UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948
Facultad de Ingeniería Eléctrica

TRABAJO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Automatización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara

Autor: *Ing. Obedi Álvarez Díaz*

Tutor: *Dra. Marta Bravo de las Casas*

Santa Clara

2012

"Año 54 de la Revolución"

Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Centro de Estudios Electroenergéticos

TRABAJO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE MASTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Automatización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara

Autor: Ing. Obedi Álvarez Díaz

E-mail: obeleonaste@elecvcl.une.cu

Tutor: Dra. C. Marta Bravo de las Casas

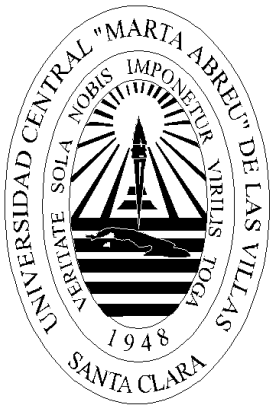
E-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Centro de Estudios Electroenergéticos

Facultad de Ingeniería Eléctrica. UCLV

Santa Clara 2012

"Año 54 de la Revolución"



Hacemos constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas como parte de la culminación de los estudios de la Maestría en Ingeniería Eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

_____

Firma del Autor

Los abajo firmantes, certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

_____ _____

Firma del Tutor Firma del Jefe de Dpto.

Donde se defiende el trabajo.

_____

Firma del Responsable de

Información Científico- Técnica.

Pensamiento

"…Si un día nuestro trabajo nos pareciera bueno, debemos luchar por hacerlo mejor, y si nos pareciera mejor, debemos luchar por hacerlo perfecto… "

Fidel Castro Ruz

Dedicatoria

A mi razón existencial, mi mayor y mejor tesoro. Lucía, madre, amiga, fuente inagotable de bien y amor, mi única debilidad y mi gran fortaleza.

A mi padre por enseñarme que los valores de los hombres se fortalecen a medida que crece su espíritu de sacrificio.

A esa personilla feliz quien con su sonrisa me enseñó que la vida tiene senderos escabrosos, pero tomados de las manos siempre juntos llegamos al final, a mi Hermana por creer siempre en mí.

A mis sobrinos por estar siempre presentes y hacer que sus ingenuas sonrisas hagan más fáciles los más tortuosos trayectos.

A Leonardo por estar siempre presente y apoyarme en todas mis empresas.

A mis abuelos los que hoy no están entre nosotros, pero que siempre vivirán en mi corazón.

Agradecimientos

A mi tutora, Marta, por su apoyo, su tiempo, su dedicación, su disposición a atender mis consultas y dudas y por estar siempre que la necesité.

A mis padres, por ser luz faro y guía a través de mi vida y estar siempre para mí cuando más los necesito.

A mi hermana y sobrinos por su ayuda, sin ellos este trabajo no hubiese sido posible.

A Leonardo por su apoyo incondicional.

A mis amigos y compañeros por brindarme su ayuda en todo momento.

TAREA TÉCNICA

Para alcanzar el objetivo de este trabajo resulta imprescindible realizar las siguientes tareas técnicas*:*

1- Revisión de la literatura relacionada con el tema.
2- Actualización de la red de 34.5 kV de Villa Clara.
3- Corrida de flujos en condiciones normales.
4- Introducción de la automática a la red.
5- Redacción del informe

_____ _____

Firma del Autor Firma del Tutor

ÍNDICE

Pensamiento i

Dedicatoria ii

Agradecimientos iii

TAREA TÉCNICA iv

RESUMEN ix

Introducción 1

Capítulo I Automatización de las redes. Técnicas y conceptos 7

1.1 Introducción 7

1.2 Evolución de los Sistemas Automáticos de Telecontrol. 8

1.3 Generalidades sobre la Automatización de Redes Eléctricas 9

1.4 Bondades de la Automatización 12

1.5 Eficiencia de las Empresas Eléctricas ante los Impactos de la Automatización. 13

1.6 Objetivos de la Automatización de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. 14

1.7 Tecnologías a aplicar 15

1.7.1 SMARTGRID 17

1.7.2 SISTEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN Y DEMANDA 18

1.7.3 SISTEMAS GIS (GEOGRAFIC INFORMATION SYSTEM, SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO) 20

1.7.4 SISTEMA SCADA 21

1.7.5 AUTOMATIZACIÓN DE CIRCUITO CERRADO ("LOOP AUTOMATION") 22

1.7.6 EQUIPOS DE MANIOBRA 24

1.7.7 SISTEMAS DE COMUNICACIONES 24

1.8 Mejoras que la Tecnología aporta a la Red 25

1.9 Clasificación de las Funciones de Automatización 25

1.10 Criterios de Selección del Sistema a Automatizar 26

1.11 Implementación de la Automatización en un Sistema Eléctrico 26

Capítulo II Automatización de la Red 28

2.1 Introducción 28

2.2 Tipos de reconectadores 28

2.2.1 RESTAURADOR AUTOMÁTICO DE CIRCUITOS NU-LEC 29

2.2.2 VENTAJAS DE LOS RESTAURADORES AUTOMÁTICOS SERIE-N 30

2.2.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS RESTAURADORES SERIE N-38 31

2.3 Caracterización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara 34

2.4 Automatización del Lazo del 129 SC 110 kV – 1785 SC Industrial 110 kV – 1770 SC Industrial 110 kV 39

2.4.1 ESQUEMA DE AUTOMATIZACIÓN PROPUESTO DEL LAZO SANTA CLARA 110 KV – SANTA CLARA INDUSTRIAL 110 KV 40

2.5 Automatización del Lazo 1225 – 1215 – 1205 Sagua 110 kV 41

2.5.1 ESQUEMA DE AUTOMATIZACIÓN PROPUESTO DEL LAZO 1225 – 1215 – 1205 SAGUA 110 KV 41

2.6 Automatización del Lazo de la línea 75 Cruces 110 kV – línea 108 Santa Clara 110 kV y línea 1710 Santo Domingo 110 kV 42

2.6.1 ESQUEMA DE AUTOMATIZACIÓN PROPUESTO LAZO DE LA LÍNEA 75 CRUCES 110 KV – LÍNEA 108 SANTA CLARA 110 KV Y LÍNEA 1710 SANTO DOMINGO 110 KV 42

2.7 Automatización del Lazo de la línea 4608 Hoyo Colorado 110 kV – línea 1210 Sagua 110 kV y línea 1715 Santo Domingo 110 kV 43

2.7.1 ESQUEMA DE AUTOMATIZACIÓN PROPUESTO LAZO DE LA LÍNEA 4608 HOYO COLORADO 110 KV – LÍNEA 1210 SAGUA 110 KV Y LÍNEA 1715 SANTO DOMINGO 110 KV 43

Capítulo III Análisis de los Resultados 45

3.1 Introducción 45

3.2 Estudio de la operatividad de los lazos de emergencia de la provincia 45

3.2.1 SUBESTACIÓN SAGUA 110 KV 45
3.2.2 SUBESTACIÓN CALABAZAR 110 KV 47
3.2.3 SUBESTACIÓN PLACETAS 110 KV 50
3.2.4 SUBESTACIÓN SANTA CLARA 110 KV 52
3.2.5 SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL 110 KV 54
3.2.6 SUBESTACIÓN REMEDIOS 110 KV 57
3.3 Resultados de los restauradores en los lazos propuestos 59
3.3.1 AUTOMATIZACIÓN DEL LAZO DEL 129 SC 110 KV – 1785 SC INDUSTRIAL 110 KV – 1770 SC INDUSTRIAL 110 KV 59
3.3.1.1 Comportamiento de la tensión 59
3.3.1.2 Comportamiento de la corriente y la potencia por las líneas 60
3.3.1.3 Comportamiento de las oscilaciones de frecuencia 61
3.3.2 AUTOMATIZACIÓN DEL LAZO 1225 – 1215 – 1205 SAGUA 110 KV 62
3.3.2.1 Comportamiento de la tensión 62
3.3.2.2 Comportamiento de la corriente y potencia por las líneas..... 63
3.3.2.3 Comportamiento de las oscilaciones de frecuencia 65
Conclusiones 67
Recomendaciones 69
Referencias Bibliográficas 70
Anexo 2.1 Características de Medición y Protección del Nu-Lec 73
Anexo 2.2 Monolineales de Subestaciones de 110/34.5 kV de la Provincia de Villa Clara 76
Anexo 2.3 Monolineales de los Lazos de 34.5 kV..... 84
Anexo 3.1 Lazos de Emergencia Sagua 110 kV 87
Anexo 3.2 Lazos de Emergencia Calabazar 110 kV 92
Anexo 3.3 Lazos de Emergencia Placetas 110 kV..... 97
Anexo 3.4 Lazos de Emergencia Santa Clara 110 kV..... 102

Anexo 3.5 Lazos de Emergencia Santa Clara Industrial 110 kV 109

Anexo 3.6 Especificaciones del Restaurador Serie-N38 114

RESUMEN

En la actualidad la operación de la redes de 34.5kV de la provincia de Villa Clara se hace muy compleja debido a que los desconectivos existentes son operados por el personal y los tiempos de operación son extensos, el objetivo de la implementación de la Automatización de las redes de 34.5 kV en Villa Clara que se realiza en este trabajo es operar dicha red de la forma más eficiente posible, donde se le suministre la energía eléctrica a los clientes con mínimos costos de operación, alto nivel de confiabilidad, disminución de la frecuencia de interrupciones y también de los tiempos

Se han seleccionado los lazos más importantes de la provincia, los cuales incluyen generación distribuida, realizándoles corridas de flujo de carga usando el software Power System Explorer (PSX), obteniendo los lugares donde se deben colocar los recerradores. Estos se comunicarán entre sí, pudiendo ser configurables para distintas condiciones, además de poder operarlos a distancia.

El estudio realizado permitió encontrar las variantes de operación con pérdidas mínimas de la red eléctrica de 34,5 kV, y realizar una propuesta de automatización, relacionada con la manipulación a distancia de los desconectivos que conformen las configuraciones óptimas de estas redes eléctricas que tienen emplazamientos sincronizados.

Introducción

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía obligan cada vez más a disponer de sistemas más seguros y flexibles que garanticen la menor interrupción posible en el suministro eléctrico. Para lograr este objetivo la automatización de los sistemas de distribución es prácticamente indispensable, constituyendo la piedra angular para el aumento de la eficiencia y capacidad de respuesta del funcionamiento de su red eléctrica. Además, la automatización de redes reduce el riesgo operativo, cuando es aplicada en forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema. (Gers, 2010).

En Cuba, específicamente con la transformación que se está originando en el Sistema Electro energético Nacional, la calidad del servicio se ha convertido en un aspecto de vital importancia, que obliga a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen el menor tiempo de interrupción posible a los clientes; motivo por el cual, uno de los principales objetivos de la Unión Nacional Eléctrica (en lo adelante UNE) en la actualidad y para los próximos años es lograr la incorporación de las últimas tecnologías en el campo de las protecciones y automatizar gradualmente la distribución en las subestaciones y redes eléctricas para reducir la magnitud de los indicadores de tiempo y frecuencia de las interrupciones actuales.

Se hace necesario para asumir estas proyecciones conocer las características más representativas del estado actual de las redes y subestaciones de distribución en Cuba: (Gers, 2010).

- Baja flexibilidad de operación de las redes de 110 kV y menores.
- Tiempos de interrupciones prolongados ante fallas eléctricas.
- Líneas de 34,5 kV radiales, muy extensas y sobrecargadas con interruptores automáticos solo en el envío.
- Instalación de recerradores automáticos en las salidas de los alimentadores primarios inconclusa.
- Las redes de comunicaciones para el telecontrol de los equipos inteligentes instalados no existe o son insuficientes.

La energía eléctrica de la provincia Villa Clara procedente del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) llega a la misma a través de las subestaciones Santa Clara 220 kV y

además se transfiere o se recibe energía a través de Placetas 110 kV conectada a la parte oriental del SEN. A partir de estos puntos de entrada la energía se distribuye hacia 14 subestaciones de 110 kV de las cuales dos son de uso exclusivo y el resto de uso compartido. Estas subestaciones de 110 kV enlazan todos los municipios de la provincia (756 km con 31 circuitos) y por la posición geográfica de la provincia transfiere energía a las provincias vecinas de Sancti Spíritus y Cienfuegos y recibe energía de las redes de las provincias occidentales, orientales y Cienfuegos.

La provincia cuenta con la Hidroeléctrica del Hanabanilla de 45 MW, además, con 10 centrales azucareros que sincronizan al SEN y con cinco minihidroeléctricas en el municipio montañoso de Manicaragua. La generación distribuida en Villa Clara comienza a introducirse a finales del 2005 en dos variantes fundamentales: grupos aislados o en baterías.

Situación problémica.

La necesidad de realizar mejoras en el servicio ha conllevado a que la UNE trace los LINEAMIENTOS de la DIRECCIÓN de DISTRIBUCIÓN para la implementación de la AUTOMATICA de REDES hasta el año 2015 y que estos consideren que la calidad de servicio se ha convertido en un aspecto de vital importancia, que obliga cada vez más, a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen el menor tiempo de interrupción posible a nuestros clientes. Para el 2015 se están fijando con los clientes el compromiso de alcanzar un Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU) no mayor de 285 min. (Unión Nacional Eléctrica. 2010).

Las redes de subtransmisión de la provincia de Villa Clara alimentan una cantidad considerable de cargas vitales para el funcionamiento de la provincia y es importante destacar, que el estado técnico de las protecciones no es el más adecuado principalmente por el deterioro de los años de explotación. Esto se une a que la operación de los lazos de 34,5kV se hace muy engorroso, ya que no hay implementada una automática en los diferentes desconectivos existentes, los cuales son interruptores en aire que se operan por el personal de líneas y por tanto los tiempos de manipulaciones son muy grandes causando molestias a los clientes. Estos interruptores son incapaces de restablecer el suministro de energía a secciones libres de falla de una red que en algún momento fue desconectada debido a una falla en otra sección de la red, siendo también incapaces de restablecer la configuración original de la red de manera automática una vez que se ha retirado la falla. De esa forma se crea una situación problémica de envergadura para la Empresa Eléctrica de la provincia la cual tiene como tarea cumplir con los lineamientos de

la Unión Eléctrica de Cuba (UNE) con el objetivo de ofrecer un servicio de calidad, y al final lograr hacer más económica, flexible y fiable la operación de la red. En virtud de lo antes planteado se analizó la posibilidad de implementar una automática en los principales lazos de 34.5 kV de la provincia.

La automatización de las redes de 34,5 kV constituye el primer paso, y también la base, para lograr un sistema automatizado para la toma de decisiones con todos los beneficios que ésta trae consigo.

El concepto de automatización cubre un conjunto completo de funciones desde protección usando SCADA y la información relacionada con la aplicación de la tecnología de la información (Müfit, 2009). Unido a la habilidad de automatización local, control remoto de dispositivos, y la decisión centralizada hacen que el sistema de distribución sea flexible, con un costo efectivo de la arquitectura de operación. La automatización de los sistemas eléctricos le permite a las empresas de energía, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema, sin intervención humana. De esta manera, se logran múltiples beneficios entre los que se destacan: acciones mucho más rápidas (a veces casi instantáneas), mayor confiabilidad, mejores condiciones de operación y reducción significativa de costos operativos. Además, reduce el riesgo operativo, cuando es aplicada en forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema (Gers, 2010).

Hoy la automatización en el ámbito eléctrico, específicamente en el área de distribución, es una solución real, tangible y probable para cualquier estructura de empresa eléctrica (distribuidora, cooperativa o usuario privado), siendo la piedra angular para el aumento de la eficiencia y capacidad de respuesta del funcionamiento de su red eléctrica. Además, la automatización de redes reduce el riesgo operativo, cuando es aplicada en forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema.

Se entiende por automatización la aplicación de las técnicas y recursos necesarios para que el sistema de distribución en conjunto pueda ser operado y controlado remotamente, coordinando el uso de sus distintos elementos en tiempo real. En otras palabras es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa de energía, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea. (Vilcahuamán Sanabria, 1993).

Desde el punto de vista de los costos operativos (Campana, 2010), a medida que las organizaciones piensan en ser más “livianas”, la automatización de redes permanece a la vanguardia como un “activador” para lograr los objetivos de aligeramiento, principalmente

en el recorte de los costos en términos de: aumento de la eficiencia, nivel superior de agilidad, calidad de servicio mejorada y reducción del riesgo.

Las nuevas tecnologías, nos permiten contar con sistemas más potentes, eficaces y más económicos, que los ofrecidos por esos mismos fabricantes hace no más de una década, entre los que podemos destacar (Campana, 2010) (Gupta & Srivastava, 2004): unidades terminales remotas inteligentes, sistemas de comunicaciones y equipos de maniobras.

El objetivo esencial al automatizar las redes de distribución es el de enfocar la inversión hacia los puntos de la red más conflictivos o de mayores fallas, de manera tal de poder controlar, supervisar y operar en consecuencia en forma automática en un principio y asistido por un operador en segunda instancia.

La infraestructura de los elementos que componen un Sistema Automático de Distribución (SAD) puede ser costosa, pero tiene la ventaja de permitir generalmente una inversión por etapas, que representa desde el comienzo una muy alta relación beneficio/costo. Esta es la razón por la cual en la mayoría de los países desarrollados y algunos de los que están en vía de desarrollo han implementado en muchos casos, de manera parcial al menos, estos sistemas.

La utilización de los restauradores automáticos provee significantes ahorros para las redes ya que crean un alto grado de protección al sistema brindando así un menor tiempo sin servicio. Los restauradores modernos disponen de software automatizado con lo cual se mejora la confiabilidad de las redes eléctricas.

En Cuba en los últimos años se han introducido exitosamente los restauradores Nu-Lec Serie-U27 (Nu-Lec Industries, 2005) y Serie-N38 (Nu-Lec Industries, 2006), ambos con posibilidades de comunicación y con la versatilidad ante fallas.

Planteamiento del problema científico.

¿Será posible implementar la automática de la red de 34,5 kV de la provincia de Villa Clara con restauradores Nu-Lec?.

De esta manera el presente trabajo tiene como **objetivo general** estudiar la posibilidad de implementar la automática a la red de 34.5 kV de la provincia de Villa Clara para mejorar la eficiencia de operación de la red eléctrica con mínimos costos, alto nivel de confiabilidad, y además lograr una disminución de la frecuencia y tiempo de interrupción.

Para lograr este objetivo se utilizarán como equipos básicos para lograr la automatización restauradores automáticos Nu-Lec Serie-N38 (Nu-Lec Industries, 2006) (Nu-Lec Industries 2005) que ofrecen un gran número de ventajas con respecto a los instalados actualmente en la red en la parte de comunicaciones, telecontrol, mediciones, etc.

Objetivos específicos.

1. Realizar una revisión bibliográfica relacionada con las diferentes formas de automatizar una red eléctrica y los tipos de restauradores Nu-Lec existentes en el mercado que cumplan con los requisitos exigidos.
2. Implementar y actualizar los lazos de 34,5 kV de la provincia Villa Clara en el PSX teniendo en cuenta los criterios de operación y los requerimientos que exige el Despacho Territorial de Carga.
3. Analizar lazos de la provincia con restauradores Nu-Lec instalados para la operación como automática y valorar los resultados.

Preguntas de investigación.

- ✓ ¿Qué características presentan los recerradores Nu-Lec para ser utilizados en la automatización de una red?
- ✓ ¿En qué puntos de la red se ubicarán los restauradores Nu-Lec para la automatización?
- ✓ ¿Cómo mejorará la eficiencia de operación de la red eléctrica su automatización?

Los resultados esperados en este trabajo son:

- ✓ Actualizar la red de 34,5 kV de la provincia de Villa Clara con todas sus posibles variantes de emergencia según los datos ofrecidos por el Despacho Territorial de Carga.
- ✓ Proponer esquemas de lazos con la implementación de la automática necesaria para mayor flexibilidad y versatilidad de la red de 34,5 kV.
- ✓ Utilizar los restauradores Nu-Lec como automática donde hoy se encuentran los interruptores en aire existentes, después de simularlos en el PSX y ver variantes.

Para esto se lleva a cabo una actualización de todos los parámetros de la red para obtener así diferentes estados de carga que permitan un análisis detallado de los flujos de carga mediante la utilización del Power System Explorer (PSX) con lo que se puede lograr hacer un estudio de la operatividad de los diferentes lazos y la implementación de la automática.

El trabajo desarrollado es actual y novedoso porque contribuye a cumplir con los lineamientos de la UNE y permite mejorar la eficiencia en el servicio que brinda la organización.

Esta investigación se sustentó en un enfoque integral de los métodos de investigación científica, ya que se emplean métodos, procedimientos y técnicas del nivel teórico, empíricos y matemáticos para la obtención, procesamiento y el análisis de los resultados,

entre ellos el análisis de documentos, histórico-lógico, observación participativa, síntesis, abstracción, concreción, inducción, medición, criterio de expertos y estadísticos. La estructura del trabajo es de la siguiente forma: introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos. A continuación se muestra un breve resumen de cada uno de ellos.

Capítulo 1. Abarca conceptos sobre automatización de redes eléctricas así como métodos para la implementación de la misma. Se realiza una caracterización de la red actual de 34.5kV de la provincia de Villa Clara.

Capítulo 2. Se propone un método de actualización a la red mediante restauradores automáticos de circuitos Nu-Lec Serie-N38, así como las posibilidades de la operación de los lazos planteados mediante los estudios de flujo de carga, la actualización de la red y las posibles variantes de automatización de los lazos.

Capítulo 3. Contiene el análisis de los resultados obtenidos una vez implementada la automática mediante los Nu-Lec en dos de los lazos de mayor importancia de la provincia.

Por último se ofrecen un conjunto de conclusiones y recomendaciones de gran valor para el trabajo futuro en cuanto a la automatización de la red de 34,5 kV de Villa Clara.

Capítulo I
Automatización de las redes. Técnicas y conceptos

1.1 Introducción

Las nuevas tecnologías desempeñan un papel fundamental en la sociedad moderna, así como en la transmisión y distribución de la energía, es por ello que siempre ha primado la necesidad de mejorar los procesos de análisis, planificación, operación, explotación y la mejora en los servicios por parte de las empresas y organizaciones responsabilizadas con esta actividad. Producto a esta necesidad en las últimas décadas se han desarrollado distintas iniciativas para la introducción de las tecnologías de la información en la electroenergética (Fernández, 2009).

Hoy en día se están haciendo grandes esfuerzos en lo que a hardware, software y sistemas de comunicación se refiere para automatizar los sistemas de distribución a gran escala, los cuales normalmente incluyen entre sus funciones la re-configuración de los alimentadores o circuitos de distribución. La reconfiguración de los circuitos de distribución está indisolublemente asociada a su ejecución automática, pues no se concibe si no se realiza de una forma eficiente, rápida y segura. Aunque las acciones vinculadas con la automatización abarcan funciones complementarias a la de la reconfiguración, ambas conducen al mismo objetivo, elevar la calidad del servicio con una sensible disminución de los costos (Medel, 2006).

¿Cómo el uso de las nuevas tecnologías puede ayudar a mejorar una red eléctrica? La respuesta está dada en los siguientes puntos:

- Brindando información de los activos instalados en la red a distancia.
- Mayor monitoreo de las redes y comunicaciones.
- Apoyo a la toma de decisiones óptimas.
- Ajuste automático del sistema.
- Optimizando los tiempos de fallo de los equipos, ante la posibilidad de ser operados a distancia.
- Mayor monitorización y supervisión de la redes.
- Permiten incrementar la capacidad de la red, optimizar la topología y reducir las pérdidas.

Partiendo de lo anterior, el problema se puede enfocar en las nuevas tecnologías que se encuentran a nuestro alcance.

Para la toma de decisiones sobre el uso eficiente y seguro de la red de distribución se requiere medir para saber el grado de utilización de los elementos de la red y conocer para obtener en todo momento en que estado están dichos elementos, de manera que se pueda predecir lo que ocurrirá luego de tomar la decisión, sobre cada uno de los activos de la red. No es posible contar con toda la información actualizada, si no se tiene un sistema de tele supervisión y/o telecontrol.

Existen redes que por su extensión impiden la intervención humana en cada decisión, y para ello se implementan automatismos en sectores no críticos de la red donde se usa inteligencia local, a fin de optimizar el manejo y la operación de la misma. Esta es la función que cumplen los sistemas de automatización en distribución en conjunto con los sistemas de comunicaciones aplicados, para beneficio de las empresas que prestan los servicios.

1.2 Evolución de los Sistemas Automáticos de Telecontrol.

Las primeras patentes de los sistemas de telecontrol datan de finales del siglo XIX (Medina, 1998). Dichos sistemas se limitaban al control remoto de dispositivos, generalmente interruptores, y a la transmisión de información relativa al estado de éstos, algunas alarmas y los valores de alguna magnitud física.

En el año 1954 se introduce el primer sistema de control automático en redes eléctricas, y a partir de la década de los 60 aparecen los primeros sistemas SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”, Control Supervisorio y Adquisición de Datos), con nuevas funciones gracias al uso de ordenadores y al empleo de pantallas para presentar la información a los operadores. Entre estas nuevas funciones están las EMS (“Energy Management System”, Sistema de Gestión de Energía), tales como: análisis de seguridad, estimación de estado, predicciones de carga, archivo histórico de datos, etc.

A partir de 1975 la incorporación de microprocesadores a los equipos de los sistemas de telecontrol ha permitido incorporar nuevas funciones, convirtiéndolos en herramientas imprescindibles para la gestión de las redes eléctricas o de cualquier tipo de red de proceso distribuido. (Sánchez Antón, G. Gómez González, I.M. Pérez García, F. Luque Rodríguez, J, 2002).

Los sistemas de telecontrol adquirirán un protagonismo cada vez mayor en el futuro, por las siguientes razones:

- La integración en un único sistema de funciones que hasta ahora se realizaban por sistemas diferentes (control local, seguridad, teleprotección, etc.).
- Tendencia a la gestión total, abarcando los sistemas de telecontrol todos los niveles de tensión de la red eléctrica.
- Prestación de servicios distintos al eléctrico como por ejemplo, servicios de telecomunicaciones.
- El creciente uso de sistemas expertos que proporcionan herramientas y bases de datos tanto para la operación como para el mantenimiento, planificación y en general todas las actividades relacionadas con el negocio.
- Las necesidades de transmisión de grandes volúmenes de datos.

1.3 Generalidades sobre la Automatización de Redes Eléctricas

El proceso de automatización en el ámbito eléctrico y específicamente en el área de distribución es una solución real, tangible y probable para cualquier estructura de empresa eléctrica (distribuidora, cooperativa o usuario privado), siendo este la piedra angular para el aumento de la eficiencia y capacidad de respuesta del funcionamiento de su red eléctrica. Además la automatización de redes reduce el riego operativo, cuando se aplica de forma sistemática y controlada dentro de la red de cada sistema.

Se entiende por automatización la aplicación de las técnicas y recursos necesarios para que el sistema en conjunto pueda ser operado y controlado remotamente, coordinando el uso de sus distintos elementos en tiempo real. En otras palabras es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa de energía, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea (Vilcahuamán, 1993).

La automatización de la distribución como mejora de la eficacia y la rentabilidad, es aplicable a todos los sectores involucrados de este mercado independientemente de su envergadura. Por lo general, la implementación de un sistema de automatización se enfoca desde el punto de vista de su gasto y no desde el enfoque inversión versus beneficio. Se considera al sistema de automatización como otro elemento de la red, por tanto probable a fallar, para cumplir una función determinada como si se tratase de un mal necesario.

Los aspectos básicos de la automatización de las redes de distribución tienen su razón de ser en el procesamiento de los principales datos vinculados con la operación de los circuitos que parten de una subestación, con el fin de conocer su estado técnico y de

poder tomar decisiones para operarlos de una forma más eficiente. Así, automatización y reconfiguración forman un todo sobre el cual descansan las demás acciones de las redes de distribución.

A pesar de lo mucho que se ha manejado, hablado y se habla sobre la automatización de las redes de distribución, se puede afirmar que poco es lo que se ha hecho en nuestro país y en los países de la región, frente a otras áreas del mercado, tales como generación y transmisión, donde la automatización ha penetrado más fuertemente, a niveles tales que podríamos decir que hoy en día sería casi imposible concebir una planta de generación o una subestación de transmisión sin automatismo o telecontrol.

La tecnología digital con los avances alcanzados en las últimas décadas ha hecho posible la materialización de la automatización en las redes eléctricas. El abaratamiento de las computadoras y de los microprocesadores en general, ha puesto en manos de los ingenieros eléctricos nuevas herramientas para hacer de la automatización en la trasmisión y distribución de la energía eléctrica un concepto realizable y factible con todos los beneficios asociados tanto a las empresas suministradoras como a los clientes.

Desde el punto de vista de los costos operativos, a medida que las organizaciones piensan en ser más “livianas”, la automatización de redes permanece a la vanguardia como un “activador” para lograr los objetivos de aligeramiento, principalmente en el recorte de los costos en términos de: aumento de la eficiencia, nivel superior de agilidad, calidad de servicio mejorada y reducción del riesgo.

La operación de los sistemas en un futuro no lejano serán mas complejos, fundamentado por la penetración de la generación distribuida en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), siendo esta una alternativa tecnológica que permite generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo. Es por ello que es en la generación distribuida, donde se deben realizar entre el 25 y el 40 % de las inversiones de generación en la próxima década, asociada a plantas de pequeña capacidad que deben ser conectadas a dichas redes cuya operación se hará mucho más complicada.

Si en la actualidad el concepto de optimización se asocia a todas las instalaciones tecnológicas, las redes evidentemente no podrán ser la excepción, sus costos de construcción, capitalización, eficiencia de operación; requerirán por lo tanto de herramientas de automatización y control.

El término "automatización", tiene un extenso significado y aplicaciones adicionales que se incrementan día a día. Constituye un sistema de comunicaciones en el nivel de distribución que puede controlar la carga del usuario y puede reducir la generación a

través del sistema de control de carga. Además, puede significar no operar de forma manual la subestación de distribución, la cual puede ser controlada por un microprocesador localizado en la subestación misma, el cual puede continuamente: monitorear el sistema, tomar decisiones, emitir comandos y reportar cualquier cambio en el estado del Centro de Despacho de la Distribución, almacenarlos para su posterior uso, o desecharlos, dependiendo de la necesidad de dichos datos. Las nuevas tecnologías, permiten contar con sistemas más potentes, eficaces y más económicos, que los ofrecidos por esos mismos fabricantes hace no más de una década, entre los que se destacan (Gupta & Srivastava, 2004): unidades terminales remotas inteligentes, sistemas de comunicaciones y equipos de maniobras.

Para cada uno de ellos hay una amplia oferta de diferentes fabricantes, pero es la evaluación de cada opción teniendo en cuenta el que guarde la mejor relación costo beneficio quien haga efectiva la elección de cada uno. No siempre se cumple la premisa de que el más barato es el más económico. Esto debe entenderse evaluando en base a diversos aspectos, tales como: prestación, durabilidad, confiabilidad, etc.

Las redes de distribución se automatizan con el objetivo esencial de enfocar la inversión hacia los puntos de la red más conflictivos o de mayores fallos, de manera tal de poder controlar, supervisar y operar en consecuencia en forma automática en principio y asistido por un operador en segunda instancia.

Entonces, enfocado a la optimización del uso de las redes de distribución, se puede plantear que la automatización de distribución es un aliado perfecto para lograr ese fin, aplicándolo en:

- Manejo y/o supervisión a distancia de:
  - Seccionalizadores.
  - Restauradores.
  - Reguladores de tensión.
  - Bancos de capacitores.
- Manejo y/o supervisión de subestaciones de:
  - Alta tensión.
  - Media tensión.
  - Baja tensión.

Usando como medio para la implementación la inteligencia aplicada en las redes y el uso de las facilidades que hoy dan los sistemas de comunicaciones. (Campana, 2010).

1.4 Bondades de la Automatización

Es posible detallar una serie de beneficios tangibles e intangibles; directos e indirectos; mensurables y no tan mensurables, que van a demostrar que la automatización produce un beneficio a mediano y largo plazo. En realidad, el beneficio siempre tiende a ser medido en valores monetarios, puesto que de ese modo se pueden tomar decisiones más fácilmente, es más sencilla la justificación, obviamente, el objetivo es maximizar el beneficio monetario de la empresa. Comenzando a enumerar los beneficios tangibles, directos y mensurables, se dice que la inversión en automatización en el campo de la distribución, desde el momento de su implementación, produce beneficios en materia de (Campana, 2010):

- Reducción en los tiempos de intervención.
- Reducción en las horas hombre de asistencia.
- Reducción de los tiempos de indisponibilidad.
- Reducción de la energía no suministrada.
- Reducción de montos en las multas, como consecuencia de los dos puntos anteriores.
- Reducción de fraudes.

A lo antes enunciado se le deben sumar aspectos no tangibles pero que en muchos de los casos son de real importancia, tales como (Campana, 2010):

- Aumento de la vida útil de las instalaciones y cuidado de los activos de la compañía.
- Mejora de la imagen empresarial.
- Mejora de las relaciones con la comunidad.
- Mejora en la operatividad de la empresa.
- Redistribución de tareas entre el personal, orientándolas a servicios para usuarios.
- Un mejor análisis del comportamiento de la red eléctrica.

Al momento de evaluar un proyecto de automatización los aspectos antes mencionados deben ser tomados en cuenta, ya que en todos los casos, muestran que la inversión realizada se recupera en un período de corto a mediano plazo y de forma fácil, perdurando en el tiempo como una inversión genuina con un salto a la modernidad de la empresa.

No es una prioridad para las empresas distribuidoras la aplicación de nuevas tecnologías para tender a la automatización de distribución, ya que la tecnología existente a diferencia de hace una década permite armar sistemas pequeños, medianos y grandes de acuerdo

al requerimiento y la necesidad que se persigue. Ejemplo claro de ello, son las telecomunicaciones que es una de las aristas más importante en este tema. En estos momentos se pueden armar estructuras o sistemas acordes a las necesidades enfocados esencialmente a este tipo de aplicaciones pero de divulgación general, a diferencia de no hace muchos años donde era requerido armar una estructura de comunicaciones específica y de valor elevado para este tipo de soluciones.

1.5 Eficiencia de las Empresas Eléctricas ante los Impactos de la Automatización.

No es menos cierto que la automatización trae consigo impactos en la eficiencia de las empresas eléctricas, los cuales se mencionan (Vilcahuamán Sanabria, 1993):

- Interfaz intuitiva para el usuario.
- Procesamiento de datos.
- Estrategias de control definidas por el usuario.
- Localización de datos en tiempo real.
- Manejos de puntos de ajustes.
- Obtención de información de situaciones y problemas.
- Obtención de datos históricos para informes.
- Pantallas fáciles de usar y entender.
- Manejo de elementos de distribución automática.
- Conectividad.
- Inteligencia y flexibilidad para enfrentar necesidades actuales y futuras.

Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no solo para los consumidores sino también para las empresas y se manifiestan en aspectos tales como (Leal Santana, 2002):

- Costo de mantenimiento.
- Reducción de la facturación.
- Multas.
- Costo social.
- Imagen de la Empresa Eléctrica.

La estadística mundial indica que el costo del kWh no distribuido es elevado y el costo del mantenimiento se debe principalmente a:

- Tiempo de localización de la falla.
- Personal de mantenimiento.

- Equipos de mantenimiento.
- Piezas de repuesto.
- Tiempo del mantenimiento mismo.

Como consecuencia de esto la automatización de los sistemas es prácticamente indispensable y ha traído consigo excelentes resultados a las empresas de energía que lo han implementado. En la actualidad se están haciendo importantes esfuerzos en *hardware* y *software* y en sistemas de comunicaciones para automatizar los sistemas eléctricos a gran escala, los cuales normalmente incluyen entre sus funciones:

- Reconfiguración de los alimentadores o circuitos de distribución.
- Gestión de capacitores fijos y variables.
- Gestión de cargas.
- Restauración automática del servicio.
- Regulación de la tensión.

En todos los casos se deben aplicar métodos técnico – económicos de evaluación de la fiabilidad en las redes de distribución radiales, para lo que se requiere de:

- Historia de las fallas de los circuitos de dicha red.
- Obtención de indicadores de fiabilidad que midan:
  1. Razón de fallas.
  2. Tiempo total de salida anual.
  3. Causas fundamentales o vitales de las fallas (determinación de si son permanentes o transitorias).
  4. Combinar las características de los consumidores ante las fallas con parámetros de los circuitos: número de clientes y kVA de carga.
  5. El costo del kW o del kWh no suministrado, que a su vez es una función de la duración de la falla y también depende del escenario particular en que se produce esta y del tipo de consumidor.
  6. La metodología de relación beneficio – costo.
  7. Interconexión entre los circuitos de la red.

1.6 Objetivos de la Automatización de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

La automatización de las redes eléctricas de distribución tiene los siguientes objetivos (Gupta & Srivastava, 2004):

- Mejorar la eficiencia del sistema en el uso de capital y energía.

- Reducir los requerimientos de reserva en transmisión y generación.
- Incrementar la integridad de servicio a las cargas esenciales.

Un esquema general simplificado de un sistema de automatización para una red de distribución puede tener una estructura como la mostrada en la figura 1.1.

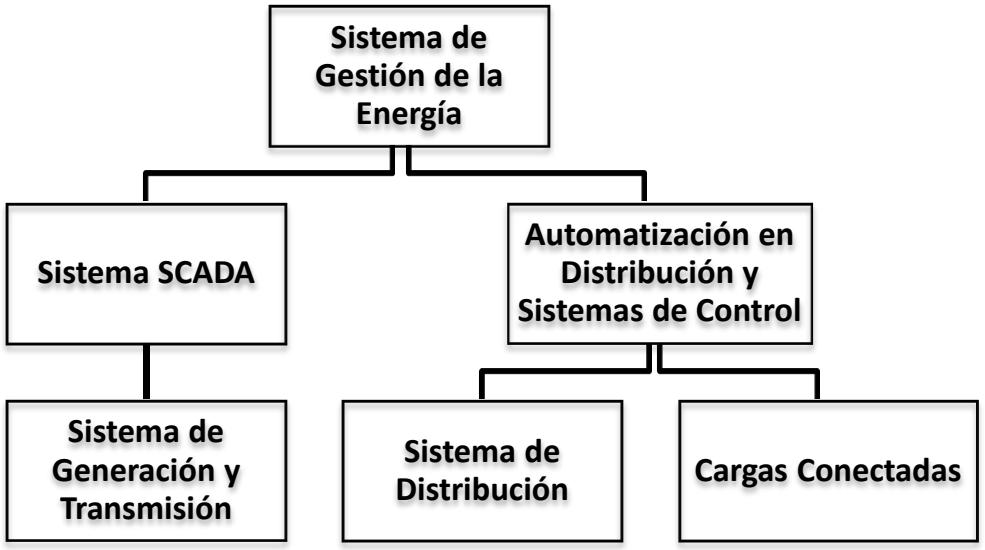


Figura 1.1. Monitoreo y Control de Sistemas Eléctricos de Distribución.

En las últimas décadas los avances alcanzados en la tecnología digital, han hecho posible la materialización de la automatización en las redes eléctricas. El bajo costo de las computadoras y de los microprocesadores en general, han puesto en manos de los especialistas de la rama nuevas herramientas para hacer de la automatización en la trasmisión y distribución de la energía eléctrica un concepto realizable y factible con todos los beneficios asociados tanto a las empresas suministradoras como a los clientes.

1.7 Tecnologías a aplicar

En cierto modo sin llegar a exagerar, pensando en las generaciones futuras, nuestra sobrevivencia en el planeta dependerá de la capacidad para cambiar los patrones de vida para una mayor sustentabilidad y un menor consumo de recursos. Se tiene la necesidad de nuevos modelos de generación de energía y de mayor confiabilidad y calidad de suministro, es ahí donde juegan su papel las nuevas tecnologías aplicables a las redes eléctricas para su automatización.

Como se mencionó anteriormente el avance tecnológico brinda muchas facilidades y beneficios para la realización de nuevos proyectos de automatización de distribución (Campana, 2010) (Gupta & Srivastava, 2004). Para cada uno de ellos hay una amplia oferta, de diferentes fabricantes, pero la elección de cada uno de ellos dependerá de la evaluación de cada opción, analizando el que guarde la mejor relación costo beneficio. No siempre el más barato es el más económico. Esto debe entenderse evaluando en base a diversos aspectos, tales como: prestación, durabilidad, confiabilidad, etc.

En todo proyecto eléctrico, los elementos que intervienen en la administración, medición y control de las redes, no son precisamente los más costosos, pero sin embargo son los que cobran mayor importancia. El gráfico de la figura 1.2 muestra claramente este hecho.

Figura 1.2. Comparación del costo-complejidad e importancia de los elementos que intervienen en la administración, medición y control de las redes.

Haciendo una comparación de los elementos que conforman la red se puede notar que los elementos que conforman el sistema de automatización son los componentes más complejos y menos costosos dentro del contexto de un proyecto eléctrico que incluye desde equipos de maniobra hasta equipos de medición, control y administración. Entonces, dependerá esencialmente del estudio de los productos y soluciones que hoy ofrece el mercado la decisión de qué productos se aplicarán a las redes estudiadas. Sin lugar a dudas se deben considerar solo los sistemas que sean: abiertos en términos de integración con otras marcas; confiables en términos de operación y experiencia en campo y los soportados por empresas a nivel nacional con garantía post venta.

Las condiciones actuales ofrecen las modernas tecnologías que brindan facilidades y beneficios para la realización de proyectos de automatización de la distribución. Dentro de las tecnologías existentes se encuentra la “Smart Grid” (Red inteligente), los sistemas de desconexión automática de generación y la demanda, los sistemas “GIS” (Sistema de Información Geográfico), sistemas SCADA (adquisición de datos y control de supervisión), varios tipos de equipos de maniobra y las formas de lograr la comunicación que a continuación se describen. (Campana, 2010), (Gupta & Srivastava, 2004)).

1.7.1 SmartGrid

Es una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez), con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible, interconectado tecnologías de información y comunicación con tecnologías de generación, transmisión y distribución de electricidad, donde cada parte de una red o de terceros relacionada a la misma, puede ser controlada, optimizada y mejorada, en pos de un beneficio común. El uso final tiene el potencial de (EyS, 2010), (Comabella, 2010):

- Permitir a los consumidores gestionar su uso y escoger las ofertas de suministro de energía más eficientes económicamente.
- Mejorar la confiabilidad y estabilidad del sistema de suministro a través de la automatización.
- Mejorar la integración en el sistema de las alternativas de generación menos benignas para el medioambiente, incluidos recursos renovables y almacenamiento de energía.
- Robustecer y automatizar la red, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación distribuida) en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.

- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a millones de consumidores en el mercado.
- Lograr la gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

1.7.2 Sistemas de Desconexión Automática de Generación y Demanda

La implementación de los Sistemas de Desconexión Automática de Generación y Demanda (DAG y DAD), en la operación y control de sistemas han permitido un aumento del nivel utilización de las instalaciones de transmisión en los sistemas eléctricos, evitando el colapso de los sistemas ante la ocurrencia de contingencias en los mismos. (Potenzoni, et al., 2009).

El propósito de la aplicación de este dispositivo en el sistema fue la de controlar la estabilidad transitoria, la sobrecarga de vínculos, y el control de perfil de tensiones en las barras. De esta manera, se minimizan las perturbaciones en el sistema, y se pueden seleccionar las cargas a desconectar, lo que permite priorizar las demandas asociadas a la producción en detrimento de las otras. En esta aplicación particular de los sistemas de DAG y DAD, se ha contemplado la posibilidad que las acciones a realizar se “adapten” a las condiciones particulares del despacho de máquinas generadoras del sistema.

La función a realizar por el DAD ante la ocurrencia de una contingencia de un generador contempla: la potencia máxima de generación de cada máquina (de acuerdo a las condiciones atmosféricas de momento), la reserva rodante de las máquinas que quedan en servicio, la variación de frecuencia admisible en el sistema, y la velocidad de variación de la potencia generada en cada máquina.

El diseño del sistema DAG/DAD ha sido como un complemento del sistema de desconexión de carga por baja frecuencia / tensión, de manera que este último sea un sistema de respaldo del primero. Logrando de esta forma un aumento de la confiabilidad del conjunto, ya que se dispone de dos dispositivos funcionando en paralelo, para el control del sistema. El ajuste de ambos dispositivos debe lograr que no existan superposiciones en el funcionamiento de los mismos (Potenzoni et al., 2009).

En la tabla 1.1 se muestra la forma de actuación del dispositivo DAG / DAD y los sistemas de relé de desconexión de carga por baja frecuencia y tensión, y de protecciones, para las dos contingencias que originan la actuación de los dispositivos.

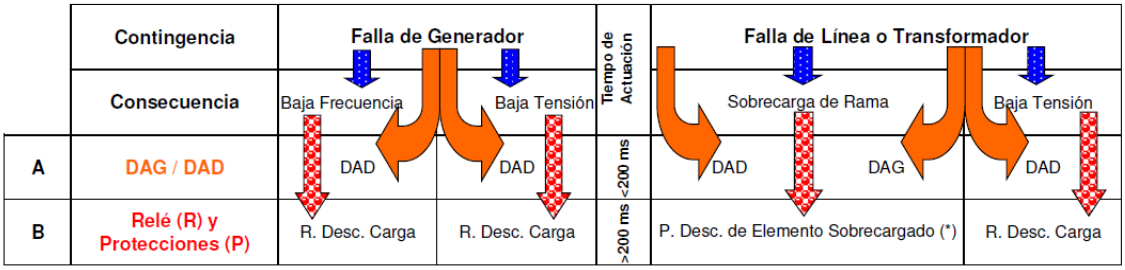


Tabla 1.1. Forma de actuación del dispositivo DAG/DAD.

En la tabla 1.1 se puede observar que a partir de la aparición de una contingencia (falla de generador o línea / transformador), el sistema DAG / DAD actúa a partir de la detección de la apertura del componente en falla, mientras que los sistemas de relé de corte por baja frecuencia/tensión (Relé, R) y protecciones de líneas o transformadores (Protecciones, P) detectan las consecuencias que produce la contingencia (baja frecuencia, baja tensión y/o sobrecarga de rama). Además, se ha coordinado el funcionamiento de ambos sistemas, de manera tal que el sistema DAG /DAD actúa en un tiempo menor a 200 ms (este tiempo está impuesto por las características físicas del dispositivo), y los sistemas de Relé y Protecciones deben calibrarse para una actuación en tiempos mayores a los anteriores, evitando así cualquier superposición en la actuación de ambos sistemas y siendo de esa manera un respaldo del sistema DAG /DAD.

Entre los beneficios de la instalación del dispositivo DAG/DAD adaptivo a las condiciones de despacho en el sistema eléctrico se tienen:

- Disponer de un dispositivo adicional para el control de las contingencias en el sistema, lo cual significa un aumento en la confiabilidad del suministro.
- Minimizar las consecuencias de las contingencias lo que:
  - ✓ Permite seleccionar las cargas a desconectar, de manera de priorizar las demandas sensibles y evitando en los posible su desconexión.
  - ✓ Optimizar la reserva rodante de las máquinas, en función del despacho particular existente al momento de la falla, a fin de minimizar el corte de carga, por el aporte de la regulación primaria de las máquinas generadoras.

- ✓ Evitar la salida de servicio de componentes por sobrecarga, ya que la actuación de las protecciones produce la desconexión del componente sobrecargado, mientras que el sistema DAG/DAD actúa tratando de evitarla. De esta forma, las consecuencias de la contingencia inicial se ven minimizadas, en contraposición con la situación de actuación del sistema de protecciones que ocasiona una desconexión adicional de otro componente.

1.7.3 Sistemas GIS (Geografic Information System, Sistema de Información Geográfico)

Este sistema basa su funcionamiento en la administración de los activos de la empresa, coordinación de las acciones del personal de mantenimiento como así también la administración de nuestros clientes en términos de conectividad a la red, ubicación en la red y atención, mediante la cual, haciendo uso de la información disponible en el GIS (Sistema de Información Geográfico), realiza cálculos eléctricos tales como flujos de carga, cortocircuitos y cálculos referentes a calidad de servicio y cuyos resultados se pueden consultar en forma de informes o en forma gráfica directamente sobre el GIS e incluso exportarlos a otras aplicaciones tales como Excel o Word, figura 1.3 . (Boions et al., 1996).

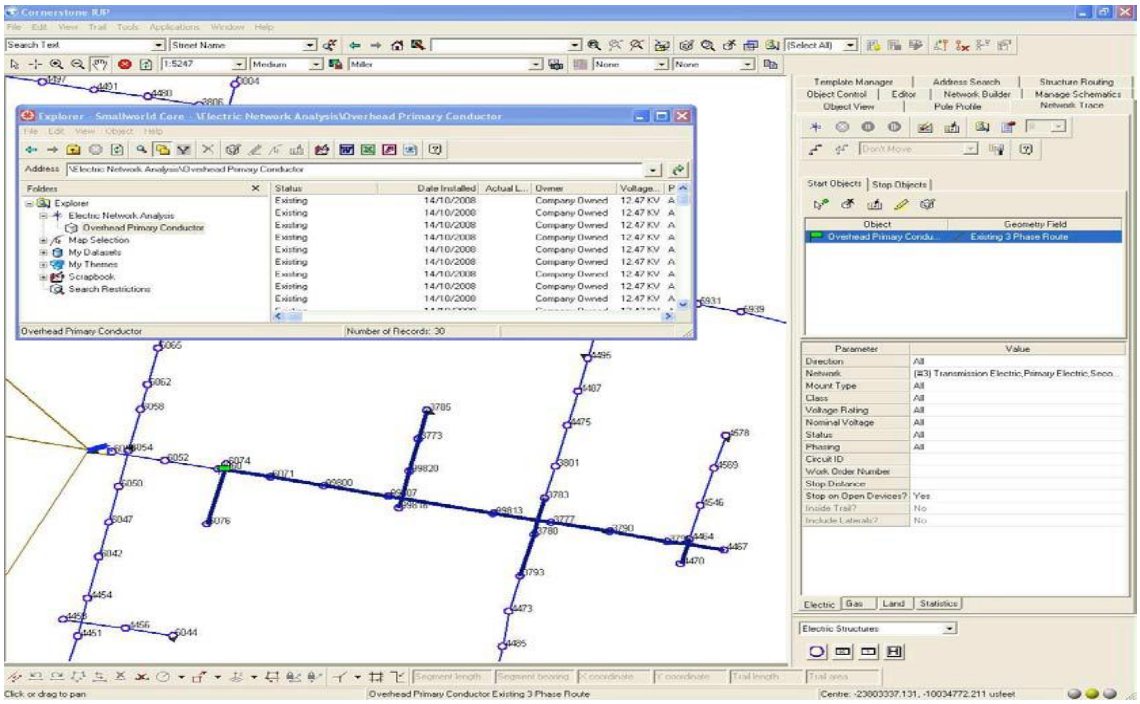


Figura 1.3. Ventana de trabajo de un sistema GIS.

1.7.4 Sistema SCADA

SCADA viene de las siglas de "*Supervisory Control and Data Adquisition*", es decir, adquisición de datos y control de supervisión (Huang et al., 2002). Se trata de un software de aplicación especialmente diseñado para funcionar sobre las computadoras figura 1.4, que controlan el proceso de producción, proporcionando comunicación, captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora desde los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) controlando el proceso de forma automática desde la pantalla de la computadora. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc. En este tipo de sistemas generalmente existe una computadora, que efectúa las tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como el tratamiento de los datos y el control de los procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

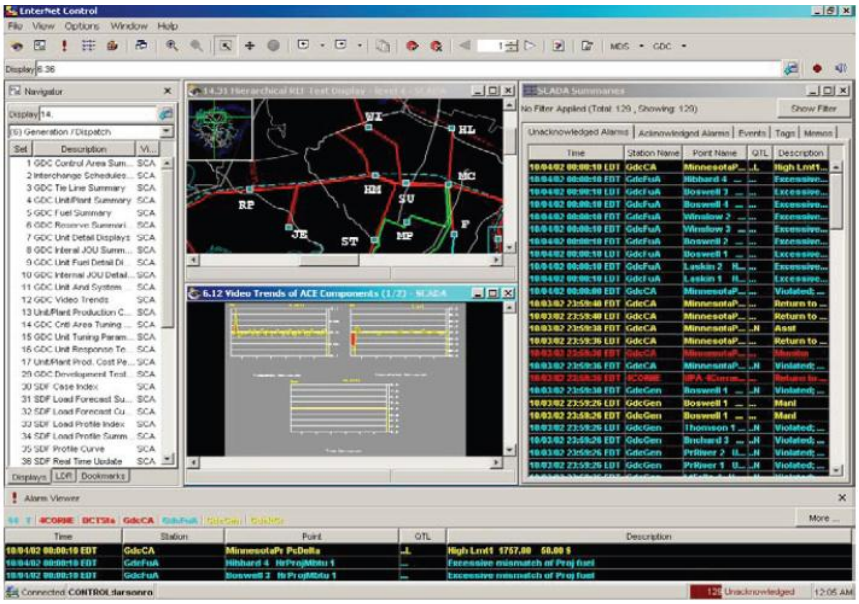


Figura 1.4. Ventana de trabajo de un sistema SCADA.

Los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA. (Vilcahuamán Sanabria, 1993).

Un paquete SCADA debe estar en disposición de ofrecer las siguientes facilidades:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de históricos de señal de mediciones.
- Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas a los autómatas, bajo ciertas condiciones.

Un SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea adecuadamente aprovechada entre las que se pueden destacar:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

1.7.5 Automatización de Circuito Cerrado (“Loop Automation”)

La automatización de Circuito Cerrado o “Loop Automation”, no es más que un Esquema Automático de Distribución (DSA) el cual va a reconfigurar una red de manera automática para regresar el suministro de energía a secciones libres de falla que fueron desconectadas debido a una falla en otra sección de la red. El “Loop Automation” también puede restablecer las condiciones iniciales de la red de manera automática cuando se haya reparado la sección con falla y se haya normalizado la energía. (Nu-Lec Industries, 2006), (Loop Automation,).

El “Loop Automation” se torna disponible y se agregan páginas adicionales de automatismo en el monitor cuando se ajusta.

Un esquema de automatismo “Loop Automation” consiste en un número de restauradores automáticos que han sido programados para reaccionar debido a una pérdida de suministro de alimentación y/o cambio en el flujo de la energía. Usando las funciones estándar de los restauradores el “Loop Automation” reconfigura los ajustes de las protecciones, seccionaliza la falla minimizando áreas afectadas por las mismas, restaura el suministro a la red sin necesidad de que el operador intervenga.

La manera en que cada restaurador reacciona para cambiar las condiciones de la red se determina por su designación previa. Puede haber tres tipos de restaurador en un esquema de automatismo (“Loop Automation”) y el tipo asignado para cada restaurador se determina por su localización en la red.

Los tipos de restauradores son:

- Restaurador alimentador. Este restaurador se ubica cerca de la subestación y se encuentra normalmente cerrado, abre cuando se pierde la medición de tensión
- Restaurador de enlace. Se ubica al final de dos circuitos o muy cercano a este punto y se encuentra normalmente abierto, cierra cuando se pierde la medición de tensión en un lado.
- Restaurador intermedio. Se puede posicionar en cualquier lugar a lo largo del circuito entre el restaurador alimentador y el restaurador de enlace. Está normalmente cerrado Cambia automáticamente de grupo de protección cuando pierde medición de tensión. Cambia a un disparo y bloqueo.

Es decir cada tipo de restaurador opera de manera independiente de acuerdo a su propio conjunto de reglas.

El “Loop Automation” es un software característico y como no requiere comunicación entre restauradores, no hay necesidad de un equipamiento original.

La figura 1.5 muestra un esquema de automatismo (“Loop Automation”) el cual contiene dos restauradores alimentadores, un restaurador intermedio y uno de enlace. Al ocurrir una falla en la sección B ocasionará una apertura de protección para el restaurador ubicado “aguas arriba” y por consecuencia un apagón en la sección B del circuito así como en la sección C la cual se encuentra libre de falla.

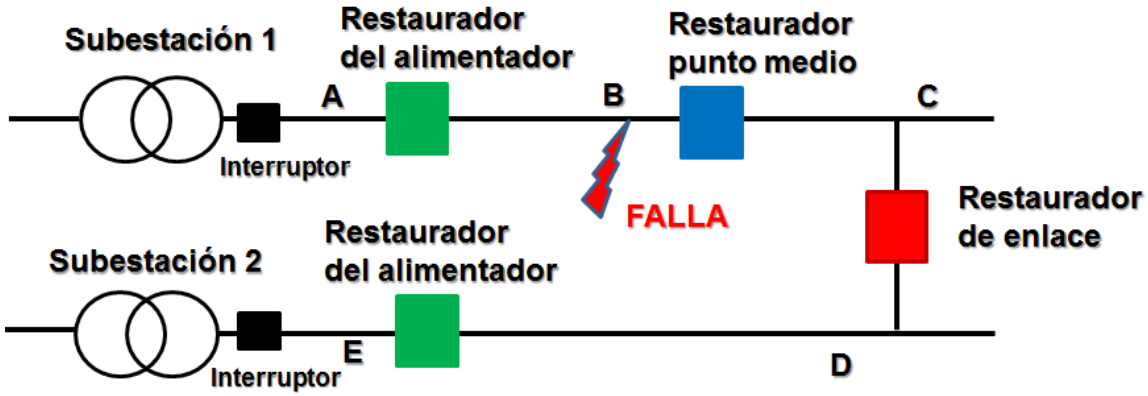


Figura 1.5. Ejemplo de un esquema” Loop Automation”.

El restaurador alimentador abrirá y cerrará automáticamente un número determinado de veces intentando despejar la falla. Esta es la condición normal de protección de un restaurador la cual ocurrirá independientemente si está o no habilitado el “Loop Automation”.

Si el “Loop Automation” se encuentra habilitado entonces se iniciará la siguiente secuencia de eventos después de que la secuencia de auto-reenganche haya finalizado y el restaurador alimentador se encuentre en bloqueo:

- El restaurador intermedio cambiará de manera automática su grupo de protección para anticipar el cambio de flujo de energía.
- El restaurador de enlace detectará la pérdida de tensión de uno de sus lados y cerrará automáticamente.
- El restaurador intermedio abrirá debido a que se encuentra con la falla en la sección B y se irá de manera inmediata a “bloqueo” sin hacer auto-reenganches.

La red ha sido reconfigurada, quedando aislada la falla en la sección B y la sección C sin falla, tiene de nuevo energía debido al cierre del restaurador de enlace.

El “Loop Automation” puede restablecer de manera automática las condiciones originales de la red cuando haya sido eliminada la condición de falla en la sección B.

Este proceso de auto-restablecimiento se inicia después de haber quitado la falla en la sección B y cerrar ya sea el restaurador intermedio o el alimentador. Esto iniciará la siguiente secuencia:

- El punto que aún permanece abierto, cerrará de manera automática (ya sea el restaurador intermedio o el alimentador).
- El restaurador de enlace abrirá para regresar a su configuración normal.

La opción de auto-restablecimiento es una opción. Si la red no permite utilizar este automatismo en un lazo cerrado (anillo) entonces no se debe de utilizar esta opción.

1.7.6 Equipos de Maniobra

Equipos de maniobra de red, tales como seccionadores, restauradores, etc., para el manejo y operación de la apertura y cierre de los alimentadores y de las subestaciones, con comunicación directa a los administradores del sistema.

1.7.7 Sistemas de Comunicaciones

Los sistemas de comunicaciones usados pueden clasificarse de la siguiente forma según el medio que utilizan:

1. Red de potencia. Portadora (“Carrier”), trenes de ondas (“Ripple”) y otros (deformación de paso por cero, por ejemplo).
2. Cable de comunicaciones. Por línea telefónica, cable de TV y cable de fibra óptica.
3. Radio. AM-FM o similares, VHF/UHF, satélite y microondas.

1.8 Mejoras que la Tecnología aporta a la Red

Las tecnologías pueden mejorar una red de la siguiente forma:

- Brindando información de los activos instalados en la red a distancia para la toma de decisiones.
- Optimizando los tiempos de respuesta ante fallas.
- Optimizando los tiempos de falla de los equipos, ante la posibilidad de ser operados a distancia.
- Realizando auto-seccionalización de las redes, en forma automática o asistida a distancia.
- Realizando auto-restauración de las redes, en forma automática o asistida a distancia.
- Realizando telemedición y/o telecomando de los equipos de las subestaciones o puntos de medición y/o transformación.

1.9 Clasificación de las Funciones de Automatización

Las funciones de automatización se pueden clasificar de según el elemento sobre el que actúan, agrupándola en tres niveles: subestación, alimentador y cliente.

La tabla 1.2 muestra una de estas clasificaciones. Este tipo de clasificación parece derivarse de forma natural de la estructura típicamente radial de las redes de distribución, no obstante, las acciones necesarias para conseguir mejoras en el funcionamiento de la red (reducir pérdidas por ejemplo) pueden afectar a elementos de estos tres niveles. Esta clasificación es necesaria para la enumeración de los equipos necesarios.

Funciones		
Subestaciones	Alimentadores	Clientes
Regulación	Control de reactivos	Medida remota de: consumo, duraciones, etc.
Conexión / Desconexión de alimentadores	Supervisión de cargas	Detección de fraudes
Control de recierres	Control de interruptores	Gestión de cargas
Control de capacitores	Supervisión general	Conexión/Desconexión total
Supervisión: voltaje, corriente, temperatura, humedad, etc.		

Tabla 1.2. Clasificación por niveles de funciones de automatización.

1.10 Criterios de Selección del Sistema a Automatizar

Cuando se va a automatizar un sistema, normalmente solo se debe seleccionar una porción del mismo, puesto que existen secciones del mismo que no requieren de esta herramienta, tales como los tramos que atienden cargas pequeñas y remotas o de poca importancia. Los aspectos principales a tener en cuenta para la selección de la porción del sistema que se va a automatizar y en particular de los alimentadores a ser incluidos son los siguientes:

- Proyección de energía a servir por el circuito.
- Energía dejada de servir de acuerdo a fallas registradas.
- Número de interrupciones registradas.
- Importancia de las cargas conectadas en el alimentador.
- Cargabilidad del alimentador.
- Clasificación de las cargas: industrial, comercial y residencial, esta última por estratos.
- Costo del mantenimiento.
- Accesibilidad de los alimentadores para mantenimiento. (Gers, 2009, p.10).

La importancia de estos aspectos no necesariamente es igual y por lo tanto a cada uno se le asigna una ponderación de manera tal que al final la suma de los índices de ponderación sea igual a 100. De acuerdo a resultados de empresas con sistemas automatizados, se recomienda iniciar un proceso de este tipo, mediante la selección de un prototipo, el cual permita recoger experiencias importantes antes de acometer una automatización global para un sistema de distribución. En este caso la muestra se selecciona de manera que sea representativa y especialmente que tenga cargas importantes tales como las de escenarios deportivos, hospitales, estaciones de policía, universidades, industrias, y centros comerciales. De esta manera, no solamente se toma un sector que realmente identifique un buen conglomerado de clientes, sino que se pueden evidenciar de primera mano las ventajas de un sistema automatizado.

1.11 Implementación de la Automatización en un Sistema Eléctrico

La metodología a implementar para automatizar un sistema de distribución puede tener las siguientes etapas:

- Análisis de la topología existente para determinar una mejor condición de operación de la red que con lleve pérdidas mínimas en su operación sin violar los niveles de tensión exigidos por la empresa de energía correspondiente.
- Selección de las fronteras más apropiadas de manera que al menos haya una entre cada par de alimentadores. En cada frontera debe ubicarse un interruptor o un dispositivo de corte de seccionamiento.
- Ubicación de dispositivos de corte de seccionamiento entre los puntos de frontera y las subestaciones, que permitan mantener la condición radial de los sistemas de distribución. Al menos debe haber un dispositivo de corte entre la frontera y la subestación pero en sistemas grandes el número puede llegar a ser mayor, típicamente del orden de 10.
- Implementación de módems en los interruptores de manera tal que ellos puedan ser comandados remotamente por un operador desde un centro de control.
- Implementación del sistema SCADA para adelantar labores de mapeo, control de eventos y registro estadístico de las condiciones de operación.
- Implementación de la operación automatizada mediante la instalación un paquete de software, con el fin de lograr el máximo beneficio de la red.

El control de la operación de los dispositivos automáticos podrá ser controlado de forma manual remota desde el Despacho de Distribución permitiendo una mayor facilidad en la operación del sistema. Sin embargo ante una falla en una sección determinada de un alimentador los dispositivos deberán operar en perfecta coordinación con el relé de reenganche de la subestación y con los fusibles u otro dispositivo de los ramales que existan dentro de esa sección del circuito. Cuando se integre todo el sistema, un dispositivo inteligente ubicado en la subestación será el encargado del control de la operación automática, lo que posibilitará el cierre del alimentador con la falla ya aislada evitando el desgaste del interruptor en la subestación y eliminando posibles averías en cables, conexiones e interruptores al circular por ellos durante menos tiempo y menor cantidad de veces la corriente de falla.

Conclusiones parciales

Se puede concluir que el proceso de automatización de redes eléctricas permite optimizar el servicio y mejorar la eficiencia con mínimos costos de operación, alto nivel de confiabilidad, disminución de la frecuencia y tiempo de interrupciones.

Capítulo II
Automatización de la Red

2.1 Introducción

Los lazos de 34.5 kV de la provincia de Villa Clara en los momentos actuales carecen de una automática implementada en los diferentes desconectivos existentes y es por esta causa que su operación se hace un tanto complicada. Los desconectivos existentes son interruptores en aire, los cuales son operados por el personal de líneas y por tanto los tiempos de operación son muy grandes causando molestias a los clientes. Al realizar las operaciones de forma manual y no automática no hay posibilidad de restablecer el suministro de energía a secciones libres de falla de una red que fue desconectada en algún momento producto de una falla en otra sección de la red y mucho menos restablecer la configuración original de la red de manera automática una vez que se ha retirado la falla.

Recientemente se puso en vigor la posibilidad de adquirir interruptores Nu-Lec Serie –U27 y Serie-N38 mediante el contrato 14637. Ambos interruptores tienen posibilidades de comunicación y una gran versatilidad ante las fallas antes mencionadas, es por ello que se realizará el estudio para automatizar los principales lazos de 34,5 kV de la provincia Villa Clara.

2.2 Tipos de reconectadores

En el mercado existen muchos tipos de reconectadores en cuanto a características técnicas y marcas se refiere, en el presente trabajo se debe recomendar un tipo específico de reconectador. Todos los reconectadores tienen el mismo principio de funcionamiento y constan con unidad de alta tensión y la unidad de control. (EERSCA, 2007).

Se consideró varias marcas de reconectadores entre ellas ABB, Nu-Lec, Cooper, Siemens, presentando todos características similares. A continuación se expone lo referente a los reconectadores Nu-Lec ya que Cuba en estos momentos tiene un contrato para su adquisición y además cumple con todos los requisitos de comunicación y versatilidad ante las fallas.

2.2.1 Restaurador Automático de Circuitos Nu-Lec

Los restauradores automáticos Nu-Lec pueden ser fabricados de dieléctrico sólido de la Serie-U o de gas de la Serie-N los cuales se muestran en la figura 2.1 (también conocidos como interruptores). Estos presentan las mismas características de los restauradores tradicionales más las actualizaciones que se la han incorporado para perfeccionar la automatización, telemando y supervisión, ahora o en el futuro. Los mismos son producidos por la Schneider Electric. (Schneider Electric Industries SA, 2006) (Nu-Lec Industries, 2005), (Nu-Lec Industries, 2006).

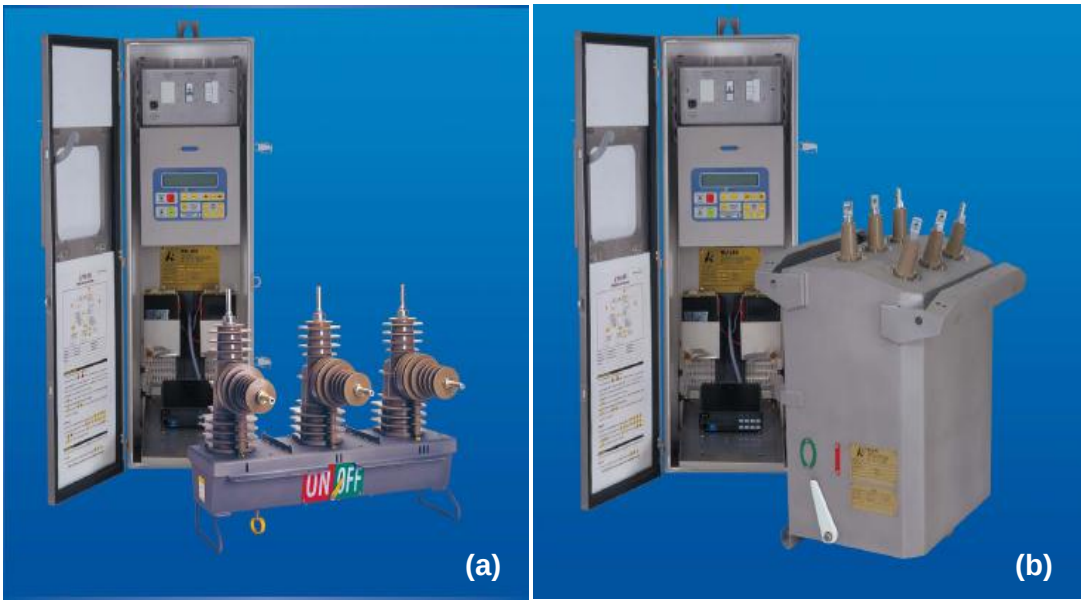


Figura 2.1. a) Nu-Lec Serie-U. b) Serie-N.

La evolución de estos productos ha estado impulsada por la demanda de los clientes hacia un mejor retorno sobre el capital invertido en las redes de distribución. Después de evaluar exhaustivamente las necesidades de los clientes, se desarrollaron las Serie-U y a su par la Serie-N, a fin de lograr una eficiencia y confiabilidad óptimas, haciendo uso de la microelectrónica y de las tecnologías más recientes tanto en dieléctricos sólidos como en gases para la interrupción del arco.

Anteriormente los equipos de distribución tales como los restauradores eran comprados sólo para soportar el crecimiento de la carga. Hoy en día con la automática agregada a estos equipos con tecnología de avanzada, se reducirán los costos operativos, se

incrementarán las ganancias debido a menores cortes de energía, y las inversiones de capital podrán ser diferidas a través de un mejor manejo de las redes existentes.

Estos restauradores automáticos de la familia Nu-Lec adicionalmente incluyen control remoto y monitoreo de los interruptores y seccionalizadores así como el telemando y supervisado mediante un software, dando así esta familia de productos una solución completa para la automatización de sistemas de distribución.

2.2.2 Ventajas de los Restauradores Automáticos Serie-N

Estos reconectadores automáticos poseen un sinnúmero de ventajas (Schneider Electric Industries SA, 2006), (Moreno, 2002), entre las que se encuentran:

- Menor costo de adquisición.
  - El módem V23 FSK y la Unidad Terminal Remota (RTU) están incluidos en el equipo estándar. No se requieren RTUs, módems, fuentes de energía, baterías, cableado, conectores o gabinetes adicionales.
- Menores costos de instalación.
  - La configuración de la unidad se realiza desde el panel de control del operador, haciendo que la puesta en marcha sea simple.
  - Las estructuras para el montaje en poste son provistas dentro del paquete estándar.
  - El montaje de los descargadores de sobretensiones (pararrayos) es opcional.
- Menores costos de operación.
  - El relé de protección integral permite un rápido aislamiento de la falla, reduciendo así los daños.
  - El restaurador monitorea constantemente las corrientes y las tensiones de línea sin que sea necesario instalar instrumentos de medición adicionales. Estos datos pueden ser luego utilizados para la planificación futura y para la optimización de las redes existentes. Esto reducirá las pérdidas en el sistema de distribución.
  - Un equipo con una larga vida útil y bajo mantenimiento reduce el costo durante toda su vida operativa.
- Mejores aspectos ambientales.
- Incorporando al interruptor de vacío en un bushing de material epoxi sólido, se elimina la necesidad de la aislación por medio de aceite o gas.
- Compatibilidad DSA/SCADA. (Moreno, 2002).

Cuando es utilizado con un Sistema de Automatización de Redes de Distribución (DSA), o con un sistema SCADA, los restauradores permiten el control remoto y el monitoreo para brindar las siguientes ventajas:

- La información sobre el estado del restaurador y el valor de las corrientes de falla transmitidas al sistema de control permiten una rápida localización de la sección de la línea donde se encuentra la falla, reduciendo el tiempo de traslado del personal de línea.
- Esta misma información permite realizar operaciones en forma remota o la transferencia automática de líneas, lo que reduce el área afectada y restablece el suministro rápidamente. Como resultado, se mejora la calidad del servicio.
- Los restauradores pueden ser configurados y manejados desde el sistema de control, sin la necesidad que los técnicos deban visitar cada restaurador en sitio para cambiar la configuración de los parámetros. Esto permite una reducción en el personal y una mejor integridad del sistema.
- Mayores ingresos.
  - Dado que se puede restablecer rápidamente el suministro en las áreas no afectadas, los tiempos de los cortes se reducen y, en consecuencia, los ingresos aumentan.
- Diferimiento de las inversiones de capital.
  - Los restauradores controlados y monitoreados en forma remota brindan un mejor conocimiento del sistema y aumentan el control del mismo. La carga de los alimentadores y de las subestaciones puede entonces ser manejada por control remoto, proporcionando un refuerzo cruzado de las subestaciones y mejorando la utilización de la red existente. La compra de nuevos equipos de planta puede ser, muy probablemente, diferida por un período de tiempo considerable.

2.2.3 Especificaciones técnicas de los Restauradores Serie N-38

La función de monitoreo y control del restaurador es efectuada por el gabinete de control y comunicaciones para montaje en poste (PTCC, "*Pole Top Control Cubicle*"). El PTCC contiene el panel de control del operador y la microelectrónica que proporciona las funciones de protección. Este regularmente es ubicado en la parte inferior del poste para facilitar el acceso y es conectado al interruptor a través de un cable de control desconectable. El interruptor y el PTCC en conjunto forman un restaurador para montaje sobre poste controlado y monitoreado en forma remota. El interruptor es operado por un

actuador magnético que produce una firme acción de apertura y de cierre. La conmutación ocurre cuando se envía, desde un capacitor de almacenamiento en el PTCC, un pulso controlado ya sea a través de la bobina de apertura o de la de cierre. Cuando está cerrado, el mecanismo es trabado magnéticamente. Las barras de empuje accionadas por los resortes ejercen la fuerza sobre los contactos de los interruptores.

En el alojamiento del transformador de corriente (TC) se encuentran moldeados un transformador de corriente (TC) y un transformador capacitivo de tensión (TCT). Estos son monitoreados por el PTCC para el monitoreo y la visualización en forma remota. El PTCC requiere una fuente auxiliar de corriente alterna (CA). El PTCC se conecta a la parte inferior del interruptor a través de un cable con conectores enchufables sellados en ambos extremos (el PTCC y el tanque). El restaurador es provisto con varillas de cobre o con conectores para cable opcionales. Las estructuras para el montaje de los descargadores de sobretensiones (pararrayos) se encuentran disponibles en forma opcional. La posición de los contactos del restaurador es mostrada a través de un indicador de posición externo claramente visible. Para abrir y bloquear al restaurador desde el piso se puede utilizar una pértiga.

En la posición "abajo" el restaurador es bloqueado tanto mecánicamente como electrónicamente. El PTCC es interconectado con el restaurador a través del cable de control y se conecta al Módulo de Entrada de Control del Restaurador (SCEM, "*Switch Control Entry Module*") en la base del tanque. La tarjeta SCEM utiliza una memoria EEPROM para almacenar todos los datos relevantes de la calibración, valores y cantidad de operaciones realizadas. La SCEM también proporciona la primera etapa de aislación eléctrica y la electrónica necesaria para cortocircuitar los transformadores de corriente (TC) y los transformadores capacitivos de tensión (TCP) en el caso que el cable de control sea desconectado mientras circula corriente a través del restaurador.

La protección avanzada, registro de eventos y capacidad de comunicación de los restauradores de la Serie-N son posibles gracias a la tecnología contenida en el gabinete de control y comunicaciones figura 2.2 (a). Este ha sido diseñado especialmente para uso exterior y operación en poste. Normalmente es montado en la parte inferior del poste para facilitar el acceso del personal de mantenimiento.

El gabinete se encuentra aislado y ha sido diseñado para minimizar cualquier aumento de temperatura producto de la radiación solar. Para el montaje de todo el equipamiento incluyendo las baterías, capacitores de almacenamiento, transformador de alimentación, llaves de baja tensión, módulo de control y protección (CAPM, "*Control And Protection*

Module") figura 2.2 (b), panel de control del operador y radio o módem, se utiliza un panel interno. Estos componentes son ubicados cuidadosamente de manera que las partes generadoras de calor estén arriba, mientras que las baterías se encuentran en la parte inferior para que se mantengan frescas. De esta forma se puede lograr que la vida útil de las baterías supere los cinco años. A través de una puerta (con la opción para colocar un candado) en la parte frontal del gabinete de control se puede acceder al panel de control del operador en todo tipo de climas. Las ventilaciones poseen mallas para evitar la entrada de insectos y la puerta está sellada contra el exterior con un sello de goma. Todas las partes electrónicas están bien protegidas de la entrada de humedad asegurando una larga vida útil.

(a)

(b)

Figura 2.2. (a) Gabinete de control y comunicaciones. (b) Tarjeta electrónica del módulo de control y protección (CAPM).

Existen tres modelos de gabinetes de comunicaciones, tropical, moderado y templado. La versión tropical está bien ventilada y es adecuada para climas en los que la temperatura ambiente puede alcanzar los 50°C y sólo ocasionalmente desciende por debajo de los 0°C, con un límite inferior de -10°C. La versión moderado posee una ventilación reducida y es utilizada donde las temperaturas raramente superan los 40°C y ocasionalmente descienden por debajo de los -5°C, con un límite inferior de -15°C. El modelo templado tiene instalado un calefactor, haciéndolo adecuado para climas en los que la temperatura

raramente supera los 40°C pero puede descender hasta -30°C. Los tres gabinetes de control poseen la misma electrónica e incorporan las funciones de un relé de protección por sobrecorriente, un relé de protección por tierra de alta sensibilidad, un relé de reeenganche y una unidad terminal remota. Adicionalmente, la electrónica mide la corriente de línea, tensión, potencia activa y reactiva, corrientes de falla, y las almacena para su transmisión o para su análisis "fuera de línea".

Una característica única de los restauradores Nu-Lec es la fuente de energía microprocesada incorporada. Ésta permite la operación ininterrumpida no sólo del interruptor y del relé de protección, sino también de la radio o módem de comunicaciones. No se requieren otras fuentes de energía para la conexión dentro de su SCADA o Sistema de Automatización de Distribución. Gracias al cuidadoso diseño, la eficiencia de todas las partes es extremadamente alta, permitiendo un período de funcionamiento de las baterías de cinco días luego de la ocurrencia de la falla de la fuente auxiliar (a partir de unas baterías totalmente cargadas, excluyendo el uso de la telemetría por radio o módem).

La arquitectura utilizada, tiene la ventaja que la operación del restaurador es independiente de la alimentación de alta tensión, basándose en un set de baterías que son cargadas por la fuente auxiliar. Dadas las sofisticadas técnicas de manejo del suministro de energía, se garantiza una operación del restaurador siempre que ésta sea intentada, y cuando se pierde la alimentación auxiliar, se generan alarmas que son transmitidas por el sistema de telemetría. En el interior del gabinete de control y comunicaciones se puede montar una radio de comunicaciones o un módem especial, con el equipo estándar se incluye un módem V23 FSK.

Las características de medición, protección general y avanzada de está tipología se pueden consultar en anexo 2.1.

2.3 Caracterización de la Red de 34.5 kV de la Provincia Villa Clara

El sistema eléctrico de la provincia Villa Clara está estructurado de la siguiente forma: la energía eléctrica procedente del SEN llega a la misma a través de las subestaciones Santa Clara 220 kV y además se transfiere o se recibe energía a través de Placetas 110 kV conectada a la parte oriental del SEN como se muestra en la figura 2.3**.**

La conexión con las provincias vecinas Sancti Spíritus; Cienfuegos se hace por medio de las líneas Yaguajay- Remedios, Tuinicú – Placetas, Cruces – Santa Clara. Hace ya algunos años que la línea Hoyo Colorado – Sagua está fuera de servicio.

A partir de estos puntos de entrada la energía se distribuye hacia 14 subestaciones de 110/34.5 kV, de las cuales dos son de uso exclusivo y el resto de uso compartido como se muestra en la tabla 2.1.

Figura 2.3. Red de 110 kV de la provincia de Villa Clara.

No.	Subestación 110 kV	Uso Exclusivo	Uso Compartido
1	Planta Mecánica	X	
2	Textilera	X	
3	Sagua 110 kV		X
4	Placetas 110 kV		X
5	Remedios 110 kV		X
6	Santa Clara Industrial 110 kV		X
7	Santa Clara 110 kV		X
8	La Moza 110 kV		X
9	Santo Domingo 110 kV		X
10	Calabazar 110 kV		X
11	Camajuaní 110 kV		X
12	Cruces 110 kV		X
13	Gran Panel 110 kV		X
14	Hoyo Colorado 110 kV		X

Tabla 2.1. Subestaciones de 110 kV que alimentan la provincia Villa Clara.

Por la disposición geográfica se pueden enlazar todos los municipios de la provincia por 34,5 kV y transferir energía a las provincias vecinas de Sancti Spíritus y Cienfuegos y recibe energía de las redes de las provincias de Matanzas, Sancti Spíritus y Cienfuegos, según se muestra en la figura 2.4.

Figura 2.4. Red de 34,5 kV de Villa Clara.

Las subestaciones de 110 / 34,5 kV son las siguientes:

- Sagua 110 kV.

La subestación Sagua 110 kV (figura 2.2.1, anexo 2.2) tiene dos alimentaciones, ambas por Santa Clara. Está equipada con dos transformadores de 25 MVA y alimenta por 34,5 kV a Sagua, Quemado de Güines, expreso Cloro sosa y Cifuentes.

- Placetas 110 kV.

La subestación de Placetas 110 kV (figura 2.2.2, anexo 2.2) tiene dos alimentaciones, una desde Tuinucú 110 kV y otra desde Santa Clara 220 kV. Posee un transformador de 25 MVA y sus salidas son para Fomento, Cabaiguán y Placetas.

- Remedios 110 kV.

La subestación de Remedios 110 kV (figura 2.2.3, anexo 2.2) se alimenta desde Santa Clara 220 kV. Cuenta con un transformador de 25 MVA y tiene salidas para Camajuaní, Placetas- Zulueta, Yaguajay y Caibarién.

- Santa Clara Industrial 110 kV.

La subestación de Santa Clara Industrial 110/34,5 kV (figura 2.2.4, anexo 2.2) se alimenta desde Santa Clara 110 kV. Está equipada con dos transformadores de 25 MVA, alimenta

por 34,5 kV a Sakenaf, Placetas, Santa Clara. Además en esta subestación está ubicada una subestación de 110/13,8 kV de nuevo tipo que alimenta a 6 circuitos de Santa Clara, semejante a la de Gran Panel con un transformador de 25 MVA

- Santa Clara 110 kV.

La subestación de Santa Clara 110 kV (figura 2.2.5, anexo 2.2) tiene entradas desde Santa Clara 220 kV y Robustiano León (Hanabanilla). Está equipada con dos transformadores de 25 MVA cada uno y con salidas para Antón Díaz – Esperanza, Sakenaf – SC Industrial, SC 34,5/4 kV, Maleza – Camajuaní y para los circuitos I y II de la Zona Industrial.

- La Moza 110 kV.

La subestación de la Moza 110 kV (figura 2.2.6, anexo 2.2) tiene alimentación por Santa Clara y Robustiano León. Está equipada por dos transformadores uno de 25 MVA y otro de 12 MVA que próximamente se cambiará por uno de 25 MVA, tiene salidas para Manicaragua y Cienfuegos.

- Santo Domingo 110 kV.

La subestación de Santo Domingo 110 kV (figura 2.2.7, anexo 2.2) se alimenta desde Santa Clara 110 kV, está equipada por un transformador de 25 MVA y sus salidas son hacia Santo Domingo, Sagua y Cascajal.

- Calabazar 110 kV.

La subestación Calabazar 110 kV (figura 2.2.8, anexo 2.2) tiene dos alimentaciones ambas desde Santa Clara 220 kV, está equipada por un transformador de 25 MVA y sus salidas son para Camajuaní, el Santo y Sagua.

- Camajuaní 110 kV.

La subestación de Camajuaní 110 kV (figura 2.2.9, anexo 2.2) se alimenta desde Santa Clara 110 kV, está equipada por un transformador de 25 MVA y sus salidas son hacia Camajuaní, Remedios y Santa Clara. Tiene como característica ser una móvil, aunque ya está en fase de terminación la subestación Camajuaní 110/34.5 kV.

- Cruces 110 kV.

La subestación de Cruces 110 kV (figura 2.2.10, anexo 2.2) cuenta con una alimentación desde Santa Clara. Tiene un transformador de 25 MVA y sus salidas son hacia los circuitos 55 y 56, Espartaco, Ranchuelo, Lajas y las baterías Cruces. Pertenece a la provincia Cienfuegos.

- Gran Panel 110 kV.

Subestación de nuevo tipo de 110/13,8 kV conocida como la rusa (figura 2.2.11, anexo 2.2), que alimenta ocho circuitos de la ciudad de Santa Clara. Se alimenta de Santa Clara 110 kV.

- Hoyo Colorado 110 kV.

La subestación de Hoyo Colorado 110 kV (figura 2.2.12, anexo 2.2) se alimenta desde Matanzas, está equipada por un transformador de 25 MVA y alimenta la zona de Corralillo por el 4608.

- Planta Mecánica 110 kV.

Subestación Industrial de 110/6.3 kV (figura 2.2.13, anexo 2.2), se alimenta desde Santa Clara 220 kV por dos alimentadores, es de uso exclusivo.

- Textilera 110 kV.

Subestación Industrial de 110/6.3 kV (figura 2.2.14, anexo 2.2), se alimenta desde Santa Clara 110 kV y Santa Clara 220 kV, contiene 2 transformadores de 15 MVA, es de uso exclusivo.

Debido a la implementación de la generación distribuida existen diferentes emplazamientos de grupos electrógenos Diesel y Fuel Oil como se muestra en la tabla 2.2.

Emplazamiento	Tipo	Unidades	Potencia (kVA)	Potencia Total (kW)	Potencia Efectiva Total (kW)	Puesta en marcha
Santo Domingo	Aislado	2 MTU	2 360	3 776	3 021	oct-05
Bermejal	Aislado	2 MTU	1 150	1 840	1 472	oct-05
Ranchuelo	Aislado	4 MTU	2 360	7 552	6 042	dic-05
Cifuentes	Aislado	2 MTU	2 360	3 776	3 021	abr-06
SC 110 Diesel	Batería	8 MTU	2 338	14 963	11 970	may-06
SC IND Diesel	Batería	16 MTU	2 338	29 926	23 941	may-06
Remedios Diesel	Batería	16 MTU	2 338	29 926	23 941	jul-06
Placetas Diesel	Batería	8 MTU	2 338	14 963	11 970	ago-06
SC 110 Fuel Oil	Batería	12 MTU	1700	20400	16320	jun-08
SC IND Fuel Oil	Batería	12 MTU	1700	20400	16320	nov-08
Sagua Fuel Oil	Batería	12 MTU	1700	20400	16320	ago-08
Calabazar Fuel Oil	Batería	8 MTU	1700	13600	10880	feb-09

Tabla 2.2 Emplazamientos de la Generación Distribuida en la Provincia.

La provincia cuenta con la Hidroeléctrica de la Hanabanilla de 45 MW, limitada en estos momentos a 29,5 MW, además, con 10 Centrales Azucareros que sincronizan al SEN al

igual que cinco minihidroeléctricas en el municipio montañoso de Manicaragua. En la figura 2.5 se muestra el monolineal de la red de 34,5 kV de la provincia.

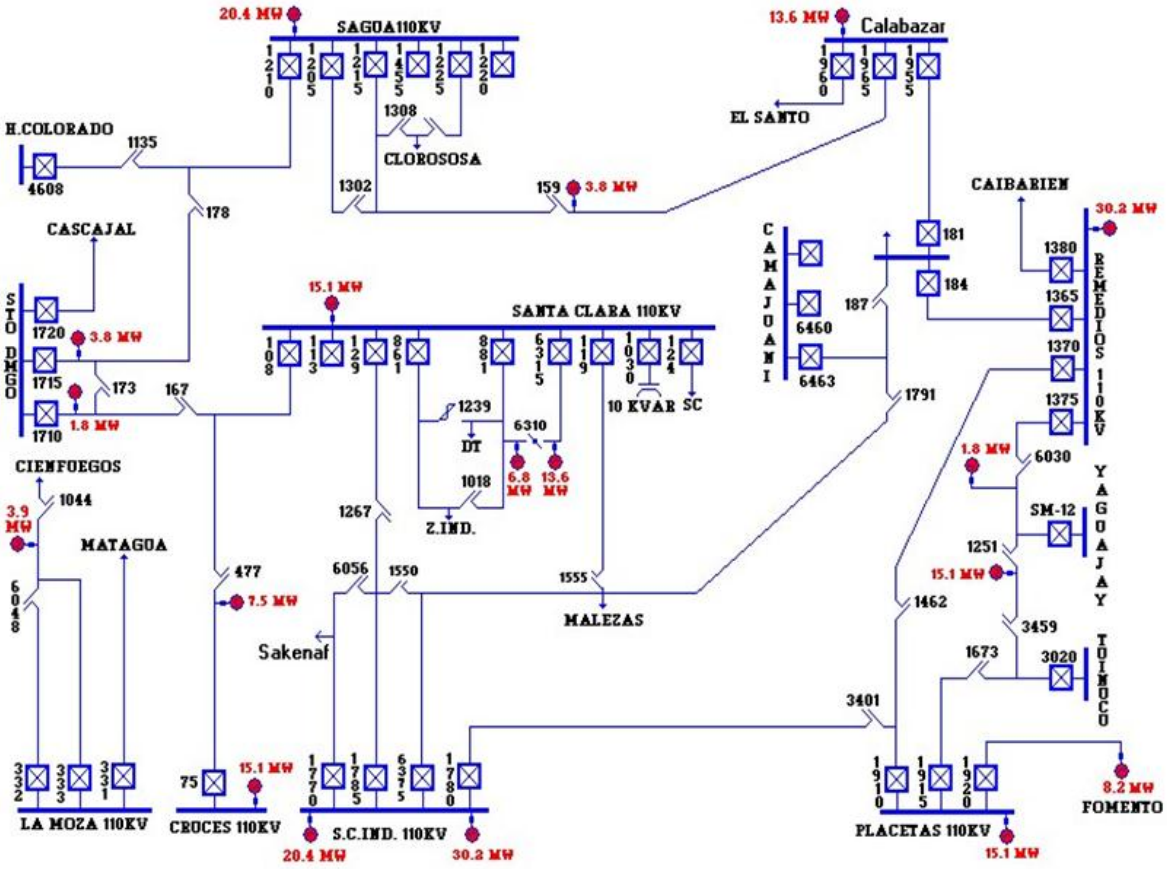


Figura 2.5. Monolineal de la Red de 34.5kV de la Provincia de Villa Clara.

2.4 Automatización del Lazo del 129 SC 110 kV – 1785 SC Industrial 110 kV – 1770 SC Industrial 110 kV

El lazo propuesto contiene importantes alimentadores de la ciudad de Santa Clara como el 119 y 129 de la Subestación de Santa Clara 110 kV conteniendo en ellos importantes clientes estatales como son Hospital Militar, Mausoleo Plaza de la Revolución, Tanque Acueducto y Bombeo Palmarito así como las zonas residenciales de Camacho y Roble. Por otra parte la Subestación Santa Clara Industrial 110 kV con los alimentadores 1785 y 1770 contienen en si la Zona Hospitalaria de la ciudad dentro de la cual se encuentran: Hospital Nuevo, Viejo, Infantil, Materno, Cardiocentro entre otras instituciones de la salud, receptores industriales como el Frigorífico, Planta de Oxígeno y Pasteurizadora además de los residenciales de la Vigía y Sandino. En la figura 2.3.1 del anexo 2.3 se muestra el

monolineal del lazo. Por lo que se hace inmediata la automatización de este lazo proponiéndose ocho restauradores, y la implementación de la automática se puede ejecutar en tres etapas.

2.4.1 Esquema de Automatización Propuesto del Lazo Santa Clara 110 kV – Santa Clara Industrial 110 kV

Teniendo en cuenta la importancia de los consumidores que conforman el lazo, como se expuso anteriormente, y a las interrupciones ocurridas en los alimentadores, ya que solamente en el año 2011 tuvo un total de 289 y hasta el mes de septiembre del presente año 177 interrupciones entre fallas y operaciones, trayendo esto cuantiosos gastos a la economía del país al poner dichas instituciones en marcha sus grupos de emergencia cuyo combustible es el Diesel con un alto valor en el mercado. La automatización de este lazo con ocho restauradores se puede ejecutar en tres etapas:

- Instalar restauradores en las actuales desconectivos 6166 y 1051 para aislar averías en estos dos ramales que son los más largos que hay en este lazo y que poseen un alto índice de fallos.
- Instalar restauradores en los actuales interruptores en aire 6056 y 6057 que permitan transferir al Hospital Nuevo de forma automática.
- Instalar restauradores (1) en la sección Hospital Militar – Plaza de la Revolución, sustituir los actuales desconectivos 3466, 1267, 6163 por restauradores.

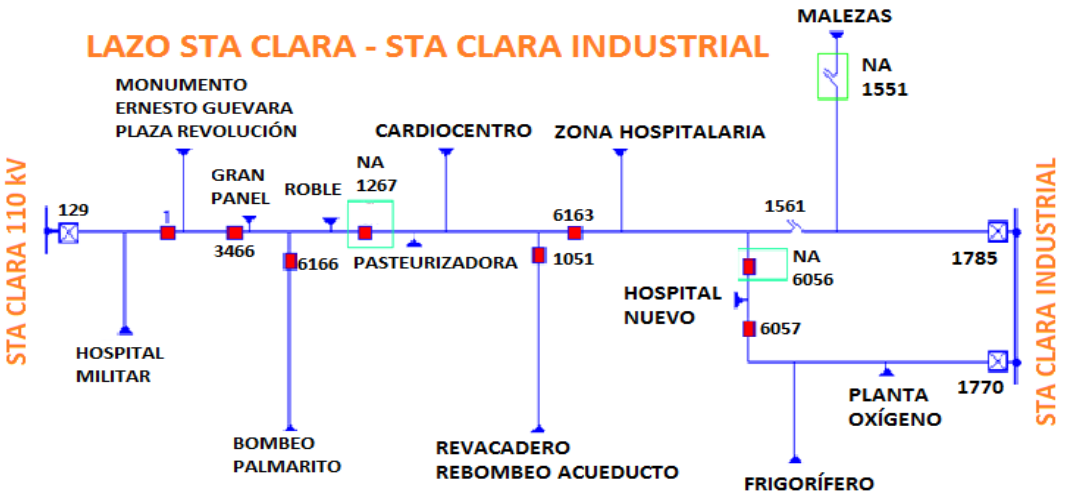


Figura 2.6. Esquema propuesto para la automatización del lazo Santa Clara 110 kV – Santa Clara Industrial.

2.5 Automatización del Lazo 1225 – 1215 – 1205 Sagua 110 kV

En lazo propuesto se encuentran los alimentadores 1205 – 1215 – 1225 de la Subestación de Sagua 110 kV, con una variedad de receptores estatales como son Cloro Sosa, las fábricas de Calderas, Fábrica de Bujías, Fábrica de Hielo y la Fundición 9 de Abril que son importantes industrias de la provincia Villa Clara. Además de los centros de salud en el municipio, entre ellos el Hospital 9 de Abril. También se alimenta todas las zonas residenciales del municipio como la cabecera municipal, Villa Alegre (Sagua 13kV), Isabela, Siticecito, Sitio Grande entre otras localidades y centros estatales. En la figura 2.3.2 del anexo 2.3 se muestra el monolineal del lazo.

2.5.1 Esquema de Automatización Propuesto del lazo 1225 – 1215 – 1205 Sagua 110 kV

Por lo anteriormente expuesto sobre el lazo en cuestión y las interrupciones registradas en el año 2011 que suman un total de 142 entre operaciones y averías y hasta el mes de septiembre del presente año se han registrado 122. Dichas interrupciones afectan la economía de la empresa eléctrica debido energía no suministrada dejando claro que el perjuicio no es solamente la energía que se deja de suministrar y facturar, sino también están las penalidades que en muchos de los casos supera al monto por la energía no suministrada. Debido a las razones anteriores se usa una variante de automatización para el lazo con ocho restauradores, figura 2.7, donde la automática también se puede ejecutar en tres etapas:

- Sustituir los actuales desconectivos 1306 y 1308 por restauradores que permitan transferir a Cloro Sosa en forma automática.
- Sustituir los actuales desconectivos 141, 143 y 1302 por restauradores.
- Sustituir los actuales desconectivos 1303, 159 y 1344 por restauradores.

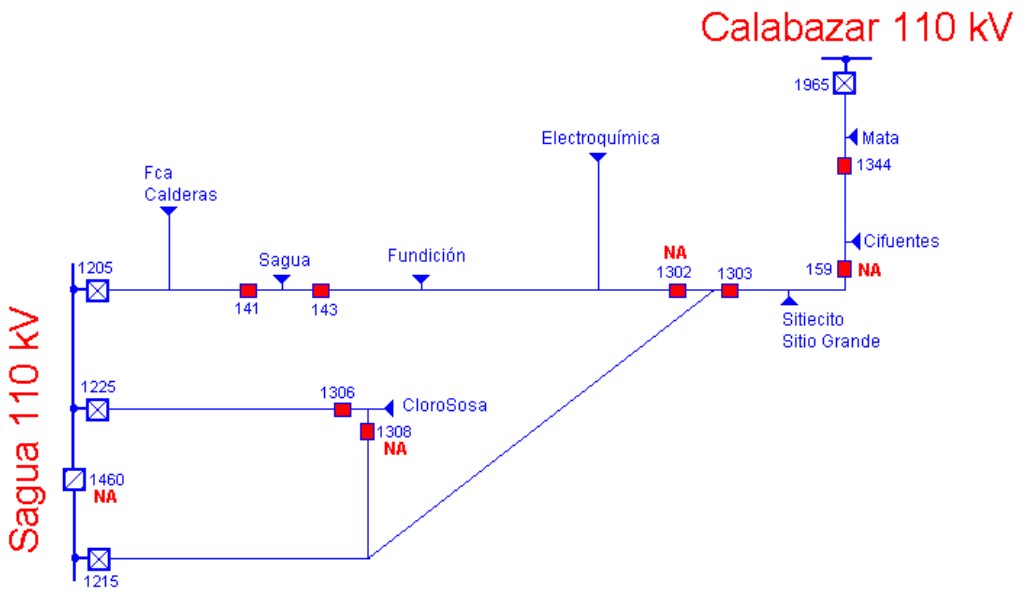


Figura 2.7. Esquema propuesto de automatización del lazo.

2.6 Automatización del Lazo de la línea 75 Cruces 110 kV – línea 108 Santa Clara 110 kV y línea 1710 Santo Domingo 110 kV

El lazo de la línea 75 de Cruces 110 kV-línea 108 de Santa Clara 110 kV y línea 1710 de Santo Domingo 110 kV interconecta a los municipios: Santa Clara, Ranchuelo, Santo Domingo y Cruces de la provincia de Cienfuegos, en ellos se encuentran una gran cantidad de receptores importantes como son: Bombeos Esperanza y Albarrán, Somatón, Poligráfico y el sector residencial de Ranchuelo, Batey 26 de Julio, Central Efraín Alfonso, Central Carlos Caraballo. En la figura 2.3.3 del anexo 2.3 se muestra el monolineal del lazo.

2.6.1 Esquema de Automatización Propuesto Lazo de la línea 75 Cruces 110 kV – línea 108 Santa Clara 110 kV y línea 1710 Santo Domingo 110 kV

Con la información brindada anteriormente sobre el lazo en cuestión y las interrupciones registradas en el año 2011 que suman un total de 306 entre operaciones y averías y hasta el mes de septiembre del presente año se han registrado 250 entre interrupciones y averías, representando estas cuantiosas pérdidas por concepto de energía dejada de servir, debido a las razones anteriores se usa una variante de automatización para el lazo con ocho restauradores, figura 2.8, donde la automática se puede ejecutar en tres etapas:

- Sustituir los actuales desconectivos 6426, 166 y 464 por restauradores.
- Sustituir los actuales desconectivos 477, 6119 y 6597 por restauradores.
- Instalar restauradores (1 y 2) entre las subestaciones de Esperanza y Jicotea y entre Antón Díaz y los bombeos de Albarrán y esperanza que están muy distantes.

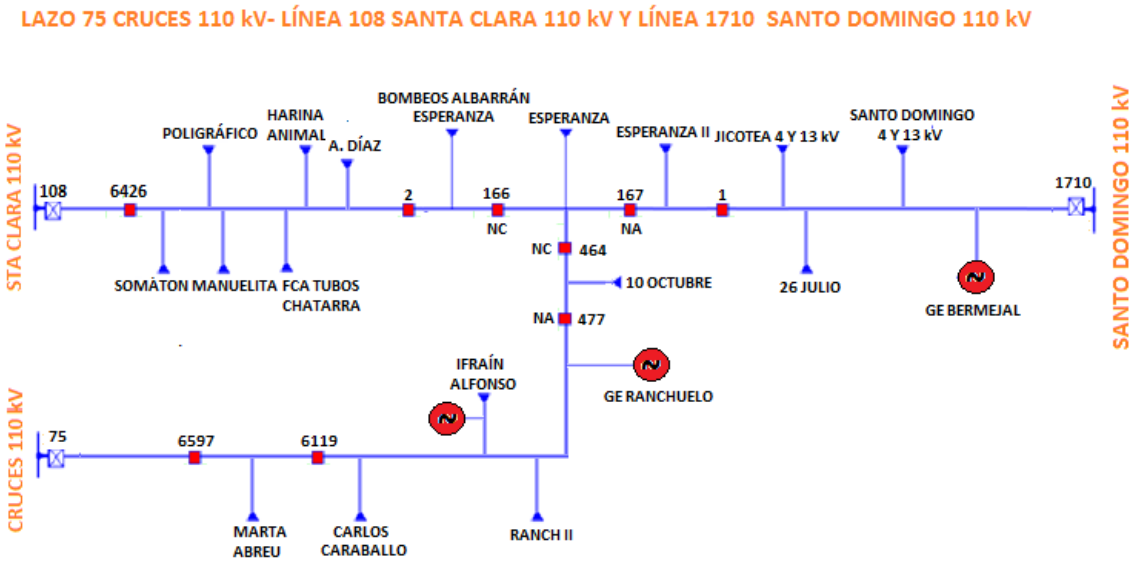


Figura 2.8. Esquema propuesto de automatización del lazo.

2.7 Automatización del Lazo de la línea 4608 Hoyo Colorado 110 kV – línea 1210 Sagua 110 kV y línea 1715 Santo Domingo 110 kV

El lazo de la línea 4608 de Hoyo Colorado 110 kV-línea 1210 de Sagua 110 kV y línea 1715 de Santo Domingo 110 kV interconecta a los municipios: Santo Domingo, Corralillo, Quemado y Sagua, en ellos se encuentran una gran cantidad de receptores importantes como son: Central Quintín Banderas, Central Panchito Gómez Toro, Central Baliño, Bombeo Cayama, así como la parte residencial de Quemado de Güines, Rodrigo, Ulacia. En la figura 2.3.3 del anexo 2.3 se muestra el monolineal del lazo.

2.7.1 Esquema de Automatización Propuesto Lazo de la línea 4608 Hoyo Colorado 110 kV – línea 1210 Sagua 110 kV y línea 1715 Santo Domingo 110 kV

Con la información brindada anteriormente sobre el lazo en cuestión y las interrupciones registradas en el año 2011 que suman un total de 511 entre operaciones y averías y hasta

el mes de septiembre del presente año se han registrado 376 entre interrupciones y averías, representando estas cuantiosas pérdidas por concepto de energía dejada de servir, debido a las razones anteriores se usa una variante de automatización para el lazo con siete restauradores, figura 2.9, donde la automática se puede ejecutar en tres etapas:

- Sustituir los actuales desconectivos 1135, 828 y 177 por restauradores.
- Sustituir los actuales desconectivos 6296 que es un ramal extenso y con gran número de fallas, 1103 por restauradores.
- Sustituir los actuales desconectivos 178, 6434 por restauradores.

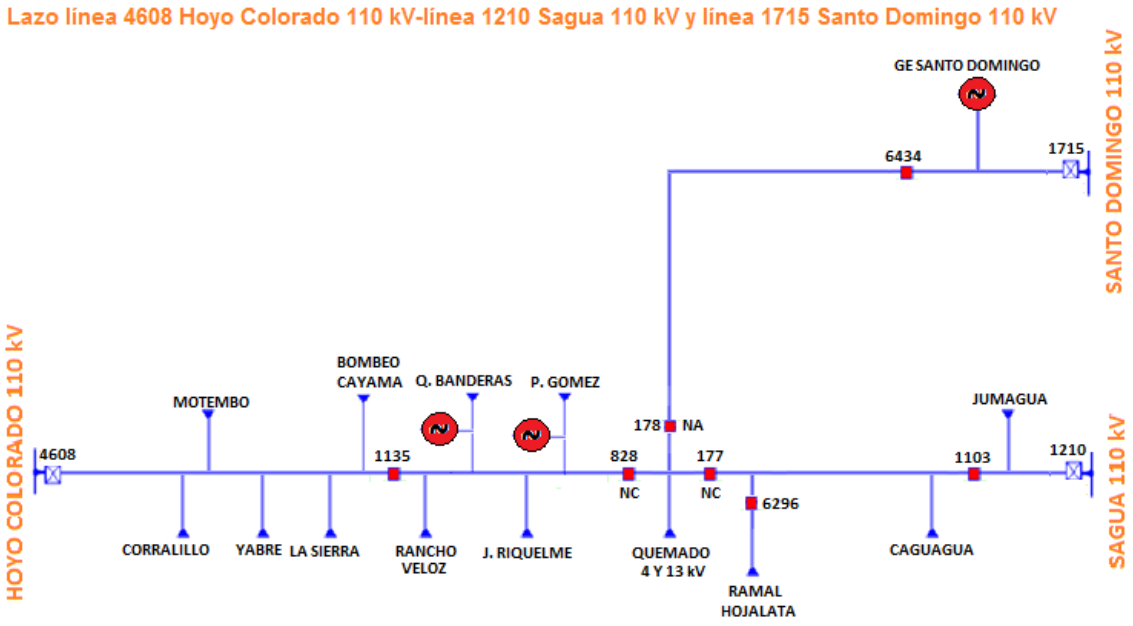


Figura 2.9. Esquema propuesto de automatización del lazo.

Capítulo III
Análisis de los Resultados

3.1 Introducción

En el este capítulo se abordarán los principales resultados de los estudios de estabilidad realizados en dos de los esquemas propuestos en el capítulo anterior utilizando los interruptores Nu-Lec. A través del software PSX se simularon aperturas y cierres en los diferentes puntos propuestos para ver si los restauradores pueden mantener la continuidad del servicio a los clientes sin causarle molestias, es decir con los parámetros dentro de los valores permisibles.

También se mostraran las corridas de flujos de carga de los diferentes lazos de emergencia de la provincia para ver su operatividad en circunstancias críticas mediante el uso del mismo software.

3.2 Estudio de la operatividad de los lazos de emergencia de la provincia

En este epígrafe también se analizarán los diferentes lazos de emergencia propuestos por el despacho territorial de carga para cada una de las subestaciones aquí expuestas, se estudiaran las condiciones de tensiones y la cargabilidad de las líneas, comprobando así la operatividad de los mismos en condiciones de máxima carga, en algunos de los casos sin presencia de sistema trabajando en islas o con apoyo de la generación distribuida.

3.2.1 Subestación Sagua 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Abierto Quemado de Güines en el 828 y desde Matanzas se alimenta el 1210 hasta Rancho Veloz.
2. 1210 cerrado, abierto el 828, alimentar desde el 1715 de Santo Domingo cerrando el 178.
3. Sin alimentación por 110 kV en la Sub de Santo Domingo, cerrar el 1715, alimentar Cascajal con el esquema anterior. En este caso poner los grupos de Santo Domingo.
4. Por el 1210 llegar hasta Rancho Veloz con el 178 abierto.
5. Por el 1210 cerrar 1135 y abrir 4608.

6. Con el sistema por 110 en Sagua, por el 1215 hasta el 1965 (abierto), con el 159 cerrado y el 1302 abierto.

Los resultados obtenidos en el lazo de emergencia 6, figura 3.1, son satisfactorios, teniendo en cuenta las condiciones de tensión y la cargabilidad de las líneas involucradas en el mismo, tablas 3.1 y 3.2 respectivamente. Las demás variantes, anexo 3.1, se ejecutaron satisfactoriamente.

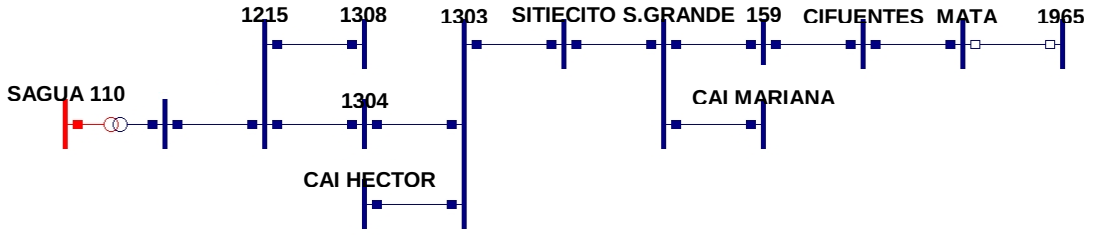


Figura 3.1. Lazo de emergencia 6 de la subestación Sagua en el PSX.

Nombre	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmín (kV)	Vmáx (kV)
1215	*34.50*	*35.30*	*32.0*	*35.0*
1303	*34.50*	*34.90*	*32.0*	*35.0*
E22	*34.50*	*34.67*	*32.0*	*35.0*
E23	*34.50*	*34.68*	*32.0*	*35.0*
CAI_HECTORRDGUEZ33	*34.50*	*34.69*	*32.0*	*35.0*
TALLER_TOLVAS33	*34.50*	*34.67*	*32.0*	*35.0*
SITIECITO33	*34.50*	*34.65*	*32.0*	*35.0*
CAI_MARIANA33	*34.50*	*34.41*	*32.0*	*35.0*
SITIO_GRANDE33	*34.50*	*34.21*	*32.0*	*35.0*
159A	*34.50*	*34.01*	*32.0*	*35.0*
160A	*34.50*	*34.01*	*32.0*	*35.0*
160B	*34.50*	*34.01*	*32.0*	*35.0*
U.PROLETARIA33	*34.50*	*33.92*	*32.0*	*35.0*
E20C	*34.50*	*33.68*	*32.0*	*35.0*
VAQUERITO33	*34.50*	*33.68*	*32.0*	*35.0*
MATA331	*34.50*	*33.65*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.1. Tensiones en las barras del lazo.

La tabla 3.1 muestra los valores de las tensiones en las barras del lazo en cuestión, se fija la tensión en el alimentador 1215 al máximo permisible con la derivación del transformador para que así la tensión al final del lazo sea el mayor posible.

La tabla 3.2 muestra las transferencias por las líneas del lazo estando las mismas por debajo de la máxima permisible.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmáx	%MVA
1215_Q34	*1304A*	*1304B*	*4.4*	*26.0*	*17.0*
L382	*1304B*	*1302B*	*4.4*	*26.0*	*17.0*
1215_Q36	*1302B*	*1303*	*4.4*	*26.0*	*17.0*
1303	*1303*	*1303B*	*4.4*	*26.0*	*17.0*
1215_Q40	*1303B*	*E22*	*4.4*	*26.0*	*17.0*
1215_Q41	*E22*	*E23*	*3.3*	*26.0*	*12.8*
1215_Q42	*I_HECTORRDGUEZ33*	*E23*	*4.3*	*26.0*	*16.4*
1215_Q45	*E22*	*SITIECITO33*	*7.7*	*26.0*	*29.5*
1215_46	*SITIECITO33*	*E24*	*7.0*	*26.0*	*27.0*
1215_Q47	*E24*	*CAI_MARIANA33*	*1.0*	*26.0*	*3.9*
1215_Q48	*E24*	*SITIO_GRANDE33*	*6.0*	*26.0*	*22.9*
1215_Q49	*SITIO_GRANDE33*	*159A*	*5.6*	*26.0*	*21.5*
L390	*159A*	*160B*	*5.6*	*26.0*	*21.4*
160	*160A*	*160B*	*5.6*	*23.0*	*24.2*
1965_P29	*160A*	*CIFUENTES33*	*5.6*	*23.0*	*24.2*
1965_P28	*CIFUENTES33*	*156B*	*2.6*	*23.0*	*11.5*
156	*156B*	*156A*	*2.6*	*23.0*	*11.5*
1965_P26	*156A*	*E21C*	*2.6*	*23.0*	*11.5*
1965_P25	*U.PROLETARIA33*	*E21C*	*0.5*	*23.0*	*2.1*
1965_P24	*E21C*	*E20C*	*2.1*	*23.0*	*9.3*
1965_P23	*E20C*	*VAQUERITO33*	*0.5*	*23.0*	*2.4*
1965_P22	*E20C*	*MATA331*	*1.6*	*23.0*	*6.9*

Tabla 3.2. Carga de las Líneas.

3.2.2 Subestación Calabazar 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Por el 1965 con 1215 en Sagua abierto, con el 1302 abierto, cerrado el 159, con Sistema y baterías.

2. Llegar hasta el 143 cerrando el 1302. Se usa muy pocas veces. Por el 1955 llegar hasta el 1365 de Remedios abierto con el 187 abierto.
3. Por el 1955 llegar hasta el 1365 de Remedios cerrado con el 187 abierto. No hay alimentación en Remedios por 110 kV y si se puede por problemas de tensión utilizar la Diesel de Remedios (se hace mucho) con el objetivo de alimentar por ahí Caibarién.
4. Abrir el 184, cerrar el 187 hasta la Universidad que es el 1000 abierto, en caso extremo que se pudiera por tensión se puede llegar hasta el 1552.

La configuración del lazo de emergencia 1 en el PSX, figura 3.2, no es muy factible utilizar ya que las tensiones no se encuentran en los límites establecidos, tabla 3.3, a pesar que no existe una sobrecarga en las líneas, tabla 3.4. Las demás variantes, anexo 3.2, se simularon satisfactoriamente.

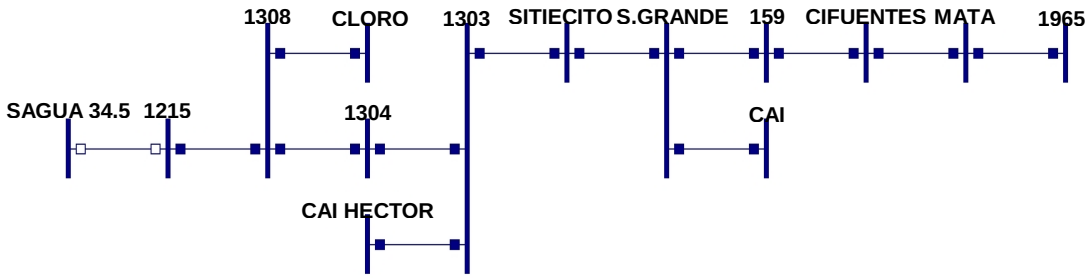


Figura 3.2. Lazo de emergencia 1 de la subestación Calabazar en el PSX.

Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmín (kV)*	*Vmáx (kV)*
1965	*34.50*	*35.28*	*32.0*	*35.0*
MATA331	*34.50*	*34.52*	*32.0*	*35.0*
VAQUERITO33	*34.50*	*34.17*	*32.0*	*35.0*
U.PROLETARIA33	*34.50*	*32.12*	*32.0*	*35.0*
159A	*34.50*	*31.88*	*32.0*	*35.0*
160A	*34.50*	*31.88*	*32.0*	*35.0*
160B	*34.50*	*31.88*	*3.0*	*35.0*
SITIO_GRANDE33	*34.50*	*31.39*	*32.0*	*35.0*
E24	*34.50*	*30.90*	*32.0*	*35.0*
CAI_MARIANA33	*34.50*	*30.87*	*32.0*	*35.0*
CAI_HECTORRDGUEZ33	*34.50*	*30.55*	*32.0*	*35.0*
SITIECITO33	*34.50*	*30.55*	*32.0*	*35.0*
E23	*34.50*	*30.54*	*32.0*	*35.0*
TALLER_TOLVAS33	*34.50*	*30.52*	*32.0*	*35.0*
E22	*34.50*	*30.52*	*32.0*	*35.0*
1303	*34.50*	*29.80*	*32.0*	*35.0*
1304A	*34.50*	*29.76*	*32.0*	*35.0*
E21	*34.50*	*29.53*	*32.0*	*35.0*
1308A	*34.50*	*27.32*	*32.0*	*35.0*
CLORO33	*34.50*	*27.30*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.3. Tensiones en las barras del lazo.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmáx	%MVA
1215_Q33	*E21*	*1304A*	*10.0*	*26.0*	*38.3*
1215_Q34	*1304A*	*1304B*	*10.0*	*26.0*	*38.3*
1215_Q40	*1303B*	*E22*	*10.3*	*26.0*	*39.7*
1215_Q41	*E22*	*E23*	*3.2*	*26.0*	*12.3*
1215_Q42	*HECTORRDGUEZ33*	*E23*	*4.1*	*26.0*	*15.9*
1215_Q45	*E22*	*SITIECITO33*	*7.9*	*26.0*	*30.5*
1215_46	*SITIECITO33*	*E24*	*8.6*	*26.0*	*33.1*
1215_Q47	*E24*	*CAI_MARIANA33*	*1.1*	*26.0*	*4.0*
1215_Q48	*E24*	*SITIO_GRANDE33*	*9.8*	*26.0*	*37.5*
1215_Q49	*SITIO_GRANDE33*	*159A*	*10.3*	*26.0*	*39.4*
1205_M32	*E16*	*FCA_BUJIAS33*	*8.4*	*26.0*	*32.3*
1205_M33	*FCA_BUJIAS33*	*ELEC_QUIMICA33*	*8.3*	*26.0*	*31.8*
1205_M34	*ELEC_QUIMICA33*	*FINALET33*	*4.6*	*26.0*	*17.5*
L390	*159A*	*160B*	*10.3*	*26.0*	*39.4*
160	*160A*	*160B*	*10.3*	*23.0*	*44.6*
1965_P29	*160A*	*CIFUENTES33*	*10.3*	*23.0*	*44.7*
1965_P28	*CIFUENTES33*	*156B*	*12.8*	*23.0*	*55.8*
156	*156B*	*156A*	*12.8*	*23.0*	*55.8*
1965_P26	*156A*	*E21C*	*12.9*	*23.0*	*56.3*
1965_P25	*U.PROLETARIA33*	*E21C*	*0.5*	*23.0*	*2.1*
1965_P24	*E21C*	*E20C*	*14.6*	*23.0*	*63.3*
1965_P23	*E20C*	*VAQUERITO33*	*0.5*	*23.0*	*2.4*
1965_P22	*E20C*	*MATA331*	*15.3*	*23.0*	*66.4*

Tabla 3.4. Carga en las Líneas.

La derivación del transformador se ajusta para que en el alimentador 1965 la tensión sea el máximo permisible y así al final del lazo estas tensiones no estén por debajo del mínimo permitido, En este caso no son óptimos, sin embargo no sucede así con las líneas las cuales no se sobrecargan.

3.2.3 Subestación Placetas 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Hasta el 1370 (abierto), con el 1462 cerrado. Se puede poner con generación en Remedios (sin sistema, solo baterías con el objetivo de alimentar Caibarién y la ciudad de Remedios si da la tensión o hasta el 1370, con sistema en Remedios, con Placetas sin Sistema pero con baterías y mantener a Fomento si se puede).
2. Por el 1915 con batería y sistema, enlazar con el 3020 (abierto), 1673 cerrado.

3. Por el 1910 la línea hasta el alimentador 1780 (abierto) en Santa Clara Industrial.
4. Con 110 kV fuera de servicio por el alimentador 1780 con batería y Fuel de Santa Clara industrial, a Placetas 110 kV, alimentando ésta por 110 kV.

La configuración del lazo de emergencia 4, figura 3.3, es factible de utilizar ya que las tensiones se encuentran en los límites establecidos, Tabla 3.5 mientras que las líneas no se sobrecargan, Tabla 3.6. Las demás variantes, anexo 3.3, se simularon satisfactoriamente.

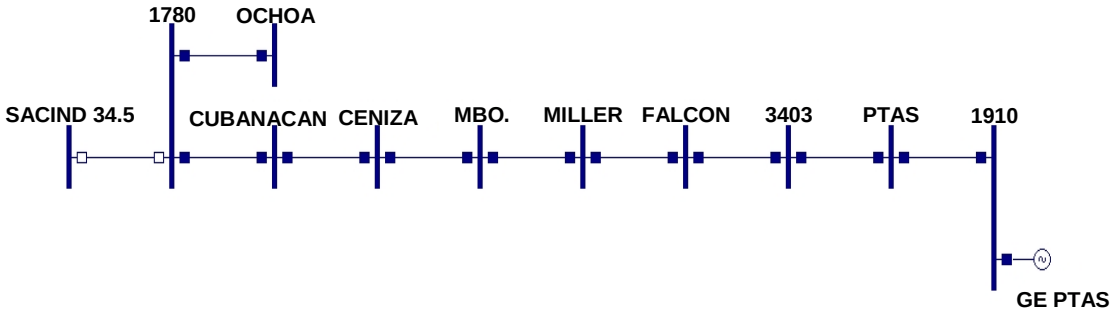


Figura 3.3. Lazo de emergencia 4, subestación Placetas en el PSX.

Los valores de las tensiones en el lazo de emergencia analizado están dentro de los límites permisibles como se muestra en la tabla 3.5. Los valores de la carga están en la tabla 3.6.

Nombre	***Vnom (kV)***	***Vop (kV)***	***Vmín (kV)***	***Vmáx (kV)***
1910	*34.50*	*34.69*	*32.0*	*35.0*
3403A	*34.50*	*34.64*	*32.0*	*35.0*
PLACETAS33_1	*34.50*	*34.53*	*32.0*	*35.0*
FALCON33	*34.50*	*33.53*	*32.0*	*35.0*
MILLER33	*34.50*	*33.39*	*32.0*	*35.0*
MANAJANABO33	*34.50*	*33.30*	*32.0*	*35.0*
CENIZA33	*34.50*	*33.22*	*32.0*	*35.0*
CUBANACAN33	*34.50*	*33.16*	*32.0*	*35.0*
OCHOA33	*34.50*	*33.04*	*32.0*	*35.0*
1780	*34.50*	*33.04*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.5. Tensiones en las barras del lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmáx*	*%MVA*
1780_H2	*E35_SCI*	*OCHOA33*	*0.4*	*25.0*	*1.8*
1780_H3	*E35_SCI*	*E26_SCI*	*0.4*	*25.0*	*1.8*
1780_H6	*E26_SCI*	*CUBANACAN33*	*1.7*	*25.0*	*6.7*
1780_H4	*CUBANACAN33*	*E30_SCI*	*2.0*	*25.0*	*8.0*
1780_H8	*E30_SCI*	*CENIZA33*	*2.0*	*23.0*	*8.7*
1780_H10	*CENIZA33*	*MANAJANABO33*	*2.3*	*23.0*	*10.0*
1780_H11	*MANAJANABO33*	*MILLER33*	*2.6*	*23.0*	*11.4*
1780_H12	*MILLER33*	*FALCON33*	*2.6*	*25.0*	*10.5*
1780_H13	*FALCON33*	*3400A*	*3.8*	*25.0*	*15.0*
1910_P58	*3403B*	*E9_PLAC*	*18.3*	*25.0*	*73.2*
1910_P60	*E9_PLAC*	*PLACETAS33*	*4.4*	*15.0*	*29.5*

Tabla 3.6. Carga en las líneas.

3.2.4 Subestación Santa Clara 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Alimentar con la línea del 108 (cerrado el 477) la línea del 75 procedente de Cruces, Cienfuegos. Variante de generación intermedia en Ranchuelo. Abiertos interruptores 75 y 167.
2. Alimentar con el 129, cerrando interruptores 1267 y 6056 línea del 1770 hasta la barra, con el totalizador de la Subestación abierto y con posible operación de los Grupos Electrógenos ubicados en la Subestación Santa Clara Industrial. Interruptores 1785 y 1551 abiertos.
3. Alimentar con el 108 línea del 1710 en Santo Domingo (cerrado el 167), con el 477 abierto. Hasta la barra; con el 1710 abierto. Hay que tener en cuenta la posible generación desde Bermejal.
4. Alimentar con el 129, cerrando interruptores 1267 y 1551, cerrada la línea del 1785 hasta Subestación de Malezas perteneciente esta última a la línea del 119. Abiertos los interruptores 6056, 119, 1785. Existe la posibilidad de que sin presencia de SEN el 1785 este cerrado y tenga generación del Diesel en conjunto con la generación Diesel de Santa Clara 110 kV.

En la configuración del lazo de emergencia 1, figura 3.4, la tensión se encuentra ligeramente por encima del valor permisible, tabla 3.7, mientras que las líneas no se sobrecargan, tabla 3.8. Las demás variantes, anexo 3.4, se simularon satisfactoriamente.

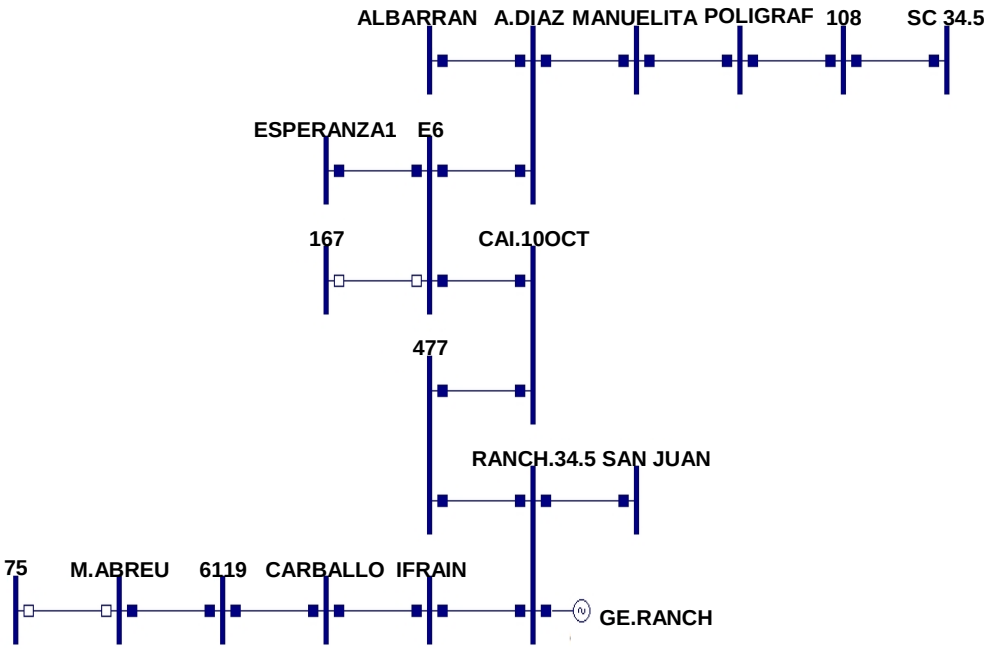


Figura 3.4. Lazo emergencia 1 de la subestación Santa Clara 110 kV en el PSX.

Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmín (kV)*	*Vmáx (kV)*
108	*34.5*	*35.17*	*32.0*	*35.0*
SOMATON33	*34.5*	*34.88*	*32.0*	*35.0*
POLIGRAFICO33	*34.5*	*34.87*	*32.0*	*35.0*
MANUELITA33	*34.5*	*34.85*	*32.0*	*35.0*
ANTOND33	*34.5*	*34.71*	*32.0*	*35.0*
ALBARRAN33	*34.5*	*34.38*	*32.0*	*35.0*
E6_SC	*34.5*	*34.38*	*32.0*	*35.0*
ESPERANZA33-1	*34.5*	*34.32*	*32.0*	*35.0*
CAI_10.OCTUBRE33	*34.5*	*33.94*	*32.0*	*35.0*
477A	*34.5*	*33.95*	*32.0*	*35.0*
RANCHUELO33	*34.5*	*33.62*	*32.0*	*35.0*
SANJUAN33	*34.5*	*33.45*	*32.0*	*35.0*
IFRAIN33	*34.5*	*32.88*	*32.0*	*35.0*
CCARABALLO33	*34.5*	*32.76*	*32.0*	*35.0*
6119	*34.5*	*32.80*	*32.0*	*35.0*
MABREUS33	*34.5*	*32.76*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.7. Tensiones en las barras del lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmáx*	*%MVA*
108_Q25	108	*E1_SC*	*10*	*23*	*43,3*
108_Q27	E2_SC	*E1_SC*	*9,9*	*23*	*43*
108_Q29	MANUELITA33	*E2_SC*	*9,9*	*23*	*43*
108_Q30	E3_SC	*MANUELITA33*	*8,3*	*23*	*36*
108_Q33	E5_SC	*ANTOND33*	*8,1*	*23*	*35,4*
108_Q41	E6_SC	*ANTOND33*	*6,5*	*23*	*28,3*
108_Q232	E7_SC	*E6_SC*	*0,1*	*23*	*0,6*
108_Q90	CAI_10.OCTUBRE33	*E9_SC*	*0,3*	*23*	*1,3*
108_O12	477A	*CAI10OCT*	*4,6*	*23*	*19,8*
75_O33	RANCHUELO33_2	*IFRAIN33*	*3,4*	*26*	*13,2*
75_O35	IFRAIN33	*EMP_CCARABALLO*	*3,2*	*26*	*12,2*
75_035A	EMP_CCARABALLO	*6119*	*1,6*	*23*	*7,1*
75_O23	6119	*MABREUS33*	*1,6*	*23*	*7,1*
75_O36	MABREUS33	*CAIMABREUS33*	*0,1*	*23*	*0,6*

Tabla 3.8. Carga en las líneas.

En este caso, además de fijar la tensión mediante la derivación del transformador. Se tiene generación distribuida en la barra de Ranchuelo, lo cual provoca una inyección de potencia reactiva ayudado a mantener la tensión en los límites establecidos.

Las transferencias de potencia por las líneas involucradas en este lazo no exceden los máximos permisibles por las mismas.

3.2.5 Subestación Santa Clara Industrial 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Por el interruptor del alimentador 1780 también pero alimentando hasta Fomento abierto en 3405, Placetas, y en el 1673.
2. Este lazo se produce a través del interruptor 1780 hasta el 1910 abierto y 1462 abierto por Zulueta.

Para los Lazos 3, 4, y 5 existen varias variantes de alimentación.

a. Variante 1: Por el 1785 con Lazo Hospital abierto.
b. Variante 2: Por el 1785 con Lazo Hospital cerrado y 1770 abierto.
c. Variante 3: Por el 1770 con Lazo Hospital cerrado y 1785 abierto.

3. Por cualquier variante hasta el 129 abierto, con el 1551 abierto en Malezas y el Lazo Hospital abierto (6056) utilizando la variante a.

4. Por la cualquier variante hasta 119 abierto, con 1971 abierto en J. M. Pérez y 1561 abierto en Empalme de Circunvalación.
5. Por la cualquier variante llegando hasta los circuitos 2 y 4 de Santa Clara 4kV a través de la subestación Santa Clara 110kV y Malezas abierto.

La configuración del lazo de emergencia 3, figura 3.5, los valores de las tensiones se encuentran en los límites establecidos, tabla 3.9, no siendo así en las líneas a la salida del alimentador 1785 donde se sobrecargan, tabla 3.10. Las demás variantes, anexo 3.5, se simularon satisfactoriamente.

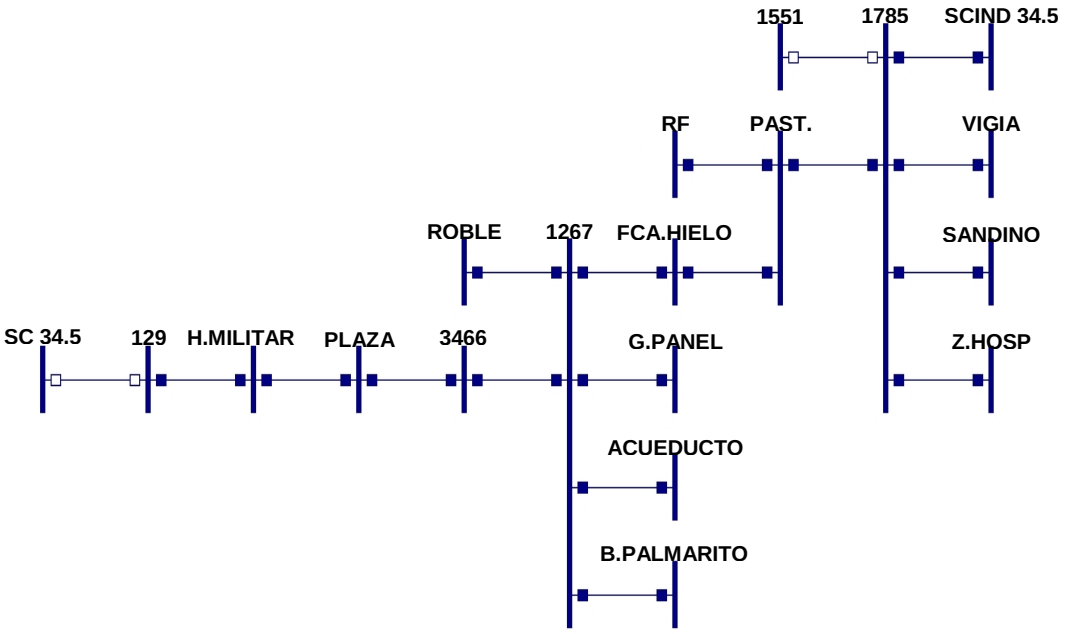


Figura 3.5. Lazo emergencia 3, subestación Santa Clara Industrial en el PSX.

Nombre	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmín (kV)	Vmáx (kV)
1785	*34.50*	*35.04*	*32.0*	*35.0*
ZONA_HOSPITALARIA33	*34.50*	*34.49*	*32.0*	*35.0*
VIGIA33	*34.50*	*34.44*	*32.0*	*35.0*
SANDINO33	*34.50*	*34.40*	*32.0*	*35.0*
ROBLE33	*34.50*	*33.90*	*32.0*	*35.0*
1266	*34.50*	*33.86*	*32.0*	*35.0*
GPANEL33	*34.50*	*33.78*	*32.0*	*35.0*
ACUEDUCTO33	*34.50*	*33.76*	*32.0*	*35.0*
BPALMARITO33	*34.50*	*33.57*	*32.0*	*35.0*
3497	*34.50*	*33.78*	*32.0*	*35.0*
PLAZA33	*34.50*	*33.76*	*32.0*	*35.0*
HMILITAR33	*34.50*	*33.76*	*32.0*	*35.0*
129	*34.50*	*33.76*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.9. Tensiones en barras del lazo.

En este caso se fija la tensión al máximo permisible en el 1785 utilizando la derivación del transformador para que al final del lazo las tensiones no estén por debajo del mínimo permisible.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmáx	%MVA
1785	*SCINDUSTRIAL34.5*	*1785*	*25.7*	*25.0*	*103.0*
1785_R16	*1785*	*E10_SCI*	*25.7*	*23.0*	*111.9*
1785_M16	*E14_SCI*	*E10_SCI*	*25.4*	*23.0*	*110.4*
1785_M18	*E11_SCI*	*E14_SCI*	*25.4*	*23.0*	*110.3*
1785_M22	*VIGIA33*	*E17_SCI*	*5.4*	*23.0*	*23.4*
1785_M23	*SANDINO33*	*VIGIA33*	*2.3*	*23.0*	*10.0*
1785_M33	*FCA.HIELO_33*	*E13_SCI*	*17.6*	*23.0*	*76.4*
1785_M31	*PASTEURIZADORA_33*	*E13_SCI*	*0.7*	*23.0*	*3.2*
1785_M40	*FCA.HIELO_33*	*1267A*	*15.2*	*25.0*	*60.7*
129_M32A	*ROBLE33*	*1267A*	*15.0*	*23.0*	*65.3*
129_M1	*E10_SC*	*HMILITAR33*	*0.2*	*23.0*	*0.9*
129_M53	*3466*	*GPANEL33*	*1.4*	*15.0*	*9.1*
129_M54	*GPANEL33*	*3497*	*5.0*	*15.0*	*33.7*
129_M55	*3497*	*E12_SC*	*5.1*	*15.0*	*33.7*
129_M98	*E12_SC*	*E13_SC*	*2.0*	*15.0*	*13.5*
129_M87	*E13_SC*	*BPALMARITO33*	*2.0*	*15.0*	*13.4*
129_M654	*E12_SC*	*1266*	*7.1*	*23.0*	*30.8*
129_M90	*1266*	*ROBLE33*	*7.1*	*23.0*	*30.8*

Tabla 3.10. Carga en las líneas.

Esta variante de lazo de emergencia provoca que se sobrecarguen las líneas de salida del alimentador 1785 ya que esta es la única vía de suministro de potencia hacia el 129 donde se encuentran grandes consumidores.

3.2.6 Subestación Remedios 110 kV

Se proponen los siguientes lazos de emergencia:

1. Por el alimentado 1375, Cerrando el interruptor 7137 que limita a Villa Clara con la provincia de Sancti Spíritus, para poder enlazar con Yaguajay, alimentador 7120 donde también hay grupos diesel.
2. Por el alimentador 1370 con posible generación en Remedios, cerrando el interruptor 1464, el cual se conecta con la subestación de Placetas por el alimentador 1910 abierto.

La configuración del lazo de emergencia 2, figura 3.6, los valores de tensiones se encuentran fuera de los límites establecidos, tabla 3.11, sin embargo las líneas no se sobrecargan, tabla 3.12.

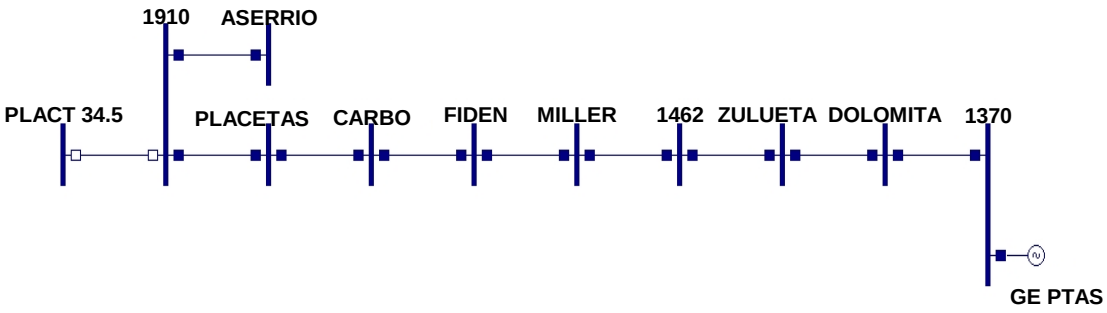


Figura 3.6. Lazo emergencia 2, subestación Remedios en el PSX.

Nombre	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmín (kV)	Vmáx (kV)
1370	*34.50*	*35.24*	*32.0*	*35.0*
DOLOMITA33	*34.50*	*34.38*	*32.0*	*35.0*
BUENA_VISTA33	*34.50*	*31.92*	*32.0*	*35.0*
E25_REM	*34.50*	*32.04*	*32.0*	*35.0*
ZULUETAS33	*34.50*	*31.64*	*32.0*	*35.0*
1462	*34.50*	*31.31*	*32.0*	*35.0*
FCO_PEREZ33	*34.50*	*31.29*	*32.0*	*35.0*
FIDENCIA33	*34.50*	*31.27*	*32.0*	*35.0*
CARBO33	*34.50*	*31.25*	*32.0*	*35.0*
3403A	*34.50*	*31.23*	*32.0*	*35.0*
ASERRIO33	*34.50*	*31.23*	*32.0*	*35.0*
PLACETAS33	*34.50*	*31.22*	*32.0*	*35.0*

Tabla 3.11. Tensiones en las barras del lazo.

En este caso se usa una de las dos baterías existentes en Remedios además de fijar la tensión a la salida del alimentador con la derivación del transformador, aunque aun así la tensión no está en el rango establecido ya que las distancias son muy grandes.

Nombre	***Envío***	***Recibo***	***MVA***	***MVAmáx***	***%MVA***
1370_R1	*E23_REM*	*1370*	*18.5*	*25.0*	*73.8*
1370_R2	*DOLOMITA33*	*E23_REM*	*18.0*	*25.0*	*72.1*
1370_R23	*E25_REM*	*DOLOMITA33*	*17.8*	*25.0*	*71.3*
1370_R3	*ITICO_FABREGAT33*	*E25_REM*	*1.0*	*25.0*	*4.2*
1463	*1463B*	*1463A*	*17.5*	*25.0*	*69.9*
1370_R12	*ZULUETAS33*	*1463B*	*17.5*	*25.0*	*69.9*
1370_R21	*ZULUETA*	*ZULUETAS33*	*16.7*	*25.0*	*66.8*
1370_R22	*1462A*	*ZULUETA*	*14.8*	*25.0*	*59.2*
1910_P71	*FCO_PEREZ33*	*1462*	*14.7*	*25.0*	*58.8*
1910_P70	*E13_PLAC*	*FCO_PEREZ33*	*14.3*	*25.0*	*57.2*
1910_P64	*E10_PLAC*	*CARBO33*	*0.7*	*25.0*	*2.8*
1910_P60	*E9_PLAC*	*PLACETAS33*	*4.5*	*25.0*	*18.0*
1910_P61	*E9_PLAC*	*3406A*	*4.1*	*25.0*	*16.4*
1910_P62	*3406A*	*3406B*	*4.5*	*25.0*	*18.0*
1910_P63	*3406B*	*E10_PLAC*	*4.5*	*25.0*	*18.0*
1910_P65	*E10_PLAC*	*E11_PLAC*	*8.8*	*25.0*	*35.2*

Tabla 3.12. Carga en líneas.

En este caso nunca los valores de cargabilidad exceden los valores permisibles.

3.3 Resultados de los restauradores en los lazos propuestos

En este epígrafe se analizarán los resultados de las simulaciones realizadas a la red con los restauradores Nu-Lec en los lazos propuestos, mediante aperturas y cierres de los mismos. Para ello se usará el software PSX en los diferentes puntos propuestos a colocar los restauradores, comprobando así si estos son capaces de mantener la continuidad del servicio a los clientes ante cualquier tipo de fallas en la red.

3.3.1 Automatización del Lazo del 129 SC 110 kV – 1785 SC Industrial 110 kV – 1770 SC Industrial 110 kV

La figura 2,6 del capítulo 2 muestra el esquema propuesto para la automatización del lazo Santa Clara 110 kV – Santa Clara Industrial. Se analizaron las condiciones en el Hospital Nuevo al operar los restauradores ubicados en los desconectivos 6056 y 6057, estos fueron ajustados a 1 s por cuestiones gráficas para mayor apreciación, en la realidad estos equipos tienen grandes posibilidades de ajustes, anexo 3.6. Todo lo anterior se puede implementar según convenga formando equipos que se comuniquen entre sí o independientes que actúen según las condiciones para las cuales se configuren. Los demás restauradores se analizaron satisfactoriamente.

3.3.1.1 Comportamiento de la tensión

La figura 3.7, muestra el comportamiento de la tensión por 34.5 kV en el Hospital Nuevo al producirse la apertura del 6057 NC que proviene del alimentador 1770 y cerrar el 6056 NA del 1785. Se puede observar que la tensión se mantiene con muy buenas condiciones con solamente una variación de 0.19kV, manteniéndose por encima del mínimo permitido.

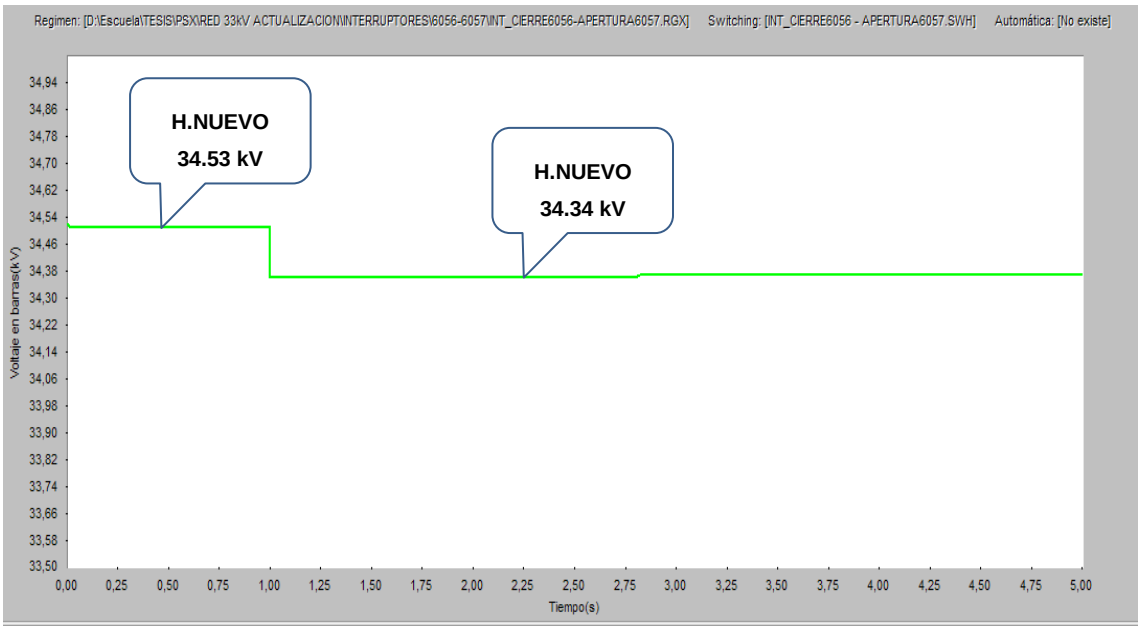


Figura 3.7. Variación de la tensión.

3.3.1.2 Comportamiento de la corriente y la potencia por las líneas

La figura 3.8 muestra el comportamiento de las corrientes por las líneas de los alimentadores del 6056 NA y 6057 NC al ocurrir el cambio de los mismos.

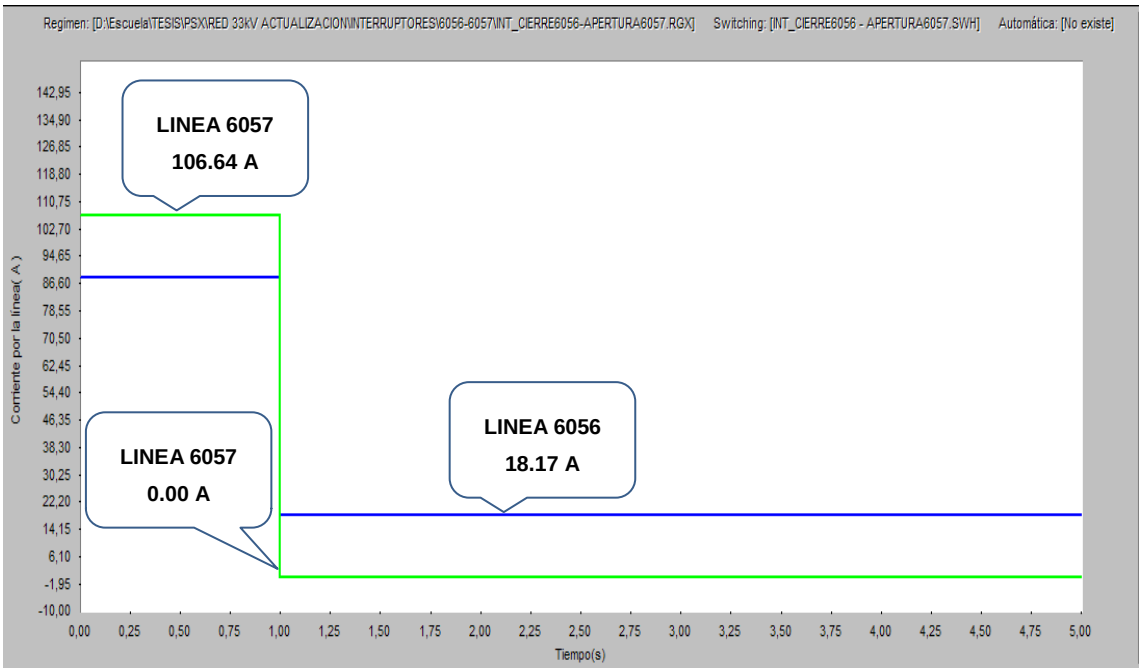


Figura 3.8. Corrientes por las líneas.

Al cerrar el interruptor 6056 NA, la línea que proviene del alimentador del 1785 inmediatamente asume la carga y la del 6057 NC al abrir pasa a estado cero. La línea del desconectivo 6057 NC al producirse la apertura la transferencia por ella es cero y la del 6056 NC asume la carga. Las transferencias de potencia en las líneas se muestran en la figura 3.9.

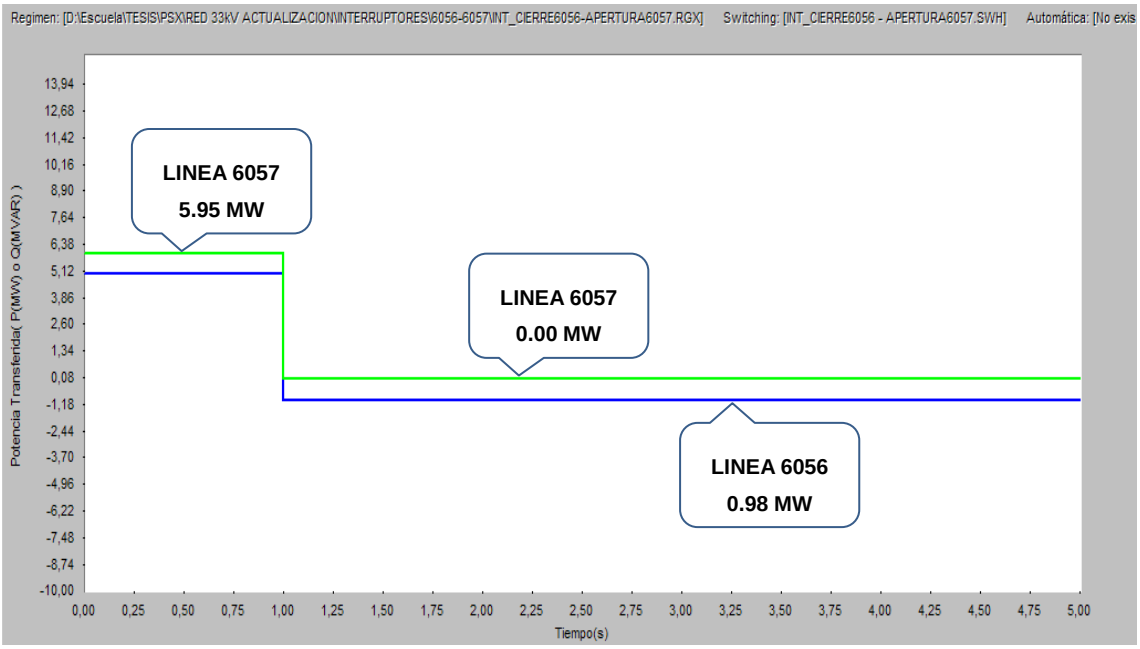


Figura 3.9. Potencia por las líneas.

3.3.1.3 Comportamiento de las oscilaciones de frecuencia

Las oscilaciones de la frecuencia durante la operación de los restauradores ubicados se muestran en la figura 3.10. Este parámetro es de vital importancia y se debe tener en cuenta durante la apertura y cierre de los interruptores ya que una gran variación de la misma puede ocasionar daños irreparables a las máquinas instaladas, así como las reactancias de las líneas y todos los equipos eléctricos que se encuentran en el mismo.

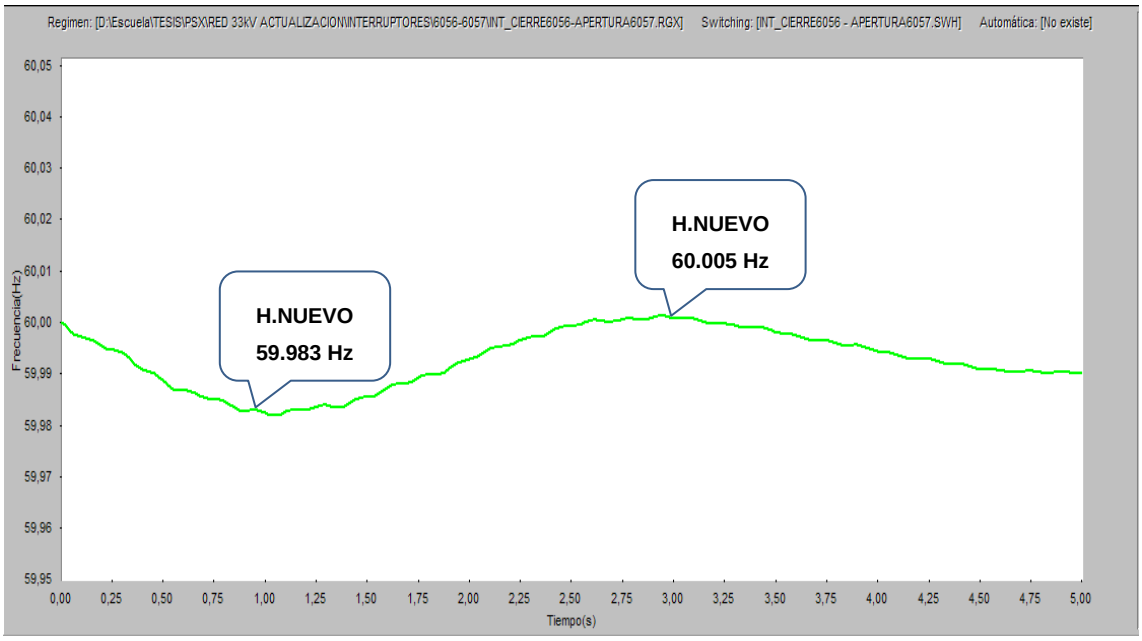


Figura 3.10. Oscilación de la frecuencia.

En este caso la frecuencia se mantiene entre los máximos y mínimos establecidos solamente con una pequeña variación en el momento de la operación del restaurador y después se estabiliza.

3.3.2 Automatización del Lazo 1225 – 1215 – 1205 Sagua 110 kV

La figura 2.7 del capítulo 2 muestra el esquema propuesto para la automatización del lazo 1225 – 1215 – 1205 Sagua 110 kV. Se analizaron cómo se comportan las condiciones en la Cloro Sosa al operar los restauradores ubicados en los desconectivos 1306 y 1308 ajustados a 1 s por cuestiones gráficas para mayor apreciación, en la realidad estos equipos tienen grandes posibilidades de ajustes, anexo 3.6. Los demás restauradores también fueron analizados los cuales arrojaron resultados satisfactorios.

3.3.2.1 Comportamiento de la tensión

La figura 3.11, muestra la variación de la tensión al actuar los interruptores 1306 y 1308 aunque no se mantiene el mismo que en su condición normal de operación aún está en el rango permisible. En este caso la tensión experimenta una variación de 2.21 kV, por encima del mínimo permitido ya que la Cloro Sosa pasa a un alimentador con mayor carga.

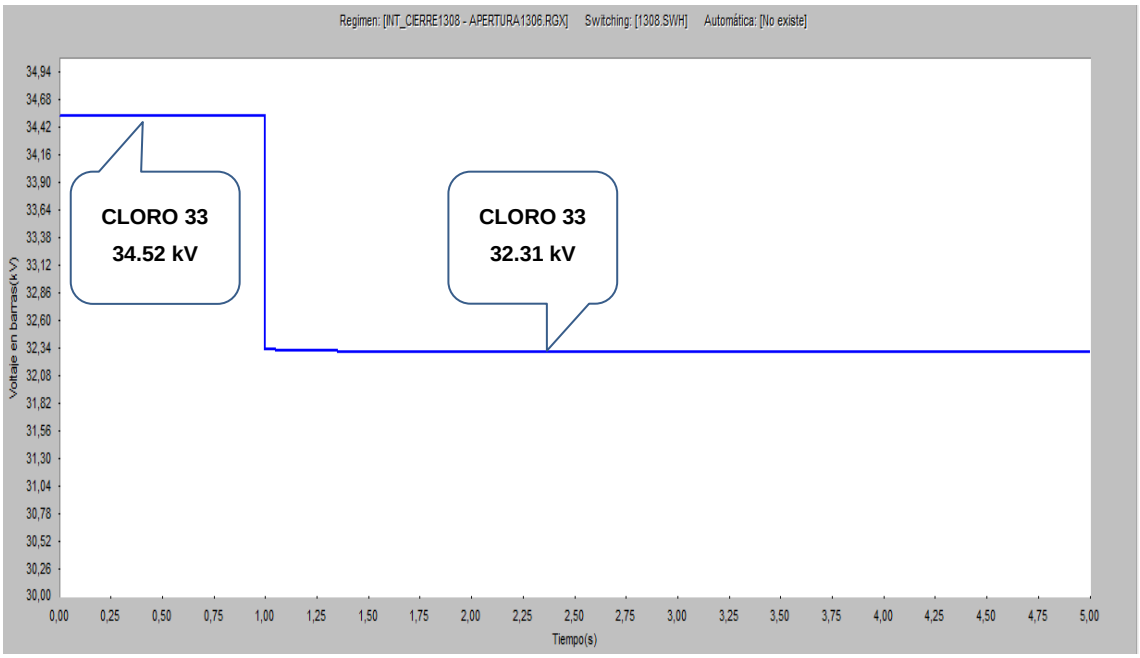


Figura 3.11. Variación de la tensión.

3.3.2.2 Comportamiento de la corriente y potencia por las líneas

La figura 3.12 muestra el comportamiento de las corrientes por las líneas involucradas en la apertura y cierre producidos por los restauradores.

La línea que proviene del alimentador del 1205 al cerrar el interruptor del 1308 NA inmediatamente asume la carga y la del 1306 NC al abrir pasa a estado cero.

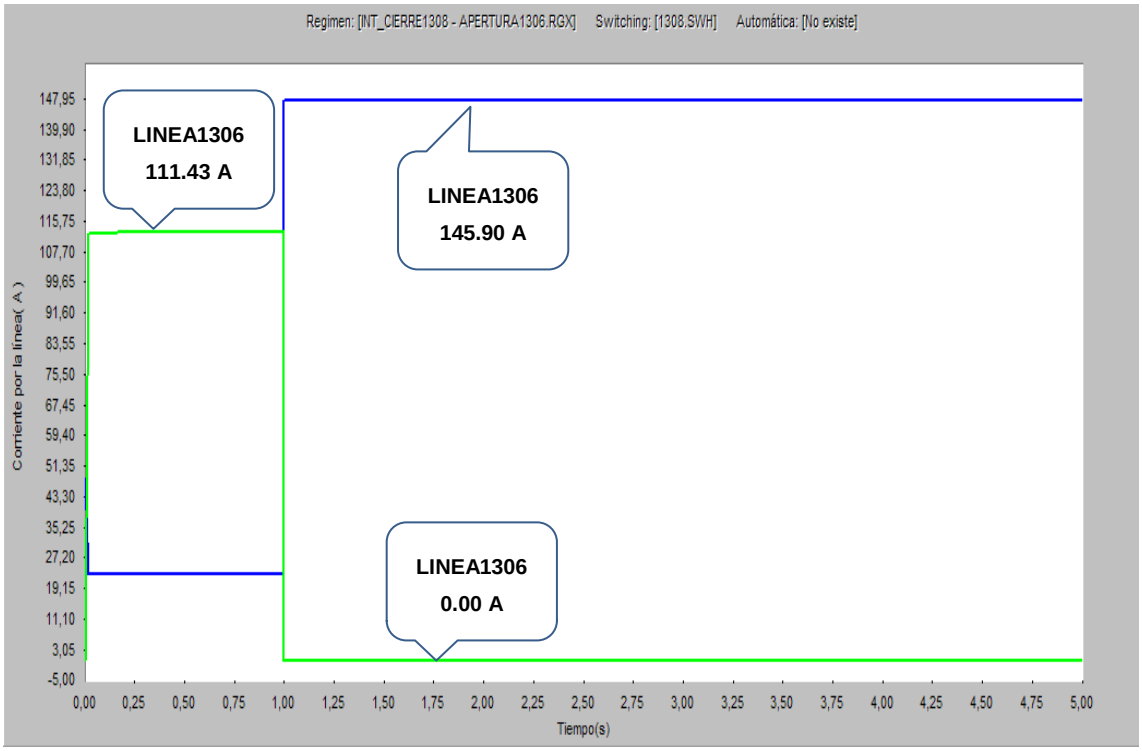


Figura 3.12. Corriente por las líneas.

El comportamiento de las transferencias de potencia por las líneas involucradas en las aperturas y cierres producidos por los restauradores se muestra en la figura 3.13.

Al producirse el cambio de alimentador de la Cloro Sosa, línea del 1308 aumenta su transferencia de potencia.

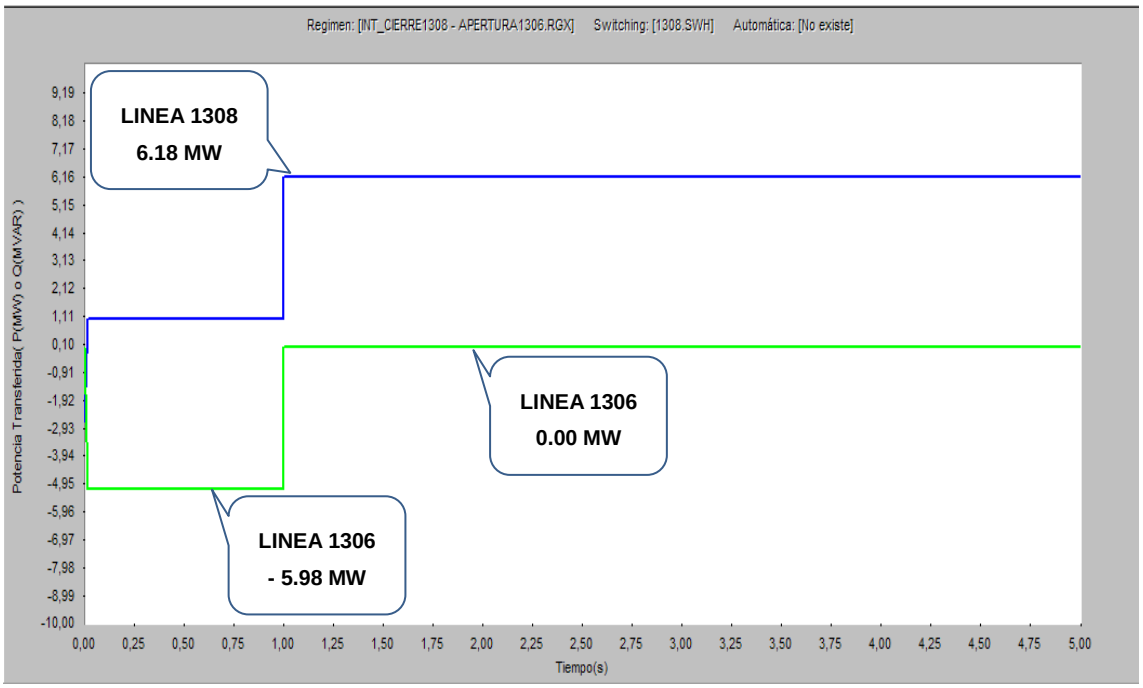


Figura 3.13. Potencia por las líneas.

3.3.2.3 Comportamiento de las oscilaciones de frecuencia

La figura 3.14, muestra las oscilaciones de la frecuencia del sistema durante la operación de los restauradores, parámetro a tener en cuenta sobre todo en las industrias donde existe gran cantidad de motores eléctricos así como todos los equipos eléctricos, pues pueden experimentar grandes daños con una gran variación de la frecuencia. Se puede observar la oscilación de la frecuencia al ocurrir la operación de los restauradores, con una disminución de solamente 0.02Hz estabilizándose al transcurrir varios segundos.

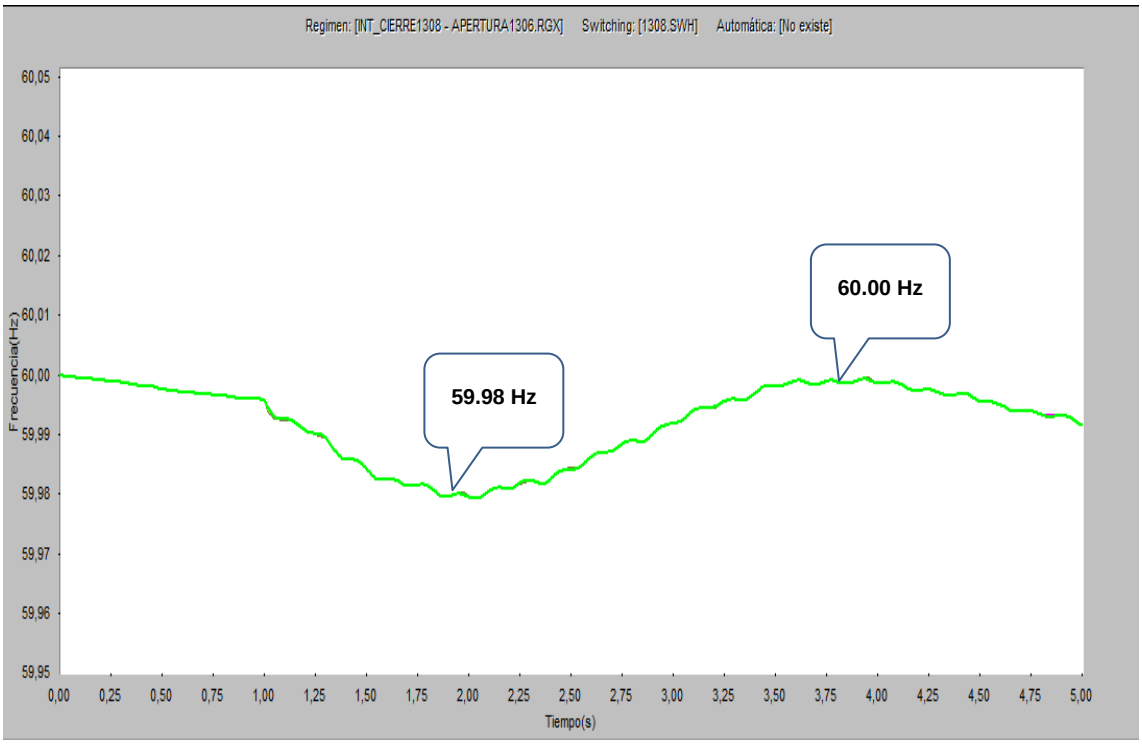


Figura 3.14. Oscilación de frecuencia

Conclusiones

Las conclusiones a las que se han llegado en el trabajo que culmina, son consideradas de gran impacto ante los cambios que experimentará la red de 34,5kV de la provincia de Villa Clara, fundamentalmente en lo que respecta a la automática de la misma. Los criterios de mayor consideración se exponen a continuación:

1. Se pudo comprobar lo expuesto en las referencias bibliográficas acerca de los beneficios que puede traer consigo la automatización de la red usando restauradores Nu-Lec.
2. Existen diferentes tecnologías aplicables en la automatización de las redes, pero se escoge los recerradores Nu-Lec por sus características de medición y protección, versatilidad ante diferentes fallas y fundamentalmente porque es el que el país está adquiriendo actualmente.
3. La provincia de Villa Clara cuenta con una infraestructura de subtransmisión sólida; sin embargo, la configuración actual de la red para su operación no resulta ser la mejor ya que los desconectivos existentes son de tecnología obsoleta no correspondiendo a las exigencias actuales de la nueva condición de generación y la rápida necesidad de adaptación a las condiciones de operación.
4. El proceso de automatización de la red de 34.5 kV en la provincia traerá consigo una mayor flexibilidad y operatividad del Sistema Electroenergético de Villa Clara.
5. La automatización de los lazos de 34.5 kV en la provincia aportará una disminución en el TIU (Tiempo de Interrupción al Usuario) reduciéndolo a valores que compitan con los estándares internacionales.
6. La automatización y la reconfiguración de los circuitos deben estar estrechamente relacionados para lograr una disminución en las pérdidas de las líneas.
7. Algunos de los lazos de emergencia de la provincia simulados no dieron valores aceptables de tensiones en barras y cargabilidad de las líneas, sin embargo en muchas ocasiones se implementan.
8. Puede ser implementada una lógica usando recerradores Nu-Lec capaz de reconfigurar una red de manera automática para regresar el suministro de energía a secciones libres de falla que fueron desconectadas debido a una falla en otra sección de la red y posteriormente restablecer las condiciones iniciales de la red

de manera automática cuando se haya reparado la sección con falla y se haya normalizado la energía.

9. Los restauradores pueden ser configurados y manejados desde el sistema de control, sin la necesidad que el personal deba visitar cada uno para cambiar la configuración de los parámetros. Esto permite una reducción en el personal y una mejor integridad del sistema.

Recomendaciones

1. Dar continuidad a los estudios aquí realizados, con el objetivo de automatizar la red.
2. Realizar estudios posteriores donde se proponga una automática de los lazos de 34.5 kV de la provincia, teniendo en cuenta los esquemas óptimos de operación para los distintos estados de carga o generación eléctrica que conlleven a una disminución en las pérdidas de líneas.
3. Mantener una actualización periódica de la red y sus parámetros con el objetivo que los flujos de carga se acerquen más a la realidad.

Referencias Bibliográficas

Fernández Rodríguez, R. (2009). Sistema de gestión de redes: diez años de desarrollo. *Revista Energética Vol. XXX, No. 2/2009*: 5p.

Medel González, M. (2006). Reconfiguración de la red de 33 kV para mínimas pérdidas con generación distribuida en la provincia Villa Clara. Tesis para optar por el grado de Máster en Sistemas Eléctricos de Potencia. Universidad Central "Marta Abreu de las Villas". Cuba, 94p.

Vilcahuamán Sanabria, R.C. Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria". (1993). Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 148p. [en línea] (Consultado 12/01/2011), Disponible en: http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/vilcahuaman.pdf.

Campana, Pablo E F. (2010). Automatización de distribución. Una mejora en la eficiencia del Servicio y en la rentabilidad de la Inversión 3060, No. 1437, 2010. pp. 1-16, [en línea] (Consultado 04/05/2010). Disponible en: www.autotrol.com.ar.

Medina Rodríguez, A.V. (1998) Aplicación de las técnicas de descripción formal al análisis e implementación de protocolos de telecontrol de redes eléctricas. Tesis doctoral, Departamento de Tecnología Electrónica, Universidad de Sevilla.

Sánchez Antón, G.; Gómez González, I.M.; Pérez García, F. & Luque Rodríguez, J. (2002) Nuevos sistemas de telecontrol de redes eléctricas en Europa: Arquitectura y Protocolos. pp.1-7.

Leal Santana, Alfredo E. (2002) Automatización de redes, subestaciones y soporte de comunicaciones ciudad de La Habana, Cuba", Seminario Internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control .São Paulo. Brasil, Septiembre 2002.

EyS. (2011). Las Redes Eléctricas Inteligentes. El Aporte de las TIC. Energía y Sociedad. No 39, p. 1-27. [consulta: 25 de enero 2012], Disponible en: http://www.energiaysociedad.es. 27p.

Comabella, J. & Blanco, S. (2010). Proyecto CENIT ENERGOS Presentado en la conferencia Redes Eléctricas Inteligentes (Smard Grid), 14 de junio de 2010, Auditorio Unidad Editorial Madrid. 40p. [consultado 14 de enero 2011], Disponible en: http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Madrid%2020100526/2_Santiago%20Blanco.pdf.

Potenzoni, E.; ALonso, J. & L. Rodríguez, E. (2009), Aplicación de un Dispositivo de Desconexión Automática Adaptivo en un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica Aislado. Presentado en el "XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE," Comité de Estudio B5 Protecciones de Sistemas y Automatización de. 8p.

Boions, F. et al. (1996). Simulación de Redes Eléctricas Integradas a un GIS. pp. 1-6.

Huang, Shyh-jier & Lin, Chih-chieh (2002). Application of ATM-Based Network for an Integrated Distribution SCADA-GIS System," Power 17, No. 1. pp. 80-86.

Nu-Lec Industries PTY LTD. (2006). Loop Automation User Manual for Nu-Lec Industries Reclosers with CAPM4+Based Controllers and V26 Software. 81p.

Loop Automation Restores Supply Quickly from an Alternate Source, Saving Time and Money. Transmision & Distribution, Primedia Publication. [en línea] (Consultado 22/06/2010). Disponible en: http://www.tdworld.com.

Unión Nacional Eléctrica. (2010). Lineamientos de la dirección de distribución para la implementación de la automática de redes. Unión Nacional Eléctrica. La Habana. 7p.

Gers, Juan M.; Aragón, Luis E., “Guías para la Implementación de Sistemas de Distribución Automatizados”. Consejo Colombiano de Seguridad. 2010, 84p. Certificado. No. 637-1. [en línea] (consulta: 12 de enero del 2011). Disponible en: http://www.gers.com.co/pdf/implementacion_DSA-SP_gers.pdf.

Schneider Electric Industries SA (Octubre 2006), Technical Manual, Capítulos 1, 9, 11, 12, 13, 15 y 16, Corporate office & factory. [en línea] Accesible en: http://www.nulec.com.au. (Consultado 09/05/2010).

Moreno Ruiz, J.J. (Septiembre 2002). Metodología multi-etapa para la automatización de redes de distribución”. Seminario Internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control .São Paulo. Brasil.

Fajardo, I. G. (2006). Manual de Usuario del *Windows Switchgear Operating System* Formato Electrónico, Capítulos 1, 4, 6, 7, Corporate office & factory. Disponible en: http://www.nulec.com.au . (Consultado 22/03/2010).

Nu-Lec Industries (2006). "N-Series Automatic Circuit Recloser". Technical Manual. Version 28. 176p. [consultado 12 de octubre del 2009], Disponible en: http://www2.schneider-electric.com/sites/corporate/en/products-services/electrical-distribution/products-offer/filepath=/templatedata/OfferPresentation/3_Range_Datasheet/data/en/shared/electrical_distribution/n_series.xml#.

Nu-Lec Industries (2005). U-Series Automatic Circuit Recloser. Technical Manual. Version 28. 7p. [consultado 12 de octubre del 2009], Disponible en: http://www.engineering.schneider-electric.dk/Attachments/ed/instal/advc%20u-series%20installation.pdf.

Gupta, R. P. & Srivastava, S. C. (2004). "Technology Development and Implementation for Power Distribution Automation System" Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Kanpur - 20 8 016, India. Disponible en: https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:4W_fDANnv0kJ:www.powermin.gov.in/distribution/apdrpbestprac/IITDA.pdf+loop+automation+%26+distribution+system&hl=es&gl=cu&pid=bl&srcid=ADGEESgbyNdogPYC1ax8WPwzM-glVprQ1UFr94qvSTGaOjI60O6ah7CBG3B8RDtU0TNupiiEWnLcZGwB9Dky9H233WvoTf9EjjKZrGuIytuCljeFyqtoa9dP5H75kqD6alwQWLz25vQ&sig=AHIEtbR6xKrrbS5tkg3VMZ1uaNbuU1oSKQ.

Müfit, Altin. (2009). Fault Detection and Service Restoration in Medium Voltage Distribution System. *Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Electrical and Electronics Engineering*. Supervisor: Prof. Dr. Nevzat ÖzayMiddle East Technical University. 57p.

AREVA. (2005) *Distribution System Automation Network Protection & Automation Guide*. Printed by Cayfosa, Barcelona, Spain, pp. 443-453, ISBN 2-9518589-0-6.

EERSCA (2007). Estudio de automatización de alimentadores primarios de EERSCA usando reconectadores. Capítulo 3. 51p.

Medel González, M. & Casas Fernández, L. (2008). Reconfiguración de la red de 33 kV para mínimas pérdidas con generación distribuida en Villa Clara. Revista Energética. 5p.

Anexo 2.1

Características de Medición y Protección del Nu-Lec

Serie-U

Tensión	*Corriente*	*Potencia Activa (con o sin signo)*	*Factor de Potencia*	*Mediciones Históricas de Fábrica*	*Mediciones Históricas Configurables*	*Registro de Eventos*	*Medición de la Presión del Gas*
Mide valor eficaz en las tres fases en el lado de la fuente, programado en fábrica (Lado-I). **Un umbral configurado por el usuario indica si el terminal está energizado o no (exactitud ±2,5%).** **La medición de la tensión en el lado de la carga está disponible si se han instalado los TCTs opcionales externos.**	**Mide valor eficaz es medido en las tres fases (precisión ±2,5%, lectura 2-** **800A).**	**Se determina multiplicando V x I en tiempo real y promediando durante varios ciclos (precisión ±5% de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados).**	**Determinado a partir de la relación entre la tensión de línea y la corriente de línea, y la potencia activa calculada previamente (precisión ±5% de la lectura, dentro de los límites de V e I especificados más arriba).**	**El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 15, 30, o 60 minutos (kWh) y los valores son registrados durante al menos 2 meses con el ajuste de fábrica.** **Se puede ver en el panel de control del operador, en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente, los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.**	**Los perfiles de demanda promedio pueden ser configurados utilizando el WSOS.** **La configuración personalizada le permite al usuario especificar sólo los parámetros que son requeridos evitando la recolección de información innecesaria.**	**Cantidad mínima de eventos típicos almacenados en el registro de eventos: 3000 eventos**	**Presion de Gas 1kPa** **Gas Pressure Display Accuracy ±5kPa** **Configuracion de Alarma por bajo nivel de 15kPa Gauge @ 20°C** **Alarma por Gas Low Alarm Accuracy ±5kPa**

Tabla 2.1.1. Características de Medición del Nu-Lec.

Secuencia de Operación	*Módulo de Entradas de Aperturas Rápidas*	*Tiempo de Reinicio de la Secuencia*	*Aperturas para el Bloqueo*	*Curvas de Tiempo Inverso*	*Curvas Definida por el Usuario*	*Protección Instantánea*	*Protección por Tiempo Definido*	*Protección de Tierra de Alta Sensibilidad*	*Coordinación de Secuencia*
Los tiempos de recierre son seleccionados en forma individual. La secuencia de operación es definida por: O - 1er tr – OC - 2do tr - OC - 3er tr - OC donde tr = tiempo de recierre.	**Este módulo está disponible como un accesorio. Provee una entrada aislada ópticamente para abrir al restaurador de manera incondicional dentro de los 60ms de la activación (incluyendo los tiempos de rebote y de operación del interruptor). Se compra de forma adicional. Para mayores detalles o mayor información sobre su uso, referirse a Schneider Electric.**	**Tiempo de reinicio de la secuencia: 5 - 180 s Resolución del tiempo: 1 s**	**El número de aperturas por sobrecorriente y falla es seleccionable entre 1 y 4. Para la protección de tierra de alta sensibilidad (PTAS) se dispone de una configuración por separado.**	**La CAPM ofrece un total de 48 curvas de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son: Tres curvas IEC255: Estándar Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Tres curvas de Tiempo Inverso IEEE C37.112: Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. 42 Curvas No Estándar de Tiempo Inverso: Referirse al Manual Técnico para obtener un listado completo.**	**Se pueden seleccionar hasta cinco Curvas Definidas por el Usuario (CDU) en el panel de control en la misma forma que las curvas mencionadas más arriba. Las CDU son configuradas con el módulo de las CDU en el WSOS.**	**La Protección Instantánea opera abriendo al restaurador si la corriente de línea excede el Multiplicador Instantáneo x Corriente Ajustada. Rango del Multiplicador: 1-30 Resolución del ajuste: 0,1 Ajuste efectivo máximo: 12,5kA**	**El tiempo definido se encuentra disponible en las protecciones por fase y tierra Trabaja abriendo al restaurador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla. Intervalo de corriente: 10 – 1260 A Resolución de tiempo: 0,1 s Intervalo de tiempo: 0,5 a 100 s Resolución del ajuste de corriente: 1A.**	**La PTAS hace que el restaurador abra cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un nivel prefijado por un lapso mayor a un tiempo prefijado. Rango de corriente de apertura PTAS: 4 – 20 A Tiempo de operación PTAS: 0,1 - 100 s Resolución del ajuste de la corriente de apertura PTAS: 1 A Resolución del tiempo de operación PTAS: 0,1 s**	**La coordinación de secuencia permite al restaurador mantener su secuencia de apertura a la par con otro restaurador ubicado aguas abajo.**

Tabla 2.2.2. Características de Protección General.

Bloqueo Direccional	*Bloqueo por Carga Viva*	*Pérdida de Fase*	*Secuencia Negativa de Fase*	*Restrictor de Corriente Inrush*	*Detección del Arranque en Frío*	*Protección por Baja / Sobre Frecuencia*	*Grupos Múltiples de Ajustes de Protección*	*Selección Automática del Grupo de Protección*	*Software de Automatización*
Es una característica de protección adicional que restringe las aperturas por fallas en un lado designado del restaurador. Previene aperturas innecesarias si las condiciones particulares de la red están causando fallas a tierra "falsas". En sistemas radiales el bloqueo direccional previene las aperturas innecesarias bloqueando fallas en la dirección de la fuente y sólo respondiendo a fallas en la dirección de la carga.	**El bloqueo por carga viva previene al restaurador de cerrar si cualquiera de los terminales del lado de la carga está energizado. Intervalo del umbral de tensión del bloqueo por carga viva: 2 - 15kV**	**La Protección por pérdida de fase abre al restaurador si la tensión de fase a tierra en una o dos fases cae por debajo de un umbral de tensión prefijado por un período de tiempo prefijado. Intervalo del umbral de tensión: 2 - 15kV Resolución de la tensión: 1V Intervalo de tiempo: 0,1 - 100 s Resolución de tiempo: 0,1 s**	**La secuencia negativa fase (SNF) es la protección de corriente que se activa cuando se detecta un bajo nivel de fase a fase lo que es síntoma de falla en presencia de un alto nivel de carga. Tiempo Inverso con ajuste de la corriente: 10 - 1260 A**	**La Restricción de corrientes Inrush eleva los umbrales de las corrientes de fase y de tierra por un período de tiempo corto para permitir la circulación de corrientes de inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga. Intervalo del multiplicador: 1 - 30 Resolución del Multiplicador: 0,1 Intervalo de tiempo: 0,05 - 30 s Resolución de tiempo: 0,05 s**	**Permite que se produzca una pérdida de diversidad de la carga (aumento del nivel de la carga) después de haber permanecido sin alimentación por un período de tiempo, restablecimiento de carga. Rango del Multiplicador: 1 - 5 Resolución del multiplicador: 0,1 Constante de tiempo: 1 a 480 min** Resolución de **la constante de tiempo: 1 min**	**Esta es una característica de protección adicional disponible bajo pedido. Intervalo de frecuencia de apertura: 45 - 65 Hz Cálculo de la frecuencia: Una vez por ciclo en un período de dos ciclos Número de ciclos de baja/sobre frecuencia antes de la apertura 2 - 1000 Precisión: ±0,05Hz**	**La CAPM ofrece hasta 10 grupos de protección, cada uno de los cuales puede ser configurado con características de protección completamente diferentes; diferentes curvas de tiempo inverso y ajustes de corriente. El número de grupos de protección disponibles para el operador puede ser configurado utilizando el Sistema Operativo de Windows del Interruptor (WSOS) Intervalo de los grupos de protección: A – J.**	**La selección automática del grupo de protección es utilizada para cambiar las características de protección dependiendo de la dirección del flujo de la energía. Esto permite que el restaurador sea coordinado correctamente con otros equipos aguas abajo independiente mente de la dirección del flujo de energía. Intervalo de pares de grupos de protección: A y B, C y D, E y F, G y H, I y J**	**El software opcional para el Loop Automation y el Auto-Cambio puede ser comprado en el momento de colocar la orden de compra o de realizar una modernización de la instalación.**

Tabla 2.1.3. Características de Protección Avanzada

Anexo 2.2

Monolineales de Subestaciones de 110/34.5 kV de la Provincia de Villa Clara

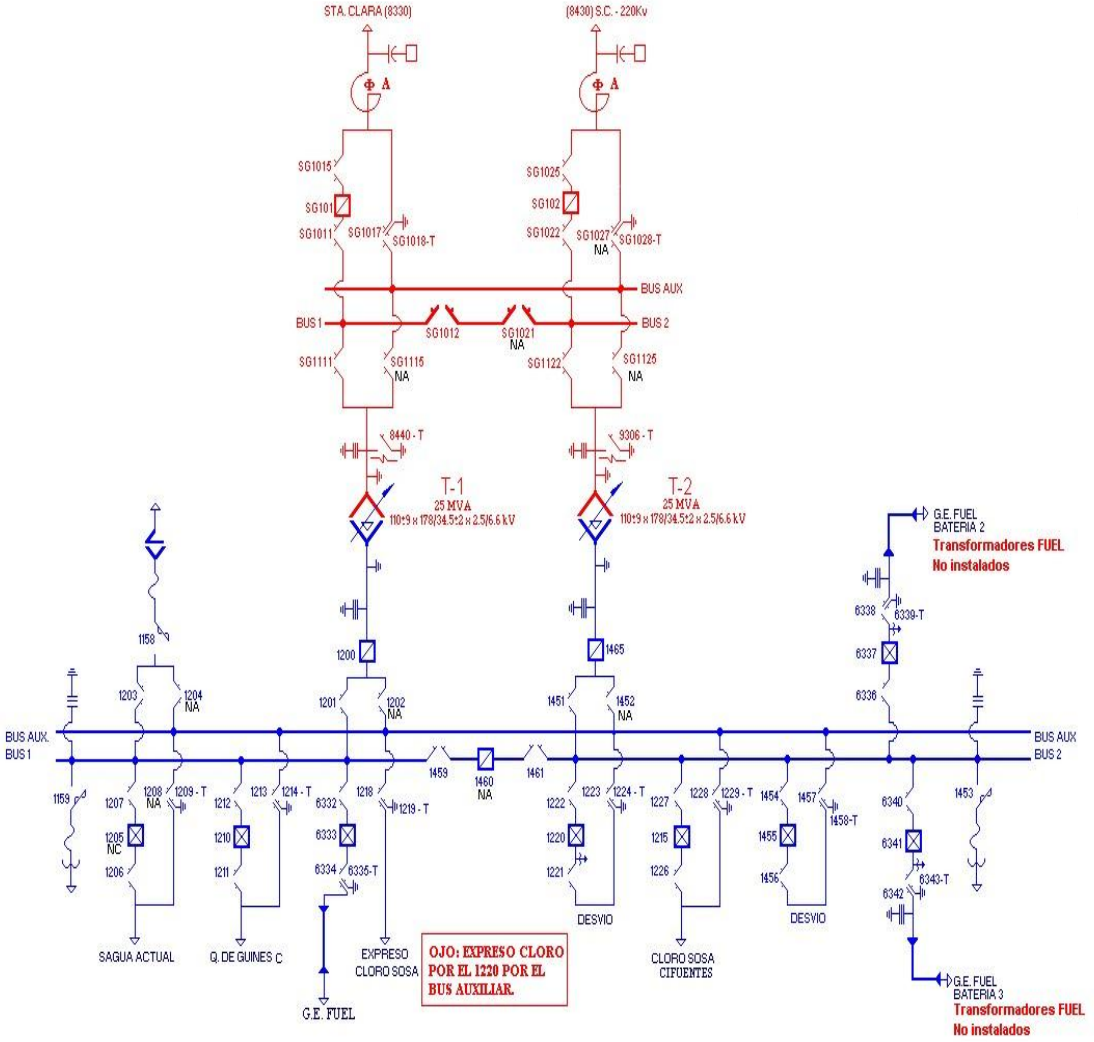


Figura 2.2.1. Subestación de Sagua 110 kV.

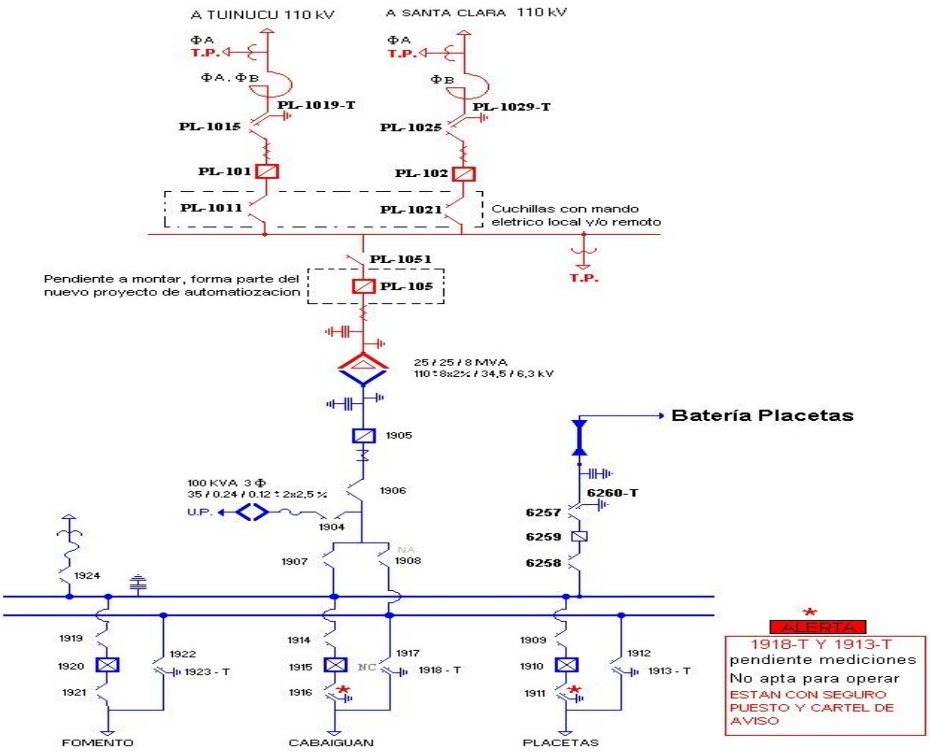


Figura 2.2.2. Subestación de Placetas 110 kV.

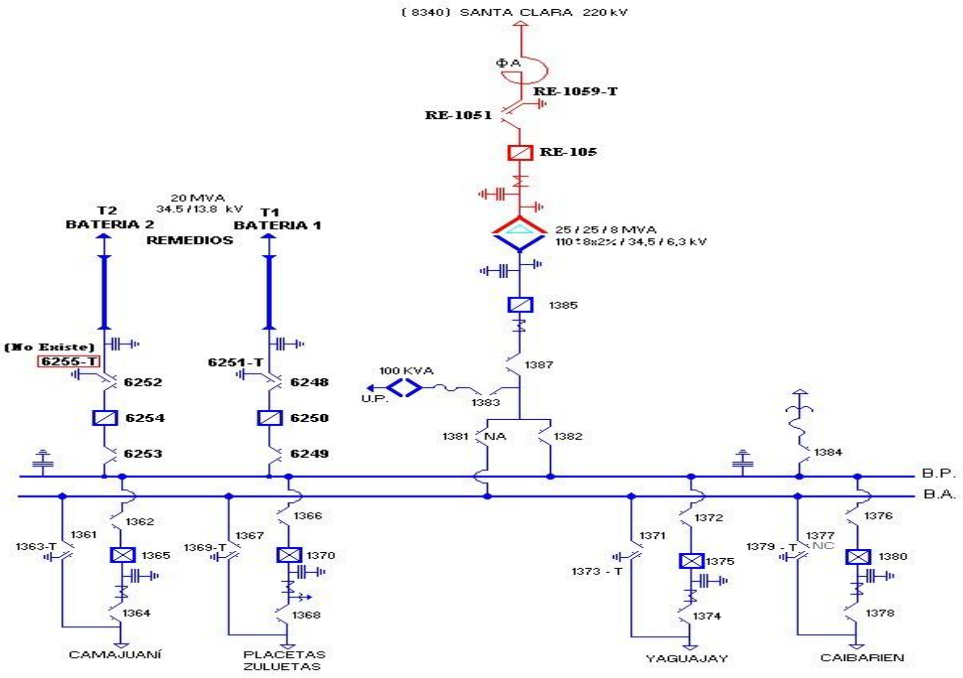


Figura 2.2.3. Subestación de Remedios 110 kV.

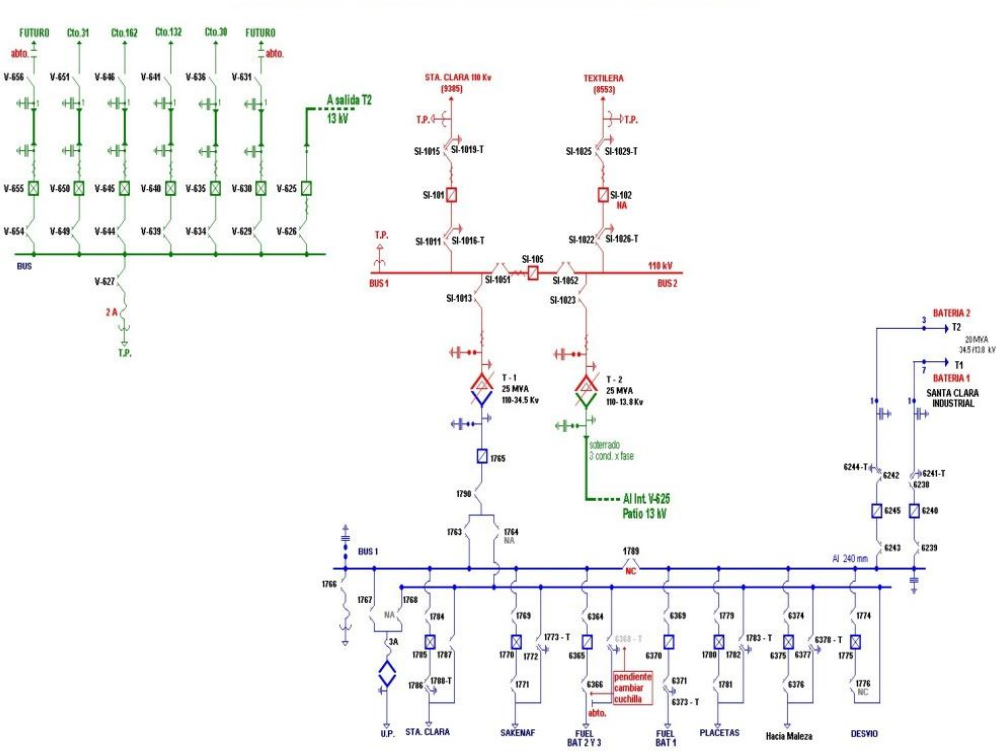


Figura 2.2.4. Subestación de Santa Clara Industrial 110 kV.

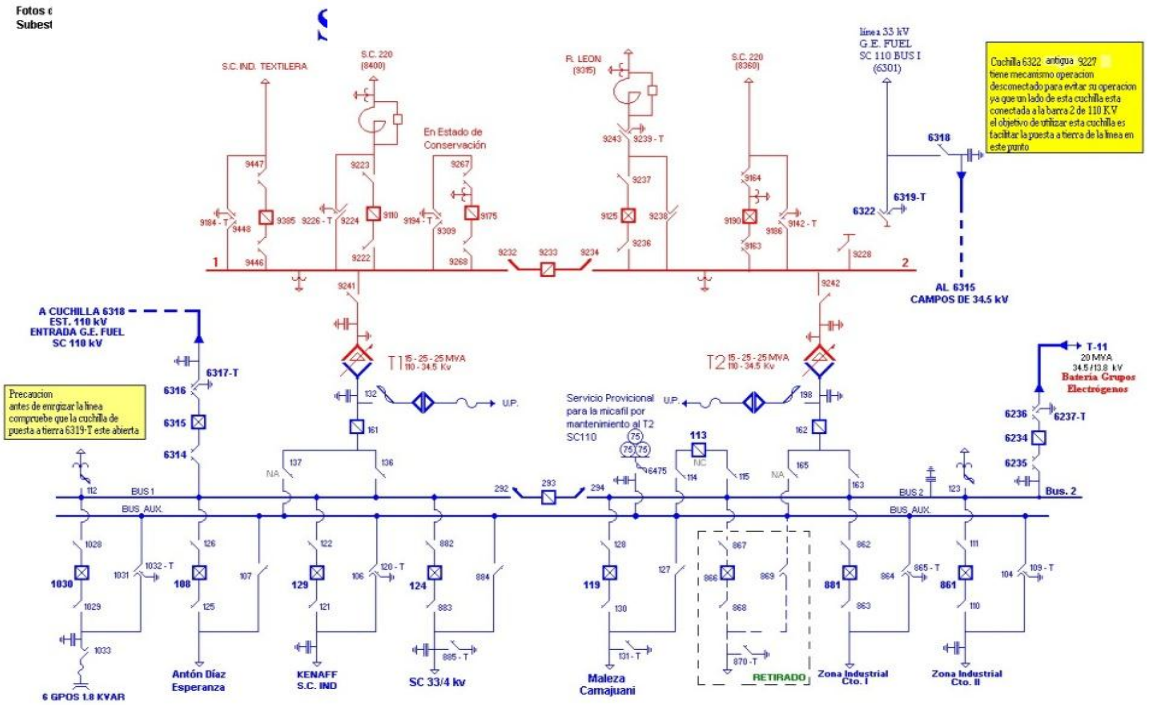


Figura 2.2.5. Subestación de Santa Clara 110 kV

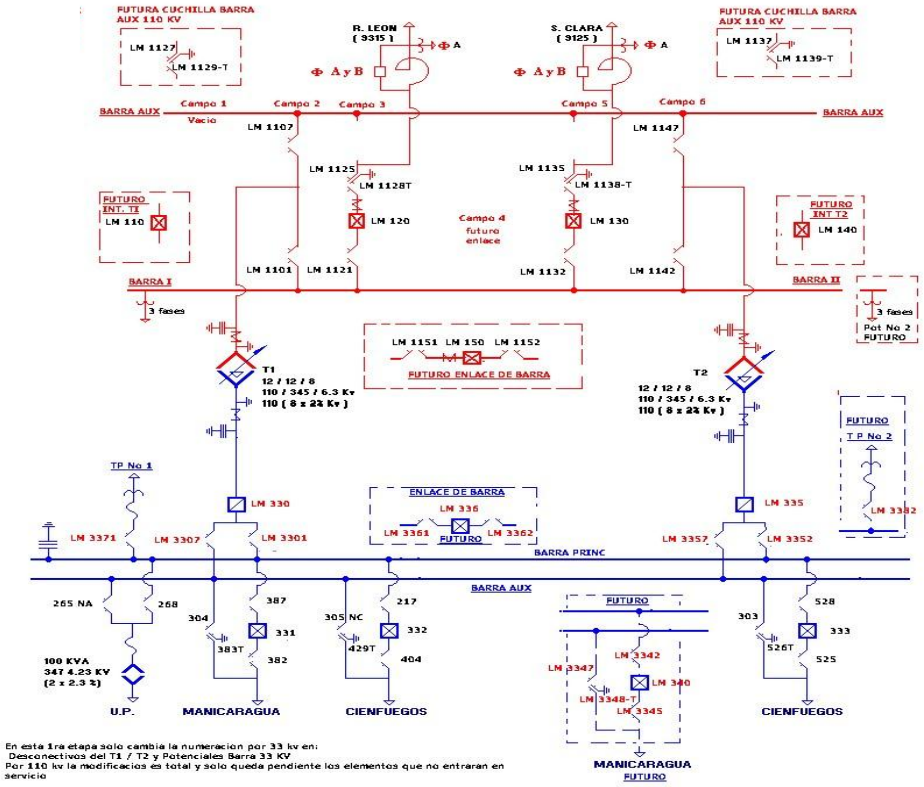


Figura 2.2.6. Subestación de la Moza 110 kV.

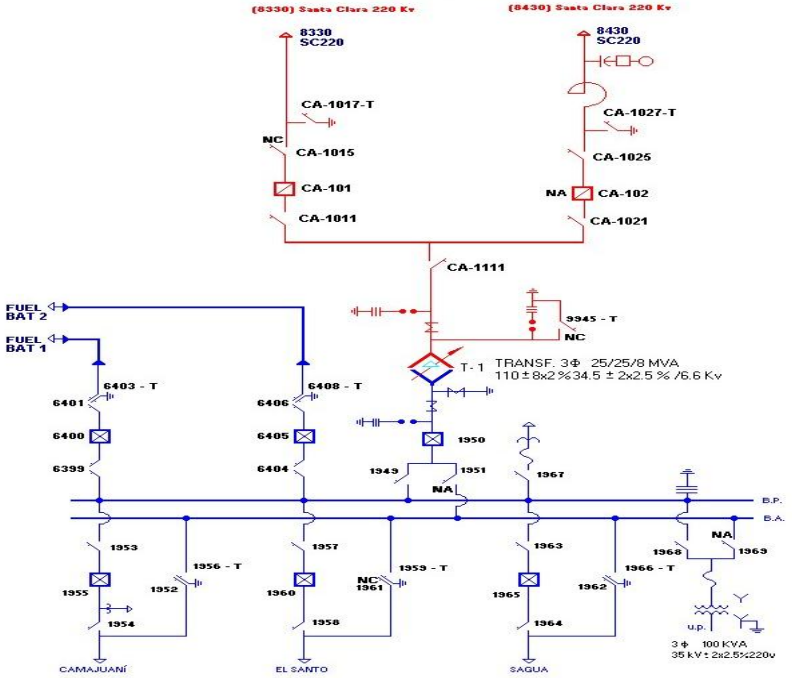


Figura 2.2.7. Subestación Calabazar 110 kV.

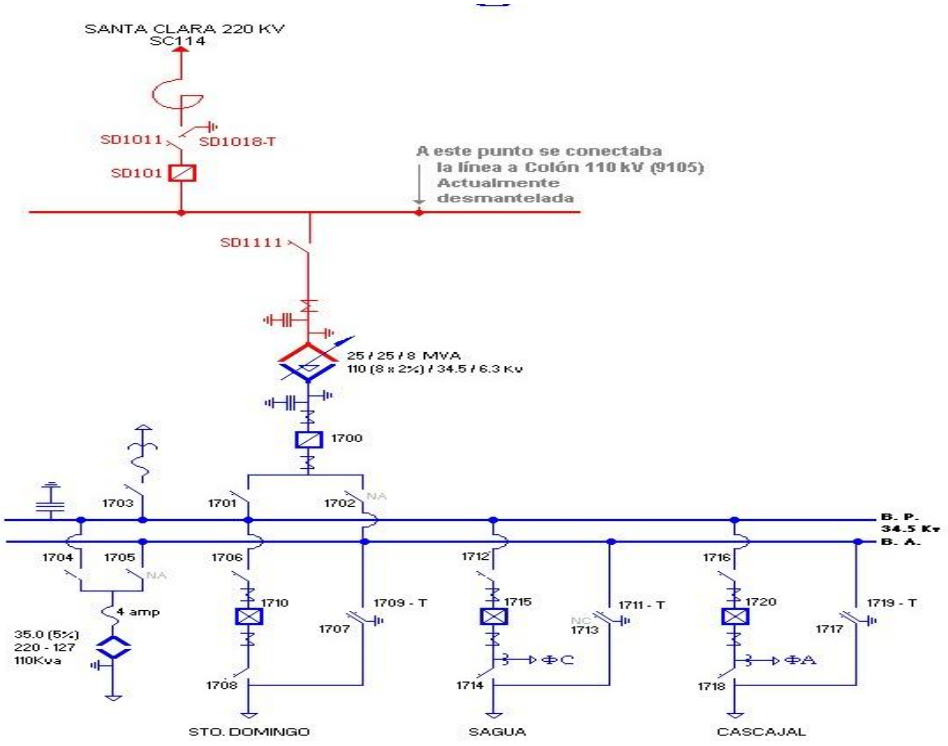


Figura 2.2.8. Subestación de Santo Domingo 110 kV

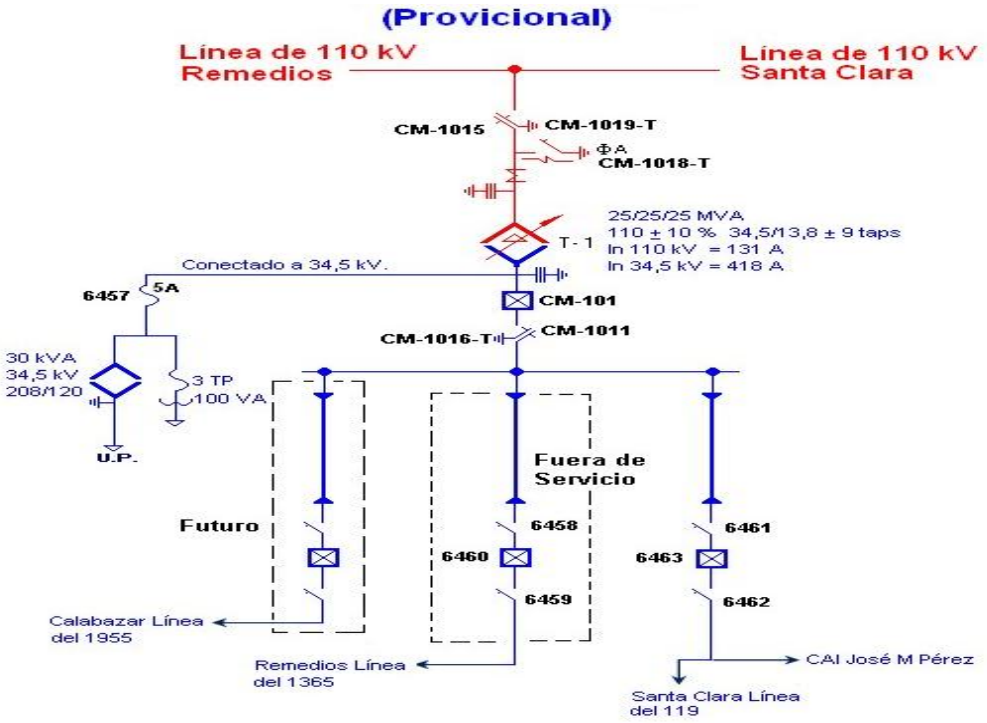


Figura 2.2.9. Subestación Camajuaní 110 kV.

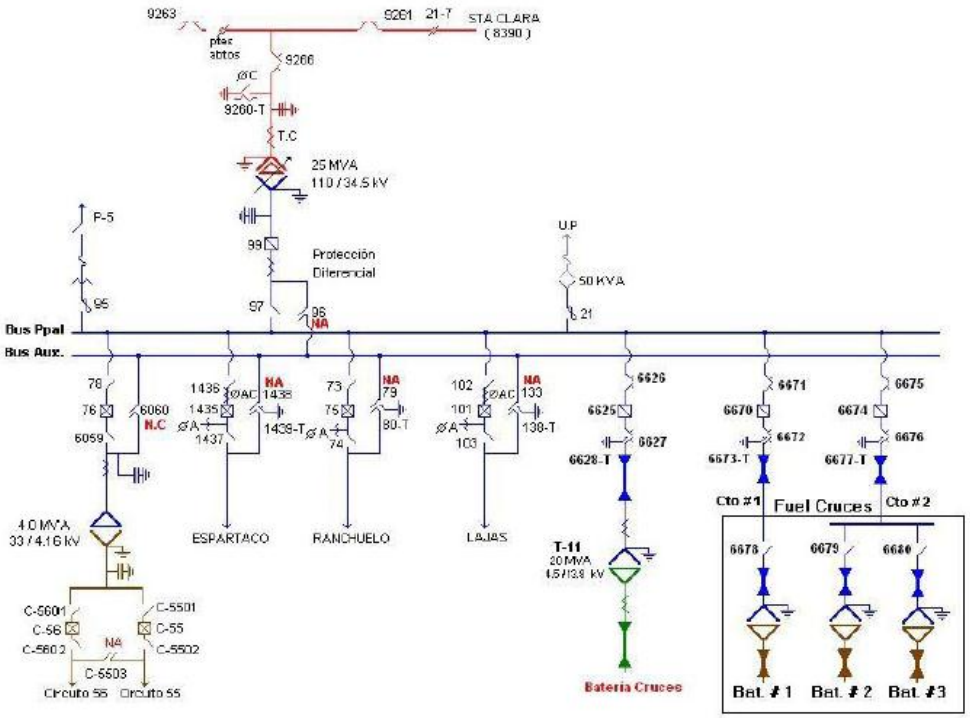


Figura 2.2.10. Subestación de Cruces 110 kV.

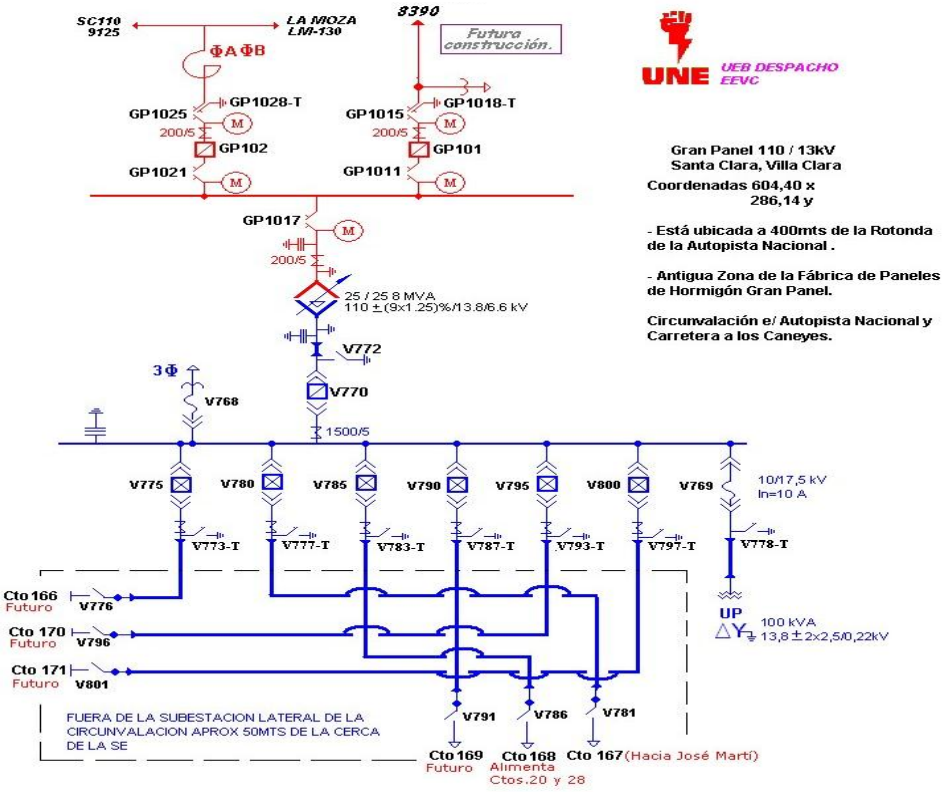


Figura 2.2.11. Subestación Gran Panel 110 kV.

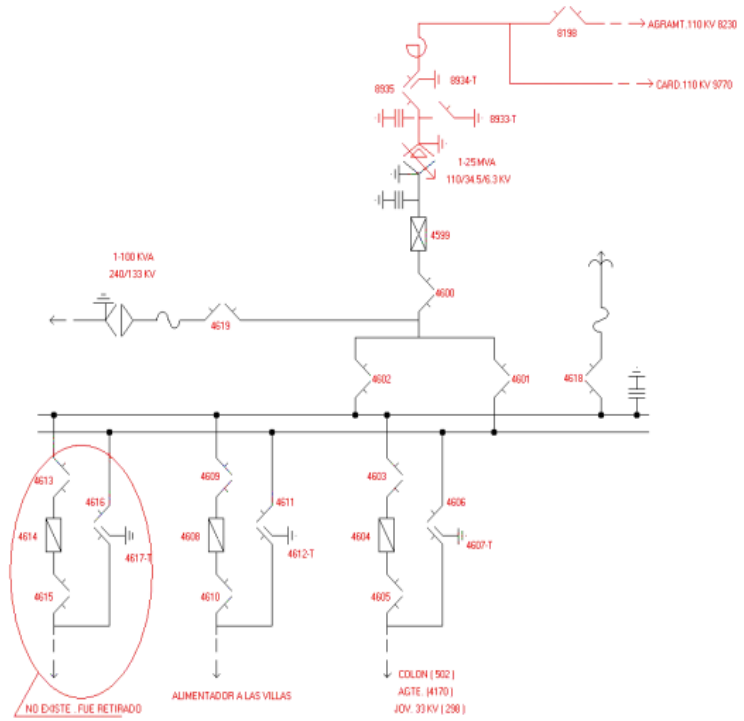


Figura 2.2.12. Subestación Hoyo Colorado 110 kV.

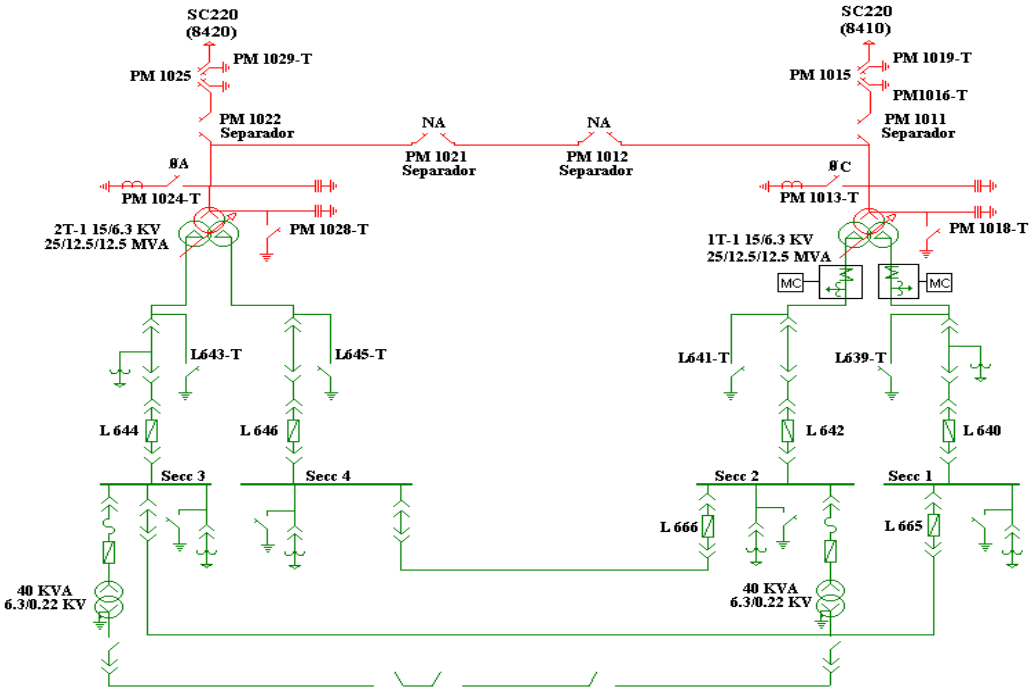


Figura 2.2.13. Subestación Planta Mecánica 110 kV.

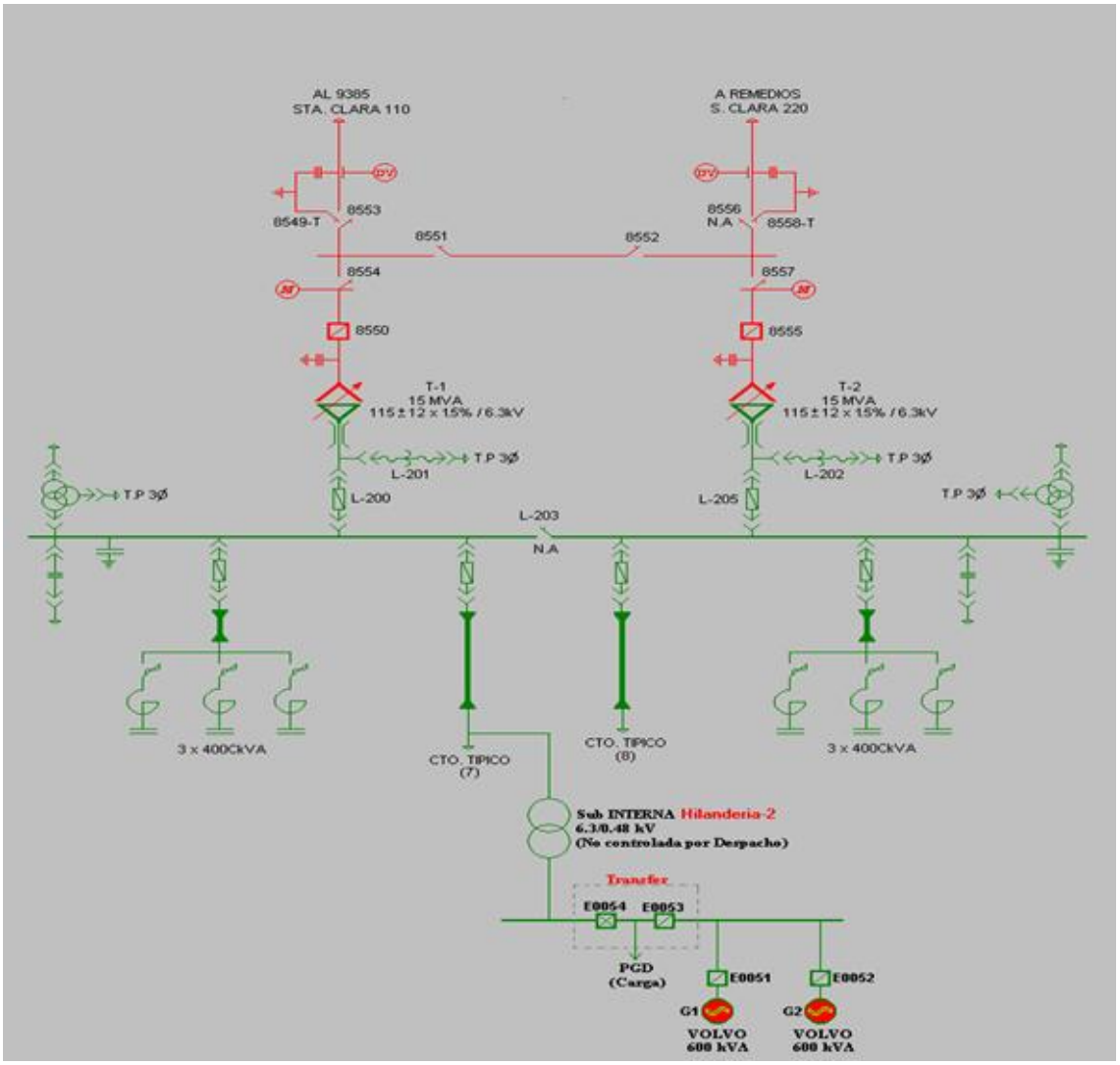


Figura 2.2.14. Subestación Textilera 110 kV.

Anexo 2.3

Monolineales de los Lazos de 34.5 kV

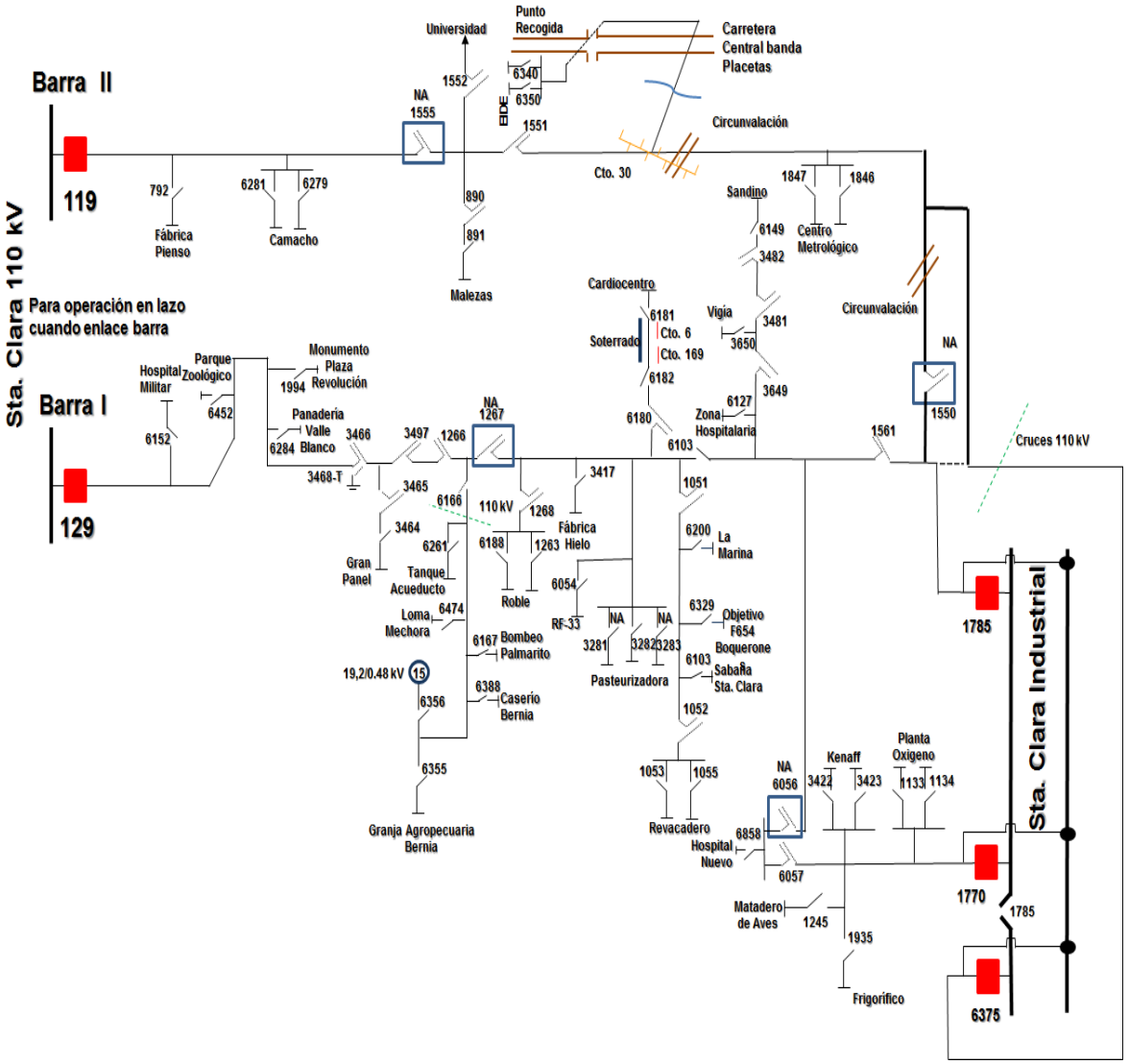


Figura 2.3.1. Monolineal del Lazo Santa Clara Industrial 110 kV – Santa Clara 110 kV.

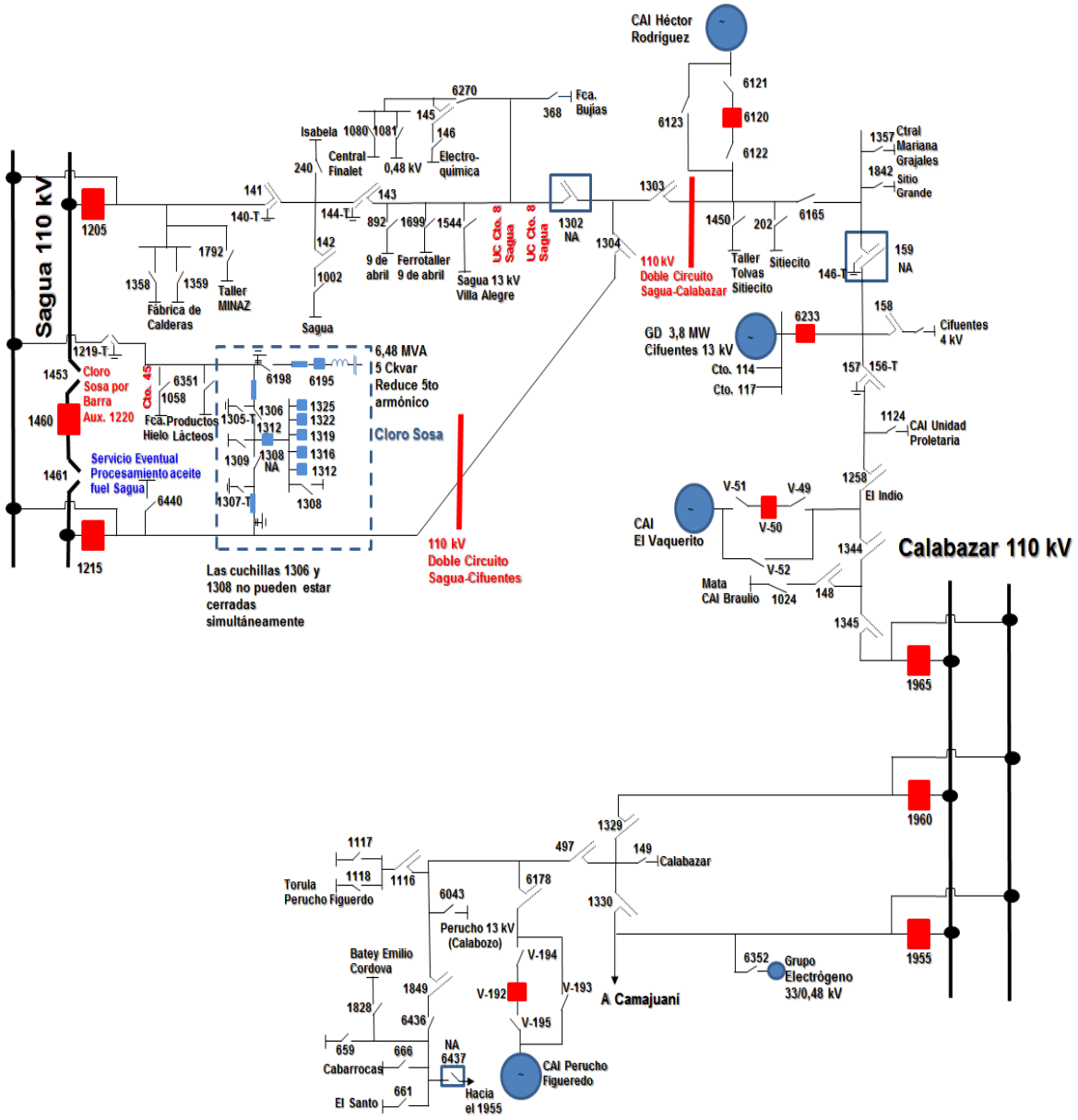


Figura 2.3.2. Monolineal del Lazo 1225 – 1215 - 1205 Sagua 110 kV.

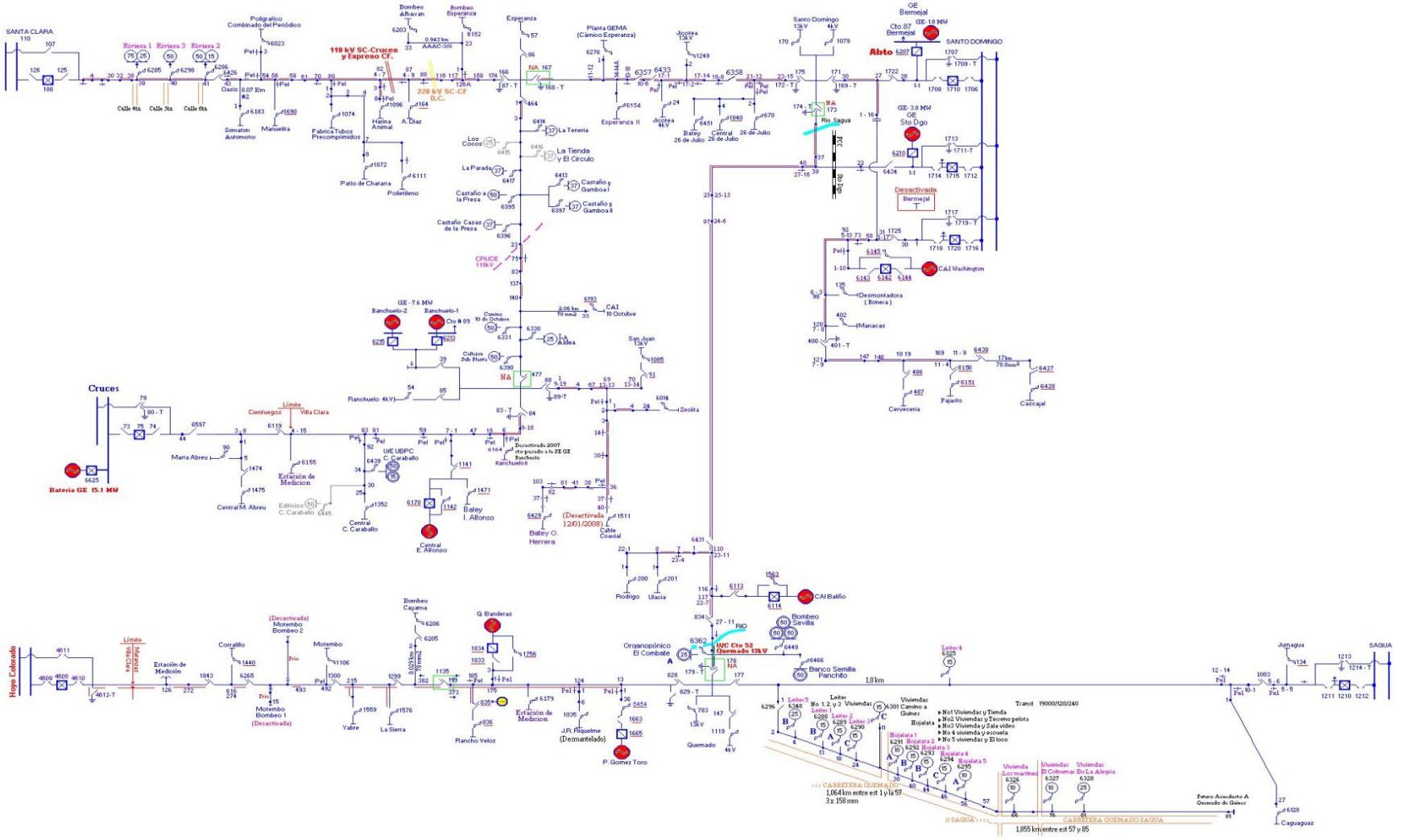
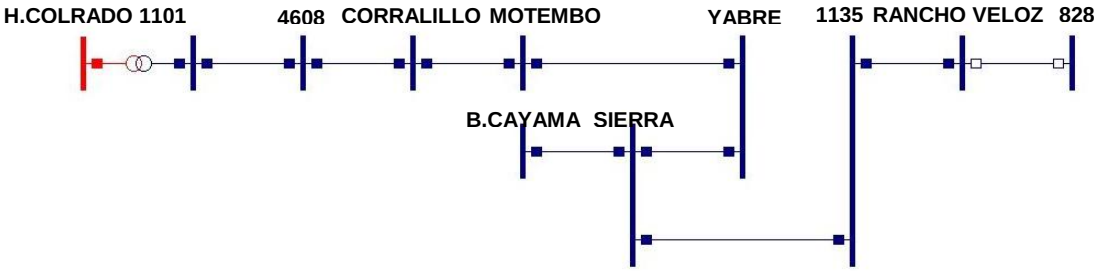


Figura 2.3.3. Monolineal del Lazo línea 75 de Cruces 110 kV- línea 108 de SC 110 kV y línea 1710 de Santo Domingo 110 kV.

Anexo 3.1
Lazos de Emergencia Sagua 110 kV

1. Abierto Quemado de Güines en el 828 y desde Matanzas se alimenta el 1210 hasta Rancho Veloz.



Lazo de Emergencia en el PSX.

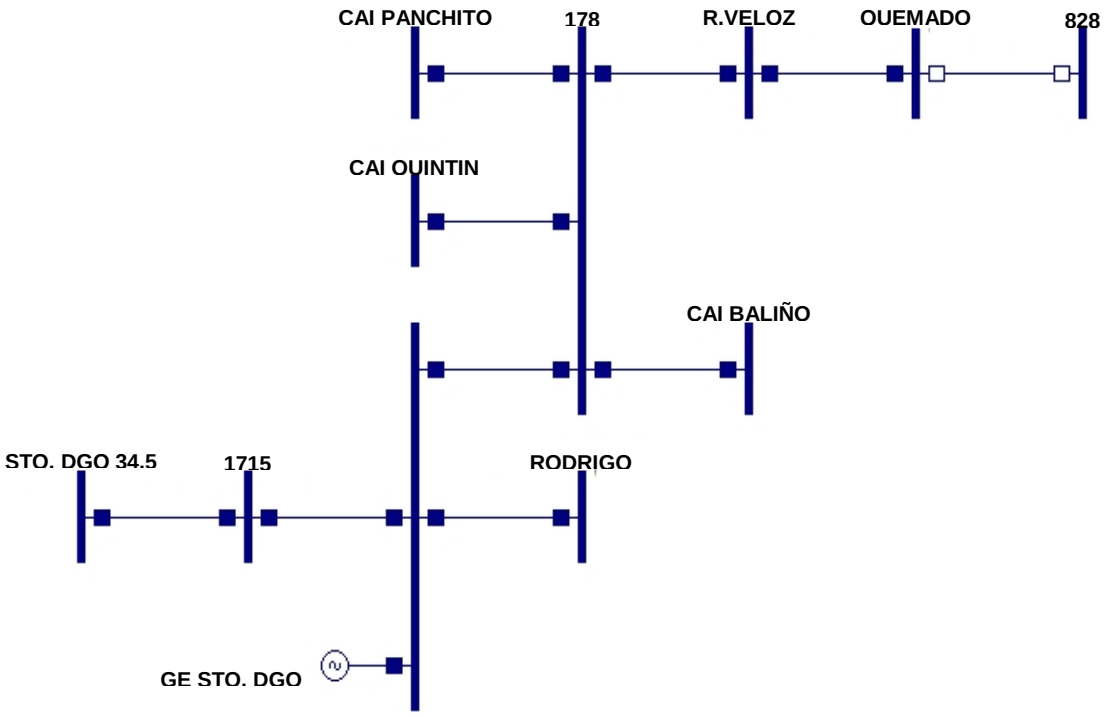
Barras	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
PANCHITO33	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
QUINTIN33	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
RVELOZ33	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
E1	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
1135A	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
BCAYAMA33	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
SIERRA33	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
YABRE33	*34.50*	*17.48*	*32.0*	*35.0*
MOTEMBO33	*34.50*	*17.78*	*32.0*	*35.0*
CORRALILLO33	*34.50*	*22.74*	*32.0*	*35.0*
4608	*34.50*	*34.50*	*32.0*	*35.0*
HCOLORADO33	*34.50*	*34.50*	*32.0*	*35.0*
HCOLORADO110	*110.00*	*112.10*	*100.0*	*120.0*
E6	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
E5	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
E4	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Líneas	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1210_M78	*E6*	*RVELOZ33*	*2.7*	*26.0*	*10.2*
4608_V5	*E1*	*SIERRA33*	*9.2*	*16.0*	*57.5*
4608_V4	*SIERRA33*	*YABRE33*	*11.5*	*15.0*	*76.7*
4608_V3	*YABRE33*	*MOTEMBO33*	*13.3*	*15.0*	*88.8*
4608_V2	*MOTEMBO33*	*1300*	*16.9*	*23.0*	*73.3*
4608_M55	*1300*	*EMP_BMOTEMBO_2*	*16.9*	*15.0*	*112.4*
4608_M57	*EMP_BMOTEMBO_1*	*EMP_BMOTEMBO_2*	*18.2*	*26.0*	*70.1*
4608_M59	*EMP_BMOTEMBO_1*	*CORRALILLO33*	*19.4*	*26.0*	*74.6*
4608_VC1	CORRALILLO33	CAMBCOND_2	29.5	23.0	128.1
4608_M63	CAMBCOND_2	CAMBCOND_1	31.3	15.0	208.7
4608_M62	CAMBCOND_1	4608	34.7	15.0	231.7
4608	4608	HCOLORADO33	7.9	26.0	30.4

Transferencias por las Líneas del Lazo.

2. 1210 cerrado, abierto el 828, alimentar desde el 1715 de Santo Domingo cerrando el 178.



Lazo de Emergencia en el PSX.

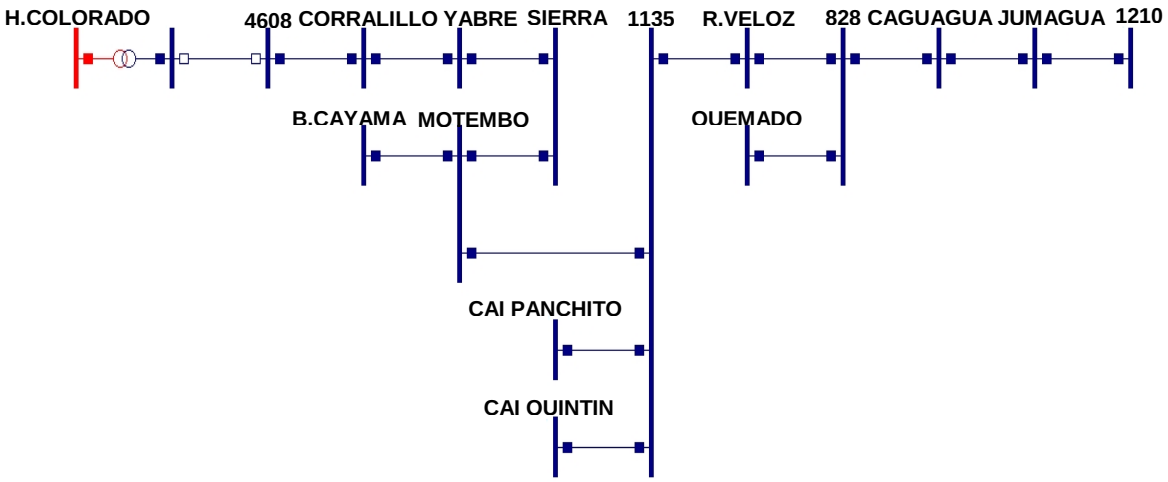
Barras	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmin (kV)	Vmax (kV)
1715	*34.50*	*34.12*	*32.0*	*35.0*
RODRIGO33	*34.50*	*33.11*	*32.0*	*35.0*
E12_SDGO	*34.50*	*33.83*	*32.0*	*35.0*
E13_SDGO	*34.50*	*33.13*	*32.0*	*35.0*
E14_SDGO	*34.50*	*33.12*	*32.0*	*35.0*
E15_SDGO	*34.50*	*33.06*	*32.0*	*35.0*
CAI_BALIÑO33	*34.50*	*33.06*	*32.0*	*35.0*
178A	*34.50*	*33.01*	*32.0*	*35.0*
E4	*34.50*	*31.81*	*32.0*	*35.0*
E5	*34.50*	*31.21*	*32.0*	*35.0*
QUINTIN33	*34.50*	*31.21*	*32.0*	*35.0*
PANCHITO33	*34.50*	*31.78*	*32.0*	*35.0*
RVELOZ33	*34.50*	*31.07*	*32.0*	*35.0*
QUEMADO33	*34.50*	*31.86*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmax	%MVA
1210_M65	*E4*	*PANCHITO33*	*1.0*	*26.0*	*3.7*
1210_M87	*E2*	*E4*	*4.6*	*26.0*	*17.8*
1210_M78	*E6*	*RVELOZ33*	*2.5*	*26.0*	*9.4*
1210_M76	*QUINTIN33*	*E5*	*1.1*	*26.0*	*4.4*
1210_M75	*E5*	*E4*	*3.7*	*26.0*	*14.1*
1210_M54	*E2*	*QUEMADO33*	*2.4*	*26.0*	*9.1*
1210_M31	*E2*	*178A*	*7.2*	*23.0*	*31.4*
1715_S1	*1715*	*GE_STO.DOMINGO*	*5.4*	*23.0*	*23.6*
1715_S6	*E12_SDGO*	*E13_SDGO*	*8.2*	*23.0*	*35.6*
1715_S7	*E13_SDGO*	*E14_SDGO*	*2.0*	*23.0*	*8.5*
1715_S8	*E14_SDGO*	*RODRIGO33*	*0.3*	*23.0*	*1.3*
1715_S11	*E15_SDGO*	*CAI_BALI4O33*	*1.1*	*23.0*	*4.9*
1715_S12	*E15_SDGO*	*178A*	*7.2*	*23.0*	*31.5*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

5. Por el 1210 cerrar 1135 y abrir 4608.



Lazo de Emergencia en el PSX.

Nombre	*Tipo*	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
1210	*PQ*	*34.50*	*32.55*	*32.0*	*35.0*
CAGUAGUA33	*PQ*	*34.50*	*25.33*	*32.0*	*35.0*
JUMAGUA33	*PQ*	*34.50*	*31.06*	*32.0*	*35.0*
QUEMADO33	*PQ*	*34.50*	*23.80*	*32.0*	*35.0*
E2	*PQ*	*34.50*	*23.80*	*32.0*	*35.0*
E1S	*PQ*	*34.50*	*25.39*	*32.0*	*35.0*
1030B	*PQ*	*34.50*	*28.40*	*32.0*	*35.0*
1030A	*PQ*	*34.50*	*28.40*	*32.0*	*35.0*
PANCHITO33	*PQ*	*34.50*	*23.48*	*32.0*	*35.0*
E4	*PQ*	*34.50*	*23.52*	*32.0*	*35.0*
QUINTIN33	*PQ*	*34.50*	*20.11*	*32.0*	*35.0*
E6	*PQ*	*34.50*	*19.97*	*32.0*	*35.0*
E5	*PQ*	*34.50*	*20.11*	*32.0*	*35.0*
RVELOZ33	*PQ*	*34.50*	*19.79*	*32.0*	*35.0*
E1	*PQ*	*34.50*	*17.59*	*32.0*	*35.0*
1135A	*PQ*	*34.50*	*18.52*	*32.0*	*35.0*
BCAYAMA33	*PQ*	*34.50*	*17.59*	*32.0*	*35.0*
SIERRA33	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
YABRE33	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
MOTEMBO33	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
1300	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
CORRALILLO33	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
4608	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*
HCOLORADO33	*PV*	*34.50*	*17.25*	*32.0*	*35.0*

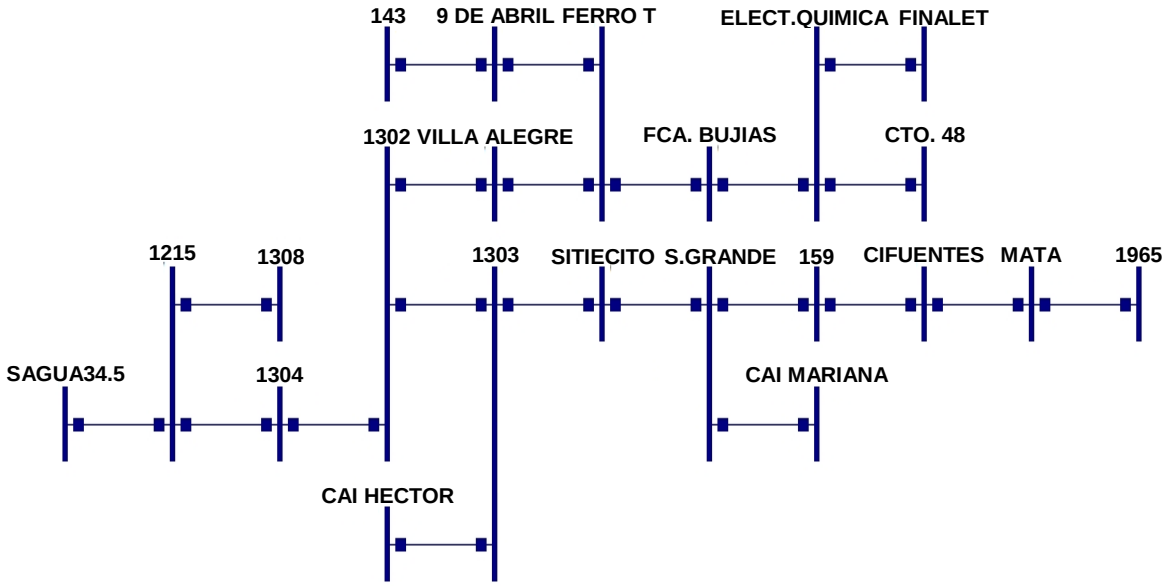
Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmax	%MVA
1210_E1	*1210*	*JUMAGUA33*	*31.8*	*23.0*	*138.3*
1210_M43	*E1S*	*CAGUAGUA33*	*1.0*	*26.0*	*4.0*
1210_M65	*E4*	*PANCHITO33*	*1.0*	*26.0*	*3.7*
1210_M87	*E2*	*E4*	*19.1*	*26.0*	*73.3*
1210_M78	*E6*	*RVELOZ33*	*2.5*	*26.0*	*9.6*
4608_V5	*E1*	*SIERRA33*	*9.8*	*16.0*	*61.1*
4608_V4	*SIERRA33*	*YABRE33*	*7.9*	*15.0*	*52.8*
4608_V3	*YABRE33*	*MOTEMBO33*	*5.8*	*15.0*	*39.0*
4608_V2	*MOTEMBO33*	*1300*	*3.5*	*23.0*	*15.3*
4608_V6	*E1*	*BCAYAMA33*	*0.4*	*16.0*	*2.8*
4608_V7	*E1*	*1135A*	*10.7*	*16.0*	*67.1*
1210_M45	*1135A*	*E6*	*11.6*	*26.0*	*44.5*
1210_M23	*E6*	*E5*	*14.1*	*26.0*	*54.3*
1210_M76	*QUINTIN33*	*E5*	*1.2*	*26.0*	*4.5*
1210_M75	*E5*	*E4*	*17.9*	*26.0*	*68.7*
1210_M54	*E2*	*QUEMADO33*	*2.4*	*26.0*	*9.4*
1210_M42	*E2*	*E1S*	*22.9*	*26.0*	*88.0*
1210_M34	*E1S*	*1030B*	*26.8*	*26.0*	*102.9*
1030S	*1030B*	*1030A*	*26.8*	*26.0*	*102.9*
1210_M37	*1030A*	*JUMAGUA33*	*29.3*	*23.0*	*127.3*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

Anexo 3.2
Lazos de Emergencia Calabazar 110 kV

2. Llegar hasta el 143 cerrando el 1302. Se usa muy pocas veces. Por el 1955 llegar hasta el 1365 de Remedios abierto con el 187 abierto.



Lazo de Emergencia en el PSX.

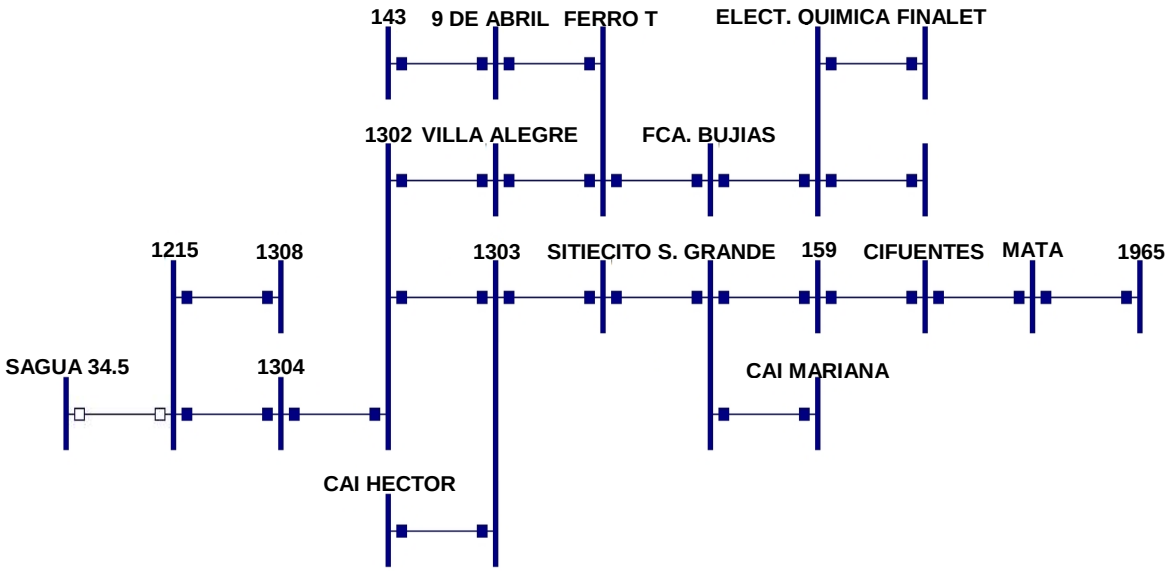
Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
143A	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
143B	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
9_ABRIL33	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
E15	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
FERRO_TALLER33	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
VILLA_ALEGRE33	*34.50*	*33.71*	*32.0*	*35.0*
E16	*34.50*	*33.73*	*32.0*	*35.0*
1302A	*34.50*	*33.94*	*32.0*	*35.0*
1304A	*34.50*	*33.95*	*32.0*	*35.0*
1303	*34.50*	*33.95*	*32.0*	*35.0*
1303B	*34.50*	*33.95*	*32.0*	*35.0*
CAI_HECTORRDGUEZ33	*34.50*	*34.04*	*32.0*	*35.0*
TALLER_TOLVAS33	*34.50*	*34.02*	*32.0*	*35.0*
SITIECITO33	*34.50*	*34.02*	*32.0*	*35.0*
CAI_MARIANA33	*34.50*	*33.96*	*32.0*	*35.0*
SITIO_GRANDE33	*34.50*	*33.99*	*32.0*	*35.0*
FCA_BUJIAS33	*34.50*	*33.71*	*32.0*	*35.0*
ELEC_QUIMICA33	*34.50*	*33.68*	*32.0*	*35.0*
FINALET33	*34.50*	*33.58*	*32.0*	*35.0*
159A	*34.50*	*34.01*	*32.0*	*35.0*
MATA331	*34.50*	*34.58*	*32.0*	*35.0*
1965	*34.50*	*34.82*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1965_P21	*MATA331*	*1965*	*6.5*	*23.0*	*28.2*
1205_M25	*143B*	*9_ABRIL33*		*26.0*	
1205_M26	*9_ABRIL33*	*E15*	*0.1*	*26.0*	*0.4*
1205_M27	*E15*	*FERRO_TALLER33*	*0.5*	*26.0*	*1.9*
1205_M28	*E15*	*VILLA_ALEGRE33*	*0.6*	*26.0*	*2.2*
1205_M29	*VILLA_ALEGRE33*	*E16*	*5.1*	*26.0*	*19.5*
1205_M31	*E16*	*1302A*	*13.6*	*26.0*	*52.2*
1205_M30	*1302A*	*1302B*	*13.6*	*26.0*	*52.2*
1215_Q33	*E21*	*1304A*	*11.4*	*26.0*	*44.0*
1215_Q34	*1304A*	*1304B*	*11.4*	*26.0*	*43.7*
L382	*1304B*	*1302B*	*11.4*	*26.0*	*43.7*
1215_Q36	*1302B*	*1303*	*2.3*	*26.0*	*8.9*
1303	*1303*	*1303B*	*2.3*	*26.0*	*8.9*
1215_Q42 CA	*I_HECTORRDGUEZ33*	*E23*	*4.3*	*26.0*	*16.4*
1215_Q43	*SILOS_HECTOR33*	*E23*	*0.9*	*26.0*	*3.5*
1215_Q45	*E22*	*SITIECITO33*	*1.3*	*26.0*	*4.9*
1215_46	*SITIECITO33*	*E24*	*0.7*	*26.0*	*2.8*
1215_Q47	*E24*	*CAI_MARIANA33*	*1.0*	*26.0*	*3.9*
1215_Q48	*E24*	*SITIO_GRANDE33*	*0.7*	*26.0*	*2.5*
1215_Q49	*SITIO_GRANDE33*	*159A*	*0.9*	*26.0*	*3.6*
1205_M32	*E16*	*FCA_BUJIAS33*	*8.4*	*26.0*	*32.4*
1205_M33	*FCA_BUJIAS33*	*ELEC_QUIMICA33*	*8.3*	*26.0*	*31.9*
1205_M34	*ELEC_QUIMICA33*	*FINALET33*	*4.6*	*26.0*	*17.6*
L390	*159A*	*160B*	*0.9*	*26.0*	*3.6*
1965_P29	*160A*	*CIFUENTES33*	*0.9*	*23.0*	*4.1*
1965_P28	*CIFUENTES33*	*156B*	*3.8*	*23.0*	*16.5*
156	*156B*	*156A*	*3.8*	*23.0*	*16.5*
1965_P26	*156A*	*E21C*	*3.8*	*23.0*	*16.5*
1965_P25	*U.PROLETARIA33*	*E21C*	*0.5*	*23.0*	*2.1*
1965_P24	*E21C*	*E20C*	*4.3*	*23.0*	*18.8*
1965_P23	*E20C*	*VAQUERITO33*	*0.5*	*23.0*	*2.4*
1965_P22	*E20C*	*MATA331*	*4.9*	*23.0*	*21.2*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

A. Llegar hasta el 143 cerrando el 1302. Se usa muy pocas veces con el 1215 abierto.



Lazo de Emergencia en el PSX.

Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
143A	*34.50*	*17.56*	*32.0*	*35.0*
9_ABRIL33	*34.50*	*17.56*	*32.0*	*35.0*
FERRO_TALLER33	*34.50*	*17.56*	*32.0*	*35.0*
VILLA_ALEGRE33	*34.50*	*17.58*	*32.0*	*35.0*
1302A	*34.50*	*17.98*	*32.0*	*35.0*
1303	*34.50*	*18.04*	*32.0*	*35.0*
CAI_HECTORRDGUEZ33	*34.50*	*19.26*	*32.0*	*35.0*
TALLER_TOLVAS33	*34.50*	*19.23*	*32.0*	*35.0*
SITIECITO33	*34.50*	*19.29*	*32.0*	*35.0*
CAI_MARIANA33	*34.50*	*19.93*	*32.0*	*35.0*
159A	*34.50*	*22.01*	*32.0*	*35.0*
FCA_BUJIAS33	*34.50*	*17.58*	*32.0*	*35.0*
ELEC_QUIMICA33	*34.50*	*17.53*	*32.0*	*35.0*
FINALET33	*34.50*	*17.34*	*32.0*	*35.0*
160A	*34.50*	*22.01*	*32.0*	*35.0*
CIFUENTES33	*34.50*	*22.17*	*32.0*	*35.0*
MATA331	*34.50*	*28.13*	*32.0*	*35.0*
1965	*34.50*	*29.83*	*32.0*	*35.0*

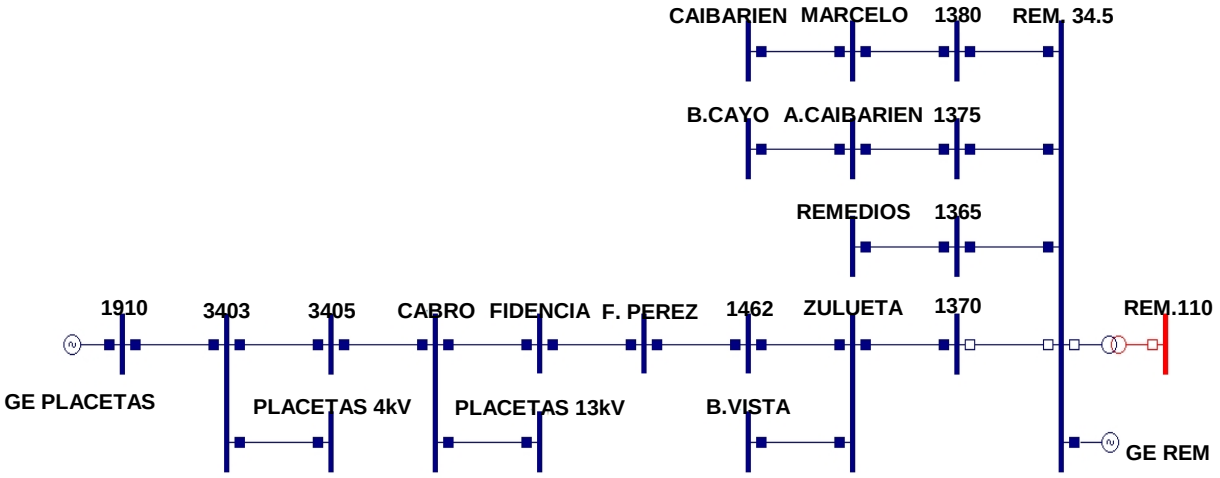
Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1205_M25	143B	9_ABRIL33		*26.0*	
1205_M26	9_ABRIL33	E15	*0.1*	*26.0*	*0.3*
1205_M27	E15	FERRO_TALLER33	*0.4*	*26.0*	*1.5*
1205_M28	E15	VILLA_ALEGRE33	*0.4*	*26.0*	*1.6*
1205_M29	VILLA_ALEGRE33	E16	*5.1*	*26.0*	*19.8*
1205_M31	E16	1302A	*14.3*	*26.0*	*54.8*
1205_M30	1302A	1302B	*14.3*	*26.0*	*54.8*
1215_Q33	E21	1304A		*26.0*	
1215_Q34	1304A	1304B		*26.0*	
L382	1304B	1302B			
1215_Q36	1302B	1303	*14.3*	*26.0*	*55.0*
1303	1303	1303B	*14.3*	*26.0*	*55.0*
1215_Q40	1303B	E22	*15.2*	*26.0*	*58.6*
1215_Q41	E22	E23	*3.0*	*26.0*	*11.7*
1215_Q42 CA	I_HECTORRDGUEZ33	E23	*4.0*	*26.0*	*15.3*
1215_Q43	SILOS_HECTOR33	E23	*1.0*	*26.0*	*3.8*
1215_Q44	E22	TALLER_TOLVAS33		*26.0*	
1215_Q45	E22	SITIECITO33	*12.4*	*26.0*	*47.8*
1215_46	SITIECITO33	E24	*13.6*	*26.0*	*52.2*
1215_Q47	E24	CAI_MARIANA33	*1.1*	*26.0*	*4.4*
1215_Q48	E24	SITIO_GRANDE33	*15.4*	*26.0*	*59.3*
1215_Q49	SITIO_GRANDE33	159A	*16.5*	*26.0*	*63.6*
1205_M32	E16	FCA_BUJIAS33	*8.8*	*26.0*	*33.9*
1205_M33	FCA_BUJIAS33	ELEC_QUIMICA33	*8.7*	*26.0*	*33.5*
1205_M34	ELEC_QUIMICA33	FINALET33	*4.9*	*26.0*	*18.9*
L390	159A	160B	*16.5*	*26.0*	*63.6*
160	160A	160B	*16.5*	*23.0*	*71.9*
1965_P29	160A	CIFUENTES33	*16.7*	*23.0*	*72.4*
1965_P28	CIFUENTES33	156B	*19.4*	*23.0*	*84.5*
156	156B	156A	*19.4*	*23.0*	*84.5*
1965_P26	156A	E21C	*19.8*	*23.0*	*86.2*
1965_P25	U.PROLETARIA33	E21C	*0.5*	*23.0*	*2.2*
1965_P24	E21C	E20C	*24.5*	*23.0*	*106.7*
1965_P23	E20C	VAQUERITO33	*0.5*	*23.0*	*2.4*
1965_P22	E20C	MATA331	*25.8*	*23.0*	*112.1*
1965_P21	MATA331	1965	*28.9*	*23.0*	*125.8*
1965	1965	CALABAZAR34.5	*28.9*	*23.0*	*125.8*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

Anexo 3.3
Lazos de Emergencia Placetas 110 kV

1. Hasta el 1370 (se pone abierto), con el 1462 cerrado. Se puede poner con generación en Remedios (sin Sistema Solo Baterías con el objetivo si da el voltaje de alimentar Caibarién y la ciudad de Remedios.



Lazo de Emergencia en el PSX.

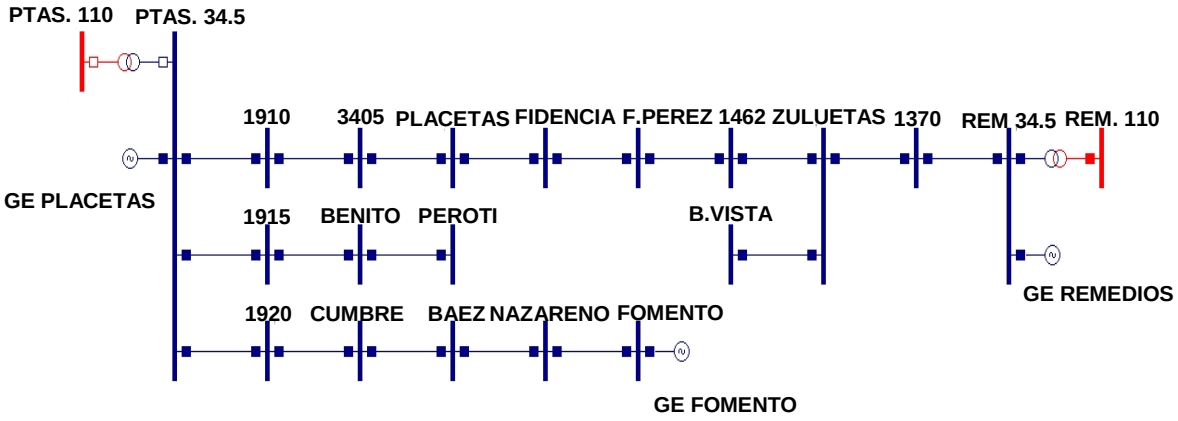
ombre	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmin (kV)	Vmax (kV)
1910	*34.50*	*33.91*	*32.0*	*35.0*
3403A	*34.50*	*33.85*	*32.0*	*35.0*
3405_3406A	*34.50*	*33.76*	*32.0*	*35.0*
PLACETAS33	*34.50*	*33.79*	*32.0*	*35.0*
FIDENCIA33	*34.50*	*33.70*	*32.0*	*35.0*
CARBO33	*34.50*	*33.71*	*32.0*	*35.0*
FCO_PEREZ33	*34.50*	*33.69*	*32.0*	*35.0*
1462	*34.50*	*33.68*	*32.0*	*35.0*
ZULUETAS33	*34.50*	*33.51*	*32.0*	*35.0*
BUENA_VISTA33	*34.50*	*33.10*	*32.0*	*35.0*
1370	*34.50*	*33.36*	*32.0*	*35.0*
REMEDIOS34.5	*34.50*	*32.07*	*32.0*	*35.0*
1375	*34.50*	*31.62*	*32.0*	*35.0*
1365	*34.50*	*32.07*	*32.0*	*35.0*
1380	*34.50*	*32.07*	*32.0*	*35.0*
REMEDIOS33	*34.50*	*31.92*	*32.0*	*35.0*
ACUED_CAIBARIEN33	*34.50*	*31.32*	*32.0*	*35.0*
MARCELO33	*34.50*	*31.77*	*32.0*	*35.0*
CAIBARIEN33_1	*34.50*	*31.65*	*32.0*	*35.0*
B.CAYO_SANTAMARIA33	*34.50*	*31.32*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmax	%MVA
1910_P54	*1910*	*E8_PLAC*	*22.9*	*25.0*	*90.0*
1910_P	*E8_PLAC*	*3403A*	*22.9*	*25.0*	*90.0*
1910_P60	*E9_PLAC*	*PLACETAS33*	*4.4*	*15.0*	*29.5*
1910_P61	*E9_PLAC*	*3405_3406A*	*18.4*	*25.0*	*76.3*
1910_P64	*E10_PLAC*	*CARBO33*	*0.7*	*25.0*	*2.8*
1910_P67	*E11_PLAC*	*PLACETAS33_1*	*8.3*	*25.0*	*33.2*
1910_P69	*E13_PLAC*	*FIDENCIA33*	*0.3*	*25.0*	*1.2*
1910_P70	*E13_PLAC*	*FCO_PEREZ33*	*8.6*	*25.0*	*34.4*
1910_P71	*FCO_PEREZ33*	*1462*	*8.3*	*25.0*	*33.2*
L444	*1462*	*1462B*	*8.3*	*25.0*	*33.2*
1370_R12	*ZULUETAS33*	*1463B*	*5.6*	*25.0*	*22.4*
1370_R4	*BUENA_VISTA33*	*E26_REM*	*2.6*	*25.0*	*10.4*
1380_R2	*E40_CAIB*	*MARCELO33*	*0.5*	*25.0*	*2.0*
1380_R13	*CAIBARIEN33_2*	*E45_CAIB*	*2.8*	*25.0*	*11.2*
1375_R2	*E1_CAIB*	*ACUED_CAIBARIEN33*	*2.6*	*25.0*	*10.3*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

2. Hasta el 1370, con sistema en Remedios, con Placetas sin Sistema, con baterías y mantener a Fomento si se puede.



Lazo de Emergencia en el PSX.

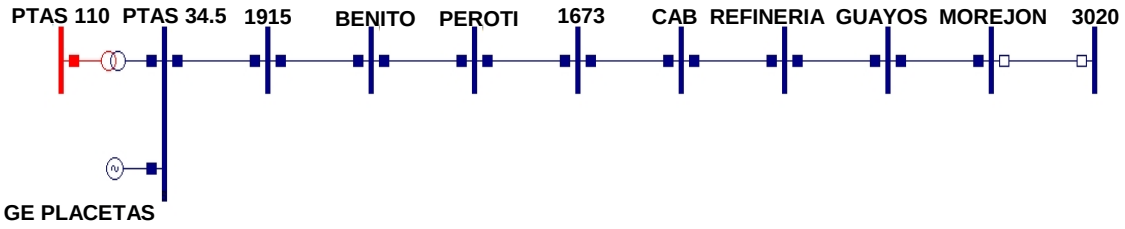
Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
PLACETAS34.5	*34.50*	*18.34*	*32.0*	*35.0*
FIDENCIA33	*34.50*	*19.04*	*32.0*	*35.0*
1915	*34.50*	*18.34*	*32.0*	*35.0*
BENITO33	*34.50*	*18.34*	*32.0*	*35.0*
PEROTI33	*34.50*	*18.33*	*32.0*	*35.0*
1920	*34.50*	*18.34*	*32.0*	*35.0*
CUMBRE2_33	*34.50*	*18.33*	*32.0*	*35.0*
BAEZ33	*34.50*	*18.29*	*32.0*	*35.0*
NAZARENO33	*34.50*	*18.28*	*32.0*	*35.0*
FOMENTO33	*34.50*	*18.26*	*32.0*	*35.0*
E10_PLAC	*34.50*	*18.95*	*32.0*	*35.0*
E11_PLAC	*34.50*	*18.94*	*32.0*	*35.0*
3405_3406A	*34.50*	*18.78*	*32.0*	*35.0*
1910	*34.50*	*18.41*	*32.0*	*35.0*
E13_PLAC	*34.50*	*19.05*	*32.0*	*35.0*
FCO_PEREZ33	*34.50*	*19.14*	*32.0*	*35.0*
1462	*34.50*	*19.24*	*32.0*	*35.0*
ZULUETAS33	*34.50*	*19.73*	*32.0*	*35.0*
PLACETAS33_1	*34.50*	*18.94*	*32.0*	*35.0*
1370	*34.50*	*27.55*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1370_R1	*E23_REM*	*1370*	*27.8*	*25.0*	*111.2*
1370_R2	*DOLOMITA33*	*E23_REM*	*25.9*	*25.0*	*103.5*
1370_R23	*E25_REM*	*DOLOMITA33*	*25.8*	*25.0*	*103.0*
1370_R12	*ZULUETAS33*	*1463B*	*18.3*	*25.0*	*73.1*
L444	*1462*	*1462B*	*17.8*	*25.0*	*71.0*
1920_P321	*1920*	*E4_PLAC*	*9.3*	*25.0*	*9.3*
1920_P33	*E4_PLAC*	*CUMBRE2_33*	*1.6*	*25.0*	*6.4*
1920_P34A	*E4_PLAC*	*E5_PLAC*	*7.8*	*25.0*	*31.2*
1920_P42	*E6_PLAC*	*BAEZ33*	*2.3*	*25.0*	*9.2*
1920_P98	*E6_PLAC*	*E41_PLAC*	*3.2*	*25.0*	*12.8*
1920_P39	*E41_PLAC*	*NAZARENO33*	*3.2*	*25.0*	*12.8*
1920_P97	*NAZARENO33*	*6817A*	*2.4*	*25.0*	*9.6*
6817	*6817A*	*6817B*	*2.4*	*25.0*	*9.6*
1920_P34	*6817B*	*PEDRO33*	*2.4*	*25.0*	*9.6*
1920_P35	*PEDRO33*	*E34_PLAC*	*2.4*	*25.0*	*9.6*
1920_P36A	*E34_PLAC*	*FOMENTO33*	*6.2*	*25.0*	*24.8*
1915_P4	*E2_PLAC*	*BENITO33*	*0.5*	*25.0*	*2.0*
1915_P8	*E3_PLAC*	*PEROTI33*	*0.7*	*25.0*	*2.8*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

3. Por el 1915 con batería y sistema, enlazar con el 3020 (abierto), 1673 cerrado.



Lazo de Emergencia en el PSX.

Nombre	Vnom (kV)	Vop (kV)	Vmin (kV)	Vmax (kV)
1915	*34.50*	*34.48*	*32.0*	*35.0*
BENITO33	*34.50*	*34.42*	*32.0*	*35.0*
PEROTI33	*34.50*	*34.33*	*32.0*	*35.0*
1673	*34.50*	*34.30*	*32.0*	*35.0*
1673B	*34.50*	*34.28*	*32.0*	*35.0*
1934B	*34.50*	*32.11*	*32.0*	*35.0*
1934A	*34.50*	*32.11*	*32.0*	*35.0*
LOS_PINOS33	*34.50*	*31.76*	*32.0*	*35.0*
CABAIGUAN4kV	*34.50*	*31.96*	*32.0*	*35.0*
3413A	*34.50*	*31.96*	*32.0*	*35.0*
3413B	*34.50*	*31.96*	*32.0*	*35.0*
REFINERIA_33	*34.50*	*31.92*	*32.0*	*35.0*
GUAYOS33	*34.50*	*31.81*	*32.0*	*35.0*
N.MOREJON_33	*34.50*	*31.79*	*32.0*	*35.0*

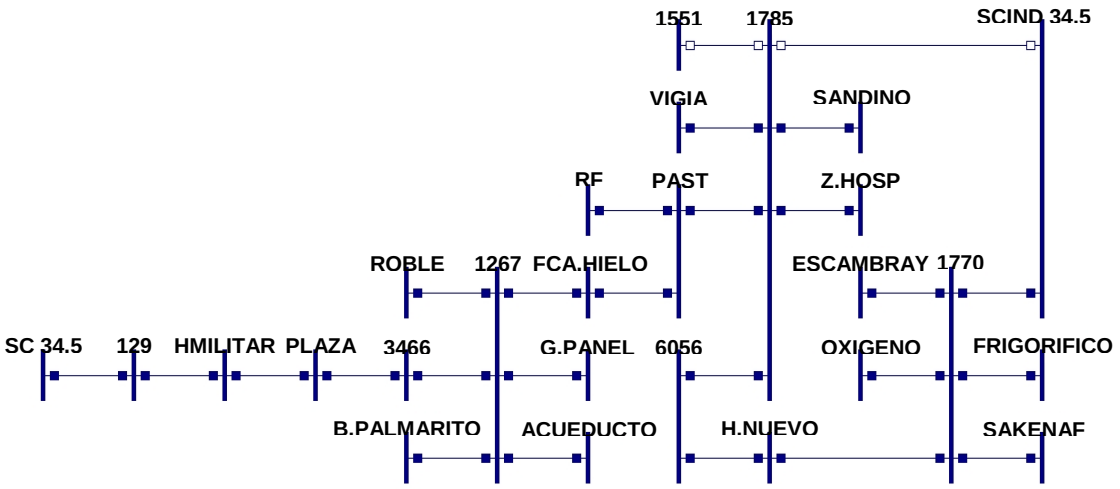
Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	Envío	Recibo	MVA	MVAmax	%MVA
1915_P4	*E2_PLAC*	*BENITO33*	*0.5*	*25.0*	*2.0*
1915_P7	*1263B*	*E3_PLAC*	*14.4*	*25.0*	*57.6*
1915_P8	*E3_PLAC*	*PEROTI33*	*0.7*	*25.0*	*2.8*
L579	*E3_PLAC*	*1673*	*13.7*	*25.0*	*54.8*
L584	*3411B*	*CABAIGUAN13kV*	*8.3*	*24.0*	*34.8*
L589	*1934A*	*CABAIGUAN13kV*	*12.8*	*24.0*	*53.3*
L591	*3411A*	*CABAIGUAN4kV*	*8.3*	*24.0*	*34.6*
L594	*3413B*	*REFINERIA_33*	*3.8*	*24.0*	*15.9*
L595	*REFINERIA_33*	*GUAYOS33*	*2.4*	*24.0*	*9.9*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

Anexo 3.4
Lazos de Emergencia Santa Clara 110 kV

2. Alimentar con el 129, cerrando interruptores 1267 y 6056 línea del 1770 hasta la barra, con el totalizador de la Subestación abierto y con posible operación de los Grupos Electrógenos ubicados en la Subestación Santa Clara Industrial. Interruptores 1785 y 1551 abiertos.



Lazo de Emergencia en el PSX.

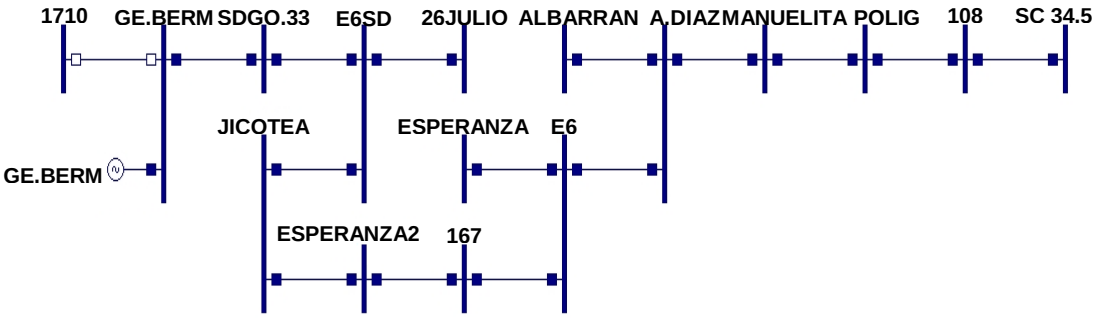
Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
1785	*34.50*	*33.13*	*32.0*	*35.0*
1770	*34.50*	*33.36*	*32.0*	*35.0*
E10_SCI	*34.50*	*33.13*	*32.0*	*35.0*
6056B	*34.50*	*33.19*	*32.0*	*35.0*
E11_SCI	*34.50*	*33.07*	*32.0*	*35.0*
6056A	*34.50*	*33.19*	*32.0*	*35.0*
ZONA_HOSPITALARIA33	*34.50*	*33.05*	*32.0*	*35.0*
PASTEURIZADORA_33	*34.50*	*32.99*	*32.0*	*35.0*
RF_33	*34.50*	*32.98*	*32.0*	*35.0*
FCA.HIELO_33	*34.50*	*32.87*	*32.0*	*35.0*
VIGIA33	*34.50*	*32.99*	*32.0*	*35.0*
SANDINO33	*34.50*	*32.95*	*32.0*	*35.0*
HOSPNUEVO33	*34.50*	*33.19*	*32.0*	*35.0*
ROBLE33	*34.50*	*32.66*	*32.0*	*35.0*
1266	*34.50*	*32.65*	*32.0*	*35.0*
BPALMARITO33	*34.50*	*32.39*	*32.0*	*35.0*
GPANEL33	*34.50*	*32.65*	*32.0*	*35.0*
PLAZA33	*34.50*	*32.72*	*32.0*	*35.0*
HMILITAR33	*34.50*	*32.80*	*32.0*	*35.0*
3466	*34.50*	*32.65*	*32.0*	*35.0*
129	*34.50*	*32.82*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1770	SCINDUSTRIAL34.5	1770	*28.1*	*25.0*	*112.2*
1770_R17	HOSPNUEVO33	6056A	*19.7*	*15.0*	*131.4*
1770_R10	1770	E1_SCI	*28.1*	*25.0*	*112.2*
1770_R20A	E1_SCI	PTA_OXIGENO33	*0.4*	*25.0*	*1.6*
1770_R21	E1_SCI	ESCAMBRAY_33	*5.6*	*25.0*	*22.4*
1770_R23	E2_SCI	SAKENAF_33	*0.6*	*25.0*	*2.5*
1770_R26	E7_SCI	FRIGORIFICO_33	*0.2*	*15.0*	*1.5*
1770_R27	E2_SCI	HOSPNUEVO33	*20.8*	*25.0*	*83.2*
1785_M17	6056B	E14_SCI	*19.7*	*15.0*	*131.4*
6056	6056A	6056B	*19.7*	*25.0*	*78.8*
129_M54	GPANEL33	3497	*0.6*	*15.0*	*3.9*
129_M55	3497	E12_SC	*0.6*	*15.0*	*3.9*
129_M98	E12_SC	E13_SC	*2.0*	*15.0*	*13.5*
129_M586	E13_SC	ACUEDUCTO33		*15.0*	
129_M87	E13_SC	BPALMARITO33	*2.0*	*15.0*	*13.4*
129_M654	E12_SC	1266	*1.6*	*23.0*	*6.9*
129_M90	1266	ROBLE33	*1.6*	*23.0*	*6.9*
129_M32A	ROBLE33	1267A	*9.5*	*23.0*	*41.3*
129_M21	129	E10_SC	*5.5*	*23.0*	*24.1*
129_M1	E10_SC	HMILITAR33	*0.2*	*23.0*	*0.9*
129_M2	E10_SC	E11_SC	*5.3*	*23.0*	*23.1*
129_M32	E11_SC	PLAZA33	*1.2*	*23.0*	*5.0*
129_M42	E11_SC	3466	*4.2*	*23.0*	*18.0*
129_M53	3466	GPANEL33	*4.1*	*15.0*	*27.6*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

3. Alimentar con el 108 línea del 1710 en Santo Domingo (cerrado el 167), con el 477 abierto. Hasta la barra; con el 1710 abierto. Hay que tener en cuenta la posible generación desde Bermejal.



Lazo de Emergencia en el PSX.

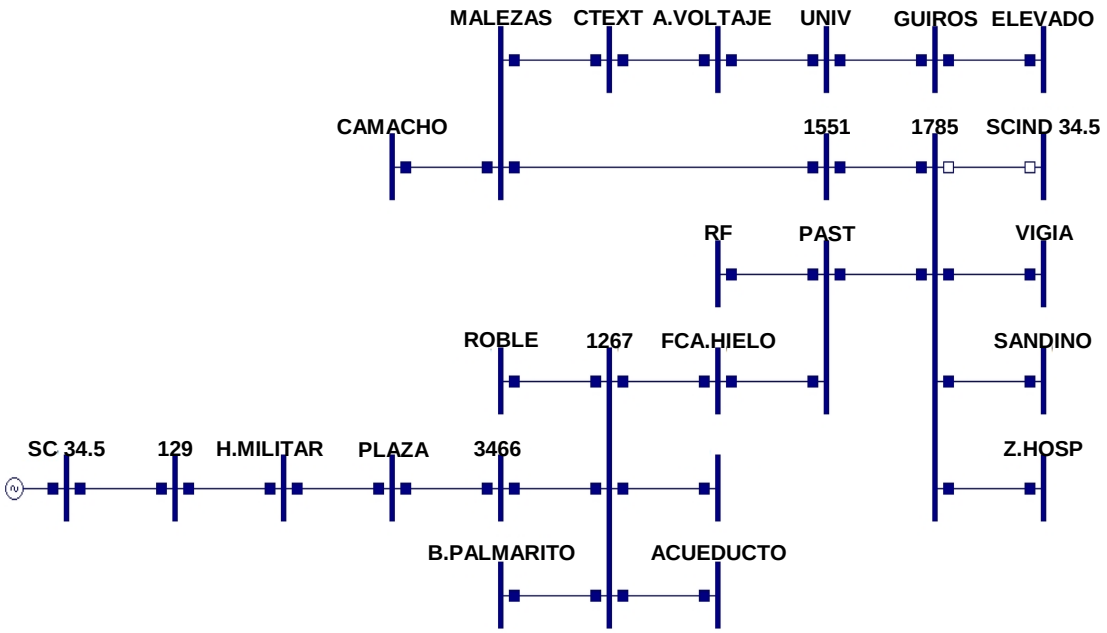
Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
108	34.50	*34.99*	*32.0*	*35.0*
POLIGRAFICO33	34.50	*34.65*	*32.0*	*35.0*
MANUELITA33	34.50	*34.63*	*32.0*	*35.0*
ANTOND33	34.50	*34.46*	*30.0*	*35.0*
ALBARRAN33	34.50	*34.05*	*32.0*	*35.0*
ESPERANZA33-1	34.50	*33.97*	*32.0*	*35.0*
E6_SC	34.50	*34.05*	*32.0*	*35.0*
167A	34.50	*33.97*	*32.0*	*35.0*
CAI_26JULIO	34.50	*33.60*	*32.0*	*35.0*
STODGO33	34.50	*33.60*	*32.0*	*35.0*
E6_SDGO	34.50	*33.62*	*32.0*	*35.0*
ESPERANZA33_2	34.50	*33.95*	*32.0*	*35.0*
JICOTEA33_1	34.50	*33.62*	*32.0*	*35.0*
GE_BERMEJAL33	34.50	*33.72*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
108_Q25	108	*E1_SC*	*8.1*	*23.0*	*35.3*
108_Q26	SOMATON33	*E1_SC*		*23.0*	
108_Q27	E2_SC	*E1_SC*	*8.0*	*23.0*	*35.0*
108_Q28	E2_SC	*POLIGRAFICO33*		*23.0*	
108_Q29	MANUELITA33	*E2_SC*	*8.0*	*23.0*	*35.0*
108_Q30	E3_SC	*MANUELITA33*	*6.4*	*23.0*	*27.9*
108_Q33	E5_SC	*ANTOND33*	*6.2*	*23.0*	*27.2*
108_Q41	E6_SC	*ANTOND33*	*4.6*	*23.0*	*20.1*
108_Q232	E7_SC	*E6_SC*	*0.1*	*23.0*	*0.6*
108_Q62	E7_SC	*ALBARRAN33*		*23.0*	
108_Q41A	E8_SC	*167A*	*2.8*	*23.0*	*12.2*
1710_Q21	E8_SDGO	*167A*	*2.8*	*23.0*	*12.2*
108_Q78	E8_SC	*ESPERANZA33-1*	*1.5*	*23.0*	*6.4*
1710_Q4	E2_SDGO	*GE_BERMEJAL33*	*3.0*	*23.0*	*13.1*
1710_Q7	E3_SDGO	*STODGO33*	*2.0*	*23.0*	*8.6*
1710_Q13	26_JULIO	*E5_SDGO*		*23.0*	
1710_Q15	JICOTEA33_1	*E6_SDGO*	*1.7*	*23.0*	*7.4*
1710_Q18	E7_SDGO	*ESPERANZA33_2*	*0.8*	*23.0*	*3.3*
1710_Q19	E7_SDGO	*E8_SDGO*	*2.8*	*23.0*	*12.2*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

4. Alimentar con el 129, cerrando interruptores 1267 y 1551 cerrados la línea del 1785 hasta Subestación de Malezas perteneciente esta última a la línea del 119. Abiertos los interruptores 6056, 119, 1785. Existe la posibilidad de que sin presencia de SEN el 1785 este cerrado y tenga generación del Diesel en conjunto con la generación Diesel de Santa Clara 110 kV.



Lazo de Emergencia en el PSX.

Nombre	*Tipo*	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
129	PQ	34.50	35.17	32.0	35.0
PLAZA33	PQ	34.50	34.43	32.0	35.0
HMILITAR33	PQ	34.50	35.02	32.0	35.0
3466	PQ	34.50	33.72	32.0	35.0
ROBLE33	PQ	34.50	32.97	32.0	35.0
BPALMARITO33	PQ	34.50	33.18	32.0	35.0
GPANEL33	PQ	34.50	33.72	32.0	35.0
1267A	PQ	34.50	32.97	32.0	35.0
ZONA_HOSPITALARIA33	PQ	34.50	31.88	32.0	35.0
VIGIA33	PQ	34.50	31.83	32.0	35.0
SANDINO33	PQ	34.50	31.79	32.0	35.0
1551A_1550	PQ	34.50	31.12	32.0	35.0
MALEZAS33	PQ	34.50	31.12	32.0	35.0
CTEXTILERA33	PQ	34.50	30.79	32.0	35.0
AVOLTAJE33	PQ	34.50	30.57	32.0	35.0
GUIROS33	PQ	34.50	30.21	32.0	35.0
ELEVADO33	PQ	34.50	29.86	32.0	35.0

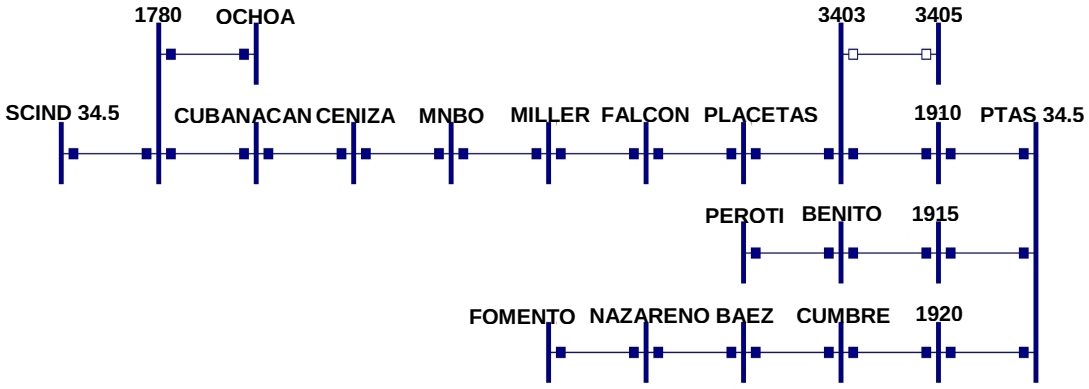
Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
129_M21	129	E10_SC	*43.6*	*23.0*	*189.4*
129_M1	E10_SC	HMILITAR33	*0.2*	*23.0*	*0.9*
129_M2	E10_SC	E11_SC	*43.2*	*23.0*	*187.7*
129_M32	E11_SC	PLAZA33	*1.1*	*23.0*	*5.0*
129_M42	E11_SC	3466	*41.3*	*23.0*	*179.6*
129_M53	3466	GPANEL33	*40.4*	*15.0*	*269.6*
129_M54	GPANEL33	3497	*36.8*	*15.0*	*245.3*
129_M55	3497	E12_SC	*36.8*	*15.0*	*245.3*
129_M98	E12_SC	E13_SC	*2.0*	*15.0*	*13.4*
129_M586	E13_SC	ACUEDUCTO33		*15.0*	
129_M87	E13_SC	BPALMARITO33	*2.0*	*15.0*	*13.4*
129_M654	E12_SC	1266	*34.5*	*23.0*	*149.9*
129_M90	1266	ROBLE33	*34.2*	*23.0*	*148.9*
129_M32A	ROBLE33	1267A	*26.1*	*23.0*	*113.6*
1785_M33	FCA.HIELO_33	E13_SCI	*23.3*	*23.0*	*101.3*
1785_M21 ZON	A_HOSPITALARIA33	E17_SCI	*0.8*	*25.0*	*3.0*
1785_M22	VIGIA33	E17_SCI	*5.4*	*23.0*	*23.5*
1785_M23	SANDINO33	VIGIA33	*2.3*	*23.0*	*10.1*
1785_M31 P	ASTEURIZADORA_33	E13_SCI	*0.7*	*23.0*	*3.2*
1785_M32	RF_33	PASTEURIZADORA_33	*0.4*	*23.0*	*1.8*
1785_M11	1551A_1550	E15_SCI	*15.2*	*23.0*	*65.9*
119_R4	MALEZAS33	1551A_1550	*14.9*	*23.0*	*65.0*
119_R3	CAMACHO33	MALEZAS33	*0.2*	*23.0*	*1.0*
119_R5	MALEZAS33	1552A	*8.1*	*23.0*	*35.1*
119_R9	CTEXTILERA33	E26_SC	*6.9*	*23.0*	*30.0*
119_R10	E26_SC	AVOLTAJE33	*0.1*	*23.0*	*0.4*
119_R11	E26_SC	UNIVERSIDAD33	*6.8*	*23.0*	*29.4*
119_R17	GUIROS33	PTAASFALTO33	*3.0*	*23.0*	*13.2*
119_R19	E29_SC	ELEVADO33	*1.5*	*23.0*	*6.5*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

Anexo 3.5
Lazos de Emergencia Santa Clara Industrial 110 kV

1. Por el interruptor del alimentador 1780 también pero alimentando hasta Fomento abierto en 3405, Placetas, y en el 1673.



Lazo de Emergencia en el PSX.

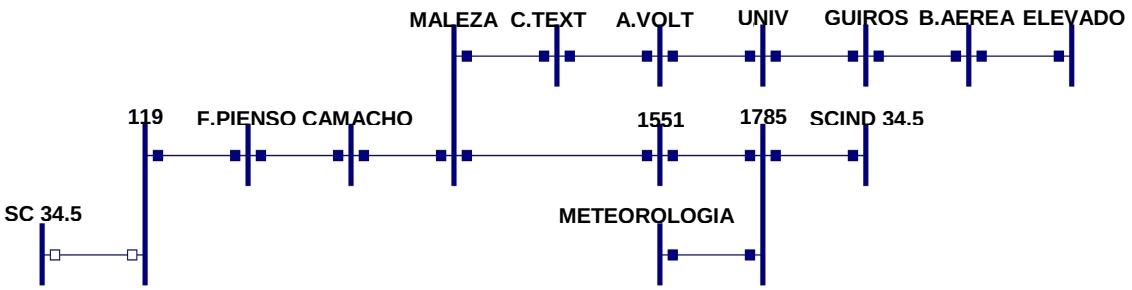
Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmax (kV)*
1780	*34.50*	*34.48*	*35.0*
OCHOA33	*34.50*	*34.39*	*35.0*
CUBANACAN33	*34.50*	*34.09*	*35.0*
CENIZA33	*34.50*	*34.01*	*35.0*
MANAJANABO33	*34.50*	*33.94*	*35.0*
MILLER33	*34.50*	*33.88*	*35.0*
FALCON33	*34.50*	*33.80*	*35.0*
PLACETAS33	*34.50*	*33.64*	*35.0*
PLACETAS34.5	*34.50*	*33.67*	*35.0*
1910	*34.50*	*33.66*	*35.0*
3405	*34.50*	*33.65*	*35.0*
1915	*34.50*	*33.67*	*35.0*
BENITO33	*34.50*	*33.66*	*35.0*
PEROTI33	*34.50*	*33.66*	*35.0*
1920	*34.50*	*33.67*	*35.0*
BAEZ33	*34.50*	*33.60*	*35.0*
NAZARENO33	*34.50*	*33.58*	*35.0*
FOMENTO33	*34.50*	*33.55*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1780_H1	1780	E35_SCI	3.8	23.0	16.4
1780_H2	E35_SCI	OCHOA33	0.4	25.0	1.8
1780_H3	E35_SCI	E26_SCI	3.3	25.0	13.3
1780_H6	E26_SCI	CUBANACAN33	2.1	25.0	8.6
1780_H4	CUBANACAN33	E30_SCI	1.8	25.0	7.3
1780_H8	E30_SCI	CENIZA33	1.8	23.0	8.0
1780_H10	CENIZA33	MANAJANABO33	1.6	23.0	6.8
1780_H11	MANAJANABO33	MILLER33	1.3	23.0	5.7
1780_H12	MILLER33	FALCON33	1.3	25.0	5.2
1780_H13	FALCON33	3400A	0.7	25.0	2.7
1920_P42	E6_PLAC	BAEZ33	2.2	25.0	8.8
1920_P98	E6_PLAC	E41_PLAC	10.2	25.0	40.8
1920_P39	E41_PLAC	NAZARENO33	10.2	25.0	10.2
1920_P97	NAZARENO33	6817A	9.4	25.0	37.6
6817	6817A	6817B	9.4	25.0	37.7
1920_P34	6817B	PEDRO33	9.4	25.0	37.8
1920_P35	PEDRO33	E34_PLAC	9.4	25.0	37.9
1920_P36A	E34_PLAC	FOMENTO33	6.1	25.0	24.4
1915_P3	E1_PLAC	E2_PLAC	1.2	25.0	4.8
1915_P4	E2_PLAC	BENITO33	0.5	25.0	2.0
1915_P5	E2_PLAC	1263A	0.7	25.0	2.7
1263	1263A	1263B	0.7	25.0	2.7
1915_P7	1263B	E3_PLAC	0.7	25.0	2.7
1915_P8	E3_PLAC	PEROTI33	0.7	25.0	2.7
1910_P59	E9_PLAC	3401A	0.7	25.0	2.7
1910_P60	E9_PLAC	PLACETAS33	4.4	25.0	17.6

Transferencias por las Líneas del Lazo.

2. Por la cualquier variante hasta 119 abierto, con 1971 abierto en J. M. Pérez y 1561 abierto en Empalme de Circunvalación. Por el 1785 con el Hospital abierto que es la variante A.



Lazo de Emergencia en el PSX.

Nombre	*Vnom (kV)*	*Vop (kV)*	*Vmin (kV)*	*Vmax (kV)*
1785	*34.50*	*34.80*	*32.0*	*35.0*
1552A	*34.50*	*33.70*	*32.0*	*35.0*
CTEXTILERA33	*34.50*	*33.41*	*32.0*	*35.0*
AVOLTAJE33	*34.50*	*33.21*	*32.0*	*35.0*
UNIVERSIDAD33	*34.50*	*33.18*	*32.0*	*35.0*
GUIROS33	*34.50*	*32.89*	*32.0*	*35.0*
1551A_1550	*34.50*	*33.70*	*32.0*	*35.0*
ELEVADO33	*34.50*	*32.57*	*32.0*	*35.0*
BASE_AEREA33	*34.50*	*32.51*	*32.0*	*35.0*
FPIENSO33	*34.50*	*33.70*	*32.0*	*35.0*
MALEZAS33	*34.50*	*33.70*	*32.0*	*35.0*

Voltaje en las Barras del Lazo.

Nombre	*Envío*	*Recibo*	*MVA*	*MVAmax*	*%MVA*
1785	SCINDUSTRIAL34.5	1785	*25.3*	*25.0*	*101.3*
1785_R16	1785	E10_SCI	*25.3*	*23.0*	*110.1*
119_R2	CAMACHO33	FPIENSO33	*0.2*	*23.0*	*1.0*
119_R3	CAMACHO33	MALEZAS33	*0.2*	*23.0*	*1.0*
119_R4	MALEZAS33	1551A_1550	*14.8*	*23.0*	*64.1*
119_R5	MALEZAS33	1552A	*8.0*	*23.0*	*34.7*
1152	1552A	1552B	*8.0*	*23.0*	*34.7*
119_R7	1552B	HUERTO33	*8.0*	*23.0*	*34.7*
119_R8	HUERTO33	CTEXTILERA33	*7.9*	*23.0*	*34.4*
119_R9	CTEXTILERA33	E26_SC	*6.8*	*23.0*	*29.6*
119_R10	E26_SC	AVOLTAJE33	*0.1*	*23.0*	*0.4*
119_R11	E26_SC	UNIVERSIDAD33	*6.7*	*23.0*	*29.0*
119_R12	UNIVERSIDAD33	1000A	*5.0*	*23.0*	*21.6*
119_R14	1000B	E27_SC	*5.0*	*23.0*	*21.5*
119_R15	E27_SC	BIOTECNOLOGIA33	*1.2*	*23.0*	*5.0*
119_R16	E27_SC	GUIROS33	*3.8*	*23.0*	*16.5*
119_R19	E29_SC	ELEVADO33	*1.5*	*23.0*	*6.4*
119_R20	BASE_AEREA33	ELEVADO33	*1.5*	*23.0*	*6.3*
1785_M15	E15_SCI	E10_SCI	*15.0*	*25.0*	*60.1*
1785_M11	1551A_1550	E15_SCI	*14.9*	*23.0*	*64.9*
1785_M16	E14_SCI	E10_SCI	*10.0*	*23.0*	*43.4*

Transferencias por las Líneas del Lazo.

Anexo 3.6
Especificaciones del Restaurador Serie-N38

Características Técnicas Generales de la Serie-N

Especificaciones	***15 kV 12.5kA***	***27 kV 12.5kA***	***38kV 12.5kA***	***38kV 16kA***
Tensión Máxima	15,5 kV	27 kV	38kV	38kV
Corriente Nominal	630A	630A	630A	800A
Poder de Cierre Sobre Falla (Pico)	31,5kA	31,5kA	31,5kA	16kA
Capacidad de Interrupción de Falla	12,5 kA	12,5 kA	12,5 kA	40kA
Tiempo de Operación Cierre/Apertura)	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s
Operaciones Mecánicas	10000	10000	10000	10000
Operaciones a Plena Carga	10000	10000	10000	10000
Corriente de Corta Duración	12,5kA	12,5kA	12,5kA	16kA
Capacidad de Interrupción				
Principalmente Activa (factor de potencia 0,7)	630A	630A	630A	800A
Carga en el Cable	25A	40A	40A	40A
Capacidad de Interruptor de Falla	12,5 kA	12,5 kA	12,5 kA	16kA
Carga en la Línea	5A	5A		
Corriente de Magnetización del Transformador	22A	22A	22A	22A
Corriente Capacitiva	250A	-	-	-
Nivel de Aislación al Impulso				
Fase a Tierra	110kV	150kV	170kV	170kV
A Través del Interruptor	110kV	150kV	170kV	170kV
Con Perdida de SF6	60kV	70kV	70kV	70kV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial				
Fase a Tierra	50kV	70kV	70kV	70kV
A Través del Interruptor	50kV	70kV	70kV	70kV
Ambiental				
Temperatura Ambiente	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C
Radiación (máx.)	1,1kW/m²	1,1kW/m²	1,1kW/m²	1,1kW/m²
Humedad	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%
Altitud (Max)	3000m	3000m	3000m	3000m
Peso Neto				
Peso	327kg	327kg	327kg	327kg
Con Gabinete de Control e Items complementarios	380kg	387kg	387kg	387kg
Dimensiones del Cajón				
Estándar	Ancho=1160mm Prof=730mm Alto=1640mm			