

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica



TRABAJO DE DIPLOMA

**Estudio de los flujos de carga y posibilidades de
nuevo enlace al SEN en la región de La Moza**

Autor: Pedro Manuel Navarrete Alpizar

Tutores: *Dra. Marta Bravo de las Casas*

Ing. Leonardo Mederos Alonso

Santa Clara

2015

"Año 57 de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



TRABAJO DE DIPLOMA

Estudio de los flujos de carga y posibilidades de nuevo enlace al SEN en la región de La Moza

Autor:

Pedro Manuel Navarrete Alpizar

Email: pnavarreta@uclv.edu.cu

Tutores: *Dra. Marta Bravo de las Casas*

Email: mbravo@uclv.edu.cu

Ing. Leonardo Mederos Alonso

Email:

Santa Clara

2015

"Año 57 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, 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 Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

*La vida vive, con y sin nosotros, pero la vida nuestra
determina el espacio de su propia huella
vivida en cuerpo y alma.*

Santiago Feliú.

DEDICATORIA

A mis padres, por sus sacrificios y confianza.

AGRADECIMIENTOS

A mis tutores Leonardo y Marta, por su paciencia y por cultivarme el empeño que nunca hubiera engendrado por mi cuenta.

A mis padres y mi hermana por hacer más fácil el camino para llegar aquí.

A mi novia Saima, por acompañarme en estos últimos 3 años.

A mis compañeros de aula, por haber sido parte de mi familia todo este tiempo.

A aquellas personas que hicieron más amena la inevitable rutina.

TAREA TÉCNICA

1. Revisión bibliográfica relacionada con el tema.
2. Actualización del PSX con el esquema de las líneas de 110kV que comprenden las subestaciones en estudio y las nuevas inversiones realizadas en la red de Villa Clara.
3. Análisis de los flujos de carga en las nuevas condiciones y comparación de resultados con el estado anterior
4. Determinación el comportamiento de los niveles de cortocircuito de las subestaciones del objetivo primero.
5. Confección informe

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

En los últimos años la red de 110kV de la provincia Villa Clara ha sufrido numerosos cambios en especial en lo referente a inversiones en la política de generación distribuida y la construcción de nuevas subestaciones y líneas.

En especial la zona comprendida entre Santa Clara, La Moza y la hidroeléctrica Hanabanilla ha sufrido varios cambios. En primer lugar la construcción de la subestación Gran Panel 110/13.8kV (La Rusa), la cual brinda servicio eléctrico a un cuarto de la ciudad de Santa Clara principalmente de carácter residencial

Por otro lado está proyectada la construcción de una nueva subestación entre la hidroeléctrica y La Moza la cual será de uso exclusivo de una empresa militar.

Lo anterior ha implicado cambios en la conexión de las líneas y por lo tanto en los flujos de carga y en los niveles de cortocircuito de la zona, haciéndose necesario un estudio de la problemática.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	5
1.1 Estudio de operación de los sistemas eléctricos.....	5
1.2 Particularidades tecnológicas de los Sistemas de Potencia.....	5
1.3 Estructura de los sistemas eléctricos de potencia.....	6
1.3.1 Generación.....	7
1.3.2 Transmisión y subtransmisión	8
1.3.3 Distribución	9
1.4 Regímenes de un sistema eléctrico	10
1.5 Ajustes de la potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico.....	11
1.5.1 Ajuste de potencia activa	11
1.5.2 Ajuste de potencia reactiva	12
1.6 Planeamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	14

1.7	Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia	15
1.7.1	Análisis de flujo de potencia.....	15
1.7.2	Análisis de fallas	17
1.7.3	Análisis de estabilidad	19
1.8	Calidad de la energía.....	20
1.9	Concepto de generación distribuida	20
1.9.1	Ventajas de la generación distribuida	22
1.9.2	Desventajas de la generación distribuida.....	22
1.10	Características de las redes eléctricas durante el cálculo de los flujos de carga	23
1.10.1	Tipos de barras.....	23
1.10.2	Formulación matemática del problema del flujo de carga.....	24
1.11	Método de flujo de carga utilizado	25
1.11.1	Newton Raphson Acoplado Rápido.....	25
CAPÍTULO 2. Lazo de operación entre las SE La Moza-Santa Clara 220kV-Santa Clara 110kV-Gran Panel 110kV.		27
2.1	Introducción	27
2.2	Caracterización del sistema eléctrico en la provincia Villa Clara.....	27
2.3	Propuesta para implementación de lazo de operación entre las subestación La Moza-Santa Clara 220kV-Santa Clara 110kV-Gran Panel 110kV.....	32
2.4	Caracterización de los interruptores involucrados	35
CAPÍTULO 3. Resultados de las corridas de flujo, cortocircuito y chequeo de interruptores		37
3.1	Resultados de las corridas de flujo.....	37
3.1.1	Comparación del reporte general de la corrida de flujo de cargas.....	37
3.1.2	Comparación de transferencia actual con transferencia en lazo cerrado	38

3.1.3	Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9190 en lazo abierto y lazo cerrado.....	40
3.1.4	Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9110 en lazo abierto y lazo cerrado.....	41
3.1.5	Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9125 en lazo abierto y lazo cerrado.....	42
3.1.6	Comparación de transferencia con apertura del interruptor 8390 en lazo abierto y lazo cerrado.....	42
3.2	Comprobación de los niveles de cortocircuito y chequeo de interruptores	43
3.3	Comparación de niveles de tensión.....	44
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		45
	Conclusiones	45
	Recomendaciones	46
Anexo 2.1		47
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		59

INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica constituye un renglón de vital importancia para el desarrollo de la sociedad, en la actualidad existe una creciente demanda de energía producto del avance tecnológico existente, este crecimiento de la demanda hace que sea de vital importancia el preservar la calidad y la continuidad en el servicio prestado, con vistas a evitar interrupciones innecesarias en el funcionamiento de las redes.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Electroenergético de Potencia (SEP). La continuidad hace referencia al hecho de que el sistema eléctrico debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los consumidores, característica que adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica no puede ser almacenada a diferencia de otros tipos de energía. Una interrupción tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de la energía eléctrica, es decir toda la sociedad moderna.

Las líneas de transmisión, son uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico por su función, estas se encargan de transportar la energía eléctrica desde la generación hasta las diferentes subestaciones que se encargan de su distribución, por lo que se puede decir que son parte de la raíz misma del sistema eléctrico y por lo tanto su correcto funcionamiento y planificación debe tener un papel prioritario para las compañías eléctricas.

En estos momentos la Unión Nacional Eléctrica (UNE) está trabajando en la propuesta de un plan de reconfiguración y mejoramiento de las redes eléctricas, o sea, en la realización de un conjunto de inversiones, las que incluyen la modernización de las plantas de generación, de las subestaciones y líneas. Todo esto con el propósito de consolidar las medidas de seguridad, para garantizar un servicio energético fiable y con la calidad adecuada a los consumidores.

Antecedentes.

La red de 110 kV de Villa Clara ha sufrido muchos cambios en los últimos tiempos, y en especial la zona comprendida entre Santa Clara, La Moza y la hidroeléctrica Robustiano León. Se puede mencionar la construcción de la subestación Gran Panel 110/13,8 kV, y la construcción de una nueva subestación entre la hidroeléctrica y La Moza en un futuro muy cercano.

Las nuevas inversiones han complejizado las características de la red, ya que existen derivaciones en las líneas lo que hace que existan lazos y líneas multiterminales de manera que han variado los flujos de carga y los niveles de cortocircuitos lo cual debe ser estudiado para lograr una operación correcta de la red.

Situación Problemática.

La red eléctrica que comprende la región de La Moza 110/34,5 kV situada en medio de las líneas de enlace de 110 kV de la hidroeléctrica Hanabanilla con la subestación Santa Clara 110 kV ha sufrido cambios en los últimos años. Entre ellos se encuentra la construcción de la subestación de nuevo tipo de 110/13,8 kV denominada Gran Panel que alimenta una zona residencial grande de la ciudad de Santa Clara, la cual inicialmente era una derivación de la línea Santa Clara – La Moza por lo que una avería en esta línea traía consecuencias fatales para los consumidores de esta subestación. En estos momentos se encuentra alimentada por una línea de 110 kV de forma directa desde la subestación denominada Yabú 220. Existe el proyecto en fase de implementación en un futuro muy cercano de otra subestación de 110/13,8 kV de uso exclusivo para una empresa militar.

Todos estos cambios han llevado a un nuevo estado de operación de la red por lo cual se hace necesario estudiar los flujos de carga y los cambios en los niveles de cortocircuito esto último para determinar las afectaciones en los ajustes de las protecciones existentes.

Problema Científico.

¿Cómo varían los niveles de tensión, las transferencias por las líneas, las pérdidas y los niveles de cortocircuito con las nuevas inversiones de la red de 110 kV en la zona de Santa Clara – La Moza- Hidroeléctrica Robustiano León?

Objeto de Estudio.

Análisis de los flujos de carga y niveles de cortocircuito teniendo en cuenta las nuevas inversiones de la zona de la red de 110 kV de Santa Clara – La Moza y la hidroeléctrica Robustiano León.

Objetivo General.

Analizar los resultados de los flujos de carga y los niveles de cortocircuitos en líneas de 110kV, Subestaciones Santa Clara 220kV, Santa Clara 110KV, Gran Panel, La Moza y La Hidroeléctrica Robustiano León para los nuevos escenarios de la red eléctrica.

Objetivos Específicos

1. Revisar la bibliografía relacionada con el tema.
2. Actualizar el PSX con el esquema de las líneas de 110kV que comprenden las subestaciones en estudio y las nuevas inversiones realizadas en la red de Villa Clara.
3. Analizar los resultados de los flujos de carga,
4. Determinar el comportamiento de los niveles de cortocircuito de las subestaciones del objetivo primero.
5. Confeccionar informe

Justificación

El trabajo desarrollado es actual y contribuye a cumplir con los lineamientos de la Empresa Eléctrica de Villa Clara y permite mejorar la eficiencia y calidad en el servicio que brinda a los consumidores.

Estructura de la tesis

El trabajo se encuentra estructurado en una introducción donde se plantea y justifica la necesidad de realizar el estudio de flujo de cargas y niveles de cortocircuito en la región La Moza. Tres capítulos donde en el primero se exponen aspectos teóricos relacionados con la problemática a resolver. Un segundo capítulo donde se hace una descripción de la red de 110kV de la provincia enfocando la zona objeto de estudio, una propuesta de cambio de esquema y una descripción de los interruptores que serían afectados por la misma. En el tercer capítulo se hace un análisis comparativo de los resultados de las corridas de flujo de cargas, cortocircuito y niveles de tensión en el esquema actual y en caso de implementación de la propuesta de cambio de esquema.

Se realizan un conjunto de conclusiones y recomendaciones muy valiosas para los especialistas de la red eléctrica.

CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.1 Estudio de operación de los sistemas eléctricos

Un sistema eléctrico es un conjunto de dispositivos cuya función es proveer la energía necesaria para el arranque y correcto funcionamiento de todos los componentes que lo conforman. Están formados por el conjunto de elementos de fuerza y control que garantizan un servicio estable de energía eléctrica a los consumidores, así como la calidad de la energía que a éstos se oferta. Los mismos juegan un papel fundamental en el desarrollo y el bienestar de las naciones, entre más confiable sea el sistema, mayor será el grado de estabilidad que se tendrá en el servicio prestado.

Cuando los expertos diseñan un sistema eléctrico lo hacen pensando en cómo proveer energía aún en las peores condiciones de operación. De ahí la importancia de la electricidad en la actualidad donde juegan un papel importante la continuidad y estabilidad del servicio.

1.2 Particularidades tecnológicas de los Sistemas de Potencia

La producción eléctrica tiene una serie de particularidades que la diferencian de todas las demás ramas de la industria.

La primera y más importante particularidad del sistema eléctrico consiste en que la producción de energía eléctrica, su distribución y transformación en otras formas de energía prácticamente se produce simultáneamente. En otras palabras, la energía eléctrica no se acumula. Precisamente esta particularidad hace que el sistema eléctrico, sus elementos componentes que pueden hallarse geográficamente a cientos de kilómetros unos de los otros, constituyen un mecanismo único muy complejo.

La energía que se produce en el sistema es igual a la energía que se consume; y esta igualdad es justa para cualquier intervalo de tiempo. En cualquier momento hay un balance exacto de las capacidades activas y reactivas en el sistema.

En cualquier otra rama de la industria existe la posibilidad de acumular en almacén el producto elaborado. De esta manera, disminuye la interdependencia entre los talleres de una fábrica.

Sin embargo, en el sistema eléctrico, no hay ningún almacén de energía por lo tanto, la interdependencia entre todos los eslabones del sistema es absoluta. Una alteración de las redes, inmediatamente se refleja en la operación de los generadores, transformadores y en los equipos receptores.

La segunda particularidad de un sistema eléctrico consiste en la relativa rapidez con que se producen los procesos transitorios en él. Los procesos ondulatorios se suceden en milésimas y hasta millonésimas de segundo; los procesos relacionados con los cortocircuitos, conexiones y desconexiones, los péndulos en el sistema y los desequilibrios en la estabilidad del sistema se producen en menos de un segundo o en unos cuantos segundos.

La tercera particularidad del sistema eléctrico consiste en que su operación está estrechamente entrelazada con las demás ramas de la industria; con las comunicaciones, el transporte, el comercio y la vida cotidiana del hombre. Esta particularidad eleva esencialmente la importancia de afianzar una operación segura del sistema de garantizar el suministro ininterrumpido de energía a todos los consumidores y exige la creación de una reserva de capacidad suficiente en todos los elementos [1-3].

1.3 Estructura de los sistemas eléctricos de potencia

El sistema eléctrico moderno está muy condicionado y sometido a severas exigencias de los usuarios, sobre todo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere.

La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos principales de la sociedad industrial actual y el usuario debe de disponerla instantáneamente, en la cantidad exacta que necesita en cada momento y además, a la tensión y frecuencia correctas.

Para cumplir estos requisitos es necesaria una planificación minuciosa y, un diseño esmerado de las instalaciones de generación, transformación, transporte y distribución, que garanticen el buen servicio que exige el usuario a este complejo sistema de redes eléctricas. Las condiciones ambientales del entorno actualmente imponen condiciones muy severas al sistema. Sus diseños deberán evitar que se produzca daños al medio ambiente y no permitirán que distorsionen la estética de los distintos lugares. En este aspecto, las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica, se ven cada vez más obligadas a ajustarse a normas muy severas a la hora de desarrollar y realizar sus proyectos. Un SEP moderno se puede dividir en dos grandes partes:

- Donde se manipula la energía masivamente.
- Donde se distribuye.

La estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia puede considerarse formada por los siguientes niveles. [2-4]

1. Nivel de generación.
2. Nivel de transmisión.
3. Nivel de subtransmisión.
4. Nivel de distribución primaria y secundaria.

1.3.1 Generación

Uno de los principales métodos de generación son las centrales eléctricas. Estas instalaciones emplean una fuente de energía para hacer girar una turbina y así producir energía de corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6000 y 23000 V, cifras superiores a esas no son adecuadas por las dificultades que presenta su aislamiento evitando el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias.

El proceso de transformación o conversión de energía se realiza en las plantas eléctricas, donde la diferencia reside en el combustible o fuente primaria utilizados, aunque el principio es básicamente el mismo: un motor o turbina, que hace girar por medio de un eje a un alternador [5, 6].

Atendiendo al proceso de transformación de energía, estas plantas se pueden clasificar en tres aspectos fundamentales:

- a) Plantas térmicas.
- b) Plantas electronucleares.

- c) Plantas hidráulicas.
- d) Otras (hidráulicas, eólicas, fotovoltaicas, etc.) que se han venido introduciendo a partir del uso de las energías renovables.

En el mundo existen y se desarrollan a diario nuevas tecnologías para la obtención de energía eléctrica, se ha producido en las últimas décadas un creciente uso y desarrollo de las fuentes renovables de energías para la obtención de la electricidad, reduciendo así los costos de generación y la contaminación ambiental.

La generación en Cuba en los últimos años se ha desarrollado bajo el modelo de generación distribuida, lo cual ha abierto el camino a la instalación de nuevas plantas generadoras, más pequeñas en diversos puntos del territorio nacional.

A partir de fines de la década del 60 hasta la del 80 del siglo anterior, se instalaron una serie de termoeléctricas, lo que permitió elevar la generación en el país, situación que se mantuvo estable hasta la caída del campo socialista a inicios de la década del 90, donde hubo una reducción en la generación producto a la reducción de las importación de combustible y sus derivados. A partir de 1995 el incremento de la extracción de crudo nacional y gas natural determinó el incremento de la generación de electricidad.

A partir del año 1998 comienza la producción de energía eléctrica por la compañía EGERGAS S.A., que en sus turbinas usa gas natural acompañante de la extracción de petróleo, con una alta eficiencia en la generación (Varadero y Jaruco). En el año 2005 comenzó el uso de grupos electrógenos consumidores de combustible diesel, disminuyendo su empleo con la entrada en funcionamiento en 2009 de los grupos electrógenos a base de fuel oil.

1.3.2 Transmisión y subtransmisión

Para transferir la energía, la tensión se eleva mediante transformadores ubicados en subestaciones cerca de las centrales eléctricas, a tensiones entre 115000 y 765000 V pasando después a las líneas de transmisión, disminuyendo así las pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente, y esta última disminuye al aumentar la tensión. Los diferentes niveles de transmisión tienen los límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y los costos económicos asociados. El medio que se utiliza para la transmisión de la energía y un uso racional de la electricidad constituyen las líneas de transporte, estas se encuentran interconectadas entre sí con una estructura en forma de

mallas; dichas líneas son construidas habitualmente sobre grandes torres metálicas y a tensiones que superan los 66000 V.

La subtransmisión no está dada por una tensión en específico, sino por la función que realiza. Esta nace en las subestaciones, plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras y en los alrededores de zonas de consumo de energía eléctrica. La tensión se transforma en tensiones entre 69000 y 138000 V para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución.

En Cuba existen dos valores de tensión usados 34.5 y 110 kV. El uso de uno u otro está dado por la importancia de la carga, así como por la magnitud de la potencia que se vaya a transmitir y la longitud de la línea, por lo que es necesario realizar una valoración económica antes de emprender a construir un proyecto [5, 7].

1.3.3 Distribución

En la distribución, la tensión es transformada reiteradamente mediante los transformadores instalados en cada punto. La industria trabaja a tensiones entre 380 y 480 V, a diferencia de la pesada que opera a 33 kV. En algunos países las viviendas reciben voltajes de 220 y 240 V, en otros oscilan entre 110 y 125 V.

Las redes de distribución son las que se establecen en áreas urbanas y rurales, las mismas pueden ser aéreas o subterráneas y tienen como función proporcionar electricidad a las viviendas para que estas alimenten sus instalaciones. La distribución primaria recibe la energía de una subestación de distribución y en su recorrido es transferida directamente a los consumidores medianos ya sean pequeñas industrias, talleres de maquinaria ligera o establecimientos comerciales, y a los consumidores pequeños (residenciales), a través de la distribución secundaria.

En nuestro país las tensiones de distribución primaria, en muchos casos, están dadas por los transformadores que estén instalados en cada subestación de subtransmisión. La tensión preferida es de 13.8 kV, ya que estos circuitos pueden cubrir zonas más extensas, que los de 4.16 kV, llegando en circuitos rurales, a longitudes de 10 a 15 km e incluso más. Pueden además asumir el crecimiento de las cargas y disminuir las pérdidas. Debido a todo esto los circuitos de 2.4 /4.16 kV se encuentran en proceso de sustitución [5].

En el caso de la tensión en los circuitos de distribución secundaria, está dada por la norma que rige en el país [8]. Ejemplo de esto se encuentra la norma europea en donde las

viviendas reciben tensión de 220 y 240V. La cubana, establece valores entre 110 y 125V con un valor nominal de 120 V. Las redes de distribución son instaladas en zonas urbanas y rurales, llegando a ser aéreas o subterráneas. Las segundas tienen el inconveniente de la generación de potencia reactiva, lo cual es un efecto poco deseado en un sistema eléctrico. En el caso de la industria se trabaja con tensiones de 380 y 415 V [9].

1.4 Regímenes de un sistema eléctrico

Se conoce por el nombre de régimen, a cierto estado del sistema determinado por los valores de las potencias, voltajes, corrientes, frecuencia, y otras magnitudes físicas variables que caracterizan el proceso de transformación, transmisión y distribución de la energía y que se denominan parámetros del régimen.

Se conocen dos tipos de regímenes en los sistemas: estacionario y transitorio.[2] El régimen estacionario se caracteriza por la invariabilidad de sus parámetros. Un caso particular de un régimen transitorio es cuando se tienen variaciones casi periódicas de los parámetros, es decir un régimen de penduleo.

Desde el punto de vista de los valores de los parámetros del régimen se pueden distinguir los siguientes regímenes de trabajo:

- a) •Un régimen estacionario normal, tiene lugar si los valores de los parámetros del régimen están muy próximos a los valores requeridos, para un funcionamiento normal de los consumidores, o se encuentran en una zona de valores de antemano fijada.
- b) •Un régimen transitorio normal, tiene lugar si las variaciones son habituales en la operación del sistema; este régimen se caracteriza por cambios relativamente rápidos y bruscos de los parámetros en algunas ramas del sistema; los parámetros en los nodos del mismo, sin embargo, casi no sufren alteraciones.
- c) •Un régimen transitorio de emergencia, tiene lugar si como consecuencia de cambios de emergencia en el esquema de conexiones del sistema el valor de todos los parámetros de régimen, incluyendo los parámetros de los nodos, varían bruscamente, con respecto a sus valores establecidos.
- d) •El régimen estacionario post-avería, comienza al desconectar por emergencia un elemento o una serie de elementos del sistema.
- e) •Si los parámetros de los nodos están próximos al del régimen normal consideramos que hemos superado la emergencia satisfactoriamente.
- f) •Si esos parámetros divergen bastante de los parámetros del régimen normal, quiere decir, que la superación de la emergencia no ha sido satisfactoria.

De lo dicho se deduce que el régimen del sistema es conocido, si sabemos los parámetros del régimen de cada uno de los elementos del sistema (ramas y nodos).

1.5 Ajustes de la potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico

Los flujos de capacidad activa y reactiva a principio y fin de una línea caracterizan el régimen de un elemento de las redes (rama); la tensión (magnitud y fase) en un nodo del sistema caracteriza el régimen de ese nodo, la potencia activa y reactiva de un motor eléctrico y su corriente caracteriza el régimen del mismo (rama).

1.5.1 Ajuste de potencia activa

La potencia activa tiene un carácter global, es decir, su déficit en cualquier parte del sistema puede ser suplido, al menos teóricamente, por cualquier generador sin tener en cuenta cuán lejos esté del lugar donde se haya incrementado la carga. Esta característica facilita su control. Los dispositivos que se utilizan para controlar o redistribuir el flujo de potencia activa en los SEP son tres:

- a) El ajuste de la potencia activa que entregan los generadores del SEP accionando el gobernador de la turbina.
- b) El ajuste de las derivaciones “taps” de los transformadores cuya relación de transformación es un número complejo ($k=a+jb$) y cuya función, al modificar el ángulo de fase entre la tensión primario y secundario (ángulo δ), modifica el flujo de potencia activa.
- c) La desconexión de las cargas.

1.5.2 Ajuste de potencia reactiva

Los dispositivos de control que se utilizan para controlar el flujo de potencia reactiva son más numerosos que los que se utilizan para controlar la potencia activa.

La potencia reactiva es un fenómeno de carácter local. La circulación de potencia reactiva por las líneas sólo provoca caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa y reactiva por lo que su compensación debe realizarse de forma local o “por zonas”.

Los aparatos más utilizados para compensar la potencia reactiva son:

- a) Los generadores de potencia reactiva (generadores y condensadores sincrónicos). Para lograr esta variación, los despachadores tienen que variar la corriente del campo o de la excitatriz. Si se varía dicha corriente la tensión tiende a variar en el mismo sentido de la variación de la corriente, pero como la máquina está en paralelo con el resto de los generadores del SEP lo que produce es una variación en la generación de la potencia reactiva. La potencia reactiva que una máquina sincrónica puede entregar (sobree excitada) o consumir (bajo excitada) depende de su curva de cargabilidad la cual determina los valores permisibles, teniendo en cuenta la potencia activa que está generando ya que la potencia aparente ($S=P+jQ$) es la que determina el calentamiento de la máquina.
- b) Los bancos de capacitores estáticos paralelos (shunt). Se utilizan para inyectar potencia reactiva en las barras. Esta compensación puede realizarse por pasos o de forma continua.
- c) Los reactores conectados en paralelo (shunt). Se utilizan para compensar el efecto capacitivo de las líneas muy largas a EAV o de las líneas en circuito abierto o con poca carga (efecto Ferranti). Se instalan en los extremos de la línea y/o en puntos intermedios.

- d) Los cambios de las derivaciones “taps” de los transformadores cuya relación de transformación es un número real ($k=a+j0$) y cuya función es cambiar el módulo de la tensión y por ende el flujo de potencia reactiva en los SEP mallados.
- e) Los compensadores estáticos SVC (Estatic VAR Compensator). Dependiendo del valor de la tensión en el punto de instalación pueden entregar o consumir potencia reactiva. Su respuesta es comparativamente rápida por lo que se instalan en las barras donde la regulación de la tensión es crítica, como son aquellas donde hay hornos por arco eléctrico.

Las líneas de transmisión contribuyen también a la generación de potencia reactiva, lo que estas no la hacen de forma controlada. La potencia reactiva neta de una línea de transmisión es [2]:

$$Q_{Neta} = Q_{Gen} - \Delta Q = \frac{B''}{2} (V_e^2 + V_R^2) - 3I^2 R \cdot 10^{-3} \text{ M var} \quad (1.1)$$

Donde:

Q_{Gen} = Potencia reactiva “generada por la línea.

ΔQ = Potencia reactiva consumida por la línea o pérdidas de Q en la línea.

La expresión (1.1) muestra que, dependiendo del estado de carga de la línea (I), y de los valores de las voltajes del envío y del recibo (V_e y V_R) la línea podrá entregar ($Q_{Neta} > 0$) o consumir Q ($Q_{Neta} < 0$).

- f) Los capacitores en serie. Se instalan en las líneas largas compensando la reactancia serie de la línea entre un 25 y un 70%. Su introducción modifica el flujo de potencia reactiva porque reduce las pérdidas de Q. Sus desventajas son:
- Aumentan los niveles de cortocircuito.
 - Provocar fenómenos transitorios severos debidos a las conmutaciones.
 - Pueden provocar sobre voltajes peligrosos durante los cortocircuitos por lo que deben ser sacados de servicio durante los mismos.

1.6 Planeamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Varias empresas eléctricas, así como departamentos de los centros directores de la energía de cada país dedican innumerables estudios al planeamiento y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) [10].

El planeamiento y el análisis de la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) pueden dividirse en tres áreas fundamentales:

- Los análisis de flujo de carga.
- La estrategia a definir para obtener una generación óptima.
- El control de la operación y la estabilidad del SEP.

Durante mucho tiempo, el problema de flujo de carga llamó la atención de los ingenieros y los matemáticos dando como resultado una grandísima cantidad de publicaciones técnicas sobre el tema y desarrollándose varios algoritmos de cálculos como el Gauss Seydel y el método de Newton Raphson que se le han ido realizando varias modificaciones lo cual lo han convertido en un método rápido y exacto pudiendo ser utilizado para problemas “on line” y para el análisis de contingencias. Modificaciones posteriores han permitido su utilización en el cálculo del llamado “Flujo de Carga Óptimo”.

Otros de los estudios que a menudo se realizan en los SEP es la simulación en el tiempo de la respuesta de este ante determinadas perturbaciones, esto es conocido en la literatura como la estabilidad de los sistemas eléctricos. La estabilidad de los sistemas eléctricos es un problema complejo que ha atraído a 18 especialistas de la rama desde la segunda década del siglo pasado. Los problemas de la pérdida de estabilidad en los sistemas eléctricos se identifican claramente con la aparición de grandes oscilaciones en las magnitudes de las tensiones en los nodos más importantes de la red eléctrica, así como con grandes oscilaciones de las transferencias por las líneas que enlazan estos nodos.

La solución de estos problemas y la restitución de las condiciones normales de operación de la red ocupan gran tiempo y requieren de mucha atención por parte del personal del Despacho. Las averías que pueden ocasionar estos eventos no son muy frecuentes o hasta poco probable en ocasiones, sin embargo, les corresponde a ellas la mayor proporción en la energía dejada de servir cuando tienen lugar.

Las graves consecuencias apuntadas anteriormente obligan a los ingenieros de planificación a dedicar gran atención a la tarea de proyección de las dimensiones y seguridad de las

redes, ubicación de las plantas, esquemas eléctricos utilizados en subestaciones, parámetros de los equipos y la operación del sistema.

1.7 Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Para evitar averías durante la operación de los sistemas eléctricos interconectados es necesario efectuar varios análisis entre los que están:

- Análisis de flujo de potencia.
- Análisis de fallas.
- Análisis de estabilidad.

1.7.1 Análisis de flujo de potencia

La solución del problema de flujos de potencia es básica para la mayoría de los análisis que se realizan en sistemas eléctricos de potencia. Básicamente, el problema de flujos de potencia convencional puede definirse como el cálculo de tensiones nodales y posteriormente, el de flujos de potencia a través de cada elemento de la red de transmisión, para valores conocidos de generación y carga nodales en MW y MVAR, en un instante de tiempo específico. La solución del problema puede o no estar sujeta a restricciones de red, tales como límites de generación de potencia activa y reactiva, magnitud de voltajes complejos nodales, así como flujos en elementos, entre otras [2].

Se puede decir que el flujo de carga es la herramienta más utilizada en las empresas eléctricas para el estudio de los SEP. Todo esto ha llevado a que en los últimos 40 años, debido al desarrollo de la computación digital, se haya dedicado gran esfuerzo en la investigación y desarrollo de métodos numéricos, para el proceso de cálculo de los flujos de carga [11],

El flujo de carga nos permite conocer:

- La tensión y el ángulo de todas las barras del SEP.
- Los flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores.
- La potencia reactiva de las unidades de generación.
- La potencia activa de determinado nodo para compensar las pérdidas de potencia en el SEP y cumplimentar el déficit de generación.
- Las pérdidas de potencia activa y reactiva en el SEP.

Esta valiosa información ha permitido un incremento agigantado de su uso para diversos propósitos como: la evaluación de seguridad ante salidas de líneas, transformadores, cargas y plantas generadoras y en propósitos más complicados como optimización y estabilidad. Además de ser usados para la planificación de la operación, la planificación de la red de transmisión y el control del SEP. Es una herramienta muy importante para evaluar la operación cotidiana del sistema de potencia [12],

En el flujo de carga se considera que el sistema está balanceado, por lo que se hace una representación monofásica de todos los elementos del SEP. De aquí que todos los estudios que se realizan con flujos de carga sean estudios monofásicos.

Este flujo se formula como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales donde se consideran a los generadores como fuentes de potencia, y no como fuentes de tensión y corriente, donde los elementos están ubicados en una red considerada lineal, balanceada, fija y con parámetros concentrados. El hecho de ser considerada fija supone que su topología no varíe el tiempo en el que se está realizando el estudio [13].

La información que se obtiene permite evaluar el comportamiento del sistema, observando las magnitudes de tensión y ángulo de la misma, así como los flujos de potencia activa y reactiva [2, 12].

Existen varios métodos para el análisis de los flujos de potencia, como es el caso del método Gauss y Gauss-Seidel, mientras que el otro método fundamental es el de Newton-Raphson.

Las cinco propiedades principales que deben poseer los métodos de solución son: [10] alta velocidad computacional, baja capacidad de almacenamiento computacional, seguridad en la obtención de la solución, versatilidad y simplicidad.

En sus inicios, la mayoría de los algoritmos se basaban en el método Gauss-Seidel, el cual requiere poco almacenamiento de memoria de las computadoras y converge tras pocas iteraciones para sistemas eléctricos de potencia relativamente pequeños.

Propuesto por Seidel en 1874 (Academia de Ciencia, Múnich) con el objetivo de resolver los problemas de corridas de flujo [14]. La lenta convergencia de este método, junto con las oscilaciones ante la solución de sistemas de potencia de gran tamaño, así como los frecuentes fallos de convergencia para sistemas condicionados (radiales, poco mallados, muy cargados, etc.) llevó a desarrollar el método de la matriz impedancia, matriz (Z)

“llena”, es decir carece de elementos desiguales de cero. Esta dificultad condujo al método Newton – Raphson, el cual fue desarrollado primero por Van Ness y Griffin y posteriormente por otros autores. Este propone resolver una ecuación no lineal por medio de varias ecuaciones no lineales, método en el cual la solución se va aproximando a la solución del problema original, el cual converge en una menor cantidad de iteraciones, donde la mayor parte de los flujos de potencia resueltos utilizando en este método pueden converger en un valor menor a las diez iteraciones [12, 13, 15, 16].

Las modificaciones realizadas al método convencional de Newton – Raphson lo han hecho un método rápido y exacto pudiendo ser utilizado para problemas de análisis de contingencias.

Los problemas de pérdida de la estabilidad en los sistemas eléctricos se identifican claramente con la aparición de grandes oscilaciones en las magnitudes de tensión en los nodos más importantes de una red eléctrica, así como grandes oscilaciones de las transferencias por las líneas que enlazan estos nodos.

En el software PSX [12, 17] utilizado en este trabajo, se encuentran implementados dos métodos de flujo de carga, el Newton-Raphson Desacoplado Rápido [18] y el Newton-Raphson Acoplado Rápido. El último no se encuentra afectado por la relación X/R de la red, algo que en el nivel de transmisión no influye, pero a nivel de subtransmisión y distribución, que son líneas de más baja tensión, puede tener relaciones cercanas a la unidad, afectando la convergencia del desacoplado [19].

1.7.2 Análisis de fallas

Los cortocircuitos en los sistemas de distribución, en líneas y equipos son condiciones anormales en los circuitos. Las causas de estos pueden ser innumerables, constituyen las averías más frecuentes y peligrosas en un SEP.

Todas las empresas eléctricas tratan de clasificarlos y llevan las estadísticas con el objetivo de conocer en detalle el comportamiento de sus sistemas y componentes, así como escoger y ajustar en forma adecuada los equipos de protección [14]. En el diseño, planificación y operación de los sistemas de potencia los estudios de cortocircuitos son utilizados con diferentes propósitos. Por ejemplo para la selección de un interruptor, para definir estrategias de operación sin violar los niveles de cortocircuito admisibles, y muy importante, para la selección adecuada de un sistema racional de protecciones.

La aparición de cortocircuitos en un sistema eléctrico es de naturaleza aleatoria. El momento en que ocurre el cortocircuito, el tipo, el lugar donde ocurre, las fases involucradas, la evolución de la misma, etc., son aspectos importantes para su estudio. El cortocircuito puede cambiar el flujo normal de corriente. Al inicio fluyen corrientes diferentes, pasado unos ciclos más tarde, momentos antes que los interruptores sean llamados a abrir el elemento fallado la misma ha disminuido su magnitud, desaparece la componente de corriente directa. Por otro lado estas corrientes difieren grandemente de las que fluirían en estado estable.

La experiencia ha mostrado que entre el 70 y el 80 % de los cortocircuitos en las líneas de transmisión son monofásicos o de fase a tierra, que se originan en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Solo aproximadamente el 5% es trifásico, simétrico [2].

Los cortocircuitos provocan en las redes eléctricas modificaciones de los parámetros de servicio. El paso al nuevo estado va acompañado de fenómenos electromagnéticos y electromecánicos que definen las magnitudes y las variaciones temporales de la corriente de cortocircuito. Esta depende de diversos factores. Algunos de dichos factores son:

- Instante de tiempo en que se produce el cortocircuito. El valor de la tensión al instante de producirse la avería influye en el valor máximo de la corriente, por la componente de corriente directa (CD).
- Fuentes de la corriente de cortocircuito. Cantidad de estas y su capacidad.
- Estado previo de la carga. Aunque la corriente no depende de las cargas, si la carga hace depender el número de generadores y el valor de su fem. en el momento de cortocircuito.
- Ubicación del cortocircuito. Mientras más cerca de la fuente se encuentre el cortocircuito más severa será la corriente, esta solo es limitada por la impedancia entre la fuente y el punto de cortocircuito.
- Configuración de la red. Posibles trayectorias de la corriente.
- Duración del cortocircuito. Los dispositivos de protección fijan esta variable.
- Estas averías pueden ser limpias o sólidas, con arco o sin arco, el cual no es fácil de calcular debido a que varía con el tiempo. La resistencia de arco es directamente proporcional a la longitud del arco e inversamente proporcional a la corriente que pasa por este.

Las líneas de transmisión son los elementos del sistema eléctrico que están mayormente expuestos a fallas (por condiciones naturales y artificiales), debido a que el área que ocupan, en comparación con otros equipos, es bastante mayor, lo que aumenta las probabilidades de falla, provocando interrupciones en el suministro de energía eléctrica. El análisis de fallas en sistemas eléctricos ha evolucionado a la par que las herramientas de cálculo numérico. Los primeros estudios recibieron el nombre genérico de cortocircuito y a la fecha todavía se le aplica este nombre [2].

Actualmente, es posible realizar simulaciones sobre una variedad de sistemas y fallas y bajo un menor número de suposiciones, con lo que se permite obtener resultados más precisos para la coordinación de protecciones en redes eléctricas. Estas simulaciones se conjuntan en lo que se ha dado a conocer bajo el nombre de análisis generalizado de fallas [14].

Esta metodología permite el análisis sistemático de fallas balanceadas o desbalanceadas en un sistema eléctrico de potencia o distribución. Estas fallas, normalmente se clasifican en:

- Fallas en derivación:
 - Línea a tierra.
 - Doble línea a tierra.
 - Entre líneas.
 - Trifásica
- Fallas Serie:
 - Una fase abierta
 - Dos fases abiertas

1.7.3 Análisis de estabilidad

Los estudios de estabilidad de sistemas eléctricos investigan la capacidad de estos sistemas de alcanzar un punto de funcionamiento estable tras la ocurrencia de una perturbación, por ejemplo un cortocircuito o la desconexión de un generador, línea o transformador [14].

Dichos estudios afectan a la planificación y explotación de los sistemas eléctricos en mayor o menor medida dependiendo de las características de los mismos. Los sistemas eléctricos insulares presentan características tales que la estabilidad es un problema de primer orden. Son sistemas de pequeño tamaño y están equipados total o parcialmente con grupos

generadores de baja inercia (por ejemplo accionados por motores diésel). Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a que las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados.

Un factor que contribuye a la inestabilidad de un SEP es el que se conoce como oscilación de potencia, un asunto que se trata a continuación.

1.8 Calidad de la energía

El objetivo fundamental de un sistema de suministro eléctrico es el de distribuir la energía a los receptores eléctricos con la máxima continuidad del servicio y cumpliendo los parámetros de calidad establecidos en las normativas existentes. En la actualidad no existe un concepto unificado a nivel mundial [20]. Para definir la Calidad de energía hay que comenzar con el nivel superior: “Calidad de Servicio Eléctrico”

Cuando se hace referencia al servicio eléctrico, la calidad está dada por los valores máximos y mínimos de tensión y de frecuencia que provoque fallos o mala operación del equipamiento, parámetros técnicos que deben respetarse no excediéndolos; también que el suministro del servicio sea sin interrupciones y por último debe de existir un adecuado tratamiento de reclamos, atención al usuario y una adecuada medición y su correspondiente facturación.

1.9 Concepto de generación distribuida

La generación distribuida (GD) se ha convertido en un fenómeno generalizado en los sistemas de potencia a nivel mundial, sin embargo, no existe un acuerdo sobre la definición de la misma, ni tampoco a la hora de denominarla bajo un nombre, la misma juega un papel según la nacionalidad ya que, en países angloparlantes es común la utilización del término generación in-situ, en Norteamérica se cataloga como generación dispersa mientras que en Europa y en algunos países de Asia se le denomina generación descentralizada [3].

Algunas de las definiciones más ilustrativas son:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico

- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 (kW).
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados [5].
- Una definición muy conocida es la del IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*): "Generación Distribuida es la producción de electricidad por instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos".

En general, aunque no existe una definición universalmente aceptada sobre que es generación distribuida y en qué se diferencia de la generación centralizada, hay algunos atributos que la caracterizan, tales como [21]:

- No es planificada.
- Menor de 50 – 100 (MW).
- Conectada al sistema de distribución.

Actualmente las tecnologías de GD se dividen en convencionales y no convencionales. Las convencionales incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbina. Las no convencionales hacen referencia a las energías renovables, como la minihidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas [22].

1.9.1 Ventajas de la generación distribuida

El uso de la GD ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el SEP y para los usuarios. Para las compañías eléctricas la GD tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las picos de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el costo en ampliaciones de la infraestructura de distribución. Por otra parte, la GD puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

Para el suministrador tiene las siguientes ventajas [21]:

- Abasto en zonas remotas.
- Libera capacidad del sistema.
- Proporciona mayor control de energía reactiva.
- Mayor regulación de tensión.
- Reduce el índice de fallas.
- Retarda las inversiones.

1.9.2 Desventajas de la generación distribuida

- Si la fuente de generación distribuida por alguna razón, producto de perturbaciones en el sistema o fallas, quedara desconectada del resto del sistema eléctrico, pasaría al modo de operación, isla de tensión, llevando la misma toda la carga conectada, lo cual puede resultar fatal para la fuente de generación y para la condición de la red, en caso de que no se cuente con los mecanismos de regulación necesarios.
- Están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la GD implica que los flujos de potencia se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.
- En la muchos países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la GD como un aspecto diferente a la generación convencional, y no se ven estimuladas (no incluye a Cuba) [21].

- Con la entrada de la GD se producen modificaciones en las magnitudes y las direcciones de las corrientes de cortocircuito, afectando esto la operación de las protecciones.

1.10 Características de las redes eléctricas durante el cálculo de los flujos de carga

Durante los cálculos de flujo de carga la red se considera lineal, balanceada, fija y con parámetros concentrados. Que sea fija es que su topología no cambia durante los cálculos, es decir si se analiza el disparo de una línea, el proceso transitorio comprendido entre antes y después de abrirse la línea no entra en el análisis. El considerarlo balanceado, hace que se haga una representación monofásica de todos los elementos del SEP. De aquí que todos los estudios que se hacen con FC sean estudios monofásicos [10, 11, 23].

1.10.1 Tipos de barras

Asociados a cada barra p de un SEP existen cuatro variables P_p ; Q_p ; V_p ; θ_p [10, 14, 24]. Según las variables conocidas y desconocidas las barras se clasifican en los siguientes grupos:

- **Barras de Carga (Barras P-Q):** P_p y Q_p están especificadas; V_p y θ_p son las incógnitas.
- **Barras de tensión controlada (Barra P-V):** P_p y V_p están especificadas; Q_p y θ_p son las incógnitas. En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.
- **Barra de Balance:** V_p y θ_p están especificados; P_p y Q_p constituyen las incógnitas. En esta barra debe existir por lo menos un generador. La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. La barra de balance debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas. Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relajación (slack).

1.10.2 Formulación matemática del problema del flujo de carga

El método más conveniente para resolver el flujo de carga (FC) en los SEP es el método de las corrientes de nodo o método nodal, porque en él es más fácil simular los elementos que constituyen las redes eléctricas y el número de nodos no varía si lo hace el número de líneas en operación según [10, 11, 23].

Para una red de cuatro nodos, la ecuación de las corrientes nodales o netas es:

$$(I) = (Y_B)(V) \quad (1.2)$$

donde:

(I): Vector de las corrientes llamadas netas, nodales o inyectadas en los nodos en pu.

(Y_B): Matriz admitancia de barra en pu.

(V): Vector de los voltajes al neutro de cada nodo en pu.

Desarrollando la ecuación 1.1, teniendo en cuenta que la matriz (Y_B) es simétrica por pertenecer a una red lineal, bilateral y pasiva se obtiene:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ & & Y_{33} & Y_{34} \\ & & & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} pu. \quad (1.3)$$

donde:

Y_{ii}: Admitancia propia del nodo "i": Suma de las admitancias conectadas al nodo "i".

Y_{ik}: Admitancia mutua entre los nodos "i" y "k": -y_{ik} admitancia mutua física con signo cambiado.

$$y_{ik} = \frac{1}{Z_{ik}} \quad : \text{ Inverso de la impedancia serie de la línea en pu.}$$

Se supone que el nodo "1" es el de balance y que su voltaje es conocido en módulo y ángulo por lo que, como ya se explicó, no entra en la solución matemática y por ende para él no se escriben ecuaciones.

Comenzando por el nodo 2, su corriente neta será, multiplicando la fila 2 por la columna 2, elemento a elemento:

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \text{ pu.} \quad (1.4)$$

Donde en este caso particular, todas las admitancias mutuas son desiguales de cero.

La corriente neta se puede calcular también mediante la expresión:

$$I_2 = \frac{S^*_2}{V^*_2} \text{ pu.} \quad (1.5)$$

Es decir, la conjugada de la potencia neta del nodo 2 entre la conjugada de la tensión del nodo.

Sustituyendo 1.4 en 1.3 y despejando la tensión del nodo 2 (V_2):

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left(\frac{S^*_2}{V^*_2} - Y_{21}V_1 - Y_{23}V_3 - Y_{24}V_4 \right) \quad (1.6)$$

La ecuación 1.5 tiene que ser resuelta por métodos numéricos e iterativos porque:

- 1) No es lineal dado que $S=f(V_2)$.
- 2) Tiene dos funciones distintas del mismo voltaje, V_2 y V^*_2 .
- 3) Hay que calcular cada voltaje en función de otros desconocidos.

1.11 Método de flujo de carga utilizado

Existen varios métodos para el análisis de los flujos de potencia, en el PSX se encuentran implementados dos, uno es el Newton Raphson Desacoplado Rápido y el otro es el Newton Raphson Acoplado Rápido. Ambos presentan excelente velocidad de convergencia para sistemas grandes pero este último no se encuentra afectado por la relación X/R de la red, algo que a nivel de transmisión no es tenido en cuenta, pero a nivel de subtransmisión y distribución las líneas pueden tener relaciones cercanas a la unidad afectando la convergencia del desacoplado. [10, 11, 23].

1.11.1 Newton Raphson Acoplado Rápido

Este algoritmo presenta buena velocidad de convergencia, ahorra esfuerzo computacional y además no es afectado por la relación X/R del SEP [6]. La jacobiana constante significa que se forma y factoriza una sola vez, lo que reduce grandemente el esfuerzo computacional y

contribuye a aumentar la velocidad de cómputo por iteraciones. Además significa que la pendiente de la función evaluada en cualquier punto es constante, lo que trae que la convergencia del método sea más lenta, pero no se va a ver afectado por rugosidad de la función en la región de interés, por lo que lo hace más poderoso ante este caso. [11, 23]

CAPÍTULO 2. Lazo de operación entre las SE La Moza-Santa Clara 220kV-Santa Clara 110kV-Gran Panel 110kV.

2.1 Introducción

La provincia Villa Clara, por su posición geográfica está ubicada en el mismo centro del Sistema Electroenergético Nacional, por tanto, las redes fundamentales para la operación del mismo tienen trazado por el territorio villaclareño.

Por otra parte el desarrollo socio-económico de la provincia repercute de manera significativa en la infraestructura eléctrica, la cual es una de las más complejas de Cuba.

2.2 Caracterización del sistema eléctrico en la provincia Villa Clara

El sistema eléctrico de la provincia Villa Clara está estructurado de tal forma que su eje fundamental descansa en la subestación Santa Clara 220 kV (figura 2.1), la cual tiene enlaces por la red fundamental de 220kV con las subestación Guiteras 220 kV, Tuinicu 220 kV y Cienfuegos 220 kV.

Clara 220 kV. En esta se encuentran instalados dos transformadores 110/34,5kV, ambos con una potencia de 25 MVA. La carga fundamental de esta instalación se encuentra en los municipios Sagua la Grande, Quemado de Güines y Cifuentes; es necesario resaltar que la alimentación del polo químico del municipio Sagua la Grande ocurre desde la barra de 34,5 kV de esta subestación mediante la utilización de un interruptor expreso hacia el mismo.

Por otra parte, se encuentra conectado a las barras de 34,5 kV un emplazamiento de generación distribuida conformado por 12 máquinas Hyundai.

2) Placetas 110 kV.

La subestación Placetas 110 kV (figura 2.1.2, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio con el mismo nombre, está conectada entre las subestaciones Cabaiguán 110kV (Sancti Spíritus) y Santa Clara 220kV a través de las líneas controladas por los interruptores PL-101 y PL-102 (CK-101 y 8420 respectivamente). Tiene un transformador con potencia de 25 MVA y relación de transformación 110/34,5kV. Su carga fundamental se encuentra ubicada en los municipios Placetas, Fomento y parte de Cabaiguán.

Conectado a la barra de 34,5 kV se encuentra un emplazamiento de generación distribuida conformado por ocho máquinas MTU en batería y un banco de capacitores de 10 MVAr.

3) Remedios 110 kV.

La subestación de Remedios 110 kV (figura 2.1.3, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio con el mismo nombre, se alimenta desde Santa Clara 220 kV a través del interruptor 8340, aunque su conexión inmediata es con CJ-101. Cuenta con un transformador de 25 MVA, de la barra de 34,5 kV salen los alimentadores encargados de suplir de energía eléctrica a los municipios Caibarién, Remedios, y parte del municipio Camajuaní.

Conectado a la barra de 34,5kV se encuentra un emplazamiento de generación distribuida conformado por 16 máquinas MTU en batería y un banco de capacitores de 110 MVAr.

4) Santa Clara Industrial 110 kV.

La subestación de Santa Clara Industrial 110/34,5/13,8 kV (figura 2.1.4, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio con el mismo nombre, tiene enlaces con las subestaciones Santa Clara 110 kV (9385) y con una derivación de la línea Santa Clara 220kV-Remedios 110kV (8340). En este momento se encuentra en servicio 2 transformadores de 25 MVA, uno de ellos conectado a la barra de 34,5 kV y el otro a la de 13,8 kV, la carga fundamental de esta subestación está distribuida en el municipio Santa Clara aunque por 34,5 kV tenga enlaces con los municipios Placetas y Camajuaní.

Conectado a la barra de 34,5 kV se encuentra un emplazamiento de generación distribuida conformado por 16 máquinas MTU en batería, además se encuentra conectado a dicha barra un emplazamiento Hyundai de 12 máquinas y un banco de capacitores de 10 MVAr. Cuenta con un parque fotovoltaico con una capacidad total máxima de generación de 960 kW

5) Santa Clara 110 kV.

La subestación de Santa Clara 110 kV (figura 2.1.5, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio con el mismo nombre, tiene enlaces con Santa Clara 220 kV a través de las líneas (8400-9110 y 8360-9190) y Robustiano León (9125-9315). En este momento se encuentra en servicio 2 transformadores de 25 MVA conectados a cada una de las barras de 34,5 kV. La carga fundamental de esta subestación se distribuye en el municipio Santa Clara aunque tenga posibilidades de enlace con los municipios Ranchuelo, Camajuaní y Santo Domingo.

Conectado a la barra de 34,5kV se encuentra un emplazamiento de generación distribuida conformado por 8 máquinas MTU en batería, además un emplazamiento Hyundai de 12 máquinas y un banco de capacitores de 10MVAr.

6) La Moza 110 kV.

La subestación de la Moza 110 kV (figura 2.1.6, Anexo 2.1) se encuentra en el municipio Manicaragua y se ubica en el medio de la línea que enlaza la generación proveniente desde la Central Hidroeléctrica Robustiano León y la barra 1 de 110 kV de la subestación Santa Clara 220 kV (9315-LM120 y 8390-LM130). En este momento se encuentra en servicio 1 transformador de 25 MVA conectado a la barra 1 de 34,5 kV y otro de 12,5 MVA conectado a la barra 2 de 34,5kV; este

transformador está próximo a ser remplazado por otro de 25 MVA. La carga fundamental de esta subestación se encuentra distribuida en los municipios Manicaragua y Cumanayagua de la provincia Cienfuegos.

Conectado a la barra de 34,5 kV tiene conectado un banco de capacitores de 10 MVar.

7) Calabazar 110 kV.

La subestación Calabazar 110kV (figura 2.1.7, anexo 2.1) se encuentra en el municipio de Encrucijada, la misma se alimenta a través de los interruptores 8430 y 8330 ubicados ambos en las barras de 110kV de la SE Santa Clara 220 kV. En este momento se encuentra en servicio un transformador de 25 MVA y su carga fundamentalmente se distribuye entre los municipios Encrucijada, Cifuentes y Remedios.

Por otra parte, se encuentra conectado a la barra de 34,5 kV un emplazamiento de generación distribuida conformado por ocho máquinas Hyundai.

8) Santo Domingo 110 kV.

La subestación de Santo Domingo 110 kV (figura 2.1.8, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio del mismo nombre, se alimenta por 110 kV desde la barra 2 de 110 kV de la subestación Santa Clara 220 kV a través del interruptor SC-114. En este momento se encuentra en servicio un transformador de 25 MVA y su carga fundamentalmente se distribuye en el municipio Santo Domingo.

Conectado a la barra de 34,5 kV se encuentra un emplazamiento de generación distribuida conformado por 4 máquinas MTU aisladas y un banco de capacitores de 10 MVar.

9) Camajuaní 110 kV.

La subestación de Camajuaní 110 kV (figura 2.1.9, Anexo 2.1) se encuentra ubicada en el municipio del mismo nombre, se alimenta desde Santa Clara 110 kV (8340), está equipada por un transformador de 25 MVA y su carga fundamental se concentra en el municipio Camajuaní aunque asume la carga de parte del municipio Remedios y zonas del municipio Santa Clara.

10) Gran Panel 110 kV.

La subestación Gran Panel 110/13,8 kV (figura 2.1.10, anexo 2.1), también conocida como Rusa (debido a poseer tecnología de ese país) se encuentra ubicada en el municipio Santa Clara. Su alimentación por 110 kV en este momento es conmutable, desde una derivación de la línea entre La Moza 110 kV-Santa Clara 110 kV o de forma expresa desde la barra 2 de 110 kV de la subestación Santa Clara 220kV a través del interruptor 8390. Su carga fundamental está concentrada en los barrios periféricos de la ciudad de Santa Clara.

11) Planta Mecánica 110 kV.

Subestación Industrial de 110/6.3 kV conexión Yaterrada-delta-delta (figura 2.1.11, anexo 2.1), se alimenta desde Santa Clara 220 kV por dos alimentadores, es de uso exclusivo.

12) Textilera 110 kV. Subestación Industrial de 110/6.3 kV (figura 2.1.12, anexo 2.1), con dos transformadores de 15 MVA conexión Yaterrada-delta-Yaterrada cada uno. Es de uso exclusivo

Además de los emplazamientos de generación distribuida antes mencionados se encuentran en servicio dos instalaciones con máquinas MTU que se utilizan para el cubrimiento de los picos de carga, ubicados en las cabeceras municipales de los territorios de Ranchuelo y Cifuentes.

Por otra parte en la región montañosa de la provincia se encuentra instalada la CHE Robustiano León que con una potencia instalada de 45 MW tiene un papel muy importante en la regulación de la frecuencia del Sistema Electroenergético Nacional, además de encontrarse algunas instalaciones de igual naturaleza pero de mucha menor capacidad en locaciones intrincadas de la serranía.

2.3 Propuesta para implementación de lazo de operación entre las subestación La Moza-Santa Clara 220kV-Santa Clara 110kV-Gran Panel 110kV

La posible implementación de un lazo de operación que sea capaz de ofrecer una segunda salida a la generación proveniente de la CHE Robustiano León hacia el SEN, con la consecuente ganancia en flexibilidad del esquema, es un elemento que bien podría ser tenido en cuenta. (figura 2.2)

Si a esto se le suma la posibilidad de garantizar una mayor fiabilidad en la alimentación de una subestación tan importante como Gran Panel 110 kV; la operación en lazo cerrado de los interruptores LM-130, 9125 y GP-102 es una opción muy favorable.

En la actualidad la subestación Gran Panel 110 kV permanece con la barra de 110 kV caliente desde la subestación Santa Clara 220 kV a través del interruptor 8390, esta línea tiene como referente en Gran Panel al interruptor GP-101 el cual trabaja normalmente cerrado. En relación al GP-102, el otro referente por 110 kV de Gran Panel, el mismo trabaja normalmente abierto por lo que la alimentación desde la derivación de la línea entre el 9125 y LM-130 a la referida subestación solo será en ocasiones de emergencia. En ambos casos, tanto el GP-101 como el GP-102 no tienen entre sus funciones la del control de la línea a la cual se encuentran conectados y solo responden por la conexión y desconexión del transformador de 25 MVA de la subestación, tampoco existe una automática que conmute rápidamente entre una alimentación u otra en caso de fallo en el servicio principal por lo que una afectación en la línea que en ese momento se encuentre conectada repercute en la continuidad de servicio.

Por lo anteriormente expuesto es conveniente realizar estudios que permitan conocer las variaciones de los principales parámetros de operación, menciónese flujos de carga, para la implementación del lazo de operación ya mencionado. Además, con la operación en lazo cerrado se modifican tanto los niveles de cortocircuito como las contribuciones a las fallas de los diferentes interruptores, y por tanto el ajuste de sus protecciones.

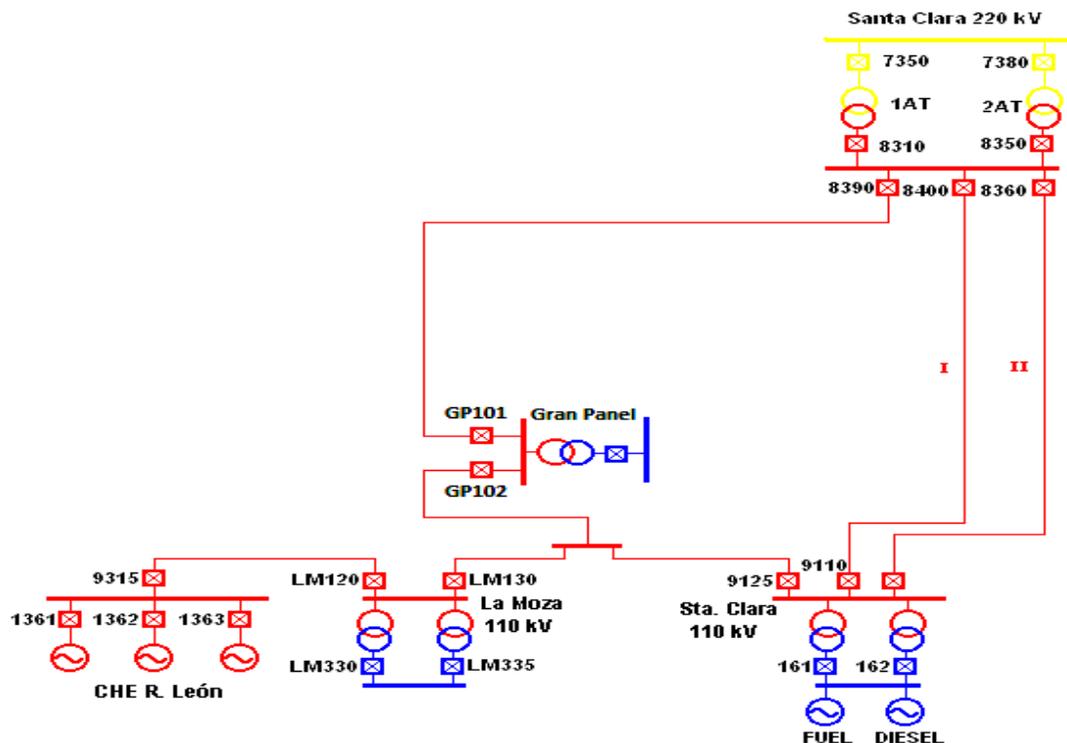


Figura 2.2. Esquema eléctrico de la zona de estudio.

La zona que sería afectada en este caso está comprendida por las líneas que enlazan la barra de 110 kV de la subestación Santa Clara 220 kV, la subestación Santa clara 110 kV y la Hidroeléctrica Robustiano León y que se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

- Un doble circuito desde la barra de 110 kV de la subestación Santa Clara 220kV a través de los interruptores 8360 y 8400 hasta el 9190 y 9110 respectivamente, ubicados estos últimos en las barras 1 y 2 de la subestación Santa Clara 110kV también respectivamente.
- Una línea que alimenta la subestación Gran Panel desde la barra de 110 kV de la subestación Santa Clara 220 kV a través del interruptor 8390 y que continúa hasta un tap de la misma (enlace que se encuentra deshabilitado actualmente), del que parten dos líneas, una que conecta a la subestación Santa Clara 110 kV a través del interruptor 9125 y otra a la subestación La Moza a través del LM130. Esta última

subestación enlaza con la Hidroeléctrica Robustiano León a través del LM120 y el 9315.

2.4 Caracterización de los interruptores involucrados

Todos los interruptores mencionados anteriormente son de la clase Areva de gas SF₆ modelo GL311-F₁/4031/UR cuyos componentes son los siguientes:

Componentes:

- Cámara de corte con tecnología de doble movimiento y con principio de autosoplado térmico.
- Sistema de alivio de presión para una protección pasiva de la instalación y del personal.
- Densímetros compensados por temperatura, con dos niveles de alarma y limbo graduado de tres colores.
- Fácil acceso al bloque de llenado SF₆ (tipo DILO)
- Válvula de retención de SF₆ en cada polo.
- Resortes de apertura protegidos en cada columna polar.
- Componentes de acero galvanizados en caliente.
- Caja del mecanismo completamente en chapa de aluminio.
- Accionamiento por resorte con indicador de posición fácilmente visible desde el exterior.

Y su estructura y datos técnicos se muestran en la figura 2.3.

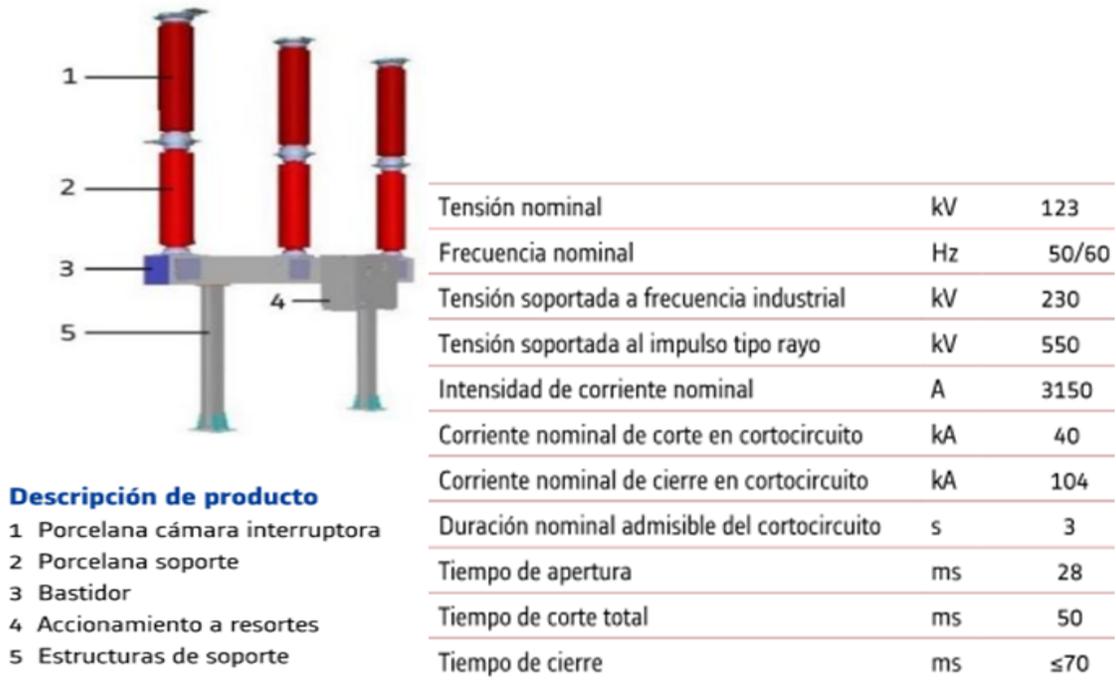


Fig. 2.3 Estructura y datos técnicos del interruptor Areva GL311-F₁/4031/UR.

CAPÍTULO 3. Resultados de las corridas de flujo, cortocircuito y chequeo de interruptores

3.1 Introducción

Se pretende, mediante la comparación de las corridas de flujo de cargas para las siguientes variantes:

- En las condiciones actuales bajo distintas variantes de accionamiento de los interruptores de la zona.
 - ✓ Actual 9110 en barra 2 de subestación Santa Clara 110 kV desconectado.
 - ✓ Actual 9190 en barra 1 de subestación Santa Clara 110 kV desconectado.
- Con el lazo cerrado bajo distintas variantes de accionamiento de los interruptores de la zona
 - ✓ Con 8390 en barra de 110kV de la subestación Santa Clara 220kV desconectado.
 - ✓ Con 9110 desconectado.
 - ✓ Con 9125 en barra 2 de subestación Santa Clara 110 kV desconectado.
 - ✓ Con 9190 desconectado.

comprobar la utilidad del cierre del interruptor GP102 en la subestación Gran Panel para crear un nuevo enlace de la CHE Robustiano León con el SEN y el consecuente respaldo de alimentación para la subestación Gran Panel.

3.1 Resultados de las corridas de flujo

3.1.1 Comparación del reporte general de la corrida de flujo de cargas

En la tabla 3.1 se muestra el reporte general de la corrida de flujo de cargas de las variantes antes mencionadas.

Tabla 3.1. Reportes generales de cada variante.

	Generación total de P(MW)	Generación total de Q(MVAr)	Carga activa total (MW)	Carga reactiva total (MW)	Pérdidas de P total (MW)	Pérdidas de Q total (MVAr)
Actual	239.7	66.4	229.8	112.3	9.8	(-)45.9
Lazo cerrado(GP102 conectado)	239.7	66.3	229.8	112.3	9.8	(-)45.9
8390 desconectado lazo cerrado	239.7	66.4	229.8	112.3	9.8	(-)45.9
actual 9110 desconectado	239.7	66.6	229.8	112.3	9.8	(-)45.6
9110 desconectado lazo cerrado	239.7	66.7	229.8	112.3	9.8	(-)45.6
9125 desconectado lazo cerrado	239.7	66.5	229.8	112.3	9.8	(-)45.8
actual 9190 desconectado	239.7	66.6	229.8	112.3	9.8	(-)45.6
9190 desconectado lazo cerrado	239.7	66.7	229.8	112.3	9.8	(-)45.6

En esta comparación general se puede apreciar que existe una disminución de la generación de reactivo al cerrar el lazo pero es mínima, y no comparable al hecho de que en dos de las variantes estudiadas la apertura de un solo interruptor en el esquema actual puede provocar agravantes tales como la desconexión del SEN de un importante generador de la región en el caso del 9125 o de una subestación en el caso del 8390.

3.1.2 Comparación de transferencia actual con transferencia en lazo cerrado

En las tablas 3.2 y 3.3 se muestran las transferencias resultantes de las corridas de flujo de cargas en la zona en el esquema actual y en lazo cerrado.

Tabla 3.2. Transferencia actual.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	-2.1	-2.1	-15.1	-15.1	0.0	0.0	15.3	100.0	15.3
L580	Barra_110_Y	8390	S	10.8	10.8	7.8	7.8	0.0	0.0	13.3	100.0	13.3
L581	8390	Rusa	S	10.8	10.8	7.8	7.7	0.0	0.1	13.3	100.0	13.3
L582	Rusa	TAP-RUSA	S									
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.7	8.0	0.0	-0.3	34.5	100.0	34.5
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.6	7.7	0.1	0.0	34.4	100.0	34.4
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	7.4	7.6	0.0	-0.3	34.3	100.0	34.3
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.8	-1.8	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-3.1	-2.8	0.0	-0.3	18.3	100.0	18.3
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

Tabla 3.3. Transferencia con lazo cerrado.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	2.1	2.1	-13.1	-13.1	0.0	0.0	13.2	100.0	13.2
L580	Barra_110_Y	8390	S	2.4	2.4	3.3	3.3	0.0	0.0	4.1	100.0	4.1
L581	8390	Rusa	S	2.4	2.4	3.3	3.3	0.0	0.0	4.1	100.0	4.1
L582	Rusa	TAP-RUSA	S	-8.4	-8.4	-4.4	-4.4	0.0	0.0	9.5	100.0	9.5
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.4	7.6	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.3	7.4	0.1	0.0	34.3	100.0	34.3
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	7.0	7.3	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.5	-1.6	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-2.8	-2.5	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

En condiciones normales de funcionamiento de la red es notable la importante disminución de las transferencias en las líneas L579, L580 y L581 y una pequeña disminución de las pérdidas de reactivo en la línea L581.

3.1.3 Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9190 en lazo abierto y lazo cerrado

En las tablas 3.4 y 3.5 se muestran, con intenciones comparativas, los resultados de la corrida de flujo de cargas en el esquema actual y en lazo cerrado en caso de apertura del interruptor 9190.

Tabla 3.4. Transferencia con 9190 desconectado en estado actual.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	-6.0	-6.0	-16.9	-16.9	0.0	0.0	18.0	100.0	18.0
L580	Barra_110_Y	8390	S	10.8	10.8	7.8	7.8	0.0	0.0	13.3	100.0	13.3
L581	8390	Rusa	S	10.8	10.8	7.8	7.7	0.0	0.1	13.3	100.0	13.3
L582	Rusa	TAP-RUSA	S									
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.5	7.8	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.5	7.5	0.1	0.0	34.4	100.0	34.4
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	7.2	7.5	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.7	-1.7	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-3.0	-2.7	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

Tabla 3.5. Transferencia con 9190 desconectado en lazo cerrado.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	-6.0	-6.0	-17.0	-17.0	0.0	0.0	18.0	100.0	18.0
L580	Barra_110_Y	8390	S	4.7	4.7	4.0	4.0	0.0	0.0	6.2	100.0	6.2
L581	8390	Rusa	S	4.7	4.6	4.0	4.0	0.0	0.0	6.2	100.0	6.2
L582	Rusa	TAP-RUSA	S	-6.2	-6.2	-3.7	-3.7	0.0	0.0	7.2	100.0	7.2
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.2	7.5	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.2	7.2	0.1	0.0	34.3	100.0	34.3
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	6.9	7.2	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.4	-1.4	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-2.7	-2.4	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

En este caso se puede apreciar la considerable reducción de los MVA y las transferencias de potencia activa y reactiva en las líneas L580 y L581 al ser compartida con la L582.

3.1.4 Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9110 en lazo abierto y lazo cerrado

En las tablas 3.6 y 3.7 se muestran los resultados de la corrida de flujo de cargas en el esquema actual y en lazo cerrado en caso de apertura del interruptor 9110.

Tabla 3.6. Transferencia con 9110 desconectado en estado actual.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	1.9	1.9	-13.4	-13.4	0.0	0.0	13.6	100.0	13.6
L580	Barra_110_Y	8390	S	10.8	10.8	7.8	7.8	0.0	0.0	13.3	100.0	13.3
L581	8390	Rusa	S	10.8	10.8	7.8	7.7	0.0	0.1	13.3	100.0	13.3
L582	Rusa	TAP-RUSA	S									
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.5	7.8	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.5	7.5	0.1	0.0	34.4	100.0	34.4
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	7.2	7.5	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.7	-1.7	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-3.0	-2.7	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

Tabla 3.7. Transferencia con 9110 desconectado en lazo cerrado.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	8.0	8.0	-10.0	-10.0	0.0	0.0	12.9	100.0	12.9
L580	Barra_110_Y	8390	S	4.7	4.7	4.0	4.0	0.0	0.0	6.2	100.0	6.2
L581	8390	Rusa	S	4.7	4.7	4.0	4.0	0.0	0.0	6.2	100.0	6.2
L582	Rusa	TAP-RUSA	S	-6.2	-6.2	-3.7	-3.7	0.0	0.0	7.2	100.0	7.2
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.2	7.5	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.2	7.2	0.1	0.0	34.3	100.0	34.3
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	6.9	7.2	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.4	-1.4	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-2.7	-2.4	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

En este caso además de la usual disminución de las transferencias en las líneas, se nota una pequeña disminución de las pérdidas reactivas en la línea L581.

3.1.5 Comparación de transferencia con apertura del interruptor 9125 en lazo abierto y lazo cerrado

En la tabla 3.8 se muestra el resultado de la corrida de flujo de cargas en lazo cerrado en caso de apertura del interruptor 9125.

Tabla 3.8. Transferencia con 9125 desconectado en lazo cerrado.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	6.9	6.9	-16.0	-16.0	0.0	0.0	17.4	100.0	17.4
L580	Barra_110_Y	8390	S	-7.0	-7.0	9.3	9.3	0.0	0.0	11.6	100.0	11.6
L581	8390	Rusa	S	-7.0	-7.1	9.3	9.2	0.0	0.0	11.6	100.0	11.6
L582	Rusa	TAP-RUSA	S	-17.9	-17.9	1.5	1.5	0.0	0.0	18.0	100.0	18.0
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.3	7.6	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.3	7.3	0.1	0.0	34.3	100.0	34.3
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	7.0	7.3	0.0	-0.3	34.2	100.0	34.2
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.5	-1.5	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-2.7	-2.5	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

En caso de que se abra el interruptor 9125 en el esquema actual la CHE Robustiano León queda aislada del SEN, situación muy desfavorable debido a la importancia de esta en la región.

3.1.6 Comparación de transferencia con apertura del interruptor 8390 en lazo abierto y lazo cerrado.

En la tabla 3.9 se muestra el resultado de la corrida de flujo de cargas en lazo cerrado en caso de apertura del interruptor 8390.

Tabla 3.9. Transferencia con 8390 desconectado en lazo cerrado.

Nombre	Envío	Recibo	Circ	Penv (MW)	Prec (MW)	Qenv (MVAr)	Qrec (MVAr)	Perd. P (MW)	Perd. Q (MVA)	MVA	MVAmax	%MVA
L579	110STA-CLA	9233	S	3.3	3.3	-11.5	-11.5	0.0	0.0	12.0	100.0	12.0
L580	Barra_110_Y	8390	S									
L581	8390	Rusa	S	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0
L582	Rusa	TAP-RUSA	S	-10.8	-10.8	-7.7	-7.7	0.0	0.0	13.3	100.0	13.3
L210	INT-9315	HANABANIL	S	-33.5	-33.5	7.2	7.5	0.0	-0.3	34.4	100.0	34.4
L212	INT-LM120	INT-9315	S	-33.4	-33.5	7.2	7.2	0.1	0.0	34.3	100.0	34.3
L213	MOZA	INT-LM120	S	-33.4	-33.4	6.9	7.2	0.0	-0.3	34.1	100.0	34.1
L214	INT-LM130	TAP-RUSA	S	18.0	17.9	-2.4	-1.4	0.1	-1.0	18.2	100.0	18.2
L215	MOZA	INT-LM130	S	18.0	18.0	-2.6	-2.4	0.0	-0.3	18.2	100.0	18.2
L211	LM335	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0
L216	LM330	BAJAMOZA	S	7.6	7.6	-2.6	-2.6	0.0	0.0	8.0	100.0	8.0

La desconexión del interruptor 8390 en el esquema actual es, junto al anterior, uno de los casos mas críticos ya que la subestación Gran Panel (Rusa) quedaría sin alimentación afectando a todos sus consumidores que significa casi la cuarta parte de la población de Santa Clara especialmente el populoso barrio El Condado.

3.2 Comprobación de los niveles de cortocircuito y chequeo de interruptores

En las tablas 3.10 y 3.11 se muestran los niveles de cortocircuito en los interruptores afectados en el estado actual y en condiciones de lazo cerrado.

Tabla 3.10. Niveles de cortocircuito en estado actual.

Nombre	MVA 3f	MVA 1f	Z1-Eq.(pu)	Z2-Eq.(pu)	Z0-Eq.(pu)
9125	1920.80	2548.10	0.057 [81.915°]	0.015 [78.873°]	0.053 [81.271°]
INT-LM130	614.16	703.00	0.178 [76.018°]	0.130 [73.390°]	0.172 [73.725°]
INT-LM120	614.09	702.95	0.178 [76.015°]	0.130 [73.387°]	0.172 [73.726°]
INT-9315	518.78	665.95	0.211 [76.410°]	0.157 [74.367°]	0.140 [77.560°]
8390	2217.80	3625.30	0.049 [83.804°]	0.006 [88.773°]	0.033 [86.286°]
Rusa	1232.10	1251.10	0.088 [74.417°]	0.045 [65.154°]	0.137 [89.143°]
8400	2217.90	3626.20	0.049 [83.805°]	0.006 [88.775°]	0.033 [86.268°]
9110	1921.10	2548.70	0.057 [81.923°]	0.015 [78.902°]	0.053 [81.277°]

Tabla 3.11. Niveles de cortocircuito en lazo cerrado.

Nombre	MVA 3f	MVA 1f	Z1-Eq.(pu)	Z2-Eq.(pu)	Z0-Eq.(pu)
9125	1959.00	2654.80	0.056 [81.961°]	0.014 [78.781°]	0.051 [82.183°]
INT-LM130	631.36	721.22	0.173 [75.876°]	0.125 [73.094°]	0.169 [73.895°]
INT-LM120	631.30	721.17	0.173 [75.873°]	0.125 [73.092°]	0.169 [73.895°]
INT-9315	530.08	678.65	0.207 [76.281°]	0.153 [74.131°]	0.139 [77.614°]
8390	2218.70	3629.60	0.049 [83.794°]	0.006 [88.771°]	0.033 [86.270°]
Rusa	1764.50	2278.10	0.062 [80.212°]	0.020 [74.014°]	0.064 [82.631°]
8400	2218.70	3630.40	0.049 [83.795°]	0.006 [88.772°]	0.033 [86.252°]
9110	1959.10	2655.10	0.056 [81.966°]	0.014 [78.801°]	0.051 [82.185°]

Como se puede apreciar en lazo cerrado ocurre un aumento de los niveles de cortocircuito en los interruptores pues existen nuevas contribuciones. El mayor de los cortocircuitos posibles es el monofásico en el interruptor 8400 equivalente a 3630 MVA para una tensión de operación de 120 kV lo que representa 17kA de cortocircuito que se encuentra dentro del rango permisible de 40kA de acuerdo a los datos ofrecidos por el fabricante mostrados en el epígrafe 2,4.

3.3 Comparación de niveles de tensión

En la tabla 3.12 se muestra una comparación de los voltajes de operación actuales y en lazo cerrado en las subestaciones de la región estudiada.

Tabla 3.12

Subestación	Voltaje de operación actual (kV)	Voltaje de operación lazo cerrado (kV)	Subestación	Voltaje de operación actual (kV)	Voltaje de operación lazo cerrado (kV)
Barra 1 Santa clara 110kV	119,95	119,89	Moza	120,47	120,37
Barra 2 Santa clara 110kV	119,95	119,89	Barra 110kV Santa Clara 220kV	120	120
Gran Panel	119,52	119,84			

La tensión de operación de la subestación Gran Panel se ve beneficiada al percibir un ligero aumento desde sus 119.5V en las condiciones actuales a 119.84V en caso de ser cerrado el lazo aunque las demás subestaciones disminuyen sus voltajes pero en menor grado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Después de realizado el estudio de la zona La Moza se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Los flujos de carga y los niveles de cortocircuito en las líneas han sido afectados por las nuevas inversiones, variando drásticamente hasta desactualizar completamente los ajustes previos de las protecciones de la región.
- Las ventajas de la implementación de un lazo de operación son evidentes en especial porque la línea necesaria para la conexión ya existe, solo se encuentra deshabilitada.
- El aumento de los niveles de cortocircuito no afecta a los interruptores instalados en las líneas los cuales tienen la capacidad de interrupción suficiente para asimilar los cambios propuestos.
- Los niveles de tensión en las barras de las subestaciones apenas se ven afectados por los cambios propuestos.

Recomendaciones

- La implementación del cierre del interruptor GP102 para la operación en lazo.
- Realizar un estudio de ajuste de protecciones en la zona.

Anexo 2.1

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

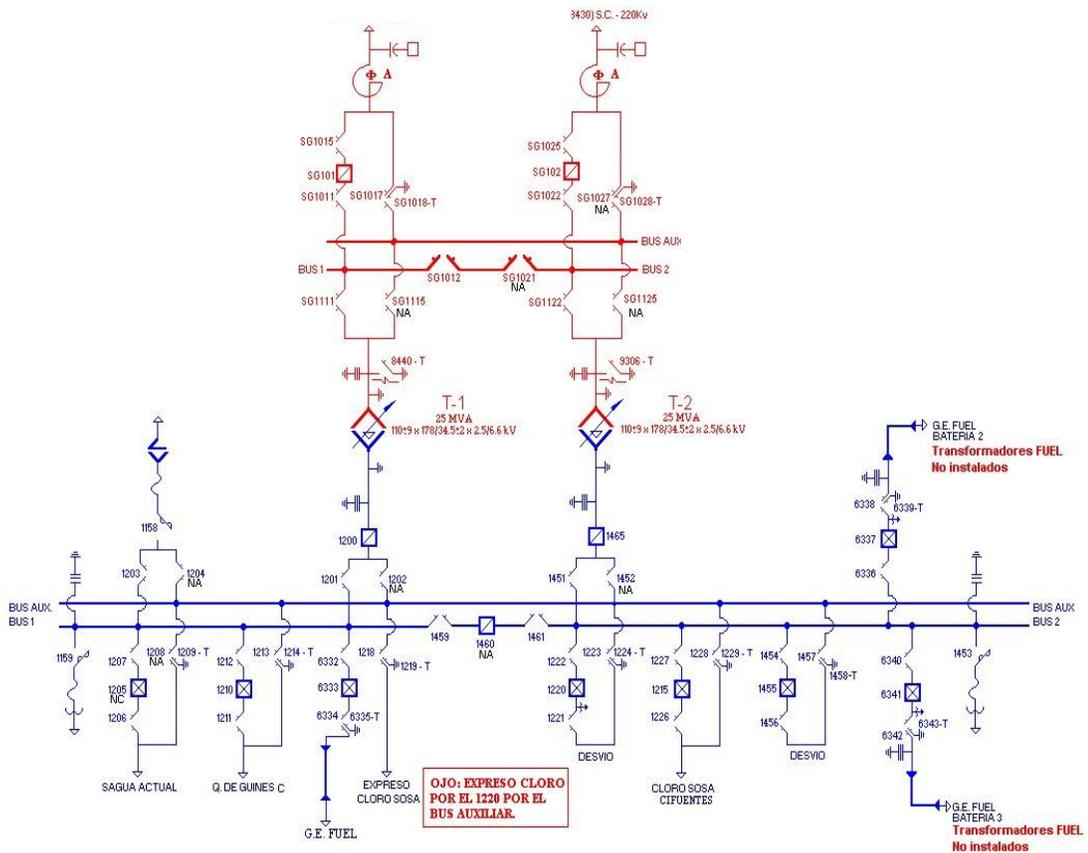


Figura 2.1.1. Subestación de Sagua 110 kV.

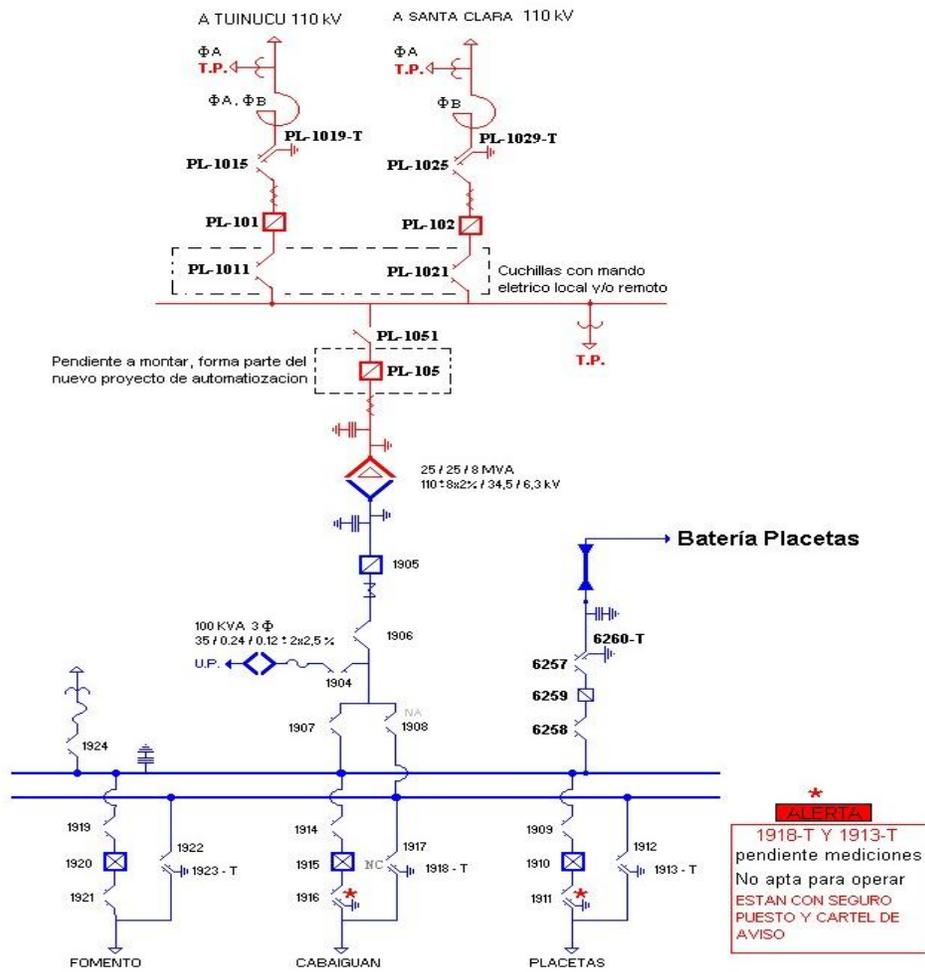


Figura 2.1.2. Subestación de Placetas 110 kV.

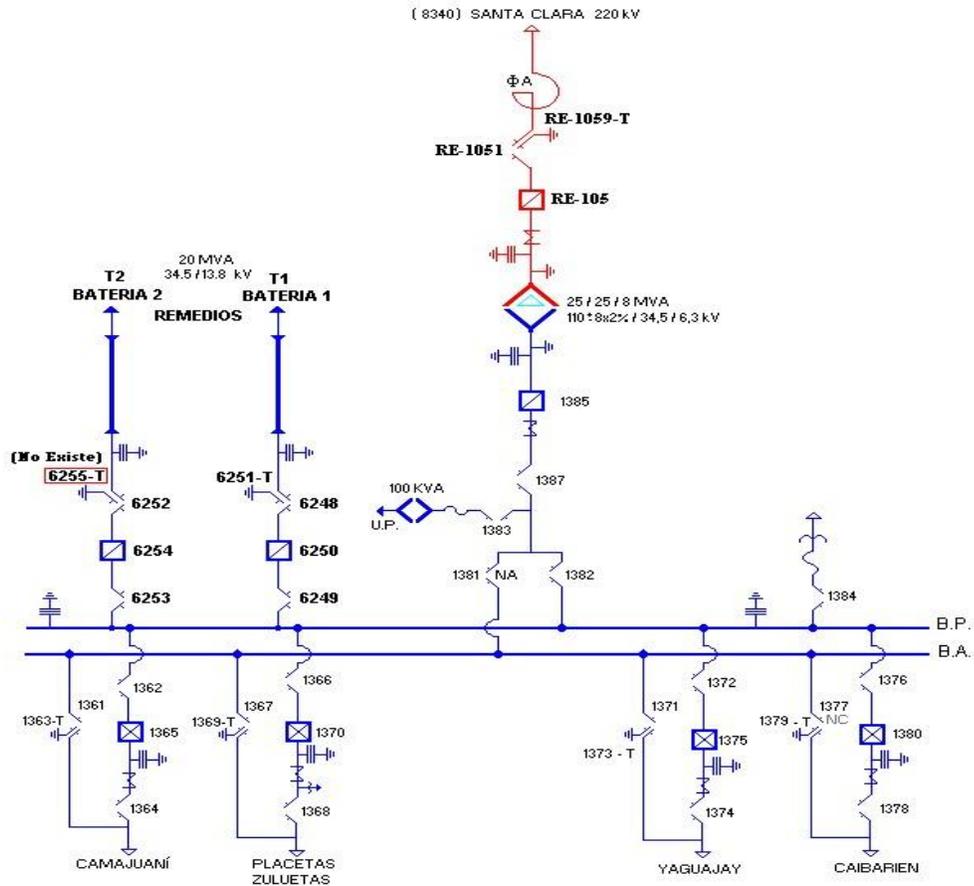


Figura 2.1.3. Subestación de Remedios 110 kV.

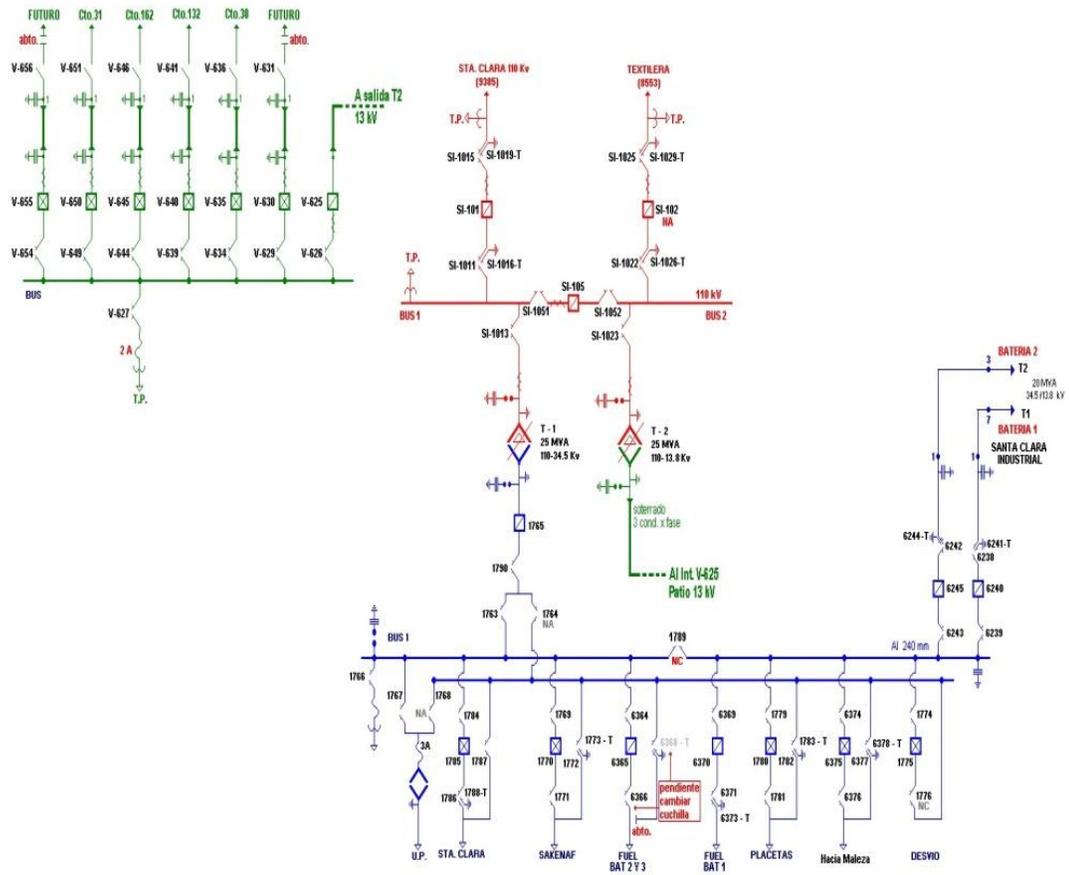
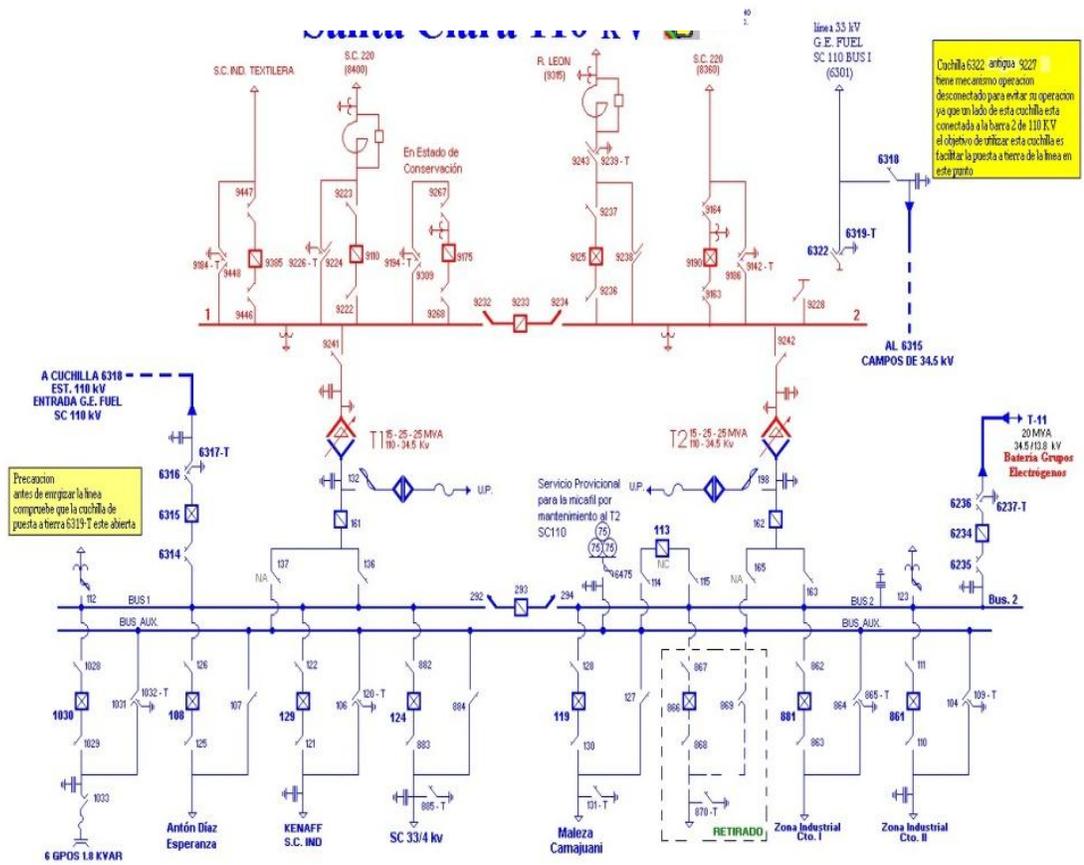


Figura 2.1.4. Subestación de Santa Clara Industrial 110 kV.



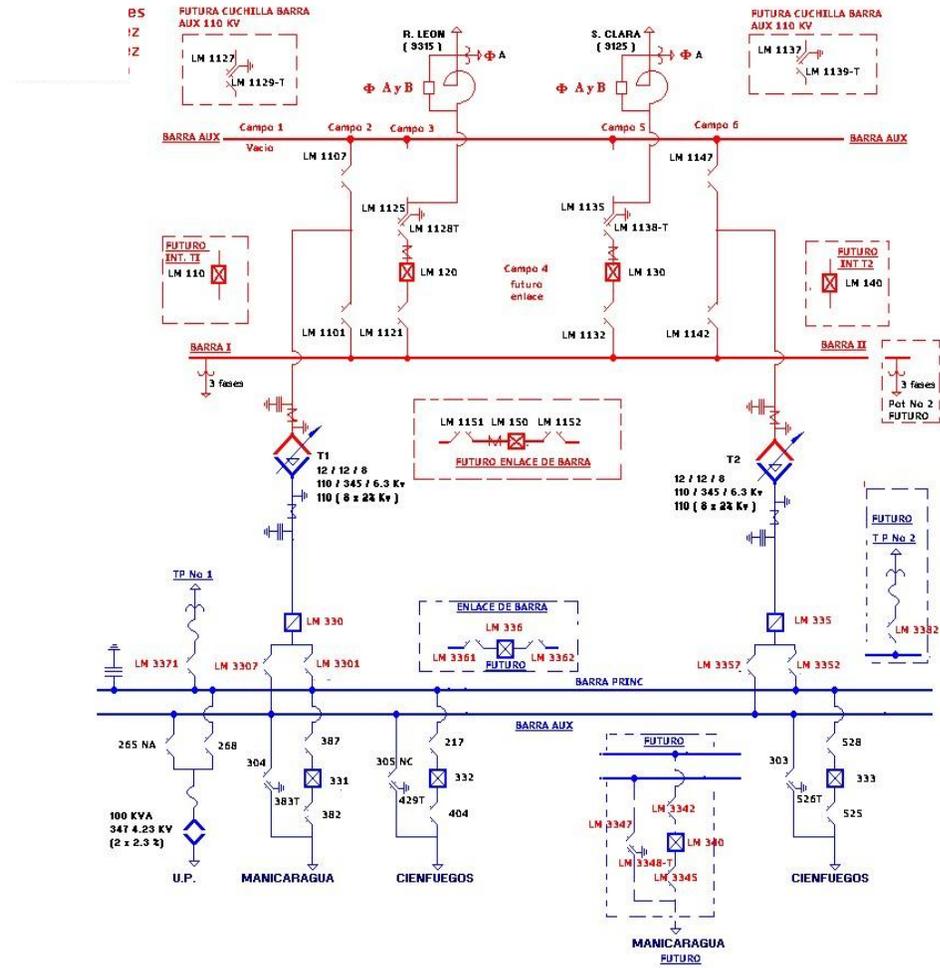


Figura 2.1.6. Subestación de la Moza 110 kV.

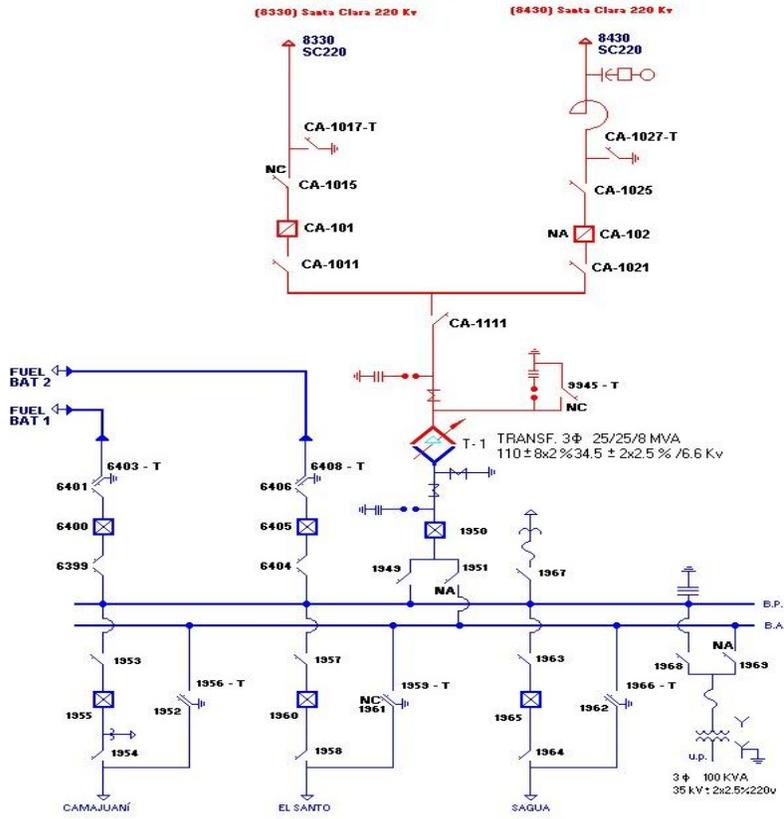


Figura 2.1.7. Subestación Calabazar 110 kV.

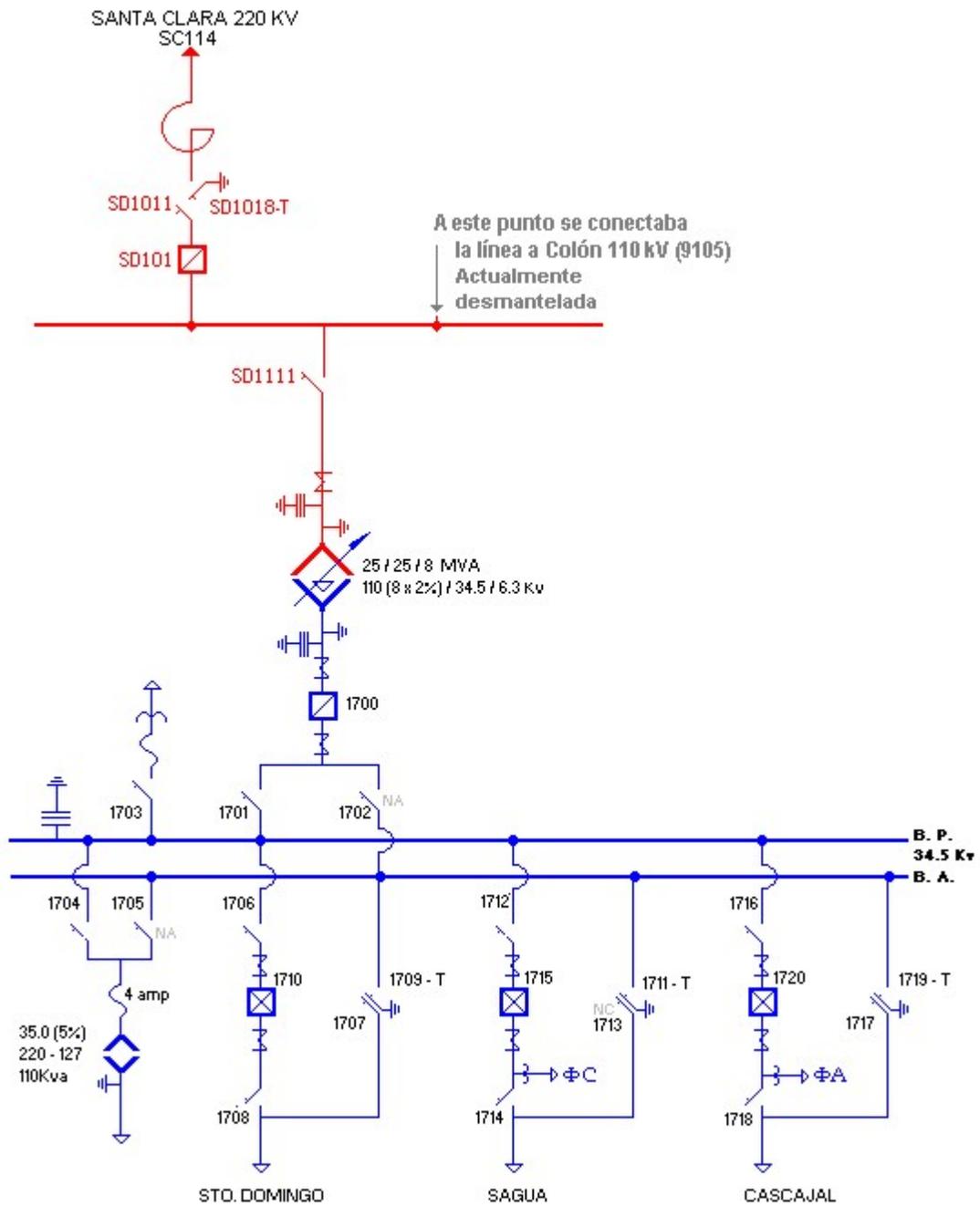


Figura 2.1.8. Subestación de Santo Domingo 110 kV

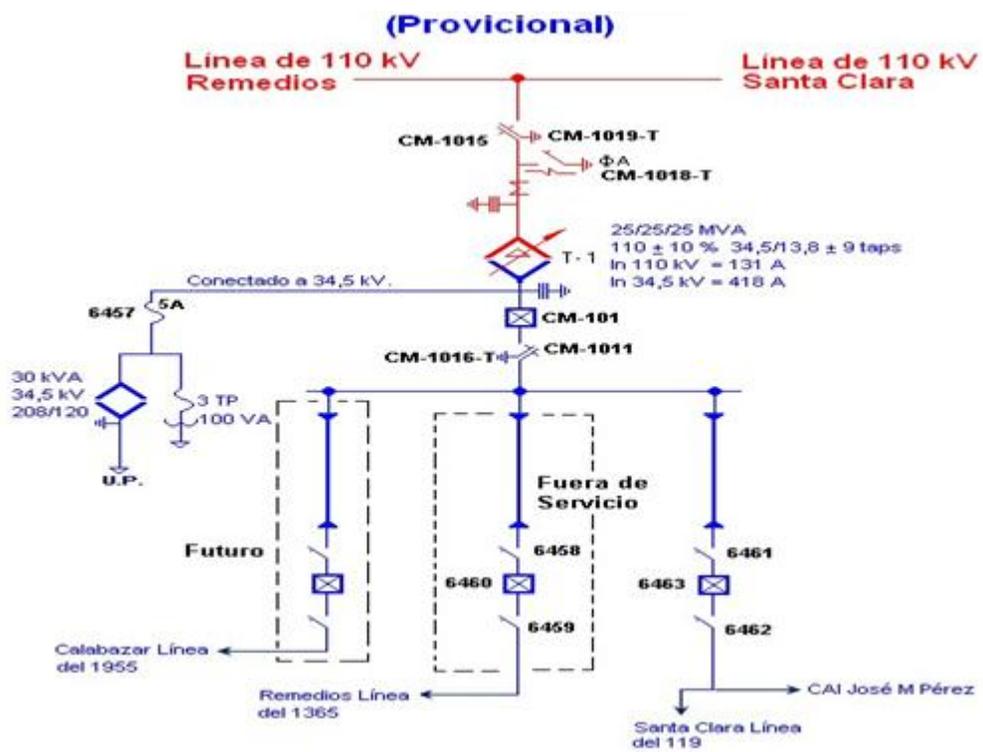


Figura 2.1.9. Subestación Camajuaní 110 kV.

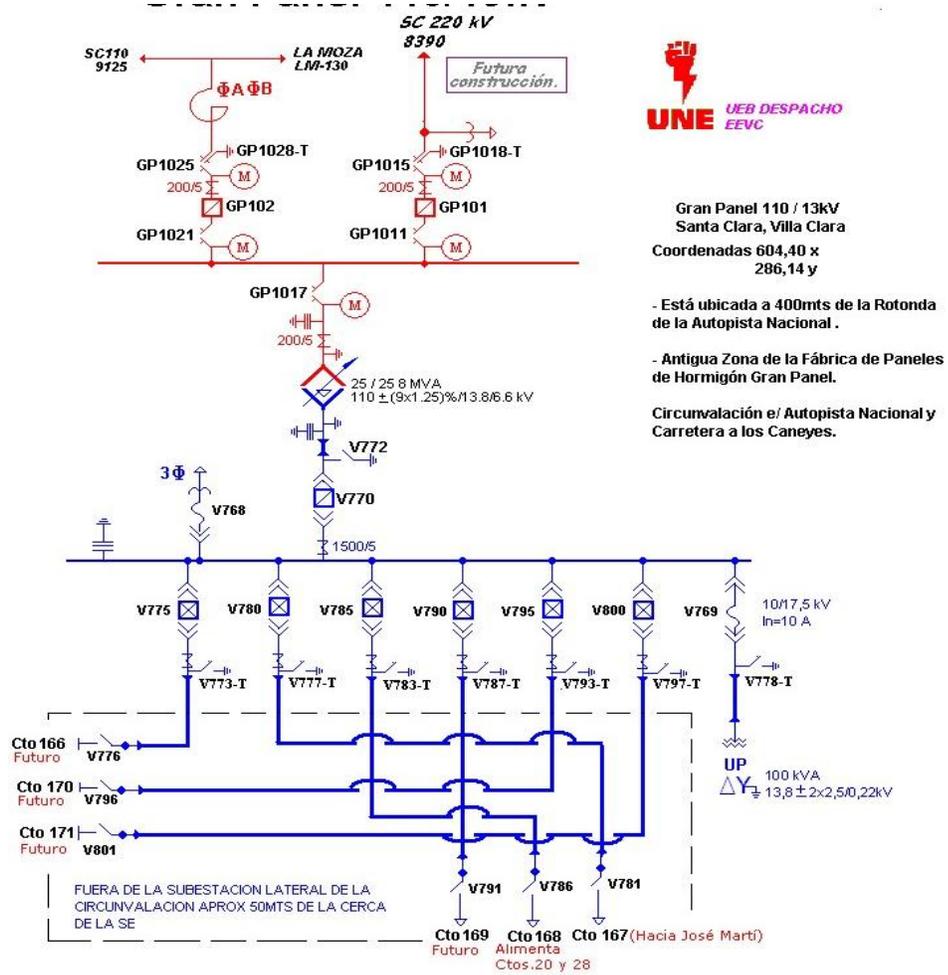


Figura 2.1.10. Subestación Gran Panel 110 kV.

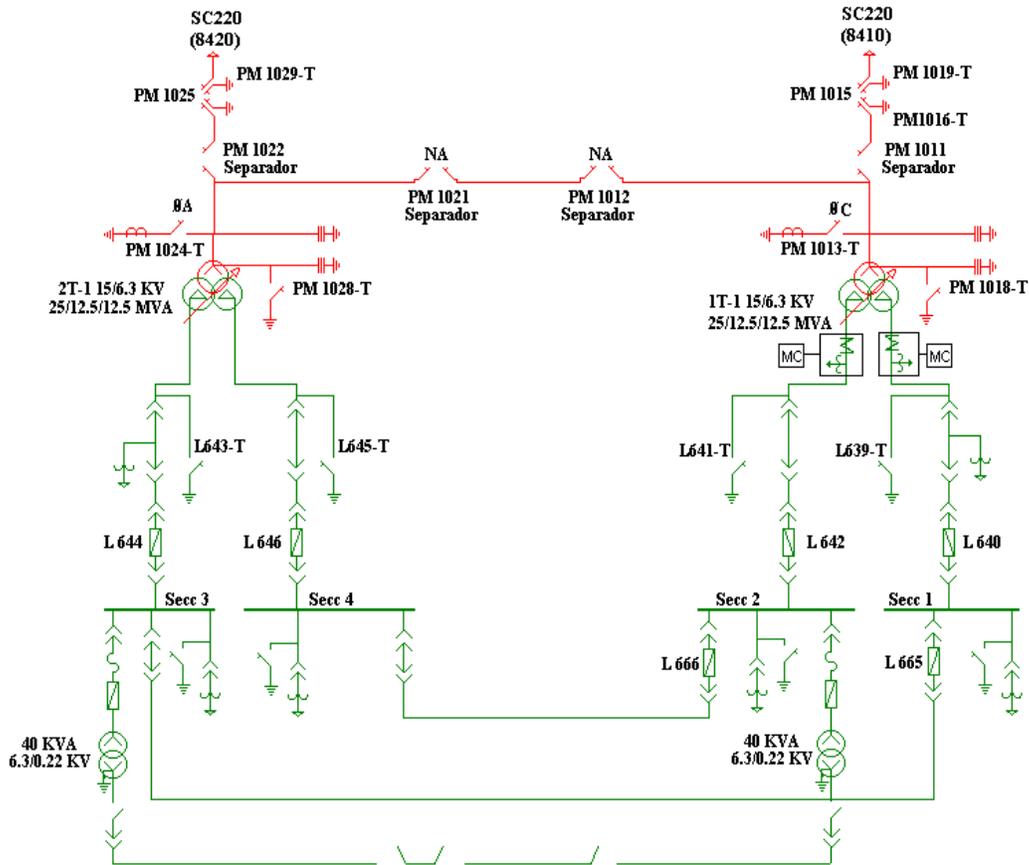


Figura 2.1.11. Subestación Planta Mecánica 110 kV.

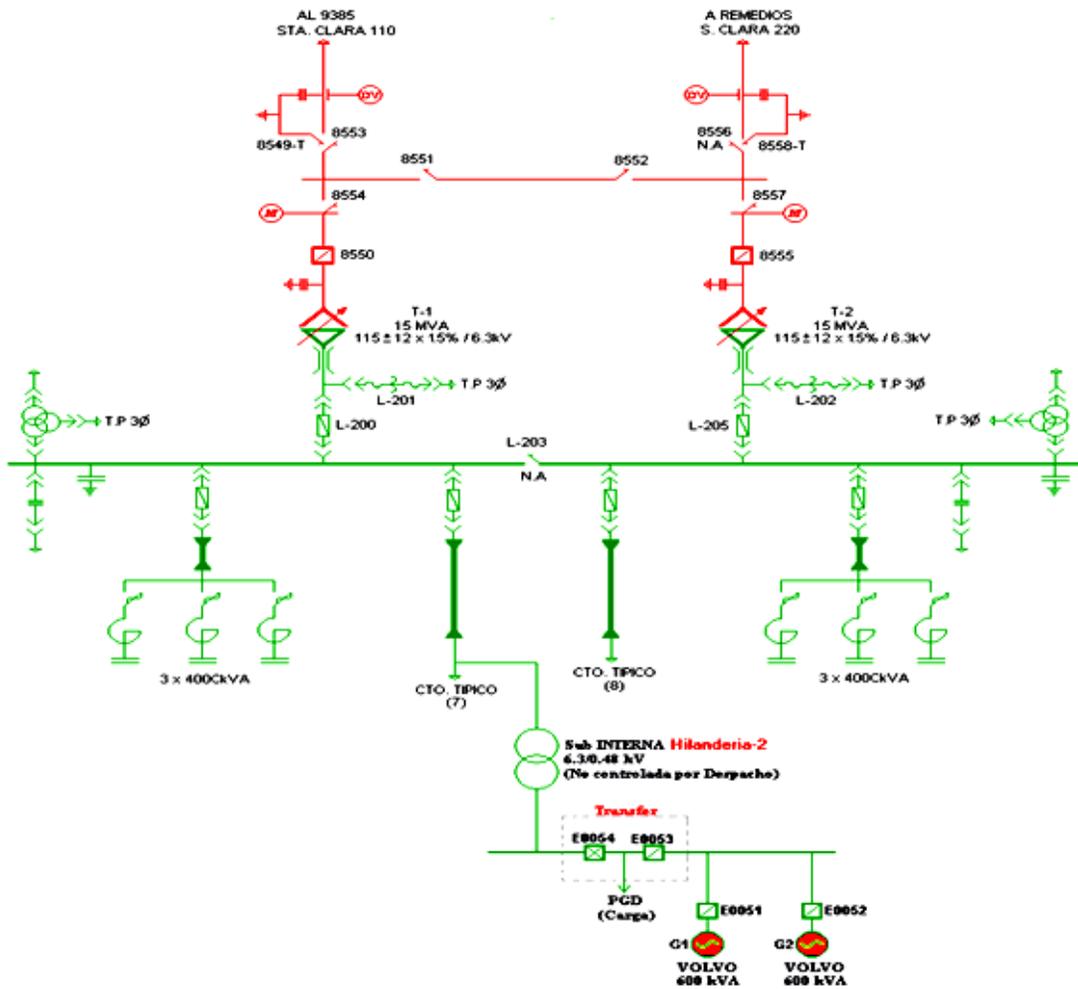


Figura 21.12. Subestación Textilera 110 kV.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. B. Arce, "Variantes de solución a problemas de voltaje en la subestación Santo Domingo 110/34.5 kV," UCLV, Santa Clara, 2010.
- [2] W. D. Stevenson and J. J. Grainger, *Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. U.S.A, 1996.
- [3] L. Florez and A. Baron, *Introducción al Análisis de Sistemas de Potencia*. vol. III. Bogotá, 1993.
- [4] IEEE, "Fundamentos de los sistemas eléctricos de potencia," *IEEE*, 2011.
- [5] L. Casas, *Sistemas Electroenergéticos*. Santa Clara, 1977.
- [6] J. Casazza, *Understanding Electric Power Systems*: University of Minnesota, 2003.
- [7] A. B. Iriondo, *Protecciones de Sistemas de Potencia*: Universidad del País Vazco.
- [8] *Norma Cubana "Parte I. Baja Tensión"*, O. N. d. Normalización NC 800-1, 2011.
- [9] *Manual de Estadísticas Energéticas*, O. L. d. Energía, 2011.
- [10] J. Arrillaga and C. P. Arnold, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. New York, Estados Unidos: John Wiley & Sons, 1983.
- [11] S. Zamora, "Flujo de Carga Newton-Raphson Acoplado Rápido con Técnicas para Orientar el Análisis en Caso de Divergencia," UCLV, Santa Clara, 1998.
- [12] D. F. A. García, *Análisis de Sistemas de Potencia*. México D.F, 2004.
- [13] S. A. Nasar, *Sistemas Eléctricos de Potencia*. Naucalpan de Juárez, 1991.
- [14] P. Kundur, *Power system stability and control*. Ed. McGraw-Hill, California, EEUU., 1994.
- [15] J. D. Glover, *Sistema de Potencia, Análisis y Diseño*, 2004.
- [16] M. A. d. Laosa, "Análisis de las redes de 110 kV en Villa Clara para nuevas inversiones," UCLV, 2011.
- [17] J. G. Cueto, "Aplicación y desarrollo de métodos para el análisis de sistemas de potencia," UCLV, 2000.
- [18] A. Göran, *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*: EEH- Power Systems Laboratory, 2004.

-
- [19] M. D. Ojeda, "Manual para aplicaciones prácticas del PSX versión 2.87," UCLV, 2011.
- [20] C. E. B. Vázquez, *et al.*, "Análisis de sistemas aislados existentes en El Salvador y propuesta de normativa de calidad de servicio en sistemas aislados de distribución de energía eléctrica," Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas", El Salvador.
- [21] CONAE, "Generación Distribuida energía de calidad," 2003.
- [22] R. Zeballos and M. Vignolo, *¿Redes de transmisión o generación distribuida?*, 2000.
- [23] J. G. Cueto and Z. García. (2002, Manual de usuario del PSX Formato Electrónico.
- [24] W. D. Stevenson and J. J. Grainger, *Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. McGraw-Hill, Inc., U.S.A, 2010.