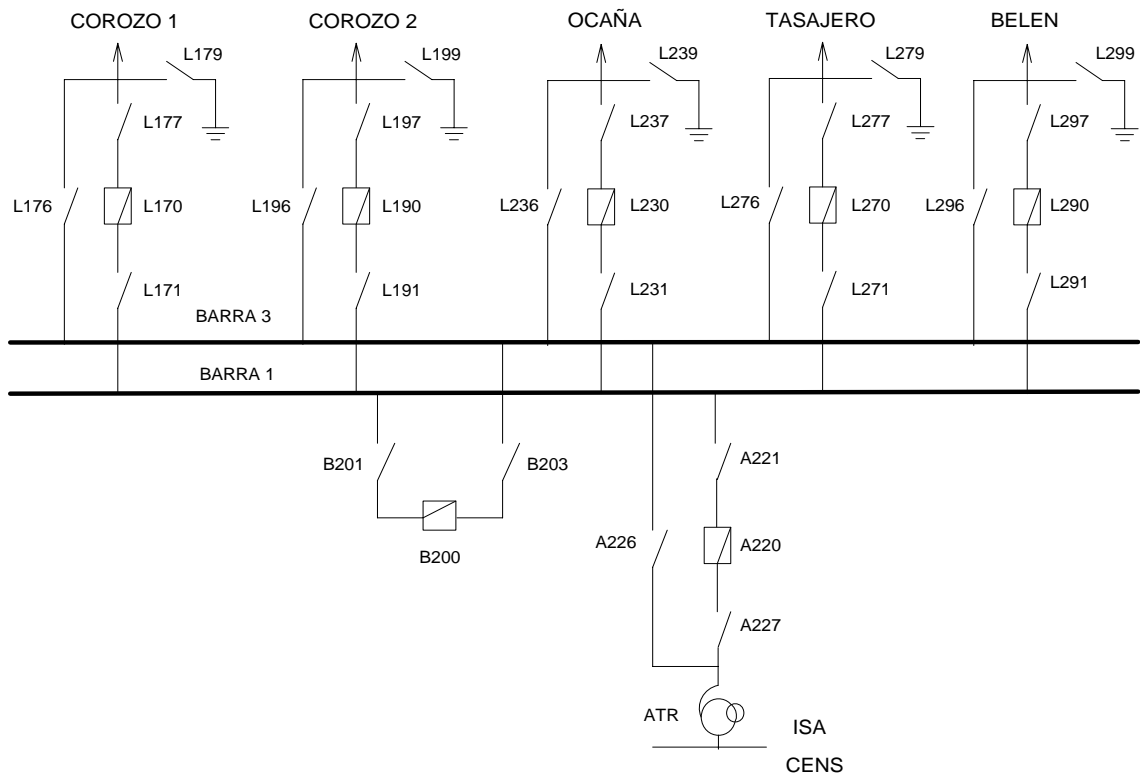


Figura 17. Diagrama unifilar de la subestación San Mateo

La subestación San Mateo es una subestación convencional de 230 kV, que tiene configuración de barra principal mas barra de transferencia, ver Figura 17.

➤ Equipo de Patio de la Subestación

a. Interruptores: tipo FL 245 de SF6, para intemperie, ver tabla 34.

Tabla 34. Características eléctricas y mecánicas del interruptor

MARCA	DELLE ALSTHOM
Tipo	FL 245
Año de fabricación	1981
BIL	1070 kV
Extinción	SF6
Presión nominal gas	5,15 BAR
Alarma	4,60 BAR
Bloqueo al cierre y disparo	4,50 BAR
Sistema de mando	Hidráulico
Presión nominal aceite	330 BAR
Arranque compresor	315 BAR
Enclavamiento al cierre	240 BAR
Disparo	210 BAR
Corriente nominal	A

b. Seccionadores: Marca Merlin Gerin (Tabla 35), tipo EGIC de varillaje metálico de entre dos polos

Tabla 35. Características eléctricas del Seccionador

MARCA	MERLIN GERIN
-------	--------------

Tipo	Egic
Tensión	230 kV
Corriente	2000 A
Tensión del motor	125 Vcc
Tensión de control	Vcc

c. Transformadores de potencial: Marca Alsthom Savoisiene, ver tabla 36.

Tabla 36. Características eléctricas del transformador de potencial

MARCA	ALSTHOM SAVOISIENE
Tipo	UHC 245
Año de fabricación	1981
Relación de transformación	$230 \text{ kV} / \sqrt{3} : 115 \text{ V} / \sqrt{3}$
Número de núcleos	2
Clase	0,5
Potencia	VA

d. Transformadores de corriente: Marca GEC ALSTHOM (Tabla 37), con aceite biodegradable.

Tabla 37. Características eléctricas del transformador de corriente

MARCA	GEC ALSTHOM
Tipo	QDR 245
Tensión máxima	245 kV
Tensión de impulso	1050 kV
Año de fabricación	1995
Número de núcleos	4
Relaciones de transformación	1600 / 800 / 400 : 1
Clase	0,5
Potencia núcleo	15 VA
Frecuencia	Z

- e. Pararrayos: constituidos por una columna de varistores de óxido de zinc (ZnO), ver tabla 38.

Tabla 38. Características eléctricas del pararrayo

MARCA	BBC
Tipo	HMM 204 L
Tensión	kV

- f. Autotransformador de potencia: Compuesto por tres autotransformadores monofásicos sumergidos en aceite, ver tabla 39.

Tabla 39. Características eléctricas y mecánicas del autotransformador

MARCA	JEUMONT SCHNEIDER
Potencia	3 * 50 MVA
Año de fabricación	1980
Conexión 230 / 115 kV	Estrella
Conexión 13.8 kV	Delta
Alarma temperatura aceite	80 °C
Disparo temperatura aceite	95 °C
Alarma temperatura devanados	90 °C
Disparo temperatura devanados	105 °C
Refrigeración	OFAF
Qualitrol	0,7 kg / cm ²
OLTC	MR
Peso sin aceite	38 Ton
Peso total	60 Ton

➤ Sistema de Control

La Subestación San Mateo, es una subestación convencional que tiene dos niveles de control:

- a. Nivel "0": Este nivel corresponde a la operación de los equipos, desde los gabinetes de control en el patio de la subestación. Los seccionadores de barras o de línea y los interruptores son operados por medio de botones pulsadores de cierre y apertura. En caso de falla del circuito de control, los seccionadores se pueden accionar manualmente mediante manivela.

- b. Nivel “1”: En este nivel, las maniobras de los equipos se realizan desde la sala de control de la S/E, a través de los conmutadores de mando, que están ubicados en las diferentes celdas de control. Para el cierre de interruptores en sala de control, es necesario que el selector “LOCAL – O – REMOTO”, que se encuentra en el gabinete de control en el patio, esté en posición “REMOTO”.

➤ Sistema de Protecciones

En la Subestación San Mateo se cuenta con dos tipos de protección principales, para los diferentes circuitos de línea. Son dos protecciones de distancia, de las cuales, una posee una función de Sobrecorriente direccional de falla a tierra. Para el Autotransformador, se cuenta con la protección de Sobrecorriente y la protección diferencial de Sobrecorriente.

a. Protección principal de línea 1

Relé EPAC 3000: que tiene las siguientes funciones:

Funciones de distancia numérica entre fases y de fases a tierra, Sobrecorriente direccional de falla a tierra, recierre monofásico y trifásico, verificación de sincronismo, localizador de fallas, Sobrecorriente, Sobretensión.

La protección EPAC 3000 es un relé totalmente digital, diseñado para responder rápida y selectivamente ante una falla.

b. Protección principal de línea 2

Relé SEL321: de fabricación Estadounidense de marca SEL, tecnología numérica con las siguientes funciones:

Distancia fase – fase, distancia fase – tierra, Sobrecorriente direccional de falla a tierra, Sobretensión, localizador de fallas, registro de eventos, registro de formas de onda, “Software” para comunicaciones y análisis de fallas.

➤ Sistema de Servicios Auxiliares

El sistema de servicios auxiliares está diseñado, para alimentar de manera permanente los circuitos principales de la subestación. El suministro de C.C. y de C.A. se mantiene constante, gracias al respaldo que existe entre los diferentes equipos del sistema de alimentación.

El sistema de servicios auxiliares, está conformado por el transformador de servicios auxiliares, el conjunto de cargadores de 125 Vcc y 48 Vcc, el banco de baterías de 125 Vcc y 48 Vcc, y la planta diesel de emergencia.

- a. Transformadores de servicios auxiliares: En la subestación San Mateo, se tienen dos transformadores de servicios auxiliares. El transformador principal tiene una capacidad de 150 kVA y el transformador de respaldo tiene una capacidad de 300 kVA.
- b. Cargadores y banco de baterías: El conjunto de cargadores y el banco de baterías constituye la fuente de alimentación de C.C. que, a partir de la tensión alterna del transformador de servicios auxiliares, produce una tensión continua obtenida por rectificación que se utiliza para suministrar energía a equipos críticos y para cargar las baterías en caso de descarga de las mismas, ver tablas 40 y 41.

Tabla 40. Características eléctricas de entrada del cargador de 125 Vcc

MARCA	COREDEL
Tipo	RB 4267
Tensión de alimentación	208 Vac
Corriente nominal	60 A
Potencia	18,2 kVA

Tabla 41. Características eléctricas del cargador de 48 Vcc

MARCA	COREDEL
Tipo	RB 4270
Tensión de alimentación	208 Vac
Corriente nominal	25 A
Potencia	2,97 kVA

- c. Planta de emergencia: Está en capacidad de alimentar los circuitos más importantes de la subestación, ver características en la tabla 42. La transferencia de la planta de emergencia es semiautomática.

Tabla 42. Características eléctricas de la planta de emergencia

MARCA	STAMFORD
Potencia	50 kVA
Tensión de salida	220 Vac
Corriente nominal	131 A
Frecuencia	60 Hz
Velocidad de rotación	1800 R.P.M.

4. VERIFICACIÓN

Las consignas bajo falla se constituyen en pieza fundamental dentro del plan de contingencias para fallas no destructivas, por ello es necesario que los procesos y elementos que se van a validar sean verificados.

La verificación es la segunda fase del proceso de validación consiste en garantizar la veracidad de los procesos, la existencia y accesibilidad de todos los elementos o equipos a intervenir en las consignas bajo falla.

En esta etapa se verificaron desde los procedimientos a seguir en caso de falla hasta cada uno de los elementos, equipos, bornes, terminales y contactos que se han definido en las consignas bajo falla de las subestaciones de trabajo (Subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo, propiedad de de Interconexión eléctrica S.A. ISA, Centro de transmisión de Energía CTE Oriente).

Unas de las finalidades implícitas en el proceso de verificación es capacitar al asistente de la subestación en el conocimiento, manejo y recopilación de la información en cuanto a los procedimientos a ejecutarse en las consignas bajo falla y hacer correcciones que luego servirán en el proceso de simulación como sugerencias para mejorar el manejo y viabilidad de dichas consignas.

4.1. Metodología del proceso de verificación

Para cumplir con los objetivos propuestos por el proceso de verificación se diseñó la siguiente metodología de trabajo:

4.1.1. Estudio de los manuales de operación y protecciones.

Recopilando la información en cuanto al Plan de Contingencias, se vio la necesidad de estudiar los manuales de operación y protecciones para el manejo de las consignas bajo falla de cada una de las subestaciones de trabajo, dado la diferencia en cuanto al tipo de subestación, elementos, equipos críticos principales, planos y seguimiento en planos en caso de falla.

Antes de comenzar el proceso de verificación se tuvo en cuenta la calidad de la información con respecto a las subestaciones de trabajo, por ello se estudiaron los planes de contingencias de las seis subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo.

El manejo de los planos de cada subestación fue una de las tareas que tomo más tiempo, puesto que gran parte de las subestaciones de trabajo fueron diseñadas por diferentes empresas y en años distintos, así como los equipos y demás elementos varían con el tipo de construcción, esto lo podemos apreciar en el segundo capítulo en donde presentamos la descripción de las seis subestaciones de trabajo.

Analizando la diferencia de diseño entre las subestaciones de trabajo se opto por realizar la verificación para todas y cada una de las consignas, en donde se verifica cada procedimiento a seguir en caso de falla, paso por paso y para cada cambio de nivel.

Dentro del proceso de verificación y para los diferentes niveles de ejecución de las consignas se compara el sistema real con los planos de los equipos que se encuentran plasmados en las consignas, es decir se verifican equipos, gabinetes,

bornes, terminales y contactos para corroborar accesibilidad y corregir la existencia de los elementos, antes de realizar la simulación.

4.1.2. Selección del Personal encargado

Para el diseño de las consignas bajo falla el grupo de la Universidad Industrial de Santander en común acuerdo con el grupo de Mantenimiento y Operación de Interconexión Eléctrica S.A. ISA CTE Oriente escogió al personal encargado para la elaboración de las consignas teniendo como cabeza del equipo de trabajo, y quien toma en última las decisiones, el personal de Mantenimiento y Operación ISA CTE Oriente, como segunda instancia el grupo de trabajo de la Universidad Industrial de Santander y en tercera instancia los asistentes de las subestaciones del Centro de Transmisión de Energía del Oriente.

Para este proyecto el grupo Universidad – Empresa adoptó la misma jerarquía de trabajo que se tomó para el proyecto del plan de contingencias.

Como primera instancia, como cabeza de grupo y quien debe tomar las últimas decisiones está a cargo el personal de Mantenimiento y Operaciones de ISA CTE Oriente.

El segundo grupo de trabajo conformado por los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander son los encargados del diseño del proceso de validación, es decir de la verificación, simulación y corrección de las consignas.

El trabajo de verificación en campo está a cargo del personal de asistentes de las subestaciones Comuneros, Guatigará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo con el apoyo logístico telefónico o personal y en algunos casos del grupo de estudiantes de la Universidad Industrial de Santander.

Específicamente se realizó la verificación en campo de las consignas bajo falla por parte de los asistentes a las subestaciones Comuneros, Ocaña y Primavera, en este caso los asistentes realizaban la verificación de los procedimientos, elementos, equipos, bornes, terminales y contactos de cada una de estas subestaciones y de presentarse alguna anomalía los asistentes comunicaban su inquietud vía telefónica, la cual era resuelta por el grupo de estudiantes encargados del proyecto y el grupo de Operaciones y Mantenimiento de ISA CTE Oriente.

Para las subestaciones Guatiguará, Los Palos y San Mateo la verificación de las consignas en campo se realizó en trabajo mancomunado entre los asistentes de las subestaciones en mención y los estudiantes encargados del proyecto.

4.1.3. Diseño del formato de verificación

Realizado el análisis de las consignas bajo falla para cada subestación y la planeación en cuanto al personal encargado del proyecto se definió el formato de verificación de las consignas, el cual debía ser práctico y fácil de manejar pero sin perder la filosofía de los procedimientos a seguir en caso de presentarse algún tipo de falla.

Por ello se aplicaron los cambios a las consignas existentes para que al mismo tiempo de realizar la verificación de todos los elementos se revisaran los procedimientos que se desarrollaron en las consignas y se efectuaran los cambios pertinentes para aplicarlos al momento de la simulación.

Uno de los factores primordiales en la verificación es corroborar que todos los elementos inscritos en las consignas bajo falla como equipos, bornes, terminales y

contactos estén escritos en la forma correcta y sean consecuentes con el circuito real o existente.

El otro factor importante que se vuelve a recalcar es la revisión, al mismo tiempo de la verificación de los procedimientos inscritos en las consignas. Por esta razón a las consignas existentes se le adicionan una serie de preguntas en una forma simplificada como se muestra en la figura 18.

Si el **interruptor L230** está **abierto** y los **seccionadores L237 y L231** están **abiertos** (Línea energizada a través de la barra 3), proceder de la siguiente manera:

Verificar tensión de $- 62,5 \pm 5\% V_{cc}$ entre los bornes 44 y tierra (Borne 44 [E__ , A__] del relé K5002). Si la tensión medida no es correcta, hay falla en la alimentación de C.C. del circuito de control. Si la tensión medida es correcta, continuar con el procedimiento.

1.2 Verificar tensión de $- 62,5 \pm 5\% V_{cc}$ entre los bornes 283 [E__ , A__] y tierra. Si la tensión medida no es correcta, debe haber anomalía de relés repetidores del interruptor L230. Si la tensión medida es correcta, continuar con el procedimiento.

Figura 18. Formato de verificación (LPA2 - F015 - SEC).

Tal y como se muestra en la figura se insertan en el formato dos tipos de preguntas sobre la existencia y accesibilidad de los elementos:

- a. Se cuestiona sobre la existencia de los equipos, bornes, terminales o contactos y se utiliza la forma simplificada (E__), anticipada por el elemento en cuestión. La existencia se refiere a la presencia real del elemento por el cual se esta preguntando.
- b. También se cuestiona la accesibilidad a los equipos, bornes, terminales o contactos y se utiliza la forma simplificada (A__), anticipada por el elemento en

cuestión. La accesibilidad se refiere a la facilidad con que el asistente o miembro del equipo de mantenimiento puede disponer del elemento.

4.1.4. Manejo del formato de verificación

El formato de verificación que presenta la figura 18 se adaptó a todas y cada una de las consignas bajo falla de las subestaciones de trabajo, luego se procedió a imprimir y enviar por paquetes a los diferentes asistentes de las subestaciones con el fin de trabajar los cuatro tipos de consignas existentes (consignas asociadas a fallas presentadas durante la ejecución de consignas operativas, las asociadas a la aparición de alarmas en el panel anunciador, las consignas bajo falla del sistema de servicios auxiliares, así como las relacionadas con los equipos de control y protección).

a. Planteamientos iniciales

El grupo de trabajo encargado del proyecto envió las consignas impresas con todo lo referente a la verificación, según los cuatro tipos de consignas para que los asistentes, con la supervisión de los estudiantes la realizaran en los diversos turnos, subdividiéndolas de tal manera que cada asistente pudiese tomar parte en todas las consignas tipo que existe, tanto en la verificación de los elementos como en el análisis de los procedimientos que en ellas se encuentran.

Para las subestaciones en las cuales se desarrolla la verificación en trabajo mancomunado entre los asistentes y los estudiantes de pregrado se realizan planes de trabajo en los cuales se especifican fecha y hora así como consignas a verificar, herramientas a utilizar y equipos a intervenir.

En reuniones previas al proceso de verificación se adoptaron metodologías para el conocimiento y puesta en marcha de las consignas bajo falla por parte de los asistentes de las subestaciones.

b. Modo de aplicación del formato de verificación

El asistente organiza su tiempo para realizar la verificación por tipo de consigna en donde se cuestiona sobre la existencia (E__) y accesibilidad (A__) del elemento.

El asistente debe responder:

- ☞ **E__**: Se coloca **SI**, si el elemento corresponde a la ubicación y al nombre citado. En caso de no cumplir con cualquiera de estas dos condiciones se llena la casilla con **NO** y hace las observaciones pertinentes.
- ☞ **A__**: Se coloca **SI**, si al elemento se le puede tomar la medida de tensión fácilmente. En caso de necesitar de una segunda persona para poder tomar la medida de tensión se debe hacer la aclaración. En el caso en que es peligroso el acceso o en el que definitivamente no alcanzan a llegar el equipo de medida al elemento citado se debe colocar **NO** en la casilla.

Además de verificar elementos, bornes, terminales y contactos el asistente o grupo de verificación revisa y realiza el procedimiento total de la consigna, así como la veracidad de los planos plasmados en ella con la realidad en campo.

4.1.5. Recopilación de la información

La información del resultado de la verificación recibida por los asistentes de las subestaciones de trabajo, se analizó en reuniones previstas con los miembros del grupo de ingenieros de operaciones y mantenimiento de ISA CTE Oriente, en las cuales se presentaban elementos y procedimientos a corregir así como planos que no se encontraban o no correspondían al sistema real.

A continuación describimos los tipos de errores encontrados en las consignas como resultado de la verificación:

a. Errores de Forma

Llamamos errores de forma a aquellos que no trascienden la funcionalidad de la consigna, pero que afectan la interpretación por parte del operador. Son errores de forma:

- ☞ Cambiar de nombre los elementos del circuito de control. Por ejemplo llamar contacto a un borne o terminal.
- ☞ Colocar nombres incompletos a los gabinetes de agrupamiento o de control de la subestación
- ☞ Mala paginación
- ☞ Errores en la nomenclatura
- ☞ Mala ortografía o escritura incorrecta de las palabras
- ☞ Gabinetes sin ubicación
- ☞ Cambio Institucional de CND (Centro Nacional de Despacho) a CSM (Centro de Supervisión y Maniobras), ver figura 19.

Revisión de Condiciones Iniciales en Sala de Control	
POSIBLE CAUSA	POSIBLE SOLUCIÓN
Alarmas presentes.	1.1 Reconocer alarmas y resetear, verificando que no quede ninguna alarma persistente
Interruptor L160 "Cerrado"	1.2 Abrir Interruptor L160
Seccionador L161 "Cerrado"	1.3 Abrir Seccionador L161
Selector de Estación en Opción " CND "	En Estaciones de Trabajo +X1 o +X2 , pasar Selector a Opción "Estación"
Cambio de Nivel Operativo	
En caso de imposibilidad para la realización de la maniobra desde el nivel 2, cambiar a consigna Operativa GRA2-039-LIN (Energizar el Circuito a Comuneros con el Interruptor L160 a través de la Barra 2). En Caseta de Control 6.	

Figura 19. Ejemplo errores de forma (GRA – F074 – SEC).

b. Errores de fondo

Los errores de fondo son aquellos que afectan la funcionalidad de la consigna llevando al operador a un diagnóstico equivocado.

- ☞ Cambiar la polaridad de los elementos y de los bornes según la posición de los equipos críticos.
- ☞ Colocar nombres incorrectos a los Gabinetes en donde se encuentran ubicados los elementos, a los bornes.
- ☞ Citar inadecuadamente las consignas vinculadas.
- ☞ Citar contactos con nombre totalmente diferentes
- ☞ Procedimientos que no estén descritos correctamente o que estén basados en datos erróneos

a) En Gabinete +U16 de la Caseta de Control 6. (La polaridad de los valores son; si el Seccionador esta Abierto, de lo contrario, la polaridad cambia).

- Verificar voltaje en el contacto **B9.X17:8** y tierra - **62.5 V cc** $\pm 5\%$. Si hay esta tensión revisar Energización entre **B9.X17:8** y X1:13. De lo contrario seguir el procedimiento.
- Verificar voltaje en el contacto **B9.X17:7** y tierra + **62.5 V cc** $\pm 5\%$. Si hay esta tensión revisar Energización entre **B9.X17:7** y X1:11. De lo contrario seguir el procedimiento.

b) En Gabinete +U16 (REC 561) de la Caseta de Control 6.

El REC 561 se encuentran en la posición U9 del gabinete +U16 de la Caseta de Control 6.

Figura 20. Errores de fondo (GRA2-F074-SEC).

En el caso de la figura 20 los errores de fondo encontrados llevaban a conclusiones equivocadas:

- a. Los contactos B9.X17:8 y B9.X17:7 no formaban parte del circuito de control del elemento en falla.
- b. En el numeral b, no se colocó la aclaración del cambio de polaridad en caso de estar cerrado el seccionador.

4.1.6. Corrección de las consignas

La finalidad primordial de la verificación consiste en corregir los posibles errores en el diseño de las consignas bajo falla en cuanto a procedimientos y constatar la veracidad de los planos y elementos con la existencia en el campo de trabajo.

Como se muestra en la figura 21 en las consignas corregidas cualquier modificación fue resaltada en rojo para efectos de revisión y aprobación por parte del grupo de mantenimiento y operaciones de ISA.

c) En Gabinete +U16 de la Caseta de Control 6. (La polaridad de los valores son; si el Seccionador esta Abierto, de lo contrario, la polaridad cambia).

- Verificar voltaje en el contacto **B9.X17:11** y tierra - **62.5 V cc** $\pm 5\%$. Si hay esta tensión revisar Energización entre **B9.X17:11** y X1:13. De lo contrario seguir el procedimiento.
- Verificar voltaje en el contacto **B9.X17:9** y tierra + **62.5 V cc** $\pm 5\%$. Si hay esta tensión revisar Energización entre **B9.X17:9** y X1:11. De lo contrario seguir el procedimiento.

d) En Gabinete +U16 (REC 561) de la Caseta de Control 6. (La polaridad de los valores son; si el Seccionador esta Abierto, de lo contrario, la polaridad cambia).

El REC 561 se encuentran en la posición U9 del gabinete +U16 de la Caseta de Control 6.

Figura 21. Correcciones de errores de fondo (GRA2-F074-SEC).

4.2. Verificación en las Subestaciones:

Las subestaciones de trabajo son Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo

4.2.1. Verificación en la subestación Comuneros:

Los encargados de realizar la verificación en esta Subestación fueron los integrantes del grupo de operación CTE Oriente responsable de la Subestación Los Comuneros.

Las consignas de la Subestación Comuneros aparecen distribuidas en la tabla 43.

Tabla 43. Consignas verificadas Subestación Comuneros

GRUPO	NUMERO
Consignas asociadas a maniobras de energización y desenergización de equipos de patio	70
Consignas asociadas a la presencia de alarmas	206
Consignas de falla asociadas a los equipos de protección	3
Consignas asociadas a fallas en los Servicios auxiliares	6
Total Consignas	285

4.2.2. Verificación en la subestación Guatiguará:

Los encargados de realizar la verificación en la Subestación Guatiguará fueron los integrantes del grupo de operación CTE Oriente responsable de la Subestación y los estudiantes del grupo de investigación UIS.

Las consignas de la Subestación Guatiguará aparecen distribuidas en la tabla 44.

Tabla 44. Consignas verificadas Subestación Guatiguará

GRUPO	NUMERO
Consignas de Equipos de Patio	209
Consignas de Equipos de Protección	4
Consignas de Equipos de Control	2
Consignas de Equipos de Servicios Auxiliares	87
Consignas de Señales de Alarmas	171
Total Consignas	473

4.2.3. Verificación en la subestación Los Palos:

La Subestación los Palos pertenece a la Electrificadora de Santander razón por la cuál el operador no fue el encargado de la verificación de las consignas en esta subestación. En este caso se desplazó personal de ISA del Grupo de Operación y Protecciones junto al grupo de investigación UIS.

Las consignas de la Subestación Los Palos aparecen distribuidas en la tabla 45.

Tabla 45. Consignas verificadas Subestación Los Palos

GRUPO	NUMERO
Consignas asociadas a maniobras de energización y desenergización de equipos de patio	71
Consignas asociadas a la presencia de alarmas	35
Total Consignas	106

4.2.4. Verificación en la subestación Ocaña:

Los encargados de realizar la verificación en la Subestación Ocaña fueron los integrantes del grupo de operación CTE Oriente responsable de la Subestación y los estudiantes del grupo de investigación UIS, vía telefónica.

Las consignas de la Subestación Ocaña aparecen distribuidas en la tabla 46.

Tabla 46. Consignas verificadas Subestación Ocaña

GRUPO	NUMERO
Consignas Bajo falla Asociadas a maniobras	104
Consignas Bajo Falla Asociadas a Alarmas	174
Consignas Bajo Falla Asociadas a Equipos de Protección	2
Total Consignas	280

4.2.5. Verificación en la Subestación Primavera:

La verificación de las consignas de Primavera fue hecha por el grupo de operación de esta Subestación y los estudiantes del grupo de investigación UIS vía telefónica.

Las consignas de la Subestación Primavera aparecen distribuidas en la tabla 47.

Tabla 47. Consignas verificadas Subestación Primavera

GRUPO	NUMERO
Consignas asociadas a maniobras de energización y desenergización de equipos de patio	104
Consignas asociadas a la presencia de alarmas	384
Consignas asociadas a la falla en los servicios auxiliares	72
Total Consignas	560

4.2.6. Verificación en la Subestación San Mateo:

Los encargados de realizar la verificación en la Subestación San Mateo fueron los integrantes del grupo de operación CTE Oriente responsable de la Subestación y los estudiantes del grupo de investigación UIS, vía telefónica.

Las consignas de la Subestación San Mateo aparecen distribuidas en la tabla 48.

Tabla 48. Consignas verificadas Subestación San Mateo

GRUPO	NUMERO
Consignas de Equipos de Patio	156
Consignas de Equipos de Protección y Control	3
Consignas de Servicios Auxiliares	6
Consignas Asociadas a Alarmas	98
Total Consignas	263

4.3. Resultados de la Verificación:

4.3.1. Errores de fondo

- a. Se detectaron varios contactos, terminales y bornes sobre los cuales no se podía tomar medidas de voltaje.
- b. Se refieren al interruptor (MCB) generalmente sin especificar la polaridad ni nomenclatura completa, esto se presta para que haya dificultad a la hora de ubicar el MCB sobre el cual se debe tomar tensión.
- c. Citan elementos que no tienen nada que ver con el plano cuando en realidad el elemento que se encuentra asociado a la consigna en ese punto es otro.
- d. La información de la consigna fue presentada en forma recurrente, es decir en más de una consigna se encontró que la información era la misma. Se partía del mismo problema y tras un procedimiento básicamente igual se llegaba a la misma conclusión.
- e. Los planos citados en las consignas fueron hechos basándose en versiones no actualizadas y al comparar la parte física con los planos se encontraron circuitos inexistentes y otros que existían y no aparecían en los planos.

4.3.2. Errores de forma

- a. Las consignas no tenían claramente definida la ubicación de los equipos en cuanto nivel y gabinetes
- b. En algunos casos se pide tomar tensión sobre un contacto inaccesible siendo más fácil tomar tensión sobre una bornera que lleva la misma tensión
- c. Errores de nomenclatura en donde se colocaba errada las siglas.
- d. Confundieron los nombres de los elemento, es decir a los contactos los llamaron bornes o viceversa.
- a. Se cito de forma incompleta o errada las consignas operativas o las consignas bajo falla necesarias durante el proceso de detección de fallas.

5. SIMULACIÓN

Las consignas bajo falla son procesos cuyo objetivo es minimizar los tiempos de falla en los distintos elementos que afectan la operación del sistema. Para corroborar el cumplimiento de dicho objetivo se hace necesario realizar el proceso de Simulación.

La simulación consiste en probar si un proceso específico sirve para lograr el objetivo para el cual fue diseñado. Para este proyecto de investigación, el proceso de simulación consiste en crear condiciones de falla en los sistemas de las subestaciones de trabajo y utilizar las consignas bajo falla para detectar y corregir, normalizando si es posible la operación del sistema en falla.

La simulación es el centro de este proyecto de investigación, ya que en esta etapa se pone a prueba la funcionalidad de las consignas.

5.1. Metodología de la Simulación

Para desarrollar el proceso de simulación se determinó la siguiente metodología de trabajo:

- Selección del personal encargado
- Selección de consignas a simular
- Solicitud de disponibilidad de equipos en ISA
- Procedimiento para crear condiciones de Falla
- Resultados de la simulación

5.1.1. Selección del personal encargado

Siguiendo la misma jerarquía utilizada para el proceso de verificación el grupo de mantenimiento y Operación de Interconexión Eléctrica S.A. ISA CTE Oriente es el encargado de tomar las decisiones finales, siendo su directo colaborador el grupo de Investigaciones de la UIS y en tercera instancia el grupo de asistentes de las Subestaciones de Trabajo.

El trabajo de Simulación en campo esta a cargo del personal de asistentes de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo con el apoyo logístico telefónico o personal en algunos casos del grupo de estudiantes de la Universidad Industrial de Santander y Mantenimiento y Operaciones de ISA.

5.1.2. Selección de las consignas a simular

El proceso de simulación de consignas bajo falla implica insertar una falla en el sistema y encontrarla por medio de las consignas, para crear estas condiciones de falla se deben manipular los sistemas de control de los equipos críticos principales de las subestaciones de trabajo.

Este tipo de procedimientos trae consecuencias para el sistema Interconectado Nacional, pues si alguno de los equipos que se intervienen, llega a fallar en el momento de las maniobras, puede generar disparos indebidos y causar interrupciones en el fluido eléctrico, lo que afectaría los indicadores de calidad establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Por ello Interconexión Eléctrica ISA S.A. exige presentar un plan de trabajo cada vez que se intervienen los equipos críticos principales de las subestaciones de alta tensión, este plan de trabajo queda sujeto a estudio y es aprobado de acuerdo a la

necesidad del trabajo a ejecutar y a las consignaciones existentes en el plan de trabajo anual de la empresa.

Se entiende por consignación cualquier trabajo a realizar sobre un equipo específico de la subestación que puede afectar la continuidad del suministro de energía y que este contemplado dentro del plan de mantenimiento o mejoras de la empresa.

Con el fin de minimizar las consignaciones se presentaron planes de trabajo sobre aquellos equipos que ya se encontraban dentro del plan de mantenimiento establecido por la empresa y se aprovecharon las características comunes de los procedimientos escritos en las consignas bajo falla.

Las consignas bajo falla asociadas a consignas operativas presentan características comunes dependiendo del equipo sobre el cual se presenta la falla, por ejemplo las consignas bajo falla de los interruptores de cada uno de los campos o diámetros en una subestación presentan procedimientos muy similares entre sí, dado que en la mayoría de los casos, los interruptores y tableros de control son del mismo fabricante. Estos procedimientos comunes son aprovechados para generalizar los resultados obtenidos en la simulación de las consignas similares.

Citando el caso de la Subestación Comuneros se tiene una configuración de interruptor y medio. Los sistemas protección de cada diámetro son idénticos. Cada corte tiene sistemas de control y protección equivalentes a los de los otros cortes. Por esta razón se decidió simular los procedimientos de las consignas de uno de los cortes de la Subestación y extender los resultados a los otros cortes.

En la Subestación Comuneros el trabajo de simulación se realizó aprovechando que en los trabajos de implementación de operación remota se había aprobado la consignación de la línea Comuneros - Guatiguará.

En la subestación Guatiguará y San Mateo se realizó la Simulación en más de un campo concluyendo que los resultados se podían extender a los campos que tienen equipos con características similares. Este ejercicio se hizo en algunas de las subestaciones de trabajo cada vez que el plan de mantenimiento de la empresa tenía programadas consignaciones.

Las consignas bajo falla asociadas a alarmas, equipos de protección, control y servicios auxiliares muestran procedimientos básicos y fueron simuladas en su totalidad.

5.1.3. Solicitud de disponibilidad de equipos en ISA

En consideración del marco regulatorio que rige a los sistemas de transmisión se tiene la resolución CREG 025 de 1995 (Código de redes), que ofrece las siguientes definiciones:

Consignación de Equipos: Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional: Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.

Consignación local corresponde a la solicitud de los equipos para la realización de pruebas en una subestación en donde no aplica la realización de una consignación nacional. Este trámite se realiza con el fin de llevar control por parte de la empresa transportadora de energía en la realización de los trabajos correspondientes al mantenimiento de sus equipos.

La consignación se debe diligenciar mediante el formato de “Plan de Trabajo”, ante el CSM (Centro de Supervisión y Maniobras), propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. ISA CTE Oriente. En este plan de trabajo debe estar especificada la subestación de trabajo, el equipo a consignar, el jefe de trabajos, grupo ejecutor de mantenimientos, fecha, hora y duración de los trabajos, descripción general y procedimiento de los trabajos, medidas de seguridad, posibles efectos sobre el sistema, información técnica. En este mismo documento se deben colocar las condiciones en que se entrega el equipo consignado al asistente encargado de la subestación.

El procedimiento indicado anteriormente es importante para realizar la simulación de las consignas bajo falla ya que se deben manipular los sistemas de control y protección de los equipos de las subestaciones y para ello es necesario tramitar la consignación del equipo a maniobrar ante el CSM.

5.1.4. Procedimiento para crear condiciones de Falla

Una vez seleccionado el personal, las consignas bajo falla a simular y los equipos en consignación, se define la metodología para insertar condiciones de falla en los sistemas, se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

Análisis de planos

Definición de condiciones de falla

Solicitud de Consignaciones
 Inserción de fallas
 Simulación de las Consignas bajo falla

➤ Análisis de planos

El grupo de investigación de la universidad Industrial de Santander, basados en el análisis de planos presentó diferentes propuestas para generar condiciones de falla en los circuitos de los equipos incluidos en las consignas bajo falla a simular. A continuación se presenta un ejemplo en el circuito de cierre del interruptor de la subestación Guatiguará, ver figura 22:

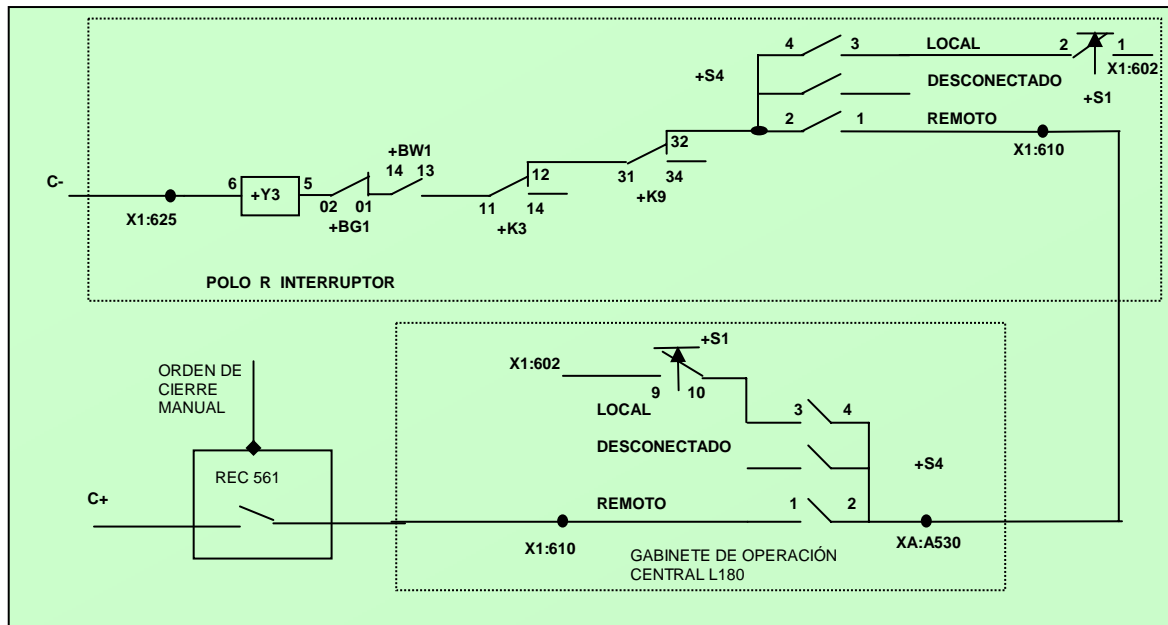


Figura 22. Circuito de cierre del interruptor de la Subestación Guatiguará

En este circuito de control de cierre del interruptor podemos evaluar varios puntos en los que podemos insertar de una falla.

- a. Falla selector +S4 en posición LOCAL O DESCONECTADO: con el selector en esta posición solo se puede operar el interruptor desde el nivel en donde esta el selector en posición local.
- b. Desconexión Borne 31 o 32 del relé +K9: se pierde la polaridad del circuito de cierre imposibilitando la función del interruptor.
- c. Desconexión Borne 13 o 14 del relé +BW1: se pierde la polaridad del circuito de cierre imposibilitando la función del interruptor.
- d. Desconexión Borne 01 o 02 del relé +BG1: se pierde la polaridad del circuito de cierre imposibilitando la función del interruptor.

➤ Definición de condiciones de falla

Teniendo en cuenta la experiencia del Grupo de Mantenimiento y Operación del CTE Oriente y los modelos de fallas presentados por el grupo de investigación UIS, se evaluaron las diferentes opciones seleccionando las fallas que no ocasionen indisponibilidades al sistema.

- a. Para el ejemplo anterior, ver figura 22, colocar el selector LOCAL REMOTO, en posición LOCAL en el gabinete tripolar del interruptor nos permite realizar el seguimiento total de la consigna.
- b. La desconexión de los contactos 31 o 32 del relé +K9, nos permite revisar la totalidad de la consigna incluyen el seguimiento en planos del circuito de cierre del interruptor.

➤ Solicitud de Consignaciones

Tal y como se describe el proceso de solicitud de consignaciones de equipos en Interconexión Eléctrica ISA S.A. y aprovechando los planes de mantenimiento

anuales de la empresa, se escogieron los campos a intervenir en las subestaciones de trabajo.

Por ejemplo, en la subestación San Mateo de la ciudad de Cúcuta se aprovecho el mantenimiento total de los campos de propiedad de Interconexión eléctrica S.A. ISA CTE Oriente para realizar la simulación de las consignas bajo falla de tres campos de la subestación. En la subestación Comuneros se realizó la simulación del corte L27 aprovechando los trabajos de mantenimientos programados para la línea correspondiente a este corte.

De esta misma forma se trabajo en todas las subestaciones de acuerdo a los programas de mantenimiento de la empresa.

➤ Inserción de fallas

Una vez definidos los equipos a intervenir y las fechas de trabajo, se programa la inserción de falla con los asistentes de las subestaciones y el grupo de investigación UIS bajo la coordinación del grupo de Mantenimiento y Operaciones ISA CTE Oriente.

Este procedimiento se realiza en los campos consignados de acuerdo a lo estipulado en los planes de trabajo autorizados por CSM (Centro de Supervisión y Maniobras) de Interconexión Eléctrica ISA S.A.

Para el ejemplo de la Subestación Guatiguará, citado anteriormente se realizó la desconexión del contacto 32 del relé +K9, falla que impedía la operación de cierre del Interruptor.

➤ Simulación de las Consignas bajo falla

Realizada la inserción de la falla se procede a efectuar el seguimiento de la consigna bajo falla que está en proceso de Simulación, se parte de la revisión de condiciones iniciales que es la primera parte de la consigna hasta la revisión de planos.

Para la simulación de la consigna bajo falla de la Subestación citada en el ejemplo anterior se hizo seguimiento de la consigna GRA2-F196-INT, Interruptor L180 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1. Se hizo la revisión de condiciones iniciales, cambio de nivel de operación y seguimiento de planos en donde se encontró la falla.

➤ Resultados de la simulación

Con la realización de la verificación de las consignas se corrigieron errores de fondo que permitieron ejecutar la simulación sin mayores inconvenientes, facilitando la inserción de fallas y por consiguiente la detección de las mismas.

La planeación de la simulación fue hecha entre los grupos de operación y mantenimiento de Interconexión Eléctrica S.A. y el grupo de investigación de la Universidad Industrial de Santander, esto evito inconvenientes de indisponibilidad de equipos, pues no se presentó ningún tipo de error a pesar de la desconexión de bornes y terminales para la inserción de las fallas.

Los resultados de la simulación fueron plasmados directamente en las consignas a medida que se realizaba el proceso, mostrando un alto grado de confiabilidad en las consignas para la detección de fallas.

A continuación se presenta un listado general de las subestaciones de trabajo con el número de consignas simuladas:

Una vez finalizada la etapa de simulación las consignas fueron revisadas por el grupo de mantenimiento y operaciones de ISA, quienes finalmente dan visto bueno a las correcciones y aprueban el uso de las consignas bajo falla.

Tabla 49. Consignas simuladas Subestación Comuneros

GRUPO	NUMERO
Consignas asociadas a maniobras de energización y desenergización de equipos de patio	10
Consignas asociadas a la presencia de alarmas	206
Consignas de falla asociadas a los equipos de protección	3
Consignas asociadas a fallas en los Servicios auxiliares	6
Total Consignas	225

Tabla 50. Consignas simuladas Subestación Guatiguará

GRUPO	NUMERO
Consignas de Equipos de Patio	48
Consignas de Equipos de Protección	4

Consignas de Equipos de Control	2
Consignas de Equipos de Servicios Auxiliares	87
Consignas de Señales de Alarmas	56
Total Consignas	197

Tabla 51. Consignas simuladas Subestación Ocaña

GRUPO	NUMERO
Consignas Bajo falla Asociadas a maniobras	18
Consignas Bajo Falla Asociadas a Alarmas	24
Consignas Bajo Falla Asociadas a Equipos de Protección	2
Total Consignas	44

Tabla 52. Consignas simuladas Subestación Primavera

GRUPO	NUMERO
Consignas asociadas a maniobras de energización y desenergización de equipos de patio	10
Consignas asociadas a la presencia de alarmas	384
Consignas asociadas a la falla en los servicios auxiliares	64
Total Consignas	458

Tabla 53. Consignas simuladas Subestación San Mateo

GRUPO	NUMERO
Consignas de Equipos de Patio	34
Consignas de Equipos de Protección y Control	3
Consignas de Servicios Auxiliares	6
Consignas Asociadas a Alarmas	98
Total Consignas	141

6. CORRECCIÓN Y APROBACIÓN

En esta etapa se consolida el trabajo realizado en el proceso de verificación y simulación con la corrección de los errores encontrados en los dos procesos, estas correcciones son sometidas a una fase de aprobación por parte del grupo de mantenimiento y operación de ISA quienes son en definitiva el personal encargado de aceptar o rechazar los cambios realizados a las consignas bajo falla.

La aprobación de las consignas bajo falla es el paso final para la utilización de las mismas por parte del personal de asistentes de las subestaciones o los encargados de la disponibilidad en caso de falla.

Para realizar la corrección y aprobación de las consignas se diseñó la siguiente metodología de trabajo:

- Formato de correcciones
- Corrección de errores en el proceso de verificación
- Corrección de errores en el proceso de simulación
- Aprobación de cambios de las consignas

6.1. Formato de correcciones

Todas las correcciones hechas a los formatos deben ser resaltadas para que sean identificadas con facilidad al momento de la revisión por parte del grupo de Mantenimiento y operaciones de Interconexión Eléctrica ISA S.A.

Con el fin de unificar el formato de presentación de corrección de errores encontrados se definió que los cambios realizados a la consigna para corregir

errores, ver figura 23 o para establecer los procedimientos que no se encontraban inscritos, ver figura 24, se resaltarían en color rojo.

POSIBLE CAUSA	POSIBLE SOLUCIÓN
<p>Falla en las tarjetas de entradas y salidas digitales del PLC del diámetro 4.</p>	<p>Verificar si la tarjeta esta haciendo buen contacto en el slot. Si es necesario se deberá sacar, revisar y limpiar contactos.</p> <p>Revisar y de ser necesario reponer los mini interruptores MCB-F8 y MCB-F9 en el tablero de control =D4+W04.</p> <p>Comprobar tensión de 125 V CC en el interruptor -QIC-211 en el tablero de servicios auxiliares =NK4+NK4.</p> <p>Si la falla persiste, colocar el selector controlador de diámetro -S1 AUTOMÁTICO-SUPERVISADO-IRECTO en DIRECTO, para seguir operando desde el nivel 1 (Mímicos), sin enclavamientos, tablero de control =D4+W04</p>

Figura 23. Correcciones hechas a la consigna PRV2-F043-INT

2. Revisión en patio

Para la revisión del circuito de apertura del seccionador A221 en el patio, ver figura 2 y el plano del seccionador 230KV MERLIN GERIN 100278.

Si el **interruptor A220** está **abierto** (Autotransformador desenergizado) y los **seccionadores A227 y A221** están **abiertos**, proceder de la siguiente manera:

2.1 Verificar tensión de $+ 62.5 \text{ Vcc} \pm 5\%$ entre los bornes 16 y tierra. Si la tensión medida no es correcta, hay falla en la alimentación de C.C. del circuito de control. Si la tensión medida es correcta, continuar con el procedimiento.

2.2 Verificar tensión de $- 62.5 \text{ Vcc} \pm 5\%$ entre los bornes 3 y tierra. Si la tensión medida no es correcta, debe estar defectuoso el circuito de control en la sala de mando. Si la tensión medida es correcta, continuar con el procedimiento.

Figura 24. Diseño parte de una consigna (MTO2-F005-SEC)

6.2. Corrección de errores en el proceso de verificación

Durante la etapa de verificación se realizó la primera corrección a las consignas bajo falla con la aprobación por parte del grupo de Mantenimiento y Operación de Interconexión eléctrica S.A CTE Oriente.

Los errores encontrados se dividieron en dos tipos, errores de forma y errores de fondo tal como se describe en el capítulo de verificación en su apartado recopilación de la información.

Los errores de forma como cambiar de nombre los elementos del circuito de control, colocar nombres incompletos a los gabinetes de agrupamiento o de control de la subestación, mala paginación, errores en la nomenclatura, mala ortografía o escritura incorrecta de las palabras, gabinetes sin ubicación y cambios

Institucionales de CND (Centro Nacional de Despacho) a CSM (Centro de Supervisión y Maniobras) fueron corregidos durante la etapa de verificación.

Aquellos errores de fondo como colocar nombres incorrectos a los Gabinetes en donde se encuentran ubicados los elementos, o los bornes, citar inadecuadamente las consignas vinculadas, citar contactos con nombre totalmente diferentes también fueron corregidos en la etapa de verificación.

6.3. Corrección de errores en el proceso de simulación

En la etapa de Simulación se encontraron errores que no fueron detectados en la etapa de Verificación.

Algunos de los errores encontrados durante esta etapa son descritos a continuación:

La polaridad de los elementos y de los bornes, según la posición de los equipos críticos, no corresponde con la encontrada durante el seguimiento de la consigna.

Además en esta etapa se corrigieron errores de bornes y terminales que no pertenecían al circuito de control del equipo intervenido en la consigna

6.4. Aprobación de cambios de las consignas

Una vez realizado el proceso de simulación, todos los cambios o correcciones hechas a cada una de las consignas fueron adaptados al formato de corrección que se describe en este capítulo en su apartado formato de corrección, allí se muestra la forma en la cual se presenta la información a ser aprobada por parte del grupo de Mantenimiento y Operación ISA CTE Oriente.

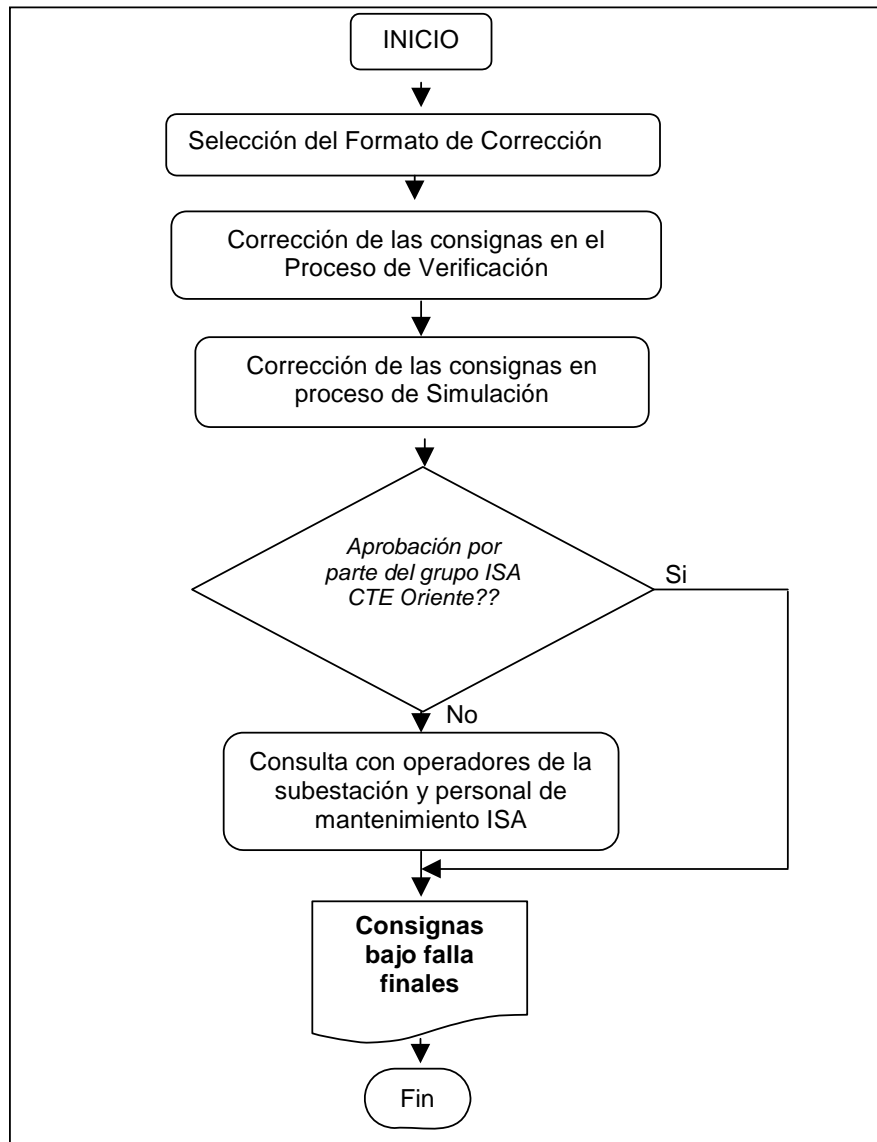


Figura 25. Diagrama de flujo de corrección y aprobación de las consignas

Corregidas y aprobadas las consignas bajo falla de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo son entregadas a Interconexión Eléctrica S.A. ISA CTE Oriente para su implementación.

7. CONCLUSIONES

- Con esta investigación se mantiene el vínculo universidad – empresa, generando opciones prácticas para las tesis de grado y afianzando los grupos de investigación de las universidades, además de ayudar a la empresa en sus programas de mejoramiento de procesos.
- La validación de las consignas bajo falla asegura la aplicabilidad de los procedimientos en caso de eventualidades a las condiciones reales del sistema de las subestaciones, a los nuevos requerimientos operacionales de la empresa y las reglamentaciones del sector eléctrico colombiano.
- Con el desarrollo e implementación de las consignas bajo falla validadas, se mejoran las acciones del asistente de la subestación para actuar en caso de falla de los circuitos de control o en caso de accionamiento de alarmas asociadas al funcionamiento de los equipos de patio, servicios auxiliares y protecciones, lográndose de esta manera, un aporte significativo al mejoramiento de la calidad en el servicio de transporte de Energía Eléctrica.
- Con la ejecución de este proyecto, los asistentes de las subestaciones Comuneros, Guatiguará, Los Palos, Ocaña, Primavera y San Mateo propiedad de Interconexión eléctrica S.A. ISA-CTE Oriente contarán con los procedimientos validados de las consignas bajo falla como parte de la operación normal de las subestaciones.
- Es un proyecto innovador ya que es el primer trabajo presentado a nivel Nacional que ofrece soluciones para contingencias en subestaciones de Alta Tensión y sirve como base para implementar sistemas de gestión automática de detección y corrección de fallas.

BIBLIOGRAFIA

- ALVAREZ, Cesar. Desarrollo del Plan de Contingencia para fallas de equipos de la subestación San Mateo propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - CTE Oriente y Centrales Eléctricas del Norte de Santander. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- ANTELIZ, Ramón. Desarrollo del Plan de Contingencia para equipo de la subestación Ocaña propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA – CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- ARIZA, Jorge y SANTAMARÍA, Lindon. Desarrollo del Plan de Contingencia para equipo de la subestación Guatiguará propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA – CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- CARRILLO CAICEDO, Gilberto y ARIZA CASTILLO, Jorge Olmedo. Validación y Complementación de los Planes de Contingencia para fallas de subestaciones. Informe de avance del 50 %. ISA-CTE Oriente. Bucaramanga, 2002.
- CREG. Comisión de regulación de energía y gas. “Por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los servicios de transporte de energía eléctrica en el STN y de conexión al STN, como parte del reglamento de operación del SIN”. Resolución. 2000, p.1-18.

- GUTIERREZ, Lany y NIÑO, Jairo. Desarrollo del Plan de Contingencia para equipo de las subestaciones Banadía, Caño Limón y Los Palos propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA – CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- HARPER ENRÍQUEZ, Gilberto. Fundamentos de protecciones de sistemas eléctricos por relevadores. Segunda Edición. Editorial Noriega. México, 1997.
- HARPER ENRÍQUEZ, Gilberto. Líneas de Transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica. Volumen 1. Editorial Limusa, Barcelona, 1980.
- ICONTEC. Catálogo de Normas Técnicas Colombianas.
- ISA. Interconexión Eléctrica S.A. Gerencia de producción. Manual de Operación: Guía de elaboración. Documento GP-015-99. Bucaramanga, 1999.
- JAIMES, Juan y LEIVA, Yogmar. Desarrollo del Plan de Contingencia para equipo de las subestación Primavera propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- LIZARAZO LARA, Leonardo. Desarrollo del Plan de Contingencia para equipo de las subestación Comuneros propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA – CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico-mecánica.
- MORA, Juan José. Desarrollo del plan de contingencia para fallas de equipos críticos principales y sistemas de control y protección de las subestaciones de

Interconexión Eléctrica S.A. correspondientes al CTE Oriente. Bucaramanga, 2001. Universidad Industrial de Santander.

➤ RAMÍREZ G, Carlos Felipe. Subestaciones de Alta y Extra Alta tensión. Mejía Villegas S.A. Medellín, 1989.

➤ VILLABONA PEREZ, Fernando. Nociones básicas sobre subestaciones y equipos de patios para subestaciones. ISA - CTE Oriente. Bucaramanga, 2000.

➤ WILEY, John and son. Protective Relays. A.R. Van C. Warrington. Volumen I. Second Edition, Editorial Chapman and Hall, London, 1962.

ANEXOS

ANEXO A

8. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

8.1. DEFINICIÓN

Una subestación es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia.

Básicamente, una subestación consta de un número de circuitos de entrada y de salida conectados a un sistema común de barraje, donde el interruptor es el principal componente de un circuito. Asociados al interruptor, también se tienen equipos como transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos.

8.2. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

Las subestaciones se pueden clasificar de acuerdo a la función que realizan, generación, transformación o maniobra, o de acuerdo a la configuración en que fueron puestas en funcionamiento o de acuerdo al nivel de tensión que manejan.

8.2.1. Según su función

Según la función que realizan las subestaciones pueden clasificarse en tres tipos de subestaciones, que son: de generación, de transformación y de maniobra.

➤ Subestación de generación

Es aquella que conecta una planta de generación con un sistema de transmisión o distribución. Como ejemplo de estas subestaciones, se tienen las subestaciones de Termo – Cartagena y Termo – Barranca.

➤ Subestación de maniobra

También se les denomina subestaciones de conmutación, y son las encargadas de interconectar circuitos dentro de un sistema para distribuir la energía a subestaciones de transformación. Estas subestaciones se constituyen en puntos de maniobra del sistema. Como ejemplo de este tipo de subestaciones, se tienen las subestaciones de Guatiguará y Comuneros.

➤ Subestación de transformación

Se consideran subestaciones de transformación aquellas cuyo objetivo primordial es el de suministrar energía a un sistema secundario o con un nivel de tensión diferente. Se puede denominar subestación elevadora cuando la tensión de salida es más elevada que la tensión de entrada, lo contrario sería una subestación reductora, de distribución o de carga. Como ejemplo de subestaciones de transformación se tienen las subestaciones de Caño Limón y Ocaña.

➤ Según su configuración

Es la organización que se le da a los equipos electromecánicos en patio de conexiones pertenecientes a un mismo nivel de tensión de la subestación, de tal forma que permitan dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad.

Considerando que la subestación es parte integral del sistema interconectado y que cumple un papel dentro de éste, una subestación requiere disponer de un mayor o menor grado de flexibilidad. Los conceptos de flexibilidad, confiabilidad y seguridad se emplean en la selección de la configuración de la subestación, y se definen de la siguiente forma:

a. Flexibilidad: Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las condiciones que se puedan presentar, especialmente por cambios operativos en el sistema, por contingencias y/o por mantenimiento.

b. Confiabilidad: Probabilidad que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio.

c. Seguridad: Es la propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia. La seguridad implica confiabilidad.

Teniendo en cuenta estos aspectos a continuación se anuncian las configuraciones más usadas en el sistema eléctrico nacional

➤ Barra sencilla

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos de la subestación (Figura 26). Es económica y ocupa poco espacio, como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, y es así como una falla en el barraje

interrumpe totalmente el suministro de energía. Como ejemplo de este tipo de configuración se tienen las subestaciones de Ancón Sur y Barbosa

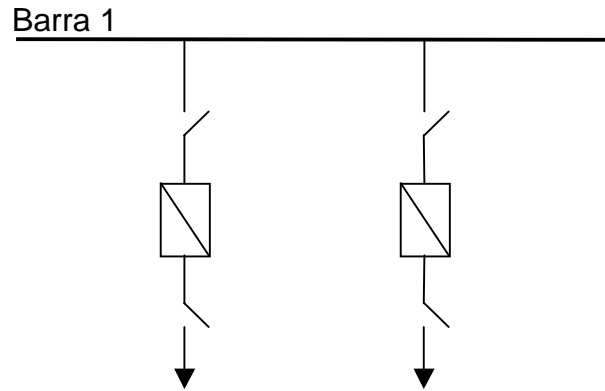


Figura 26. Barra sencilla

a. Barra principal y barra de transferencia

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores de la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador de transferencia para la conexión a dicha barra y un interruptor de transferencia para unir las dos barras, conformándose así la configuración de barra principal y de transferencia (Figura 27).

Con esta configuración cada circuito, se puede conmutar por medio del interruptor de transferencia a la barra del mismo nombre, conservando de esta forma el servicio del campo respectivo durante mantenimientos o fallas, lo cual demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias.

Como ejemplo de este tipo de configuración, se tienen las subestaciones de Los Palos, Jaguas y Chivor.

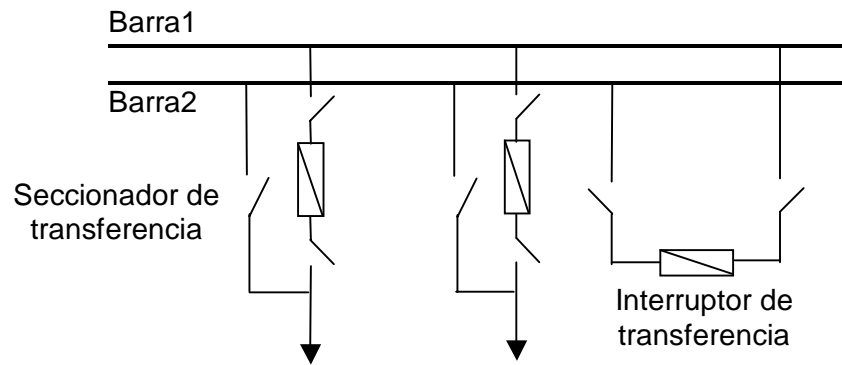


Figura 27. Barra principal más barra de transferencia.

b. Doble barra

Para aumentar la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras, conformándose así una configuración llamada de doble barra (Figura 28).

Esta configuración permite el manejo independiente de cada circuito desde el barraje principal o del de reserva. El interruptor que une las dos barras se llama interruptor de acople.

Como ejemplo de esta configuración se tienen las subestaciones de Alto de Anchicayá y Pance.

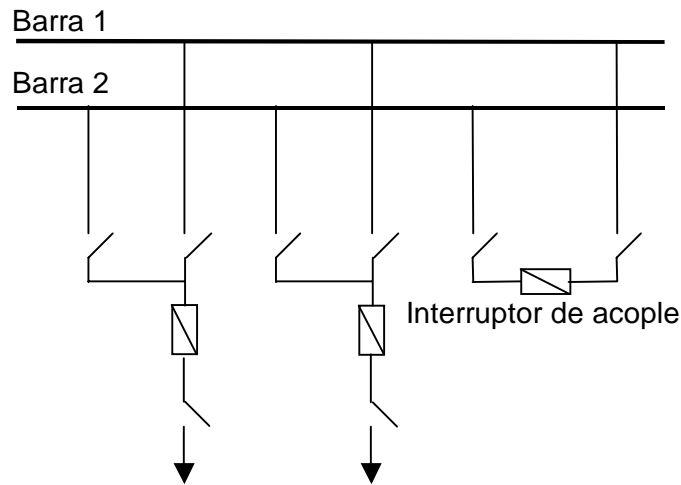


Figura 28. Doble barra.

c. Doble barra más seccionador de “by-pass” o paso directo

Reúne algunas características de las configuraciones de doble barra y barra principal más barra de transferencia. Esto se logra a partir de la configuración de doble barra, conectando un seccionador de “By-Pass” o paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo (Figura 29).

Con estos seccionadores adicionales se puede operar la subestación, complementariamente a la operación normal de doble barra, como subestación de barra principal y transferencia. Se utiliza el interruptor de acoplamiento como de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea.

Como ejemplo de este tipo de configuración se tienen las subestaciones de Guatapé, Torca, La Mesa, Esmeralda y Yumbo.

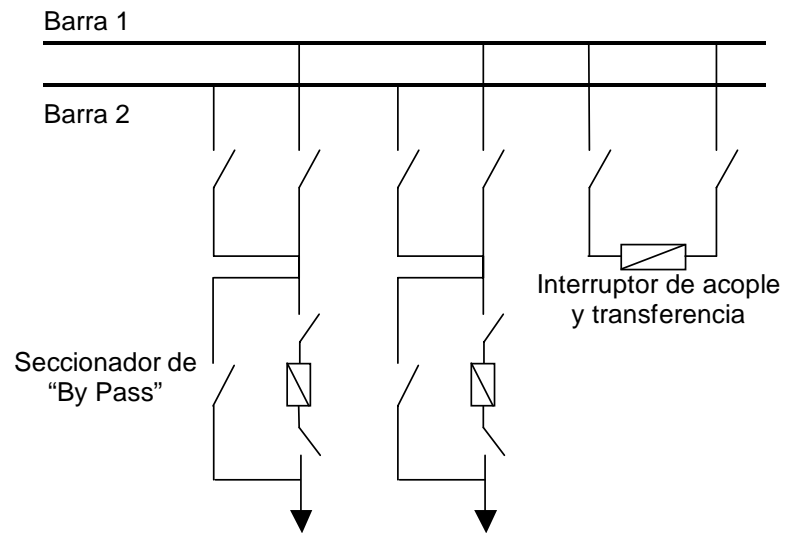


Figura 29. Doble barra más seccionador de "by-pass".

d. Doble barra más seccionador de transferencia

Este arreglo resulta de las configuraciones de doble barra y de barra principal más transferencia, ya que se tienen dos barras principales más una de transferencia, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad.

Para lograr este arreglo en forma práctica, se requiere la utilización de seccionadores de tipo pantógrafo, por lo menos en una de las conexiones a las barras. En la figura 30, se muestra un diagrama de la configuración.

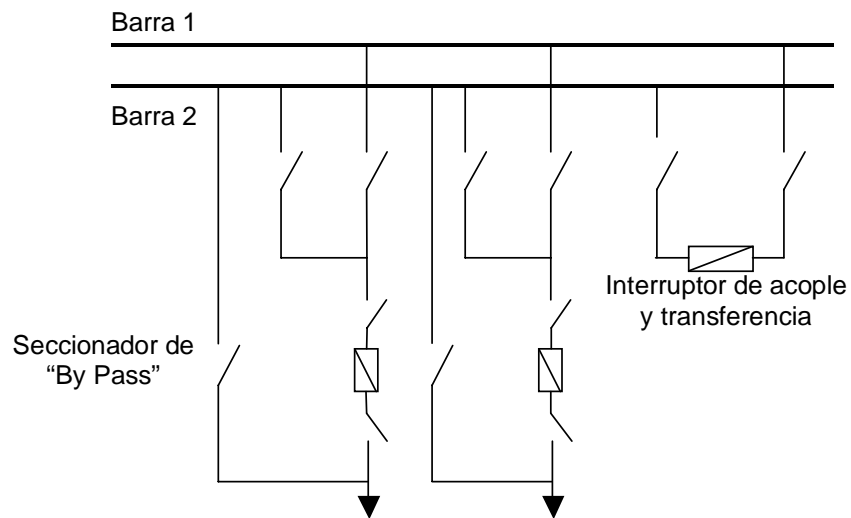


Figura 30. Doble barra más seccionador de transferencia.

e. Doble barra más barra de transferencia

Es una combinación entre las configuraciones de doble barra y la de barra principal más barra de transferencia. Normalmente se usa con dos interruptores para las funciones de acople y transferencia, donde se pueden efectuar en forma simultánea las dos operaciones.

La ventaja de esta configuración es que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad, pero requiere una mayor área en el patio de conexiones, en comparación con las anteriores configuraciones. En la figura 31, se muestra un diagrama de la configuración.

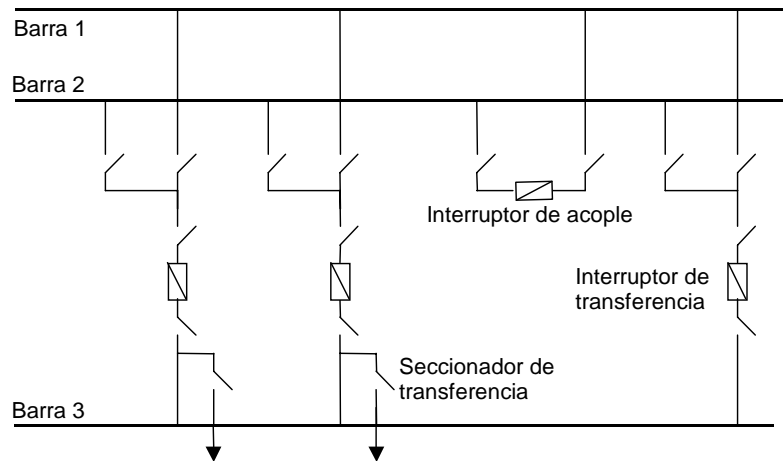


Figura 31. Doble barra más barra de transferencia.

f. Configuración en anillo

Es una configuración económica, segura y confiable, pero poco flexible. En esta configuración no existe una barra colectora propiamente dicha, los circuitos se conectan alternadamente en un anillo formado por interruptores, y se opera normalmente con todos los interruptores cerrados (Figura 32).

La aplicación de la disposición en anillo exige especial cuidado en lo referente a ciertos aspectos, como la operación de dos interruptores en caso de falla de una salida, el recierre automático, y el sistema de protección y medida.

Como ejemplo de este tipo de configuración se encuentran las subestaciones de CORELCA (Soledad, Fundación y Ternerá).

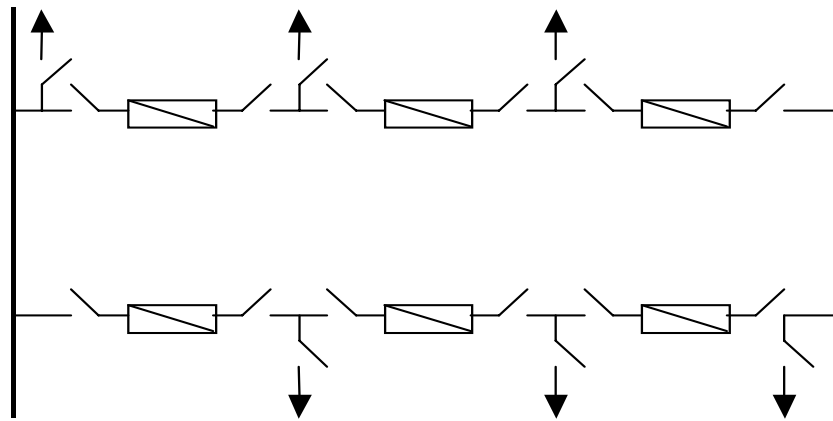


Figura 32. Anillo.

g. Interruptor y medio

Es una configuración que exige tres interruptores por cada dos salidas. El grupo de los tres interruptores, llamado diámetro o módulo, se conecta entre dos barrajes principales, permitiendo el mantenimiento de cualquier interruptor o barraje, sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección (figura 33).

Esta configuración presenta un alto grado de confiabilidad y seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y por tal motivo su flexibilidad es reducida. Como ejemplo de este tipo de configuración se tienen las subestaciones de Primavera, Comuneros y San Carlos.

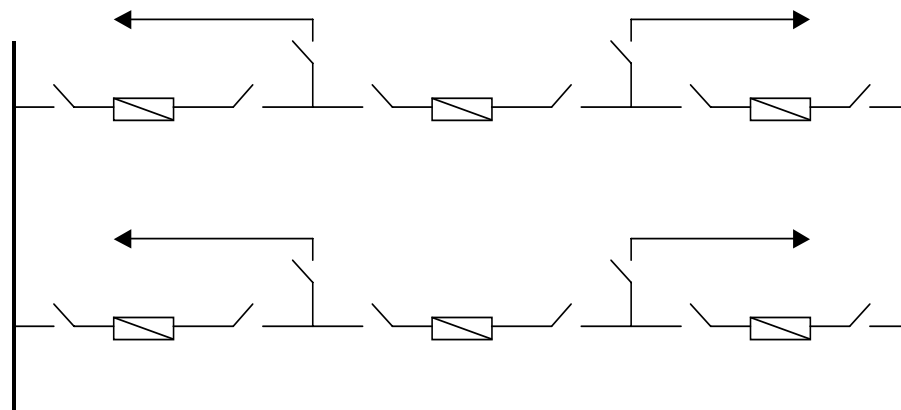


Figura 33. Interruptor y medio.

h. Doble barra con doble interruptor

Es un arreglo que se utiliza muy poco debido a su alto costo, ya que se deben duplicar tanto las barras como los interruptores de cada circuito. De todas las configuraciones es la que presenta mayor confiabilidad, tanto por falla en barras como en interruptores. Es la disposición más completa y es la que proporciona mayor continuidad en el servicio. En la figura 34, se muestra un diagrama de la configuración.

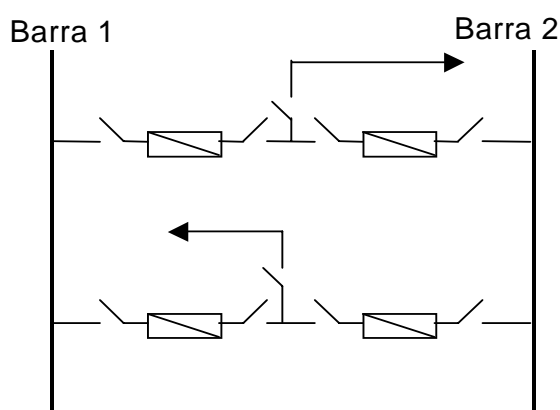


Figura 34. Doble barra con doble interruptor.

8.2.2. Según el nivel de tensión que manejan

Según lo establecido por la CREG en Colombia las subestaciones manejan los siguientes niveles de tensión, clasificándose así:

- Subestaciones de transmisión

Son aquellas que manejan tensiones superiores a los 115 kV.

- Subestaciones de subtransmisión

Son aquellas que manejan tensiones entre los 115, 66, 44 y 34,5 kV.

- Subestaciones de distribución primaria

Son aquellas que manejan tensiones entre los 34,5; 13,2; 11,4 y 4,16 kV.

- Subestaciones de distribución secundaria

Son aquellas que manejan tensiones inferiores a 1000 V.

8.3. COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN

Básicamente, una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida conectados a un sistema común de barrajes. Los equipos que conforman estos circuitos son:

8.3.1. Equipos de patio

A continuación se presentan las principales características tanto físicas como eléctricas de los equipos de patio.

Entre los principales componentes de una subestación se tienen: Interruptores, Seccionadores, Pararrayos, Transformadores de potencia, Transformadores de instrumentación, Trampas de onda, Barrajes y conductores.

➤ Interruptores o disyuntores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de un circuito eléctrico bajo carga, las funciones básicas del interruptor son:

- a. Interrumpir las corrientes normales o nominales y las anormales o de cortocircuito.
- b. Controlar el flujo de potencia entrando o sacando circuitos.
- c. Desconectar circuitos para propósitos de mantenimiento.
- d. Proteger el sistema, desconectando circuitos donde haya ocurrido una falla.

De acuerdo con los elementos que intervienen en la extinción del arco eléctrico en las cámaras, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

- a. Interruptores de gran volumen de aceite

Fueron los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción.

b. Interruptores de pequeño volumen de aceite

Este tipo, que tiene forma de columna, utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior. Se prescinde del aceite como aislante, sustituyéndolo por un recipiente de material aislante por fase y se limita el volumen al preciso para llenar la cámara de ruptura.

c. Interruptores neumáticos

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores en aceite. En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado del arco.

d. Interruptores en Hexafluoruro de azufre

En este tipo de interruptores, las cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado Hexafluoruro de azufre (SF_6). El SF_6 ofrece la más alta rigidez dieléctrica de los materiales disponibles y constante de tiempo de arco muy pequeña que implica una alta velocidad de recuperación de su rigidez dieléctrica.

e. Interruptores en Vacío

Son aparatos en los cuales los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. Abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su corta distancia.

➤ Seccionadores

Son dispositivos que aíslan los interruptores, en general sólo pueden ser operados durante condiciones especiales, debido a que no tienen capacidad de interrumpir o establecer corrientes, sin embargo, existen seccionadores especiales que pueden conectar o desconectar circuitos con determinadas capacidades de corriente o de carga.

El aislamiento es definitivo, visible, y por lo tanto es seguro. Un seccionador de circuito sólo puede abrirse o cerrarse cuando el interruptor asociado esté abierto.

Los seccionadores pueden ser clasificados de la siguiente forma, de acuerdo con las funciones que desempeñen en un sistema eléctrico de potencia.

a. Seccionadores de maniobra

Sirven para hacer "By-Pass" o dar paso directo a equipos como interruptores y condensadores en serie, para la ejecución de mantenimiento o acciones operativas. Aíslan equipo como interruptores, barrajes y transformadores en la ejecución de mantenimiento.

Se utilizan para maniobrar circuitos como en el caso de la transferencia de circuitos entre los barrajes de la subestación.

b. Seccionadores de puesta a tierra

Su función consiste en poner a tierra componentes del sistema, con el propósito de realizar labores de reparación o mantenimiento. Su función es proporcionar seguridad mientras se realizan trabajos sobre el circuito

c. Seccionadores de puesta a tierra rápida

Ponen a tierra componentes energizados del sistema en el caso donde se necesiten tiempos de desconexión extremadamente rápidos.

➤ Transformador de potencia

Los transformadores son elementos utilizados para cambiar el nivel de tensión y de corriente en señales alternas.

Por lo general, los valores de la tensión primaria y secundaria son diferentes y establecen una distinción entre los devanados denominados de Alta y Baja tensión.

Cuando el devanado Primario es también el devanado de Alta tensión, se trata de un transformador reductor, es decir que reduce la tensión. Por el contrario, si el devanado primario es el devanado de baja tensión, se trata de un transformador elevador.

➤ Autotransformadores

Son máquinas de las mismas características de un transformador de potencia, se utilizan cuando se requieren relaciones de transformación menores a dos. A diferencia del transformador tienen un devanado común al primario y al secundario, por lo tanto son de menor tamaño y peso en relación con un transformador de dos devanados que cumpliera la misma función.

➤ Transformadores de medida y protección

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y la medición de los diferentes circuitos de una subestación, o del sistema eléctrico en general. En general a estos dispositivos se les conoce como transformadores de corriente y transformadores de tensión.

➤ Transformadores de corriente

Son dispositivos en los cuales la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito a medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección.

➤ Transformadores de tensión

Son aquellos en los cuales la tensión en el secundario es directamente proporcional a la tensión primaria. Los transformadores de potencial tienen dos finalidades: aislar el circuito de baja tensión del circuito de alta tensión y reproducir

fiel y proporcionalmente los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión.

El primario de un transformador de tensión, se conecta a los bornes, entre los cuales se desea medir la tensión y el secundario se conecta a los circuitos de tensión en uno o varios aparatos de medida o relés conectados en paralelo

➤ Pararrayos

Los pararrayos están formados por resistencias no lineales, que permiten limitar la magnitud de las sobretensiones atmosféricas o de maniobra. Las funciones básicas de un pararrayos son:

- a. Descargar y conducir a tierra las corrientes producidas por las sobretensiones cuando la tensión llegue a la disruptiva (tensión de operación del pararrayos) de diseño del mismo.
- b. Interrumpir la corriente de falla una vez desaparecida la sobretensión.
- c. No operar para sobretensiones ligeras y temporales a bajas frecuencias.

➤ Trampas de Onda

Son dispositivos que se conectan en serie con las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial, de tal forma que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora. Por lo general el rango de frecuencia utilizado para comunicación por portadora es de 30-500 kHz, lo cual se escoge de acuerdo con las frecuencias ya usadas por la compañía de servicios y con la longitud de la línea.

➤ **Barrajes y cables**

Son los conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que conforman la subestación.

➤ **Equipos de servicios auxiliares**

En una subestación se le da el nombre de servicios auxiliares a toda la red de equipos que proporcionan las corrientes alterna y directa, para el funcionamiento de los elementos de operación, monitorización, control y protección de los equipos de alta tensión, y para el funcionamiento de los equipos propios de la casa de control y planta general (alumbrado, aire acondicionado, red del sistema contra incendio y planta de tratamiento de agua entre otros).

8.4. Ciclo de trabajo de un sistema de servicios auxiliares

Es el régimen de carga que se exige a un sistema de servicios auxiliares conformado por cargas normales, de emergencia y críticas, el cual determina su capacidad.

8.4.1. Cargas normales

La carga normal está constituida por aquella parte de las cargas de potencia, alumbrado y tomas que pueden interrumpirse, sin perjuicio serio durante las fallas o suspensiones de servicio de la subestación. Conforman la carga normal, parte del alumbrado y tomas de la casa de control, del patio y exteriores, y el sistema de aire acondicionado y bombeo de agua potable (cuando existan), entre otros.

8.4.2. Cargas de emergencia

Es aquella parte de las cargas de potencia, alumbrado y tomas que no deben interrumpirse durante las fallas o suspensiones de servicio de la subestación, ya que pueden causar perjuicio serio que impida o demore la rápida restitución del servicio. Está constituida, por las cargas DC y AC correspondientes a los sistemas de alarmas, indicación, registro y control que deben funcionar durante períodos de emergencia. Las cargas de emergencia pueden quedar instantáneamente sin alimentación durante los breves momentos en que se realicen conmutaciones. Este hecho las diferencia de las cargas críticas.

8.4.3. Cargas crítica o de no interrupción

La carga crítica o de no-interrupción está constituida por aquellos elementos tales como equipo de comunicaciones y control, que no soportan una interrupción ni siquiera una fracción de tiempo, debido a que pueden incurrir en mal funcionamiento, y ocasionar pérdida de datos acumulados en memorias o no-funcionamiento en el instante de falla.

8.5. Transformador de auxiliares

El transformador de servicios auxiliares permite reducir la tensión para alimentar la subestación, funciona de la misma manera que un transformador de potencia.

Además de las precauciones obvias relacionadas con su dimensionamiento, calidad y mantenimiento, es deseable que el transformador de servicios auxiliares sea de impedancia relativamente alta, con el fin de limitar las corrientes de falla en un sistema muy cercano a las barras.

8.6. Tableros

La cantidad de tableros y secciones que éstos tengan depende de la complejidad de la subestación que se trate. En estos tableros se ubican los relés auxiliares, y dispositivos de señalización y maniobra de los equipos de servicio auxiliar.

8.7. Banco de baterías

El papel de la batería consiste en alimentar las cargas transitorias en caso que requieran una corriente que sobrepasen el límite del cargador. Además sirven como fuente de energía confiable en caso de falla de los servicios auxiliares o falla en la subestación.

Existen esencialmente dos tipos de baterías, de plomo-ácido y de níquel-cadmio. Las baterías de níquel-cadmio pueden operar en un rango de temperatura mayor, sufren menos desgaste con el tiempo y requieren menos mantenimiento, las baterías de plomo-ácido necesitan mayor mantenimiento y exigen cuartos con instalaciones eléctricas a prueba de explosión y extractores de gases, son adicionalmente afectadas por rizados de corriente alterna de cierto valor, pero su precio es aproximadamente la cuarta parte de la de níquel-cadmio.

8.8. Cargador de baterías

Son dispositivos que mantienen las baterías a nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, contruidos con tiristores que regulan la tensión de flotación de la batería. La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante, y al mismo tiempo, suministrar el consumo de carga permanente. En caso que el cargador esté suministrando la

carga completa, y simultáneamente aparezca un pico de carga extra, la batería suministrará la diferencia de carga.

8.9. Planta de emergencia

Instaladas con el fin de obtener de ellas los voltajes de corriente alterna, cuando por alguna circunstancia falla la alimentación principal de la línea distribución, su potencia depende de la carga instalada.

Una planta eléctrica consta esencialmente de un motor que impulsa un generador de corriente eléctrica, ambos montados sobre un chasis que los mantiene alineados en forma permanente.

8.10. Equipos de registro control y medida

Las funciones básicas de estos equipos son la operación y el monitoreo de la Subestación, implementación de tareas automáticas, registrar eventos y archivar resultados de procesos y eventos, para esto se cuenta con las RTU (Unidad Terminal Remota), los Registradores de Falla y el Sistema SCADA.

8.11. Sistema SCADA

Supervisory Control and Data Acquisition. Es un sistema de adquisición de datos, supervisión y control, que permite controlar y supervisar los equipos de la subestación utilizando la RTU para la adquisición de los datos.

8.12. Red de registradores

Es un equipo que registra el oscilograma de las variables analógicas y digitales como tensión y corriente en el momento de ocurrir un evento o cuando el usuario lo requiera.

8.13. RTU

Es un equipo inteligente microprocesado, ubicado en las subestaciones (generalmente hay uno por subestación), que recoge, concentra y procesa la información proveniente de los dispositivos de campo. Las RTU son conectadas a los equipos de las subestaciones a través de relés de interposición y transductores de medida.

Las funciones básicas de una RTU son:

- a. Control y monitoreo de los equipos de la subestación.
- b. Implementación de tareas automáticas.
- c. Registrar la secuencia de eventos que ocurren en la subestación.

ANEXO B

9. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

La calidad del suministro de energía eléctrica se mide, en términos del número y la duración de las interrupciones en el suministro, por un lado, y por otro lado, por el mantenimiento de la tensión y la frecuencia dentro de unos límites prefijados.

Por diversas razones como la acción de agentes atmosféricos, errores humanos y fallas en aislamientos, se producen incidentes o disturbios en la red. Sin embargo, los efectos de tales incidentes deben reducirse al mínimo mediante la utilización de un adecuado sistema de protección.

El objetivo de un sistema de protección consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta el punto de que no se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro personas o animales. Lo anterior se logra cubriendo de manera ininterrumpida los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía con esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados para tales propósitos.

9.1. Los relés de protección

Un relé de protección es un dispositivo que causa un cambio brusco en uno o más circuitos eléctricos de control, cuando la cantidad o cantidades para las cuáles responde cambian.

El órgano de medición es el más importante y consta de un elemento de medida se miden las señales precedentes de los transformadores de instrumentación o cantidades actuantes y un elemento comparador, que compara la acción de la cantidad actuante con el ajuste preestablecido. El órgano de salida es un elemento intermediario entre los dispositivos de protección y los órganos accionados por este dispositivo.

9.2. Clasificación de los relés

9.2.1. Según la función que desempeñan

Basados en las normas ANSI C37.90 (IEEE 313), Los relés se pueden dividir en cinco categorías funcionales:

➤ Relés de protección

Detectan líneas y elementos defectuosos o cualquier otra condición peligrosa o intolerable. Estos relés pueden iniciar o permitir la apertura de interruptores o simplemente dar una alarma.

➤ Relés de monitoreo

Verifican las condiciones del sistema de potencia o del sistema de protección, e incluye

- a. Relés de verificación de sincronismo: Este relé comprueba que las tensiones en los dos lados de un interruptor sean aproximadamente las mismas en magnitud y en fase.

- b. Relés de verificación de secuencias de fase: Detecta la secuencia de fase de la red a la cuál está conectado. Esto permite proteger a los motores
- c. Monitores de canales de comunicación y protección
- d. Sistemas de alarmas e indicadores de estado del sistema (mímicos)

➤ Relés programables

Establecen o detectan secuencias eléctricas, ejemplo relés de recierre y sincronismo.

➤ Relés reguladores

Se activan cuando un parámetro del sistema se desvía de límites predeterminados. Estos relés actúan a través de equipo suplementario para restablecer el parámetro a los límites prescritos, como por ejemplo relés reguladores de tensión para cambiadores automáticos bajo carga de los transformadores de potencia.

➤ Relés auxiliares

Actúan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación de los relés de protección para efectuar una función determinada. Estos incluyen temporizadores, contactores, relés de bloqueo y disparo.

9.2.2. Según su entrada o cantidad actuante

Los relés se clasifican en relés de corriente, tensión, potencia, frecuencia, temperatura, flujo, vibración y velocidad.

9.2.3. Según su principio de operación

Se pueden clasificar como de estado sólido, electromecánico y térmico.

9.2.4. Según su característica de trabajo

Según esta categoría, se clasifican como relés de distancia, sobrecorriente, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, tiempo definido, baja tensión o sobretensión, fase a tierra, alta o baja velocidad, comparación de fases, comparación direccional y fases segregadas.

9.3. Funcionamiento de los relés de protección

La función de los relés de protección es sensar condiciones anormales en parte del sistema y dar una señal de operación o de alarma, para así causar la pronta remoción del servicio del elemento en falla, evitando daños o interferencias en la operación efectiva del resto del sistema. Las protecciones trabajan en asocio con los interruptores que desconectan el equipo luego de la orden del relé, para reducir los efectos destructivos de las fallas.

Una función secundaria de los relés de protección es suministrar indicación de la localización y del tipo de falla, de tal manera que la comparación con la observación humana y los registros de falla constituyan un medio para el

análisis de la efectividad en la prevención de fallas y la mitigación de sus efectos.

Un esquema de protección adecuado es aquel que garantice el despeje de todas las fallas que se presenten, para lograr tal objetivo, se cuenta con los siguientes esquemas de protección básicos.

9.3.1. Protección principal o primaria

Son las protecciones que pertenecen a la zona donde ocurre la falla y son las que deben actuar en primera instancia. El código de redes [Resolución CREG 025 de 1995] denomina a estas protecciones como protección principal uno (1) y protección principal dos (2).

9.3.2. Protección de respaldo

Es la protección que debe operar cuando las protecciones principales fallan o están fuera de servicio. Las protecciones de respaldo generalmente pertenecen a zonas adyacentes a donde ocurrió la falla y por lo general desconectan una porción mayor del sistema.

9.3.3. Protección de respaldo local de interruptor

Debido a que el interruptor es quien finalmente debe despejar la falla; no tiene sentido un sistema de protección muy eficiente en detectar fallas, pero sin la capacidad de aislarlas. Por tal motivo, se utiliza una protección de falla del interruptor, cuyo objetivo es garantizar el aislamiento de la falla. Por lo general, la protección de “falla interruptor” tiene dos etapas de funcionamiento, en la primera etapa, se repite la orden de disparo al

interruptor, mientras que en la segunda etapa, se envía señal de disparo a los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla.

9.3.4. Zonas de protección

La filosofía general de la aplicación de los relés de protección consiste en dividir el sistema de potencia en zonas. Esta división se hace por elemento a proteger y comprende: generadores, motores, transformadores, barrajes y líneas de transmisión.

Estas zonas son protegidas por los relés principales, y son ellos los encargados de dar la orden a los interruptores cuando ocurre una falla en algún elemento de la respectiva zona. El alcance y límite de cada zona se encuentra determinada por los transformadores de instrumentación que son los dispositivos que reproducen las señales del sistema de potencia para alimentar los relés.

La tendencia actual en cuanto a los requisitos regulatorios, indica que cada zona de protección debe tener dos protecciones principales con distinto principio de operación (preferiblemente con equipos de medida diferentes). Deben permitir el mantenimiento de uno de los sistemas de protección, sin afectar la continuidad en el servicio y conservando un nivel de protección adecuado.

9.4. Requisitos que debe cumplir un sistema de protecciones

La operación adecuada del sistema de protección debe cumplir requerimientos importantes para el buen comportamiento del sistema eléctrico de potencia.

Los requisitos más importantes se describen a continuación.

9.4.1. Selectividad

El relé de protección solo debe aislar la parte de la instalación alcanzada por el defecto y evitar el corte superfluo de cualquier otro elemento.

9.4.2. Seguridad

La seguridad es la probabilidad de no tener disparos innecesarios, es decir, el relé nunca debe actuar sin que haya perturbación en el elemento protegido.

9.4.3. Confiabilidad

La confiabilidad es la probabilidad que un sistema o componente actúe cuando debe hacerlo, por lo tanto, cuando se tenga una perturbación el relé siempre debe operar dentro de los límites de tiempos garantizados. La confiabilidad es particularmente importante cuando se tienen relés de respaldo no selectivos en los disparos.

9.4.4. Sensibilidad

Se refiere al mínimo valor de entrada para el cual el relé ya funciona correctamente, por ejemplo, un cortocircuito trifásico muy próximo a los transformadores de tensión que alimentan la protección, requieren una sensibilidad elevada.

9.4.5. Velocidad

El tiempo de operación de un relé debe ser lo suficientemente corto de modo que se garantice mantener la estabilidad del sistema.

9.5. Identificación de los relés de protección

Los relés se identifican con el número de la función y con una letra como sufijo cuando es necesario. La identificación se realiza de acuerdo con los estándares de la ANSI/IEEE (IEEE C37.2-1979). En las tablas 1 y 2 se presentan los números y sufijos más usados.

NÚMERO DE FUNCIÓN	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
21	Distancia
25	Sincronización
27	Bajo voltaje
32	Potencia Direccional
40	Pérdida de Excitación
43	Transferencia manual o dispositivo selector
48	Secuencia incompleta
47	Secuencia de fase
49	Unidad Térmica(Generalmente sobrecarga térmica)
50	Sobrecorriente Instantáneo
51	Sobrecorriente de relación inversa tiempo-corriente
59	Sobrevoltaje
60	Balance de voltaje (Entre dos circuitos)
63	Buchholz
67	Sobrecorriente direccional
71	Nivel de aceite
74	Alarma
79	Recierre AC
81	Frecuencia (Generalmente baja Frecuencia)
86	Disparo con bloqueo
87	Diferencial

NÚMERO DE FUNCIÓN	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
94	Disparo sin bloqueo
95	Falla circuito de mando

Tabla 54. Códigos normalizados para la identificación de los relés.

LETRA SUFIJO	APLICACIÓN DEL RELÉ
A	Alarma únicamente
B	Protección de barras
G	Protección del generador o de falla a tierra
GS	Protección de falla a tierra
L	Protección de Línea
M	Protección de Motor
N	Protección de falla a tierra
T	Protección del Transformador
V	Voltaje

Tabla 55. Sufijos normalizados de aplicación de los relés.

9.6. Algunos modelos de Protección

A continuación se presentan algunas de las protecciones para elementos de una subestación que son de nuestro interés por estar en la subestaciones de ISA

9.6.1. Protección de transformadores

La protección principal comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (87T).

La protección diferencial se complementa con relés de sobrecorriente tanto de fase como residuales (51/51N) y del tipo tiempo inverso (el relé de fase se considera más una protección contra fallas externas del transformador). Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49) para sobrecargas, la Buchholz (63B) y de presión (63P) para fallas internas, el nivel de aceite (71) para detectar pérdidas de aceite. El esquema general de protección se ilustra en la figura 35.

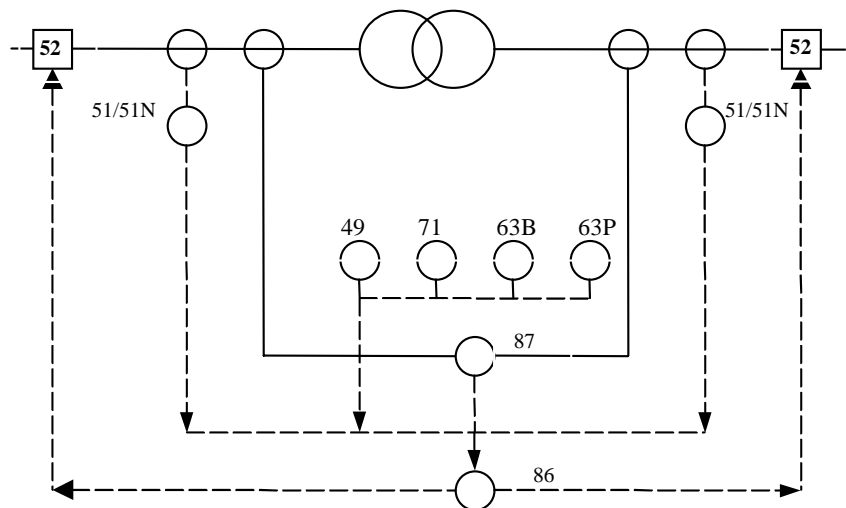


Figura 35. Esquema de protección del transformador

Tal como se observa en la figura 35, todas las órdenes de disparo de los diferentes relés de protección van a los interruptores a través de un relé de disparo y bloqueo (86), el cual, como su nombre lo indica, dispara los interruptores bloqueándolos de tal forma que se impide su cierre.

9.6.2. Protección de líneas de transmisión

Los sistemas de protección de líneas pueden ser de diferentes tipos. Los más comunes son protección de distancia, comparación de fases, protección diferencial longitudinal y protección por comparación direccional.

➤ Protección de distancia (21)

La protección de distancia es una protección relativamente selectiva, en la cual la selectividad se logra sin una comparación del extremo remoto, de tal manera que no requiere ningún sistema de telecomunicaciones para su función básica; mientras que las otras tres son protecciones absolutamente selectivas que requieren un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de línea.

Esta protección se usa como principal en líneas de transmisión. Por su forma de operación, estos relés son preferibles a los de sobrecorriente, ya que no les afectan los cambios en la magnitud de la corriente, su selectividad se basa más en la impedancia que en la corriente.

Normalmente la protección de distancia mide la impedancia de carga de la línea y en caso de falla, la medida de la impedancia es menor que la impedancia de carga, causando la operación del dispositivo.

➤ Sistema de protección por comparación de fases (78)

Su principio se basa en la medida del ángulo de fase de la corriente entre los terminales de la línea protegida. Si el ángulo es pequeño, se trata de una

falla externa de corriente de carga, y si el ángulo es grande existe una falla interna.

➤ Sistema de protección diferencial longitudinal (87L)

El principio básico consiste en la medida de la magnitud y ángulo de las corrientes que entran en el área de protección, las cuales durante condiciones normales suman cero.

El medio de transmisión más común para esta protección es el hilo piloto, lo que significa que es utilizada para líneas cortas (menores a 25 km). Se puede usar en líneas largas pero con un sistema de telecomunicaciones más eficiente como son los de onda portadora, microondas o fibra óptica.

➤ Sistema de protección por comparación direccional

La protección compara la dirección de la corriente de falla en ambos extremos de la línea. La dirección de la corriente indica si se trata de una falla interna (corriente circula hacia la zona protegida) o una falla externa (corriente circulando hacia fuera de la zona protegida).

➤ Protección de líneas utilizando telecomunicaciones

Un requisito indispensable que deben cumplir las protecciones de línea dentro de un sistema eléctrico de potencia es lograr un disparo simultáneo en los dos extremos de la línea, con alta velocidad en la operación de los interruptores entre los que se presenta la falla, con el fin de garantizar la estabilidad en el sistema y reducir los daños en los equipos de las subestaciones expuestos a la falla. Para asegurar que el disparo sea

simultáneo se utilizan las señales de teleprotección, las cuales provienen de los extremos remotos de la línea de transmisión y necesitan de un canal de comunicación que enlace los terminales de la línea.

Existen cuatro posibles canales de telecomunicación para usar teleprotecciones: hilo piloto, portadora por línea de potencia (PLP), fibra óptica y microondas.

9.6.3. Protección de Barras

Aunque las fallas de son poco frecuentes, pero en caso de ocurrir generan grandes suspensiones en el servicio eléctrico ya que implican la desconexión de varios circuitos.

La mayoría de los esquemas de protección de barras están basados en las protecciones diferenciales. Para evitar la saturación de los relés diferenciales se aplican esquemas basados en relés de porcentaje diferencial y relés diferenciales de alta impedancia. También se han hecho aplicaciones con transformadores de corriente con núcleo de aire (acopladores lineales), operación de protección antes que ocurra la saturación de los transformadores de corriente, utilización de la componente aperiódica de la corriente de desbalance para insensibilizar la protección diferencial

Cuando ocurre una falla en barras se deben disparar una gran cantidad de interruptores, por está razón es importante tener una configuración de subestación tal que solo se pierda una parte durante una falla en barras.

**LISTADO VALIDACIÓN DE CONSIGNAS BAJO FALLA
SUBESTACION GUATIGUARA**

EQUIPOS DE PATIO

Campo L1-3 Guatiguará – Tasajero					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L131 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F001-SEC	X	X	X	N
Seccionador L137 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F002-SEC	X	X	X	N
Interruptor L130 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F166-INT	X	X	X	N
Seccionador L131 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F003-SEC	X	X		N
Seccionador L137 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F004-SEC	X	X	X	N
Interruptor L130 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F167-INT	X	X	X	N
Seccionador L132 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F005-SEC	X	X	X	N
Seccionador L137 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F006-SEC	X	X		N
Interruptor L130 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F168-INT	X	X		N
Seccionador L132 no Abre en Maniobra de	GRA2-F007-SEC	X	X		N

Desenergización a Barra 2					
Seccionador L137 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F008-SEC	X	X		N
Interruptor L130 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F169-INT	X	X		N
Seccionador L132 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F009-SEC	X	X		N
Seccionador L131 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F010-SEC	X	X		N
Seccionador L131 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F011-SEC	X	X		N
Seccionador L132 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F012-SEC	X	X		N
Seccionador L136 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F013-SEC	X	X		N
Seccionador L136 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F014-SEC	X	X		N
Seccionador L132 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F015-SEC	X	X		N
Seccionador L131 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F016-SEC	X	X		N
Seccionador L136 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F017-SEC	X	X		N
Seccionador L137 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F018-SEC	X	X		N

Seccionador L132 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F019-SEC	X	X		N
Interruptor L130 Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F170-INT	X	X		N
Seccionador L132 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F020-SEC	X	X		N
Seccionador L137 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F021-SEC	X	X		N
Seccionador L136 no Abre Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F022-SEC	X	X		N
Seccionador L131 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F023-SEC	X	X		N
Interruptor L130 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F171-INT	X	X		N

Campo L1-4					
Guatiguará – Primavera					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L141 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F024-SEC	X	X	X	N
Seccionador L147 no Cierra en Maniobra	GRA2-F025-SEC	X	X	X	N

de Energización a Barra 1					
Interruptor L140 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F172-INT	X	X	X	N
Seccionador L141 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F026-SEC	X	X		N
Seccionador L147 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F027-SEC	X	X	X	N
Interruptor L140 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F173-INT	X	X	X	N
Seccionador L142 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F028-SEC	X	X	X	N
Seccionador L147 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F029-SEC	X	X		N
Interruptor L140 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F174-INT	X	X		N
Seccionador L142 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F030-SEC	X	X		N
Seccionador L147 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F031-SEC	X	X		N
Interruptor L140 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F175-INT	X	X		N
Seccionador L142 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F032-SEC	X	X		N
Seccionador L141 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F033-SEC	X	X		N
Seccionador L141 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F034-SEC	X	X		N
Seccionador L142 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F035-SEC	X	X		N
Seccionador L146 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través	GRA2-F036-SEC	X	X		N

del Interruptor del Campo de Acople					
Seccionador L146 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F037-SEC	X	X		N
Seccionador L142 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F038-SEC	X	X		N
Seccionador L141 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F039-SEC	X	X		N
Seccionador L146 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F040-SEC	X	X		N
Seccionador L147 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F041-SEC	X	X		N
Seccionador L142 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F042-SEC	X	X		N
Interruptor L140 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F176-INT	X	X		N
Seccionador L142 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F043-SEC	X	X		N
Seccionador L147 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F044-SEC	X	X		N
Seccionador L146 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F045-SEC	X	X		N

Seccionador L141 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F046-SEC	X	X		N
Interruptor L140 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F177-INT	X	X		N

Campo L1-5					
Guatiguará – Bucaramanga					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L151 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F047-SEC	X	X	X	X
Seccionador L157 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F048-SEC	X	X	X	X
Interruptor L150 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F178-INT	X	X	X	X
Seccionador L151 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F049-SEC	X	X		X
Seccionador L157 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F050-SEC	X	X	X	X
Interruptor L150 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F179-INT	X	X	X	X
Seccionador L152 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F051-SEC	X	X	X	X
Seccionador L157 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F052-SEC	X	X		X
Interruptor L150 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F180-INT	X	X		X

Seccionador L152 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F053-SEC	X	X		X
Seccionador L157 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F054-SEC	X	X		X
Interruptor L150 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F181-INT	X	X		X
Seccionador L152 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F055-SEC	X	X		X
Seccionador L151 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F056-SEC	X	X		X
Seccionador L151 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F057-SEC	X	X		X
Seccionador L152 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F058-SEC	X	X		X
Seccionador L156 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F059-SEC	X	X		X
Seccionador L156 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F060-SEC	X	X		X
Seccionador L152 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F061-SEC	X	X		X
Seccionador L151 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F062-SEC	X	X		X
Seccionador L156 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F063-SEC	X	X		X
Seccionador L157 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de	GRA2-F064-SEC	X	X		X

Línea a Campo de Acople					
Seccionador L152 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F065-SEC	X	X		X
Interruptor L150 Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F182-INT	X	X		X
Seccionador L152 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F066-SEC	X	X		X
Seccionador L157 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F067-SEC	X	X		X
Seccionador L156 no Abre Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F068-SEC	X	X		X
Seccionador L151 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F069-SEC	X	X		X
Interruptor L150 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F183-INT	X	X		X

Campo L1-6					
Guatiguará - Comuneros					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L161 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F070-SEC	X	X	X	X

Seccionador L167 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F071-SEC	X	X	X	X
Interruptor L160 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F184-INT	X	X	X	X
Seccionador L161 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F072-SEC	X	X		X
Seccionador L167 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F073-SEC	X	X	X	X
Interruptor L160 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F185-INT	X	X	X	X
Seccionador L162 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F074-SEC	X	X	X	X
Seccionador L167 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F075-SEC	X	X		X
Interruptor L160 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F186-INT	X	X		X
Seccionador L162 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F076-SEC	X	X		X
Seccionador L167 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F077-SEC	X	X		X
Interruptor L160 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F187-INT	X	X		X
Seccionador L162 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F078-SEC	X	X		X
Seccionador L161 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F079-SEC	X	X		X
Seccionador L161 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F080-SEC	X	X		X
Seccionador L162 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F081-SEC	X	X		X
Seccionador L166 no Cierra Maniobra de	GRA2-F082-SEC	X	X		X

Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople					
Seccionador L166 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F083-SEC	X	X		X
Seccionador L162 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F084-SEC	X	X		X
Seccionador L161 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F085-SEC	X	X		X
Seccionador L166 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F086-SEC	X	X		X
Seccionador L167 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F087-SEC	X	X		X
Seccionador L162 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F088-SEC	X	X		X
Interruptor L160 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F188-INT	X	X		X
Seccionador L162 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F089-SEC	X	X		X
Seccionador L167 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F090-SEC	X	X		X
Seccionador L166 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de	GRA2-F091-SEC	X	X		X

Acople al Campo de Línea					
Seccionador L161 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F092-SEC	X	X		X
Interruptor L160 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F189-INT	X	X		X

Campo L1-7					
Guatiguará – Sochagota 1					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L171 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F093-SEC	X	X	X	X
Seccionador L177 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F094-SEC	X	X	X	X
Interruptor L170 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F190-INT	X	X	X	X
Seccionador L171 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F095-SEC	X	X		X
Seccionador L177 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F096-SEC	X	X	X	X
Interruptor L170 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F191-INT	X	X	X	X
Seccionador L172 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F097-SEC	X	X	X	X
Seccionador L177 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F098-SEC	X	X		X
Interruptor L170 no Cierra en Maniobra de	GRA2-F192-INT	X	X		X

Energización a Barra 2					
Seccionador L172 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F099-SEC	X	X		X
Seccionador L177 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F100-SEC	X	X		X
Interruptor L170 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F193-INT	X	X		X
Seccionador L172 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F101-SEC	X	X		X
Seccionador L171 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F102-SEC	X	X		X
Seccionador L171 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F103-SEC	X	X		X
Seccionador L172 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F104-SEC	X	X		X
Seccionador L176 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F105-SEC	X	X		X
Seccionador L176 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F106-SEC	X	X		X
Seccionador L172 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F107-SEC	X	X		X
Seccionador L171 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F108-SEC	X	X		X
Seccionador L176 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F109-SEC	X	X		X
Seccionador L177 no Abre en Maniobra de	GRA2-F110-SEC	X	X		X

Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople					
Seccionador L172 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F111-SEC	X	X		X
Interruptor L170 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F194-INT	X	X		X
Seccionador L172 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F112-SEC	X	X		X
Seccionador L177 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F113-SEC	X	X		X
Seccionador L176 no Abre Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F114-SEC	X	X		X
Seccionador L171 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F115-SEC	X	X		X
Interruptor L170 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F195-INT	X	X		X

Campo L1-8					
Guatiguará – Los Palos					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L181 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F116-SEC	X	X	X	X

Seccionador L187 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F117-SEC	X	X	X	X
Interruptor L180 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F196-INT	X	X	X	X
Seccionador L181 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F118-SEC	X	X		X
Seccionador L187 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F119-SEC	X	X	X	X
Interruptor L180 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F197-INT	X	X	X	X
Seccionador L182 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F120-SEC	X	X	X	X
Seccionador L187 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F121-SEC	X	X		X
Interruptor L180 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F198-INT	X	X		X
Seccionador L182 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F122-SEC	X	X		X
Seccionador L187 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F123-SEC	X	X		X
Interruptor L180 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F199-INT	X	X		X
Seccionador L182 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F124-SEC	X	X		X
Seccionador L181 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F0125-SEC	X	X		X
Seccionador L181 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F126-SEC	X	X		X
Seccionador L182 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F127-SEC	X	X		X

Seccionador L186 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F128-SEC	X	X		X
Seccionador L186 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F129-SEC	X	X		X
Seccionador L182 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F130-SEC	X	X		X
Seccionador L181 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F131-SEC	X	X		X
Seccionador L186 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F132-SEC	X	X		X
Seccionador L187 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F133-SEC	X	X		X
Seccionador L182 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F134-SEC	X	X		X
Interruptor L180 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F200-INT	X	X		X
Seccionador L182 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F135-SEC	X	X		X
Seccionador L187 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F136-SEC	X	X		X
Seccionador L186 no Abre Maniobra de	GRA2-F137-SEC	X	X		X

Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea					
Seccionador L181 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F138-SEC	X	X		X
Interruptor L180 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F201-INT	X	X		X

Campo L1-9					
Guatiguará – Sochagota 2					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador L191 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F139-SEC	X	X	X	X
Seccionador L197 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F140-SEC	X	X	X	X
Interruptor L190 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 1	GRA2-F202-INT	X	X	X	X
Seccionador L191 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F141-SEC	X	X		X
Seccionador L197 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F142-SEC	X	X	X	X
Interruptor L190 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 1	GRA2-F203-INT	X	X	X	X
Seccionador L192 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F143-SEC	X	X	X	X
Seccionador L197 no Cierra en Maniobra de Energización a Barra 2	GRA2-F144-SEC	X	X		X
Interruptor L190 no Cierra en Maniobra de	GRA2-F204-INT	X	X		X

Energización a Barra 2					
Seccionador L192 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F145-SEC	X	X		X
Seccionador L197 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F146-SEC	X	X		X
Interruptor L190 no Abre en Maniobra de Desenergización a Barra 2	GRA2-F205-INT	X	X		X
Seccionador L192 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F147-SEC	X	X		X
Seccionador L191 no Abre en Maniobra de Cambio de Conexión de Barra 1 a Barra 2	GRA2-F148-SEC	X	X		X
Seccionador L191 no Cierra en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F149-SEC	X	X		X
Seccionador L192 no Abre en Maniobra Cambio de Conexión de Barra 2 a Barra 1	GRA2-F150-SEC	X	X		X
Seccionador L196 no Cierra Maniobra de Energización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F151-SEC	X	X		X
Seccionador L196 no Abre Maniobra de Desenergización de Campo de Línea a través del Interruptor del Campo de Acople	GRA2-F152-SEC	X	X		X
Seccionador L192 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F153-SEC	X	X		X
Seccionador L191 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F154-SEC	X	X		X
Seccionador L196 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F155-SEC	X	X		X
Seccionador L197 no Abre en Maniobra de	GRA2-F156-SEC	X	X		X

Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople					
Seccionador L192 no Abre en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F157-SEC	X	X		X
Interruptor L190 no Abre en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Línea a Campo de Acople	GRA2-F206-INT	X	X		X
Seccionador L192 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F158-SEC	X	X		X
Seccionador L197 no Cierra en Maniobra Transferencia Programada Campo de Línea al Campo de Acople	GRA2-F159-SEC	X	X		X
Seccionador L196 no Abre Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F160-SEC	X	X		X
Seccionador L191 no Cierra Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople al Campo de Línea	GRA2-F161-SEC	X	X		X
Interruptor L190 no Cierra en Maniobra de Transferencia Programada Campo de Acople a Campo de Línea	GRA2-F207-INT	X	X		X

Campo M2-0

Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Seccionador M201 no Cierra en Maniobra de Energización	GRA2-F162-SEC	X	X	X	X

Seccionador M202 no Cierra en Maniobra de Energización	GRA2-F163-SEC	X	X	X	X
Interruptor M200 no Cierra en Maniobra de Energización	GRA2-F208-INT	X	X	X	X
Seccionador M201 no Abre en Maniobra de Desenergización	GRA2-F164-SEC	X	X	X	X
Seccionador M202 no Abre en Maniobra de Desenergización	GRA2-F165-SEC	X	X	X	X
Interruptor M200 no Abre en Maniobra de Desenergización	GRA2-F209-INT	X	X	X	X

EQUIPOS DE CONTROL

Equipos de Control					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
REC 561 del Sistema de Control en Operación Normal.	GRA2-001-CTR	X	X	X	X
REC 561 del Sistema de Control en Falla de Equipo.	GRA2-F001-CTR	X	X	X	X

EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Equipos de Protección					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
REL 561 – REL 511 Equipo en Falla	GRA2-F001-PRO	X	X	X	X
REL SPAJ140C ó SPCJ4D29	GRA2-F002-PRO	X	X	X	X

En Falla					
REL SPAU121C ó SPCU 1C1	GRA2-F003-PRO	X	X	X	X
En Falla					

SERVICIOS AUXILIARES

Equipos de Servicios Auxiliares					
Titulo	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Alarma Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc fuera de Servicio	GRA-F001-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Falla de Fase Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc	GRA-F002-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Alta Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc	GRA-F003-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Baja Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc	GRA-F004-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Corriente de Salida Baja Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc	GRA-F005-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Interruptor Cargador de Baterías +NQ1 48Vcc	GRA-F006-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc fuera de Servicio	GRA-F007-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Falla de Fase Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc	GRA-F008-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Alta Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc	GRA-F009-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Baja Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc	GRA-F010-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Corriente de Salida Baja	GRA-F011-SSAA.DC	X	X	X	X

Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc					
Alarma Interruptor Cargador de Baterías +NQ2 48Vcc	GRA-F012-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc fuera de Servicio	GRA-F013-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Falla de Fase Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc	GRA-F014-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Alta Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc	GRA-F015-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Baja Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc	GRA-F016-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Corriente de Salida Baja Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc	GRA-F017-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Interruptor Cargador de Baterías +NQ3 48Vcc	GRA-F018-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Cargador de Baterías +NX1 125Vcc fuera de Servicio	GRA-F019-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Falla de Fase Cargador de Baterías +NX1 125Vcc	GRA-F020-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Alta Cargador de Baterías +NX1 125Vcc	GRA-F021-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Baja Cargador de Baterías +NX1 125Vcc	GRA-F022-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Corriente de Salida Baja Cargador de Baterías +NX1 125Vcc	GRA-F023-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Interruptor Cargador de Baterías +NX1 125Vcc	GRA-F024-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Cargador de Baterías +NX2 125Vcc fuera de Servicio	GRA-F025-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Falla de Fase Cargador de	GRA-F026-SSAA.DC	X	X	X	X

Baterías +NX2 125Vcc					
Alarma Tensión Alta Cargador de Baterías +NX2 125Vcc	GRA-F027-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Tensión Baja Cargador de Baterías +NX2 125Vcc	GRA-F028-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Corriente de Salida Baja Cargador de Baterías +NX2 125Vcc	GRA-F029-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Interruptor Cargador de Baterías +NX2 125Vcc	GRA-F030-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma en Planta Diesel de Emergencia 1 ó 2	GRA-F031-SSAA.AC	X	X	X	X
Alarma Inversores Senoidales y Cargadores de 48Vcc y 125 Vcc Fuera de Servicio	GRA-F032-SSAA.DC	X	X	X	X
Alarma Interruptores de Servicios Auxiliares Fuera de servicio	GRA-F033-SSAA.AC	X	X	X	X
Alarma banco de baterías 48 Vcc o 125 Vcc	GRA-F034-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares a través del Alimentador 1 -13.2 kV.	GRA-001-SSAA.AC	X	X	X	X
Energización Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares a través del Alimentador 2 -13.2 kV.	GRA-002-SSAA.AC	X	X	X	X
Energización Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares a través de la Planta Diesel 1	GRA-003-SSAA.AC	X	X	X	X
Energización Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares a través de la Planta Diesel 2	GRA-004-SSAA.AC	X	X	X	X
Energización Barras 208 V CA de	GRA-005-SSAA.AC	X	X	X	X

Servicios Auxiliares a través de Plantas Diesel 1 y 2					
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares Cuando Sale de Servicio Alimentador 1- 13.2 kV. al Alimentador 2 –13.2 kV. (que está en Servicio).	GRA-006-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares del Alimentador 2 (Estando en Servicio) al Alimentador 1 (Cuando éste Último Entra Nuevamente en Servicio).	GRA-007-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares del Alimentador 1 de 13.2 kV. (Cuando Sale de Servicio) a Planta Diesel 1. (Alimentador 2 no Está en Servicio)	GRA-008-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares del Alimentador 1 de 13.2 kV. (Cuando Sale de Servicio) a Planta Diesel 2. (Alimentador 2 y Planta 1 no Están en Servicio)	GRA-009-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares del Alimentador 2 de 13.2 kV. (Cuando sale de Servicio) a Planta Diesel 1 (Alimentador 1 no está en Servicio)	GRA-010-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V	GRA-011-SSAA.AC	X	X	X	X

CA de Servicios Auxiliares del Alimentador 2 de 13.2 kV. (Cuando Sale de Servicio) a Planta Diesel 2. (Alimentador 1 y Planta 1 no Están en Servicio)					
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 1 (Cuando Sale de Servicio) a Planta Diesel 2. (Alimentadores 1 y 2 no Están en Servicio)	GRA-012-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 1 A Alimentador 1 Cuando Entra en Servicio Nuevamente. (Alimentador 2 en Servicio ó Fuera de Servicio)	GRA-013-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 1 A Alimentador 2 Cuando Entra en Servicio Nuevamente. (Alimentador 1 Está Fuera de Servicio)	GRA-014-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208 V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 2 A Planta Diesel 1 Cuando Entra en Servicio Nuevamente. (Alimentadores 1y 2 Están Fuera de Servicio)	GRA-015-SSAA.AC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Barras 208V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 2 a Alimentador 2 cuando Entra	GRA-016-SSAA.AC	X	X	X	X

en Servicio Nuevamente (Alimentador 1 y Planta Diesel 1 Fuera de Servicio)					
Transferencia de Carga de Barras 208V CA de Servicios Auxiliares de Planta Diesel 2 a Alimentador 1 cuando Entra en Servicio Nuevamente (Alimentador 2 y Planta Diesel 1 en o fuera de servicio)	GRA-017-SSAA.AC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +NQ1 48 V cc	GRA-018-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización Cargador de Baterías +NQ1 48 V CC	GRA-019-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +NQ2 48 V CC	GRA-020-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +NQ2 48 V CC	GRA-021-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +NQ3 48 V CC	GRA-022-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +NQ3 48 V CC	GRA-023-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +N11 125 V CC en Caseta de Control No 1	GRA-024-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N11 125 V cc en Caseta de Control No 1	GRA-025-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +N12 125 V cc en Caseta de Control No 1	GRA-026-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N12 125 V cc en Caseta de Control No 1	GRA-027-SSAA.DC	X	X	X	X

Energización del Cargador de Baterías +N21 125 V CC en Caseta de Control No 2	GRA-028-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N21 125 V cc en Caseta de Control No 2	GRA-029-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +N22 125 V cc en Caseta de Control No 2	GRA-030-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N22 125 V cc en Caseta de Control No 2	GRA-031-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del cargador de Baterías +N61 125 V CC en Caseta de Control No 6	GRA-032-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N61 125 V cc en Caseta de Control No 6	GRA-033-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +N62 125 V cc en Caseta de Control No 6	GRA-034-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N62 125 V cc en Caseta de Control No 6	GRA-035-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías +N71 125 V CC en Caseta de Control No 7	GRA-036-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización del Cargador de Baterías +N71 125 V cc en Caseta de Control No 7	GRA-037-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización del Cargador de Baterías	GRA-038-SSAA.DC	X	X	X	X

+N72 125 V cc en Caseta de Control No 7					
Desenergización del Cargador de Baterías +N72 125 V cc en Caseta de Control No 7	GRA-039-SSAA.DC	X	X	X	X
Energización de Inversores Trifásicos Senoidales U y G	GRA-040-SSAA.DC	X	X	X	X
Desenergización de los Inversores Trifásicos Senoidales U y G	GRA-041-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de Carga a Línea de Reserva Inversor U y G (Cuando Inversor U y G Esta Fuera de Servicio)	GRA-042-SSAA.DC	X	X	X	X
Maniobra de Interruptor de Paso CB4 en Estado de Emergencia	GRA-043-SSAA.DC	X	X	X	X
Maniobra de Interruptor de Paso CB4 en Estado de Emergencia (Retorno a Operación Automática)	GRA-044-SSAA.DC	X	X	X	X
Maniobras con el CONMUTADOR Estático de Tránsito SBS. (Inversor Fuera de Servicio)	GRA-045-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de carga del cargador 1 a cargador 2 125 V cc en caseta de control. (cargador 1 fuera de servicio)	GRA-046-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de Carga del Cargador 2 a Cargador 1 125 V cc en Caseta de Control. (Cargador 1 Entra en Servicio)	GRA-047-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Cargador +NQ1 48 V cc a Cargador +NQ3. en Edificio de Control (Cargador +NQ1 fuera de servicio)	GRA-048-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Cargador +NQ3 48 V cc a Cargador +NQ1. En Edificio de Control	GRA-049-SSAA.DC	X	X	X	X

(Cargador +NQ1 entra en servicio)					
Transferencia de Carga de Cargador +NQ2 48 V cc a Cargador +NQ3. En Edificio de Control (Cargador +NQ2 fuera de servicio)	GRA-050-SSAA.DC	X	X	X	X
Transferencia de Carga de Cargador +NQ3 48 V cc a Cargador +NQ2. En Edificio de Control (Cargador +NQ2 entra en servicio)	GRA-051-SSAA.DC	X	X	X	X
División de Barra 208 V ca de Servicios Auxiliares a través del Interruptor – Q05 Operando el Alimentador 1	GRA-052-SSAA.AC	X	X	X	X
División de Barra 208 V ca de Servicios Auxiliares a través del Interruptor –Q05 Operando el Alimentador 2	GRA-053-SSAA.AC	X	X	X	X

SEÑALES DE ALARMAS

Campo L1-3					
Guatiguará – Tasajero					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Tasajero	GRA2-F210-PRO	X	X		N
Disparo Protección de Línea 2 REL521 Línea Tasajero	GRA2-F211-PRO	X	X		N
Disparo Sobre Tensión Línea Tasajero	GRA2-F212-PRO	X	X		N
Disparo Protecciones complementarias Línea Tasajero	GRA2-F213-PRO	X	X		N
Operación de Recierre Interruptor L-130 línea Tasajero	GRA2-F214-PRO	X	X		N

Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Tasajero	GRA2-F215-PRO	X	X		N
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas Línea Tasajero	GRA2-F216-PRO	X	X		N
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L-130 línea Tasajero	GRA2-F217-INT	X	X		N
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F218-INT	X	X		N
Disparo con Bloqueo Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F219-INT	X	X		N
Discrepancia de Polos Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F220-INT	X	X		N
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F221-INT	X	X		N
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F222-INT	X	X		N
Falla Alimentación Motor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F223-INT	X	X		N
Disparo Falla Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F224-INT	X	X		N
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F225-INT	X	X		N
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-130 línea Tasajero	GRA2-F226-INT	X	XX		N
Falla Mecanismo del Interruptor L-130 Línea Tasajero	GRA2-F227-INT	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L131 Línea Tasajero	GRA2F228-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L132 Línea Tasajero	GRA2-F229-SEC	X	X		N

Falla Alimentación Motor Seccionador L137 Línea Tasajero	GRA2-F230-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L136 Línea Tasajero	GRA2-F231-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L139 Línea Tasajero	GRA2-F232-SEC	X	X		N

Campo L1-4					
Guatiguará – Primavera					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Primavera	GRA2-F233-PRO	X	X		N
Disparo Protección de Línea 2 REL521 Línea Primavera	GRA2-F234-PRO	X	X		N
Disparo Sobre Tensión Línea Primavera	GRA2-F235-PRO	X	X		N
Disparo Protecciones complementarias Línea Primavera	GRA2-F236-PRO	X	X		N
Operación de Recierre Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F237-PRO	X	X		N
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Primavera	GRA2-F238-PRO	X	X		N
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas de Línea Primavera	GRA2-F239-PRO	X	X		N
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 140 Línea Primavera	GRA2-F240-INT	X	X		N
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L- 140 línea Primavera	GRA2-F241-INT	X	X		N
Disparo con Bloqueo Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F242-INT	X	X		N

Discrepancia de Polos Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F243-INT	X	X		N
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F244-INT	X	X		N
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F245-INT	X	X		N
Falla Alimentación Motor L-140 Línea Primavera	GRA2-F246-INT	X	X		N
Disparo Falla Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F247-INT	X	X		N
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F248-INT	X	X		N
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F249-INT	X	X		N
Falla Mecanismo del Interruptor L-140 Línea Primavera	GRA2-F250-INT	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L141 Línea Primavera	GRA2-F251-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L142 Línea Primavera	GRA2-F252-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L147 Línea Primavera	GRA2-F253-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L146 Línea Primavera	GRA2-F254-SEC	X	X		N
Falla Alimentación Motor Seccionador L149 Línea Primavera	GRA2-F255-SEC	X	X		N

Campo L1-5
Guatiguará – Bucaramanga

Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Bucaramanga	GRA2-F256-PRO	X	X	X	X
Disparo Protección de Línea 2 REL561 Línea Bucaramanga	GRA2-F257-PRO	X	X	X	X
Disparo Sobre Tensión Línea Bucaramanga	GRA2-F258-PRO	X	X	X	X
Disparo Protecciones complementarias Línea Bucaramanga	GRA2-F259-PRO	X	X	X	X
Operación de Recierre Interruptor L-150 línea Bucaramanga	GRA2-F260-PRO	X	X	X	X
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Bucaramanga	GRA2-F261-PRO	X	X	X	X
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas Línea Bucaramanga	GRA2-F262-PRO	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 150 línea Bucaramanga	GRA2-F263-INT	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L- 150 Línea Bucaramanga	GRA2-F264-INT	X	X	X	X
Disparo con Bloqueo Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F265-INT	X	X	X	X
Discrepancia de Polos Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F266-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F267-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F268-INT	X	X	X	X

Falla Alimentación Motor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F269-INT	X	X	X	X
Disparo Falla Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F270-INT	X	X	X	X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F271-INT	X	X	X	X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-150 línea Bucaramanga	GRA2-F272-INT	X	X	X	X
Falla Mecanismo del Interruptor L-150 Línea Bucaramanga	GRA2-F273-INT	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L151 Línea Bucaramanga	GRA2-F274-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L152 Línea Bucaramanga	GRA2-F275-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L157 Línea Bucaramanga	GRA2-F276-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L156 Línea Bucaramanga	GRA2-F277-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L159 Línea Bucaramanga	GRA2-F278-SEC	X	X	X	X

Campo L1-6					
Guatiguará – Comuneros					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Comuneros	GRA2-F279-PRO	X	X		X
Disparo Protección de Línea 2 REL511 Línea Comuneros	GRA2-F280-PRO	X	X		X
Disparo Sobre Tensión Línea Comuneros	GRA2-F281-PRO	X	X		X

Disparo Protecciones complementarias Línea Comunereros	GRA2-F282-PRO	X	X		X
Operación de Recierre Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F283-PRO	X	X		X
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Comunereros	GRA2-F284-PRO	X	X		X
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas de Línea Comunereros	GRA2-F285-PRO	X	X		X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 160 Línea Comunereros	GRA2-F286-INT	X	X		X
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L- 160 línea comuneros	GRA2-F287-INT	X	X		X
Disparo con Bloqueo Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F288-INT	X	X		X
Discrepancia de Polos Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F289-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F290-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F291-INT	X	X		X
Falla Alimentación Motor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F292-INT	X	X		X
Disparo Falla Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F293-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F294-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F295-INT	X	X		X
Falla Mecanismo del Interruptor L-160 Línea Comunereros	GRA2-F296-INT	X	X		X

Falla Alimentación Motor Seccionador L161 Línea Comuneros	GRA2-F297-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L162 Línea Comuneros	GRA2-F298-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L167 Línea Comuneros	GRA2-F299-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L166 Línea Comuneros	GRA2-F300-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L169 Línea Comuneros	GRA2-F301-SEC	X	X		X

Campo L1-7					
Guatiguará - Sochagota 1					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Sochagota 1	GRA2-F302-PRO	X	X		X
Disparo Protección de Línea 2 REL561 Línea Sochagota 1	GRA2-F303-PRO	X	X		X
Disparo Sobre Tensión Línea Sochagota 1	GRA2-F304-PRO	X	X		X
Disparo Protecciones complementarias Línea Sochagota 1	GRA2-F305-PRO	X	X		X
Operación de Recierre Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F306-PRO	X	X		X
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Sochagota 1	GRA2-F307-PRO	X	X		X
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas de Línea Sochagota 1	GRA2-F308-PRO	X	X		X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 170 Línea Sochagota 1	GRA2-F309-INT	X	X		X

Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F310-INT	X	X		X
Disparo con Bloqueo Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F311-INT	X	X		X
Discrepancia de Polos Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F312-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F313-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F314-INT	X	X		X
Falla Alimentación Motor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F315-INT	X	X		X
Disparo Falla Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F316-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F317-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F318-INT	X	X		X
Falla Mecanismo del Interruptor L-170 Línea Sochagota 1	GRA2-F319-INT	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L171 Línea Sochagota 1	GRA2-F320-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L172 Línea Sochagota 1	GRA2-F321-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L177 Línea Sochagota 1	GRA2-F322-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L176 Línea Sochagota 1	GRA2-F323-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L179 Línea Sochagota 1	GRA2-F324-SEC	X	X		X

Campo L1-8
Guatiguará - Los Palos

Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Los Palos	GRA2-F325-PRO	X	X		X
Disparo Protección de Línea 2 REL561 Línea Los Palos	GRA2-F326-PRO	X	X		X
Disparo Sobre Tensión Línea Los Palos	GRA2-F327-PRO	X	X		X
Disparo Protecciones complementarias Línea Los Palos	GRA2-F328-PRO	X	X		X
Operación de Recierre Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F329-PRO	X	X		X
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Los Palos	GRA2-F330-PRO	X	X		X
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas de Línea Los Palos	GRA2-F331-PRO	X	X		X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 180 Línea Los Palos	GRA2-F332-INT	X	X		X
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L- 180 Línea Los Palos	GRA2-F333-INT	X	X		X
Disparo con Bloqueo Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F334-INT	X	X		X
Discrepancia de Polos Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F335-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F336-INT	X	X		X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F337-INT	X	X		X
Falla Alimentación Motor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F338-INT	X	X		X

Disparo Falla Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F339-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F340-INT	X	X		X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F341-INT	X	X		X
Falla Mecanismo del Interruptor L-180 Línea Los Palos	GRA2-F342-INT	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L181 Línea Los Palos	GRA2-F343-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L182 Línea Los Palos	GRA2-F344-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L187 Línea Los Palos	GRA2-F345-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L186 Línea Los Palos	GRA2-F346-SEC	X	X		X
Falla Alimentación Motor Seccionador L189 Línea Los Palos	GRA2-F347-SEC	X	X		X

Campo L1-9					
Guatiguará - Sochagota 2					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Disparo Protección de Línea 1- REL511 Línea Sochagota 2	GRA2-F348-PRO	X	X	X	X
Disparo Protección de Línea 2 REL561 Línea Sochagota 2	GRA2-F349-PRO	X	X	X	X
Disparo Sobre Tensión Línea Sochagota 2	GRA2-F350-PRO	X	X	X	X
Disparo Protecciones complementarias Línea Sochagota 2	GRA2-F351-PRO	X	X	X	X

Operación de Recierre Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F352-PRO	X	X	X	X
Falla Comunicaciones PL1 o PL2 Línea Sochagota 2	GRA2-F353-PRO	X	X	X	X
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas de Línea Sochagota 2	GRA2-F354-PRO	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor L- 190 Línea Sochagota 2	GRA2-F355-INT	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor L- 190 Línea Sochagota 2	GRA2-F356-INT	X	X	X	X
Disparo con Bloqueo Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F357-INT	X	X	X	X
Discrepancia de Polos Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F358-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F359-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F360-INT	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F361-INT	X	X	X	X
Disparo Falla Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F362-INT	X	X	X	X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F363-INT	X	X	X	X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F364-INT	X	X	X	X
Falla Mecanismo del Interruptor L-190 Línea Sochagota 2	GRA2-F365-INT	X	X	X	X

Falla Alimentación Motor Seccionador L191 Línea Sochagota 2	GRA2-F366-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L192 Línea Sochagota 2	GRA2-F367-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L197 Línea Sochagota 2	GRA2-F368-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L196 Línea Sochagota 2	GRA2-F369-SEC	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Seccionador L199 Línea Sochagota 2	GRA2-F370-SEC	X	X	X	X

CAMPO DE ACOPLE					
Título	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
Falla polaridad Control, Protecciones Registrador de Fallas Campo de Acople	GRA2-F371-PRO	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 1 Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F372-INT	X	X	X	X
Falla Circuito de Disparo 2 Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F373-INT	X	X	X	X
Discrepancia de Polos Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F374-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-1 Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F375-INT	X	X	X	X
Baja Presión SF6 Eta-2 Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F376-INT	X	X	X	X
Falla Alimentación Motor Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F377-INT	X	X	X	X
Falla Polaridad Circuito de Disparo 1 Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F378-INT	X	X	X	X

Falla Polaridad Circuito de Disparo 2 M-200 Campo de Acople	GRA2-F379-INT	X	X	X	X
Falla Mecanismo del Interruptor M-200 Campo de Acople	GRA2-F380-INT	X	X	X	X

ENV : CONSIGNAS ENVIADAS PARA LA VERIFICACION

VER : CONSIGNAS VERIFICADAS

SIM : CONSGINAS SIMULADAS

COR : CONSIGNAS CORREGIDAS

N : CONSIGNAS NUEVAS.

**LISTADO VALIDACION DE CONSIGNAS BAJO FALLA
SUBESTACIÓN OCAÑA**

CONSIGNAS BAJO FALLA ASOCIADAS A MANIOBRAS

TITULO	ENV	VER	SIM	COR
Energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1				
Interruptor L170 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1 OCA2-F001-INT.	X	X	X	X
Seccionador L171 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1 OCA2-F002-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L177 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1 OCA2-F003-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L179 no abre OCA2-F004-SEC	X	X		X
Desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1.				
Interruptor L170 no abre OCA2-F005-INT	X	X	X	X
Seccionador L171 no abre en maniobra de desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1 OCA2-F006-SEC.	X	X		X
Seccionador L177 no abre en maniobra de desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 1 OCA2-F007-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L179 no cierra.	X	X		X

OCA2-F008-SEC.				
Energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2				
Interruptor L170 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2 OCA2-F009-INT.	X	X		X
Seccionador L172 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2 OCA2-F010-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L177 no cierra en maniobra de energización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2 OCA2-F011-SEC.	X	X		X
Desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2				
Seccionador L172 no abre en maniobra de desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2 OCA2-F012-SEC.	X	X		X
Seccionador L177 no abre en maniobra de desenergización del circuito San Mateo por bahía propia =L1-7 a barra 2 OCA2-F013-SEC	X	X		X
Energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1				
Interruptor L190 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F014-INT.	X	X	X	X
Seccionador L191 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F015-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L197 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F016-SEC.	X	X	X	X

Seccionador L199 no abre OCA2-F017-SEC	X	X		X
Desenergización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1				
Interruptor L190 no abre OCA2-F018-INT.	X	X	X	X
Seccionador L191 no abre en maniobra de desenergización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F019-SEC.	X	X		X
Seccionador L197 no abre en maniobra de desenergización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F020-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L199 no cierra OCA2-F021-SEC.	X	X		X
Energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1- 9 a barra 2				
Interruptor L190 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 2 OCA2-F022-INT.	X	X		X
Seccionador L192 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F023-SEC.	X	X	X	X
Seccionador L197 no cierra en maniobra de energización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 1 OCA2-F024-SEC.	X	X		X
Desenergización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 2				
Seccionador L192 no abre en maniobra de desenergización del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 2 OCA2-F025-SEC.	X	X		X
Seccionador L197 no abre en maniobra de desenergización	X	X		X

del circuito Los Palos por bahía propia =L1-9 a barra 2 OCA2-F026-SEC.				
Energización del equipo Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1				
Interruptor A180 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1 OCA2-F027-INT	X	X		X
Seccionador A181 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1 OCA2-F028-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1 OCA2-F029-SEC.	X	X		X
Seccionador A189 no abre OCA2-F030-SEC.	X	X		X
Desenergización del equipo autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1				
Interruptor A180 no abre OCA2-F031-INT.	X	X		X
Seccionador A181 no abre en maniobra de desenergización del circuito Autotransformador por bahía propia = A1-8 a barra 1. OCA2-F032-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no abre en maniobra de desenergización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 1 OCA2-F033-SEC.	X	X		X
Seccionador A189 no cierra OCA2-F034-SEC.	X	X		X
Energización del equipo autotransformador por bahía				

propia =A1-8 a barra 2				
Interruptor A180 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 2 OCA2-F035-INT.	X	X		X
Seccionador A182 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 2 OCA2-F036-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no cierra en maniobra de energización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 2 OCA2-F037-SEC.	X	X		X
Desenergización del equipo autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 2				
Seccionador A182 no abre en maniobra de desenergización del circuito Autotransformador por bahía propia =A1-8 a barra 2 OCA2-F038-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no abre en maniobra de desenergización del circuito Autotransformador por bahía propia = A1-8 a barra 2 OCA2-F039-SEC.	X	X		X
Transferencia de circuitos San Mateo, Los Palos y equipo autotransformador de barra 1 a barra 2				
Interruptor B200 no cierra OCA2-F040-INT	X	X	X	X
Seccionador B201 no cierra OCA2-F041-SEC	X	X	X	X
Seccionador B202 no cierra OCA2-F042-SEC	X	X	X	X
Interruptor B200 no abre OCA2-F043-INT.	X	X	X	X
Seccionador B201 no abre	X	X	X	X

OCA2-F044-SEC				
Seccionador B202 no abre OCA2-F045-SEC	X	X	X	X
Seccionador L172 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F046-SEC.	X	X		X
Seccionador L171 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F047-SEC.	X	X		X
Seccionador L192 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F048-SEC.	X	X		X
Seccionador L191 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F049-SEC.	X	X		X
Seccionador A182 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F050-SEC.	X	X		X
Seccionador A181 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a barra 2 OCA2-F051-SEC.	X	X		X
Transferencia de circuitos San Mateo, Los Palos y equipo autotransformador de barra 2 a barra 1				
Seccionador L171 no cierra en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1 OCA2-F052-SEC.	X	X		N
Seccionador L172 no abre en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1 OCA2-F053-SEC.	X	X		N
Seccionador L191 no cierra en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1	X	X		N

OCA2-F054-SEC.				
Seccionador L192 no abre en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1 OCA2-F055-SEC.	X	X		N
Seccionador A181 no cierra en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1 OCA2-F056-SEC.	X	X		N
Seccionador A182 no abre en maniobra de transferencia de barra 2 a barra 1 OCA2-F057-SEC.	X	X		N
Energización del circuito San Mateo por bahía de acople =B2-0				
Seccionador L176 no cierra en maniobra de energización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F058-SEC.	X	X		X
Desenergización del circuito San Mateo por bahía de acople =B2-0				
Seccionador L176 no abre en maniobra de desenergización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F059-SEC.	X	X		X
Energización del circuito Los Palos por bahía de acople =B2-0				
Seccionador L196 no cierra en maniobra de energización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F060-SEC.	X	X		X
Desenergización del circuito Los Palos por bahía de acople =B2-0				
Seccionador L196 no abre en maniobra de desenergización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F061-SEC.	X	X		X
Energización del equipo autotransformador por bahía de				

acople =B2-0				
Seccionador A186 no cierra en maniobra de energización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F062-SEC.	X	X		X
Desenergización del equipo autotransformador por bahía de acople =B2-0				
Seccionador A186 no abre en maniobra de desenergización por bahía de acople =B2-0 OCA2-F063-SEC.	X	X		X
Transferencia del circuito San Mateo a la bahía de acople =B2-0, bahía propia =L1-7 energizada.				
Seccionador L172 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F064-SEC.	X	X		X
Seccionador L171 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F065-SEC.	X	X		X
Seccionador L176 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F066-SEC.	X	X		X
Interruptor L170 no abre OCA2-F005-INT.	-	-	-	-
Seccionador L172 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F067-SEC.	X	X		X
Seccionador L177 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F068-SEC.	X	X		X
Deshacer transferencia del circuito San Mateo de bahía de acople =B2-0, a la bahía propia =L1-7.				
Seccionador L172 no cierra en maniobra de transferencia de	X	X		N

bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F069-SEC.				
Seccionador L177 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F070-SEC.	X	X		N
Interruptor L170 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F071-INT.	X	X		N
Seccionador L176 no abre en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F072-SEC.	X	X		N
Seccionador L171 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F073-SEC.	X	X		N
Seccionador L172 no abre en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F074-SEC	X	X		N
Transferencia del circuito Los Palos a la bahía de acople =B2-0, bahía propia =L1-9 energizada.				
Seccionador L192 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F075-SEC.	X	X		X
Seccionador L191 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F076-SEC.	X	X		X
Seccionador L196 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F077-SEC.	X	X		X
Interruptor L190 no abre OCA2-F018-INT.	–	–		–
Seccionador L192 no abre en maniobra de transferencia de	X	X		X

barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F078-SEC.				
Seccionador L197 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F079-SEC	X	X		X
Deshacer transferencia del circuito Los Palos de bahía de acople =B2-0, a la bahía propia =L1-9.				
Seccionador L192 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F080-SEC.	X	X		X
Seccionador L197 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F081-SEC.	X	X		X
Interruptor L190 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F082-INT.	X	X		X
Seccionador L196 no abre en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F083-SEC.	X	X		X
Seccionador L191 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F084-SEC.	X	X		X
Seccionador L192 no abre en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F085-SEC.	X	X		X
Transferencia del equipo autotransformador a la bahía de acople =B2-0, bahía propia =A1-8 energizada.				
Seccionador A182 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F086-SEC.	X	X		X
Seccionador A181 no abre en maniobra de transferencia de	X	X		X

barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F087-SEC.				
Seccionador A186 no cierra en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F088-SEC.	X	X		X
Interruptor A180 no abre OCA2-F031-INT.	-	-	-	-
Seccionador A182 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F089-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no abre en maniobra de transferencia de barra 1 a bahía de acople =B2-0 OCA2-F090-SEC.	X	X		X
Deshacer transferencia del equipo autotransformador de bahía de acople =B2-0, a la bahía propia =A1-8.				
Seccionador A182 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F091-SEC.	X	X		X
Seccionador A187 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F092-SEC.	X	X		X
Interruptor A180 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F093-SEC.	X	X		X
Seccionador A186 no abre en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F094-SEC.	X	X		X
Seccionador A181 no cierra en maniobra de transferencia de bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F095-SEC.	X	X		X
Seccionador A182 no abre en maniobra de transferencia de	X	X		X

bahía de acople =B2-0 a barra 1 OCA2-F096-SEC.				
Energización de la compensación reactiva				
Interruptor CP00 no cierra OCA2-F097-REA.	X	X		X
Interruptor CP10 no cierra OCA2-F098-REA.	X	X		X
Interruptor CP20 no cierra OCA2-F099-REA	X	X		X
Cuchilla de puesta a tierra CP01 no abre OCA2-F100-REA	X	X		X
Desenergización de la compensación reactiva.				
Interruptor CP00 no abre OCA2-F101-REA.	X	X		X
Interruptor CP10 no abre OCA2-F102-REA.	X	X		X
Interruptor CP20 no abre OCA2-F103-REA.	X	X		X
Cuchilla de puesta a tierra CP01 no cierra OCA2-F104-REA.	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de la bahía San Mateo.				
Alarma disparo protección de línea 1 campo San Mateo OCA2-F105-LIN	X	X	X	X
Alarma disparo protección de línea 2 campo San Mateo OCA2-F106-LIN	X	X	X	X
Alarma disparo por sobretensión campo San Mateo OCA2-F107-LIN	X	X	X	X
Alarma operación relé de recierre campo San Mateo	X	X	X	X

OCA2-F108-LIN				
Alarma disparo falla interruptor L170 campo San Mateo OCA2-F109-INT	X	X	X	X
Alarma operación relé de disparo campo San Mateo OCA2-F110-PRO	X	X	X	X
Alarma falla del circuito de disparo 1 campo San Mateo OCA2-F111-INT	X	X	X	X
Alarma falla del circuito de disparo 2 campo San Mateo OCA2-F112-INT	X	X	X	X
Alarma relé indisponible campo San Mateo OCA2-F113-PRO	X	X	X	X
Alarma envío disparo directo campo San Mateo OCA2-F114-PRO	X	X	X	X
Alarma recibo disparo directo campo San Mateo OCA2-F115-PRO	X	X	X	X
Alarma falla PLP -Y2 campo San Mateo OCA2-F116-PLP	X	X	X	X
Alarma anomalía interruptor -L170 campo San Mateo OCA2-F117-INT	X	X	X	X
XAlarma discrepancia de polos campo San Mateo -L170 OCA2-F118-INT	X	X	X	X
Alarma 1er nivel de SF6 campo San Mateo -L170 OCA2-F119-INT	X	X	X	X
Alarma 2do nivel SF6 campo San Mateo -L170 OCA2-F120-INT	X	X	X	X
Alarma falla secundario TU17 campo San Mateo OCA2-F121-TRF	X	X	X	X
Alarma anomalía relés repetidores campo San Mateo OCA2-F122-PRO	X	X	X	X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. campo San Mateo OCA2-F123-CTR	X	X	X	X

Alarma falla polaridad CA17± campo San Mateo OCA2-F124-CTR	X	X	X	X
Alarma falla polaridad SB17± campo San Mateo OCA2-F125-CTR	X	X	X	X
Alarma falla polaridad LA17± LB17± campo San Mateo OCA2-F126-CTR	X	X	X	X
Alarma falla polaridad DA17± DB17± campo San Mateo OCA2-F127-CTR	X	X	X	X
Alarma falla polaridad TS17± campo San Mateo OCA2-F128-CTR	X	X	X	X
Consignas de alarmas del anunciador de la bahía Los Palos.				
Alarma disparo protección de línea 1 campo Los Palos OCA2-F129-LIN.	X	X		X
Alarma disparo protección de línea 2 campo Los Palos OCA2-F130-LIN	X	X		X
Alarma disparo sobretensión campo Los Palos OCA2-F131-LIN	X	X		X
Alarma operación relé de recierre campo Los Palos OCA2-F132-LIN	X	X		X
Alarma disparo falla interruptor L190 campo Los Palos OCA2-F133-INT	X	X		X
Alarma operación relé de disparo campo Los Palos OCA2-F134-PRO	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 1-L190 campo Los Palos OCA2-F135-INT	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 2-L190 campo Los Palos OCA2-F136-INT	X	X		X
Alarma relé indisponible campo Los Palos OCA2-F137-PRO	X	X		X
Alarma envío disparo directo campo Los Palos	X	X		X

OCA2-F138-PRO				
Alarma recibo disparo directo campo Los Palos OCA2-F139-PRO	X	X		X
Alarma falla PLP-Y2 campo Los Palos OCA2-F140-PLP	X	X		X
Alarma anomalía interruptor -L190 campo Los Palos OCA2-F141-INT	X	X		X
Alarma discrepancia de polos -L190 campo Los Palos OCA2-F142-INT	X	X		X
Alarma 1er nivel de SF6 -L190 campo Los Palos OCA2-F143-INT	X	X		X
Alarma 2do nivel de SF6.-L190 campo Los Palos OCA2-F144-INT	X	X		X
Alarma falla secundario -TU19 campo Los Palos OCA2-F145-TRF	X	X		X
Alarma anomalía relés repetidores campo Los Palos OCA2-F146-PRO	X	X		X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. campo Los Palos OCA2-F147-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad CA19± campo Los Palos OCA2-F148-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad SB19± campo Los Palos OCA2-F149-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridades LA19± LB19± campo Los Palos OCA2-F150-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridades DA19± DB19± campo Los Palos OCA2-F151-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TS19± campo Los Palos OCA2-F152-CTR	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de la bahía de Autotransformador.				

Alarma disparo diferencial autotransformador OCA2-F153-ATR.	X	X		X
Alarma disparo sobrecorriente campo autotransformador OCA2-F154-ATR.	X	X		X
Alarma disparo sobretensión campo autotransformador OCA2-F155-ATR.	X	X		X
Alarma disparo falla interruptor -A180 campo Autotransformador OCA2-F156-INT.	X	X		X
Alarma operación relé de disparo campo Autotransformador OCA2-F157-PRO.	X	X		X
Alarma relé indisponible campo autotransformador OCA2-F158-PRO.	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 1-A180 campo Autotransformador OCA2-F159-INT.	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 2 –A180 campo Autotransformador OCA2-F160-INT.	X	X		X
Alarma anomalía interruptor -A180 campo Autotransformador OCA2-F161-INT.	X	X		X
Alarma 1er nivel SF6 -A180 campo autotransformador OCA2-F162-INT.	X	X		X
Alarma 2do nivel SF6 -A180 campo autotransformador OCA2-F163-INT.	X	X		X
Alarma anomalía relés repetidores campo Autotransformador OCA2-F164-PRO.	X	X		X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. campo	X	X		X

Autotransformador OCA2-F165-CTR.				
Alarma falla servicios auxiliares C.A. de motores campo autotransformador OCA2-F166-ATR.	X	X		X
Alarma Buchholz del autotransformador OCA2-F167-ATR.	X	X		X
Alarma disparo Buchholz del autotransformador OCA2-F168-ATR.	X	X		X
Alarma temperatura del autotransformador OCA2-F169-ATR.	X	X		X
Alarma disparo por temperatura del autotransformador OCA2-F170-ATR.	X	X		X
Alarma disparo presión súbita del autotransformador OCA2-F171-ATR.	X	X		X
Alarma disparo nivel de aceite del autotransformador OCA2-F172-ATR.	X	X		X
Alarma discrepancia de polos -A180 campo autotransformador (Futuro) OCA2-F173-INT.	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de la bahía de Acople/ Transferencia.				
Alarma disparo por sobrecorriente campo de acople OCA2-F174-BAR	X	X		N
Alarma disparo falla interruptor -B200 campo de acople OCA2-F175-INT				
Alarma operación relé de disparo campo de acople OCA2-F176-PRO	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 1 -B200 campo de acople OCA2-F177-INT	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo 2 -B200 campo de acople	X	X		X

OCA2-F178-INT				
Alarma relé indisponible campo de acople OCA2-F179-PRO	X	X		X
Alarma disparo diferencial de Barra 1 campo de acople OCA2-F180-BAR	X	X		X
Alarma disparo diferencial de Barra 2 campo de acople OCA2-F181-BAR	X	X		X
Alarma diferencial de Barra 1 indisponible campo de Acople OCA2-F182-PRO	X	X		X
Alarma diferencial de Barra 2 indisponible campo de Acople OCA2-F183-PRO	X	X		X
Alarma anomalía interruptor -B200 campo de acople OCA2-F184-INT	X	X		X
Alarma discrepancia de polos -B200 campo de acople OCA2-F185-INT	X	X		X
Alarma 1er nivel SF6 -B200 campo de acople OCA2-F186-INT	X	X		X
Alarma 2do nivel SF6 -B200 campo de acople OCA2-F187-INT	X	X		X
Alarma falla secundario -TUB1 campo de acople OCA2-F188-TRF	X	X		X
Alarma falla secundario -TUB2 campo de acople OCA2-F189-TRF	X	X		X
Alarma anomalía relés repetidores campo de acople OCA2-F190-PRO	X	X		X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. campo de acople OCA2-F191-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad CA20± campo de acople OCA2-F192-CTR	X	X		X

Alarma falla polaridad SB20± campo de acople OCA2-F193-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad AB20± campo de acople OCA2-F194-CTR				
Alarma falla polaridad DA20± campo de acople OCA2-F195-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad DB20± campo de acople OCA2-F196-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TS20± campo de acople OCA2-F197-CTR	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de Control de Reactores +W2.				
Alarma disparo sobrecorriente terciario 13,8 Kv OCA2-F198-PRO	X	X		X
Alarma disparo sobrecorriente transformador zig-zag OCA2-F199-PRO	X	X		X
Alarma relés indisponibles terciario autotransformador OCA2-F200-PRO	X	X		X
Alarma primer nivel SF6 interruptor CP00 campo reactores OCA2-F201-INT	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo interruptor CP00 campo reactores OCA2-F202-INT	X	X		X
Alarma protecciones propias transformador Zig Zag OCA2-F203-PRO	X	X		X
Alarma disparo protecciones propias transformador Zig Zag OCA2-F204-PRO	X	X		X
Alarma fusión fusible -FF10 OCA2-F205-PRO	X	X		X
Alarma anomalía PLC reactores OCA2-F206-PLC	X	X		X

Alarma falla polaridad CLPR± reactores OCA2-F207-CTR	X	X		X
Alarma PLC en display OCA2-F208-PLC	X	X		X
Alarma disparo cambiador de tomas –TP1 del autotransformador OCA2-F209-ATR	X	X		X
Alarma regulador –TP1 del autotransformador OCA2-F210-ATR	X	X		X
Alarma falla polaridad CA18± campo reactores OCA2-F211-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TA18± campo reactores OCA2-F212-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TB18± campo reactores OCA2-F213-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad DA18± campo reactores OCA2-F214-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad DB18± campo reactores CA2-F215-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad SB18± campo reactores OCA2-F216-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TS18± campo reactores OCA2-F217-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad DA0± campo reactores OCA2-F218-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TSG± campo reactores OCA2-F219-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TB0± campo reactores OCA2-F220-CTR	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de Reactores -L10				

y -L20.				
Alarma sobrecorriente -L10 Disparo Control de Reactores OCA2-F221-PRO	X	X		X
Alarma relé de sobrecorriente del reactor -L10 indisponible Control de Reactores OCA2-F222-PRO	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo interruptor -CP10 Control de Reactores OCA2-F223-INT	X	X		X
Alarma disparo sobrecorriente -L20 Disparo Control de Reactores OCA2-F224-PRO	X	X		X
Alarma relé de sobrecorriente del reactor -L20 indisponible Control de Reactores OCA2-F225-PRO	X	X		X
Alarma falla circuito de disparo -CP20 Control de Reactores OCA2-F226-INT	X	X		X
Alarma primer nivel SF6 interruptor -CP10 Control de Reactores OCA2-F227-INT	X	X		X
Alarma primer nivel SF6 interruptor -CP20 Control de Reactores OCA2-F228-INT	X	X		X
Alarma falla polaridad DAR1± Control de Reactores OCA2-F229-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad DAR2± Control de Reactores OCA2-F230-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad CA02± Control de Reactores OCA2-F231-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad SB02± Control de Reactores OCA2-F232-CTR	X	X		X

Alarma falla servicios auxiliares C.A. reactores OCA2-F233-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TSR10± Control de Reactores OCA2-F234-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad TSR20± Control de Reactores OCA2-F235-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad RBO1± Control de Reactores OCA2-F236-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad RB02± Control de Reactores OCA2-F237-CTR	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de Control General +W1. Servicios Generales y Servicios Auxiliares 208/120 V CA.				
Alarma registrador de fallas indisponible OCA2-F238-SSAA-CA	X	X		X
Alarma arranque del registrador de fallas OCA2-F239- SSAA-CA	X	X		X
Alarma anomalía UTR OCA2-F240- SSAA-CA	X	X		X
Alarma falla barraje =W1-208 OCA2-F241- SSAA CA	X	X		X
Alarma falla barraje =W2-208 OCA2-F242- SSAA CA	X	X		X
Alarma falla Grupo Electrónico OCA2-F243-GET	X	X		X
Alarma falla sistema de telecomunicaciones OCA2-F244-COM	X	X		X
Alarma falla PLP +Y3 OCA2-F245-COM				
Alarma falla polaridad del registrador de fallas OCA2-F246-CTR	X	X		X

Alarma del interruptor -QI-100 Disparado OCA2-F247- SSAA-CA	X	X		X
Alarma del interruptor -QI-200 Disparado OCA2-F248- SSAA-CA	X	X		X
Alarma del interruptor -QI-000 Disparado OCA2-F249- SSAA-CA	X	X		X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. Gabinetes +Q0 +X0 OCA2-F250-CTR	X	X		X
Alarma falla polaridad CA01± OCA2-F251-CTR	X	X		X
Alarma falla servicios auxiliares C.A. +W10 CA2-F252-CTR	X	X		X
Alarma interruptor =W1-208 abierto OCA2-F253- SSAA-CA	X	X		X
Alarma interruptor =W2-208 abierto OCA2-F254- SSAA-CA	X	X		X
Alarma fusión fusible -FF20 OCA2-F255-PRO	X	X		X
Alarma falla PLC OCA2-F256-PLC	X	X		X
Alarma falla polaridad SA± OCA2-F257-CTR	X	X		X
Alarma falla transformador -T20 OCA2-F258-TRF	X	X		X
Consignas de alarmas del anunciador de Control General +W1. Servicios Auxiliares 125 V CC y 48 V CC .				
Alarma falla barraje =W1-125 SSAA OCA2-F259- SSAA-CC	X	X		X
Alarma falla barraje =W2-125 SSAA OCA2-F260- SSAA-CC	X	X		X

Alarma anomalía cargador -U1-125 SSAA OCA2-F261- CAR	X	X		X
Alarma falla barraje =W-48 SSAA OCA2-F262- SSAA-CC	X	X		X
Alarma anomalía cargador -U1-48 SSAA OCA2-F263- SSAA-CC	X	X		X
Alarma anomalía cargador -U2-48 SSAA OCA2-F264- SSAA-CC	X	X		X
Alarma anomalía cargador -U2-125 SSAA OCA2-F265- SSAA-CC	X	X		X
Alarma fusión fusible -FU12-125 SSAA OCA2-F266- SSAA-CC	X	X		X
Alarma fusión fusible -FU22-125 SSAA OCA2-F267- SSAA-CC	X	X		X
Alarma fusión fusible -FUB-48 SSAA OCA2-F268- SSAA-CC	X	X		X
Alarma del interruptor -QI-1 Disparado SSAA OCA2-F269- SSAA-CC	X	X		X
Alarma del interruptor -QI-2 Disparado SSAA OCA2-F270- SSAA-CC	X	X		X
Alarma del interruptor -QIC-100 Disparado SSAA OCA2-F271- SSAA-CC	X	X		X
Alarma del interruptor -QIC-200 Disparado SSAA OCA2-F272- SSAA-CC	X	X		X
Alarma del interruptor -QIC-000 Disparado SSAA OCA2-F273- SSAA-CC	X	X		X
Alarma disparo del interruptor -W-48 SSAA OCA2-F274- SSAA-CC	X	X		X
Alarma anomalía inversor SSAA OCA2-F275- SSAA-CC	X	X		X
Alarma interruptor -W1-125 abierto SSAA	X	X		X

OCA2-F276- SSAA-CC				
Alarma interruptor -W2-125 abierto SSAA OCA2-F277- SSAA-CC	X	X		X
Alarma anomalía anunciador SSAA OCA2-F278- SSAA-CC	X	X		X
Alarmas de equipo de protección.				
Alarma SEL 321 en falla OCA2-F279- PRO	X	X	X	X
Alarma EPAC 3000 en falla OCA2-F280- PRO	X	X	X	X

LISTADO VALIDACION DE CONSIGNAS BAJO FALLA SUBESTACIÓN SAN MATEO

CONSIGNAS BAJO FALLA PARA EQUIPOS DE PATIO

Titulo	Número Consigna	ENV	VER	SIM	COR
CONSIGNAS BAJO FALLA PARA EQUIPO DE PATIO					
Consignas bajo falla Circuito Autotransformador					
Maniobra de conexión a través de la barra 1					
Seccionador A227 no cierra	MTO2 - F001 - SEC	X	X	X	X
Seccionador A221 no cierra	MTO2 - F002 - SEC	X	X		X
Interruptor A220 no cierra	MTO2 - F003 - INT	X	X	X	X
Maniobra de desconexión a través de la barra 1					

Interruptor A220 no abre	MTO2 - F004 - INT	X	X	X	X
Seccionador A221 no abre	MTO2 - F005 - SEC	X	X		X
Seccionador A227 no abre	MTO2 - F006 - SEC	X	X	X	X
Maniobra de transferencia de la barra 1 a la barra 3					
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F007 - SEC	X	X	X	X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F008 - SEC	X	X	X	X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F009 - INT	X	X	X	X
Seccionador A226 no cierra	MTO2 - F010 - SEC	X	X		X
Interruptor A220 no abre	MTO2 - F011 - INT	X	X		X
Seccionador A221 no abre	MTO2 - F012 - SEC	X	X		X
Seccionador A227 no abre	MTO2 - F013 - SEC	X	X		X
Maniobra de transferencia de la barra 3 a la barra 1					
Seccionador A227 no cierra	MTO2 - F014 - SEC	X	X		X
Seccionador A221 no cierra	MTO2 - F015 - SEC	X	X		X
Interruptor A220 no cierra	MTO2 - F016 - INT	X	X		X
Seccionador A226 no abre	MTO2 - F017 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F018 - INT	X	X	X	X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F019 - SEC	X	X	X	X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F020 - SEC	X	X	X	X
Maniobra de conexión a través de la barra 3					
Seccionador A226 no cierra	MTO2 - F021 - SEC	X	X		X
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F022 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F023 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F024 - INT	X	X		X
Maniobra de desconexión a través de la barra 3					
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F025 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F026 - SEC	X	X		X

Seccionador B203 no abre	MTO2 - F027 - SEC	X	X		X
Seccionador A226 no abre	MTO2 - F028 - SEC	X	X		X
Consignas bajo falla Circuito Belén					
Maniobra de energización a través de la barra 1					
Cuchilla de puesta a tierra L299 no abre	MTO2 - F029 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L297 no cierra	MTO2 - F030 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L291 no cierra	MTO2 - F031 - SEC	X	X		X
Interruptor L290 no cierra	MTO2 - F032 - INT	X	X	X	X
Maniobra de desenergización a través de la barra 1					
Interruptor L290 no abre	MTO2 - F033 - INT	X	X	X	X
Seccionador L291 no abre	MTO2 - F034 - SEC	X	X		X
Seccionador L297 no abre	MTO2 - F035 - SEC	X	X	X	X
Cuchilla de puesta a tierra L299 no cierra	MTO2 - F036 - SEC	X	X	X	X
Maniobra de transferencia de la barra 1 a la barra 3					
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F037 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F038 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F039 - INT	X	X		X
Seccionador L296 no cierra	MTO2 - F040 - SEC	X	X		X
Interruptor L290 no abre	MTO2 - F041 - INT	X	X		X
Seccionador L297 no abre	MTO2 - F042 - SEC	X	X		X
Seccionador L291 no abre	MTO2 - F043 - SEC	X	X		X
Maniobra de transferencia de la barra 3 a la barra 1					
Seccionador L297 no cierra	MTO2 - F044 - SEC	X	X		X
Seccionador L291 no cierra	MTO2 - F045 - SEC	X	X		X
Interruptor L290 no cierra	MTO2 - F046 - INT	X	X		X

Seccionador L296 no abre	MTO2 - F047 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F048 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F049 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F050 - SEC	X	X		X
Maniobra de energización a través de la barra 3					
Cuchilla de puesta a tierra L299 no abre	MTO2 - F051 - SEC	X	X		X
Seccionador L296 no cierra	MTO2 - F052 - SEC	X	X		X
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F053 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F054 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F055 - INT	X	X		X
Maniobra de desenergización a través de la barra 3					
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F056 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F057 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F058 - SEC	X	X		X
Seccionador L296 no abre	MTO2 - F059 - SEC	X	X		X
Cuchilla de puesta a tierra L299 no cierra	MTO2 - F060 - SEC	X	X		X
Consignas bajo falla Circuito Tasajero					
Maniobra de energización a través de la barra 1					
Cuchilla de puesta a tierra L279 no abre	MTO2 - F061 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L277 no cierra	MTO2 - F062 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L271 no cierra	MTO2 - F063 - SEC	X	X		X
Interruptor L270 no cierra	MTO2 - F064 - INT	X	X	X	X
Maniobra de desenergización a través de la barra 1					
Interruptor L270 no abre	MTO2 - F065 - INT	X	X	X	X
Seccionador L271 no abre	MTO2 - F066 - SEC	X	X		X
Seccionador L277 no abre	MTO2 - F067 - SEC	X	X	X	X
Cuchilla de puesta a tierra L279 no cierra	MTO2 - F068 - SEC	X	X	X	X

Maniobra de transferencia de la barra 1 a la barra 3					
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F069 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F070 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F071 - INT	X	X		X
Seccionador L276 no cierra	MTO2 - F072 - SEC	X	X		X
Interruptor L270 no abre	MTO2 - F073 - INT	X	X		X
Seccionador L277 no abre	MTO2 - F074 - SEC	X	X		X
Seccionador L271 no abre	MTO2 - F075 - SEC	X	X		X
Maniobra de transferencia de la barra 3 a la barra 1					
Seccionador L277 no cierra	MTO2 - F076 - SEC	X	X		X
Seccionador L271 no cierra	MTO2 - F077 - SEC	X	X		X
Interruptor L270 no cierra	MTO2 - F078 - INT	X	X		X
Seccionador L276 no abre	MTO2 - F079 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F080 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F081 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F082 - SEC	X	X		X
Maniobra de energización a través de la barra 3					
Cuchilla de puesta a tierra L279 no abre	MTO2 - F083 - SEC	X	X		X
Seccionador L276 no cierra	MTO2 - F084 - SEC	X	X		X
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F085 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F086 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F087 - INT	X	X		X
Maniobra de desenergización a través de la barra 3					
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F088 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F089 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F090 - SEC	X	X		X
Seccionador L276 no abre	MTO2 - F091 - SEC	X	X		X

Cuchilla de puesta a tierra L279 no cierra	MTO2 - F092 - SEC	X	X		X
Consignas bajo falla Circuito Corozo 2					
Maniobra de energización a través de la barra 1					
Cuchilla de puesta a tierra L199 no abre	MTO2 - F093 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L197 no cierra	MTO2 - F094 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L191 no cierra	MTO2 - F095 - SEC	X	X		X
Interruptor L190 no cierra	MTO2 - F096 - INT	X	X	X	X
Maniobra de desenergización a través de la barra 1					
Interruptor L190 no abre	MTO2 - F097 - INT	X	X	X	X
Seccionador L191 no abre	MTO2 - F098 - SEC	X	X		X
Seccionador L197 no abre	MTO2 - F099 - SEC	X	X	X	X
Cuchilla de puesta a tierra L199 no cierra	MTO2 - F100 - SEC	X	X	X	X
Maniobra de transferencia de la barra 1 a la barra 3					
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F101 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F102 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F103 - INT	X	X		X
Seccionador L196 no cierra	MTO2 - F104 - SEC	X	X		X
Interruptor L190 no abre	MTO2 - F105 - INT	X	X		X
Seccionador L197 no abre	MTO2 - F106 - SEC	X	X		X
Seccionador L191 no abre	MTO2 - F107 - SEC	X	X		X
Maniobra de transferencia de la barra 3 a la barra 1					
Seccionador L197 no cierra	MTO2 - F108 - SEC	X	X		X
Seccionador L191 no cierra	MTO2 - F109 - SEC	X	X		X
Interruptor L190 no cierra	MTO2 - F110 - INT	X	X		X
Seccionador L196 no abre	MTO2 - F111 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F112 - INT	X	X		X

Seccionador B201 no abre	MTO2 - F113 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F114 - SEC	X	X		X
Maniobra de energización a través de la barra 3					
Cuchilla de puesta a tierra L199 no abre	MTO2 - F115 - SEC	X	X		X
Seccionador L196 no cierra	MTO2 - F116 - SEC	X	X		X
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F117 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F118 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F119 - INT	X	X		X
Maniobra de desenergización a través de la barra 3					
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F120 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F121 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F122 - SEC	X	X		X
Seccionador L196 no abre	MTO2 - F123 - SEC	X	X		X
Cuchilla de puesta a tierra L199 no cierra	MTO2 - F124 - SEC	X	X		X
Consignas bajo falla Circuito Ocaña					
Maniobra de energización a través de la barra 1					
Cuchilla de puesta a tierra L239 no abre	MTO2 - F125 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L237 no cierra	MTO2 - F126 - SEC	X	X	X	X
Seccionador L231 no cierra	MTO2 - F127 - SEC	X	X		X
Interruptor L230 no cierra	MTO2 - F128 - INT	X	X	X	X
Maniobra de desenergización a través de la barra 1					
Interruptor L230 no abre	MTO2 - F129 - INT	X	X	X	X
Seccionador L231 no abre	MTO2 - F130 - SEC	X	X		X
Seccionador L237 no abre	MTO2 - F131 - SEC	X	X	X	X
Cuchilla de puesta a tierra L239 no cierra	MTO2 - F132 - SEC	X	X	X	X
Maniobra de transferencia de la barra 1 a					

la barra 3					
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F133 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F134 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F135 - INT	X	X		X
Seccionador L236 no cierra	MTO2 - F136 - SEC	X	X		X
Interruptor L230 no abre	MTO2 - F137 - INT	X	X		X
Seccionador L237 no abre	MTO2 - F138 - SEC	X	X		X
Seccionador L231 no abre	MTO2 - F139 - SEC	X	X		X
Maniobra de transferencia de la barra 3 a la barra 1					
Seccionador L237 no cierra	MTO2 - F140 - SEC	X	X		X
Seccionador L231 no cierra	MTO2 - F141 - SEC	X	X		X
Interruptor L230 no cierra	MTO2 - F142 - INT	X	X		X
Seccionador L236 no abre	MTO2 - F143 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F144 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F145 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F146 - SEC	X	X		X
Maniobra de energización a través de la barra 3					
Cuchilla de puesta a tierra L239 no abre	MTO2 - F147 - SEC	X	X		X
Seccionador L236 no cierra	MTO2 - F148 - SEC	X	X		X
Seccionador B201 no cierra	MTO2 - F149 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no cierra	MTO2 - F150 - SEC	X	X		X
Interruptor B200 no cierra	MTO2 - F151 - INT	X	X		X
Maniobra de desenergización a través de la barra 3					
Interruptor B200 no abre	MTO2 - F152 - INT	X	X		X
Seccionador B201 no abre	MTO2 - F153 - SEC	X	X		X
Seccionador B203 no abre	MTO2 - F154 - SEC	X	X		X
Seccionador L236 no abre	MTO2 - F155 - SEC	X	X		X
Cuchilla de puesta a tierra L239 no cierra	MTO2 - F156 - SEC	X	X		X

CONSIGNAS BAJO FALLA ASOCIADAS A ALARMAS					
Alarmas Circuito Autotransformador					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F157 - INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F158 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F159 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F160 - INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F161 - CTR	X	X	X	X
Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F162 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuito de disparo 1	MTO2 - F163 - CTR	X	X	X	X
Alarma protección diferencial autotransformador	MTO2 - F164 - PRO	X	X	X	X
Alarma protección de respaldo	MTO2 - F165 - PRO	X	X	X	X
Alarma protección devanado terciario	MTO2 - F166 - PRO	X	X	X	X
Alarma protección autotransformador y SEL2BFR	MTO2 - F167 - PRO	X	X	X	X
Alarma falta tensión de refrigeración CD y CA	MTO2 - F168 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto motores ventiladores 1 – 2 – 3	MTO2 - F169 - ATR	X	X	X	X
Alarma defecto motor bomba	MTO2 - F170 - ATR	X	X	X	X
Alarma temperatura aceite	MTO2 - F171 - ATR	X	X	X	X
Alarma temperatura devanado ITE 1	MTO2 - F172 - ATR	X	X	X	X
Alarma temperatura devanado ITE 2	MTO2 - F173 - ATR	X	X	X	X
Alarma temperatura devanado ITE 3	MTO2 - F174 - ATR	X	X	X	X
Alarma nivel de aceite	MTO2 - F175 - ATR	X	X	X	X
Alarma buchholz	MTO2 - F176 - ATR	X	X	X	X
Alarma disparo temperatura aceite	MTO2 - F177 - ATR	X	X	X	X
Alarma disparo temperatura devanado ITE 1	MTO2 - F178 - ATR	X	X	X	X
Alarma disparo temperatura devanado ITE	MTO2 - F179 - ATR	X	X	X	X

2					
Alarma disparo temperatura devanado ITE	MTO2 - F180 - ATR	X	X	X	X
3					
Alarma disparo protección conmutador bajo carga	MTO2 - F181 - ATR	X	X	X	X
Alarma disparo buchholz	MTO2 - F182 - ATR	X	X	X	X
Alarma disparo sobrepresión	MTO2 - F183 – ATR	X	X	X	X
Alarmas Circuito Belén					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F184 - INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F185 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F186 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F187 - INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F188 - CTR	X	X	X	X
Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F189 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuitos de disparo 1 y 2	MTO2 - F190 - CTR	X	X	X	X
Alarma disparo PL1	MTO2 - F191 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo PL2	MTO2 - F192 - PRO	X	X	X	X
Alarma relé indisponible	MTO2 - F193 - PRO	X	X	X	X
Alarma apertura circuito TU29	MTO2 - F194 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo sobretensión	MTO2 - F195 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre monofásico	MTO2 - F196 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre trifásico	MTO2 - F197 - PRO	X	X	X	X
Alarmas Circuito Tasajero					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F198 - INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F199 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F200 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F201 - INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F202 - CTR	X	X	X	X
Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F203 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuitos de disparo 1 y 2	MTO2 - F204 – CTR	X	X	X	X
Alarma disparo PL1	MTO2 - F205 - PRO	X	X	X	X

Alarma disparo PL2	MTO2 - F206 - PRO	X	X	X	X
Alarma relé indisponible	MTO2 - F207 - PRO	X	X	X	X
Alarma apertura circuito TU27	MTO2 - F208 – PRO	X	X	X	X
Alarma disparo sobretensión	MTO2 - F209 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre monofásico	MTO2 - F210 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre trifásico	MTO2 - F211 - PRO	X	X	X	X
Alarmas Circuito Corozo 2					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F212 – INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F213 – INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F214 – INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F215 – INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F216 – CTR	X	X	X	X
Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F217 – CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuitos de disparo 1 y 2	MTO2 - F218 – CTR	X	X	X	X
Alarma disparo PL1	MTO2 - F219 – PRO	X	X	X	X
Alarma disparo PL2	MTO2 - F220 – PRO	X	X	X	X
Alarma relé indisponible	MTO2 - F221 – PRO	X	X	X	X
Alarma apertura circuito TU19	MTO2 - F222 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo sobretensión	MTO2 - F223 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre monofásico	MTO2 - F224 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre trifásico	MTO2 - F225 - PRO	X	X	X	X
Alarmas Circuito Ocaña					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F226 - INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F227 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F228 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F229 - INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F230 - CTR	X	X	X	X

Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F231 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuitos de disparo 1 y 2	MTO2 - F232 - CTR	X	X	X	X
Alarma disparo PL1	MTO2 - F233 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo PL2	MTO2 - F234 - PRO	X	X	X	X
Alarma relé indisponible	MTO2 - F235 - PRO	X	X	X	X
Alarma apertura circuito TU23	MTO2 - F236 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo sobretensión	MTO2 - F237 - PRO	X	X	X	X
Alarma recierre	MTO2 - F238 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo definitivo	MTO2 - F239 - PRO	X	X	X	X
Alarma defecto registrador de fallas	MTO2 - F240 - PRO	X	X	X	X
Alarma emisión teleprotección	MTO2 - F241 - PRO	X	X	X	X
Alarma recepción teleprotección	MTO2 - F242 – PRO	X	X	X	X
Alarmas Circuito Acoplador de Barras					
Alarma baja presión 1 de SF6	MTO2 - F243 - INT	X	X	X	X
Alarma baja presión 2 de SF6	MTO2 - F244 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 1 interruptor	MTO2 - F245 - INT	X	X	X	X
Alarma defecto 2 interruptor	MTO2 - F246 - INT	X	X	X	X
Alarma falta C.C. control	MTO2 - F247 - CTR	X	X	X	X
Alarma anomalía de repetidores	MTO2 - F248 - CTR	X	X	X	X
Alarma defecto circuito de disparo 1	MTO2 - F249 - CTR	X	X	X	X
Alarma apertura circuito TU	MTO2 - F250 - PRO	X	X	X	X
Alarma disparo protección diferencial de barras	MTO2 - F251 - PRO	X	X	X	X
Alarma falta C.C. protección diferencial de barras	MTO2 - F252 - PRO	X	X	X	X
Alarma defecto interno diferencial de barras	MTO2 - F253 - PRO	X	X	X	X
Alarma defecto cableado diferencial de barras	MTO2 - F254 - PRO	X	X	X	X
CONSIGNAS BAJO FALLA DE SERVICIOS AUXILIARES					

Defecto cargador de 125 Vcc	MTO - F255 - SSAA.DC	X	X	X	X
Defecto cargador de 48 Vcc	MTO - F256 - SSAA.DC	X	X	X	X
Defecto banco baterías 125 Vcc	MTO - F257 - SSAA.DC	X	X	X	X
Defecto banco baterías 48 vcc	MTO - F258 - SSAA.DC	X	X	X	X
Defecto planta diesel de emergencia	MTO - F259 - SSAA.AC	X	X	X	X
Defecto transformador de servicios auxiliares	MTO - F260 - SSAA.AC	X	X	X	X
CONSIGNAS BAJO FALLA EQUIPO DE PROTECCIÓN Y CONTROL					
Falla relé EPAC 3000	MTO - F261 - PRO	X	X	X	X
Falla relé SEL321	MTO - F262 - PRO	X	X	X	X
Falla Trafoguard	MTO - F263 - CTR	X	X	X	X