

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Análisis de la operación de la red eléctrica de Villa Clara ante distintas contingencias.

Autor: Yamil Clavelo Hernández

Tutor: Ing. Grettel E. Quintana de Basterra

Santa Clara

2012

"Año 54 de la Revolución."

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

**Título: Análisis de la operación de la red eléctrica
de Villa Clara ante distintas contingencias.**

Autor: Yamil Clavelo Hernández

E-mail: yclavelo@uclv.edu.cu

Tutor: Ing.Grettel Esther Quintana de Basterra .

Facultad de Ingeniería Eléctrica.E-mail: gqdebasterra@uclv.cu

Santa Clara

2012

"Año 54 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 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 Autor

Firma del Jefe de
Departamento donde se
defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

"El hombre se descubre cuando se mide con un obstáculo".

Antoine de Saint-Exupéry (1900-1944); escritor y
aviador francés.

DEDICATORIA

Escriba aquí el texto de la dedicatoria (Opcional)

AGRADECIMIENTOS

Escriba aquí el texto de los agradecimientos (Opcional)

TAREA TÉCNICA

- ✓ Búsqueda bibliográfica sobre la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
- ✓ Actualización de la red provincial para las condiciones de máxima y mínima.
- ✓ Realización de los estudios de flujo de carga.
- ✓ Definición de contingencias a estudiar.
- ✓ Definición de averías a simular en correspondencia con las contingencias definidas.
- ✓ Simulación de averías y análisis de la operación ante las averías simuladas.
- ✓ Proposición de variantes de solución.
- ✓ Redacción del informe.
- ✓ Confección de la exposición.

Firma del Autor

Firma del Tutor

Resumen

En Cuba, la Organización Básica Eléctrica de cada territorio debe cumplir con la gran tarea de llevar a todos los clientes un buen servicio eléctrico sobre la base de una buena fiabilidad; pero con la inclusión de la generación distribuida han aparecido nuevos retos para los especialistas en la rama eléctrica. La ocurrencia de averías en ocasiones hace imposible lograr que el servicio llegue de forma satisfactoria a los usuarios.

En el trabajo se analizó el comportamiento de la operación de la red de Villa Clara ante distintas contingencias, centrándose las mayores problemáticas en la Subestación Santa Clara Industrial. Se realizaron simulaciones de posibles ocurrencias de fallas en el circuito donde se presentan las averías y en líneas de gran importancia para observar cómo se comportaban las transferencias de potencia por las mismas, los niveles de cortocircuitos y la tensión en las barras cercanas a la subestación de interés y en otros lugares puntuales de la ciudad, relacionados con las averías. También se analizó la situación de las malas aperturas del interruptor 8340 con estudios de cortocircuito en sus líneas y líneas adyacentes; y de cómo se ve afectado por la ocurrencia de fallas en lugares que no debían alterar su correcto funcionamiento.

Por último, se propone la construcción de dos líneas cortas que mejorarían el comportamiento de la red actual ante estas contingencias. El trabajo puede ser el punto de partida para la realización de otros estudios y proyectos de mayor envergadura.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
TAREA TÉCNICA	iv
Resumen	v
TABLA DE CONTENIDOS	vi
INTRODUCCIÓN	1
Capítulo1: Revisión Bibliográfica.....	5
1.1 Introducción	5
1.2 Planeamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia	7
1.3 Ajuste de la potencia activa.....	8
1.4 Ajuste de la potencia reactiva.	9
1.5 Particularidades tecnológicas de los Sistemas Eléctricos de Potencia.	10
1.6.1 Generación.....	12
1.6.2 Transmisión.....	12
1.6.3 Subestaciones	12
1.6.4 Distribución.....	12
1.6.5 Elementos transductores	13
1.6.6 Los relés de protección o relevadores.....	13
1.6.7 Los interruptores	13
1.6.8 Sistema de alimentación del sistema de protecciones	13
1.6.9 Sistema de comunicaciones.....	13

1.7 Características de las redes eléctricas durante el cálculo del Flujo de Carga. (FC)	14
1.7.1 Tipos de Barras.	14
1.7.2 Formulación matemática del problema del Flujo de Carga.	15
1.8 Método de flujo de carga utilizado.....	16
1.8.1 - Newton Rapshon Acoplado Rápido.....	17
1.8.2 - Basamento matemático.....	17
1.9 Fundamento de las protecciones.....	19
1.10 Funciones de las protecciones eléctricas.	21
1.11 Características de los sistemas de protección. (SP).....	21
1.11.1 Fiabilidad	22
1.11.2 Selectividad.....	22
1.11.3 Seguridad	22
1.11.4 Velocidad.....	22
1.11.5 Simplicidad.....	22
1.11.6 Economía	23
1.12 Términos y Definiciones de la Generación Distribuida (GD).....	23
1.12.1 Beneficios de la Generación Distribuida	24
1.12.2 Desventajas de la Generación Distribuida.....	25
1.12.3 Formas de Utilización de la GD.....	25
1.13 Criterio de operación n-1 en sistemas eléctricos de potencia	26
1.13.1 Beneficios del uso del criterio de operación n-1	26
1.14 Conclusiones Parciales	27
Capítulo2: Contingencias en la red eléctrica de la provincia Villa Clara.....	28
2.1 Introducción	28

2.2 Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara.	28
2.2.1 Subestaciones de transmisión y subtransmisión.....	28
2.2.2 Subestación Santa Clara Industrial.....	29
2.2.2.1 Grupos electrógenos de Santa Clara Industrial.....	30
2.2.2.2 Baterías fuel Santa Clara Industrial	31
2.3 Situación actual de la provincia.....	32
2.4 Obtención del caso base.....	33
2.4.1 Demanda de potencia de los estados de carga.....	33
2.5 Resultados de las simulaciones.....	33
2.5.1 Falla del doble circuito.....	34
2.5.1.1 Estado de máxima demanda.....	34
2.5.1.1.1 Condiciones normales de generación sin la apertura del doble circuito (líneas 226 y 229).....	35
2.5.1.1.2 Condiciones normales de generación con el doble circuito abierto (líneas 226 y 229).	36
2.5.1.1.3 Desconexión de las baterías fuel y diesel de la subestación Santa Clara Industrial con el doble circuito abierto.....	37
2.5.1.1.4 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.	38
2.5.1.1.5 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara Industrial y Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.	39
2.5.1.2 Estado de mínima demanda.....	40
2.5.1.2.1 Condiciones normales de generación sin apertura del doble circuito.	40
2.5.1.2.2 Condiciones normales de generación con el doble circuito abierto (líneas 226 y 229).	41

2.5.1.2.3 Desconexión de las baterías fuel de las subestación Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.....	42
2.5.2 Estudio de la situación del interruptor 8340.	43
2.5.2.1 Análisis de los valores de las corrientes que vería el interruptor 8340 ante la ocurrencia de distintas fallas.....	44
2.5.2.2 Análisis de la protección de distancia que posee el interruptor 8340.	44
2.6 Conclusiones Parciales	45
CAPÍTULO 3: Estudio de las variantes propuestas para mejorar la operación de la red eléctrica de Villa Clara.....	46
3.1 Introducción.	46
3.2 Variantes de solución propuestas.	46
3.2.1 Análisis de la operación de la red de Villa Clara ante una falla del doble circuito (L226 y L229) con la construcción de las líneas propuestas.	47
3.2.1.1 Estado de máxima demanda	47
3.2.1.1.1 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581).	47
3.2.1.1.2 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.	48
3.2.1.1.3 Desconexión de las baterías fuel y diesel de la subestación Santa Clara Industrial con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.	49
3.2.1.1.4 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.	50
3.2.1.1.5 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestaciones Santa Clara Industrial y Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.....	51

3.2.1.2 Estado de mínima demanda.....	52
3.2.1.2.1 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581).	52
3.2.1.2.2 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.....	53
3.2.1.2.3 Desconectado las baterías fuel de Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.....	54
3.2.2 Análisis de la operación del interruptor 8340 con la construcción de las líneas propuestas.....	55
3.2.2.1 Análisis de la operación del interruptor 8340 con la construcción de las líneas propuestas.....	55
3.2.2.1.1 Análisis de la protección de sobrecorriente que posee el interruptor 8340 ante la construcción de las líneas.	56
3.2.2.1.2 Análisis de la protección de distancia que posee el interruptor 8340 ante la construcción de la línea.	56
3.3 Costo de inversión del proyecto.....	56
3.4 Conclusiones Parciales	57
Conclusiones	58
Recomendaciones	58
Referencias Bibliográficas	59
ANEXOS.....	61

INTRODUCCIÓN

Hace ya más de un siglo tuvo lugar la implantación de la electricidad en un número significativo de ciudades y pueblos, esto es algo tan natural que frecuentemente no se concibe que pueda producirse su falta. La sociedad moderna sería incapaz de sobrevivir si le faltara el servicio eléctrico actual, por ello se debe asegurar que existan varias fuentes de suministro en las redes, así como su interrelación para aumentar la fiabilidad de las mismas.

Con la aparición de las nuevas tecnologías y el crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en todo el mundo, ha existido un desarrollo consecuente de la rama, en la generación y en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica. El rápido aumento del consumo eléctrico ha sido la causa de que el incremento de generación de energía eléctrica se duplique en períodos de aproximadamente diez años, razón por la cual constantemente se hacen estudios del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), con el objetivo de perfeccionarlo y brindar a los consumidores un servicio de calidad.

Desde hace algún tiempo nuestro país viene afrontando problemas con el suministro de energía eléctrica debido al envejecimiento y deterioro de las redes. En la red de la provincia de Villa Clara eventualmente ha fallado el doble circuito que enlaza la barra de 220 Santa Clara con la barra de 110 Santa Clara (L 226 y L 229), esto ha provocado que una gran parte de la provincia quede prácticamente aislada del SEN, y en ocasiones, no se ha podido garantizar el servicio a todos los consumidores, además se conoce del disparo incorrecto del interruptor 8340 debido a que el lazo en que se encuentra le permite realizar aperturas ante fallas que por las cuales no debería operar.

Hipótesis de Investigación

Si se construyeran dos líneas cortas en la red eléctrica de Villa Clara se llevarían estas contingencias a condiciones normales de operación; una línea se construiría entre las barras de 220 Santa Clara y Tap Rusa, por donde pasaría toda la

transferencia de potencia necesaria a través de esta ante la falla de la doble línea, sin dejar aislada gran parte de la provincia del SEN y otra línea se construiría entre las barras de 220 Santa Clara y Alta Textilera, con la que se abriría el lazo donde se encuentra el interruptor 8340, así este no operaría por fallas en líneas adyacentes para las cuales no debiera operar y se mantendría el suministro eléctrico hacia Alta Textilera.

Problema Científico

¿Cómo se comportaría la red eléctrica de Villa Clara ante la falla del doble circuito con toda la generación conectada y sin esta? ¿Cómo se comportará el interruptor 8340 ante las diferentes fallas en líneas adyacentes?

Objeto de Investigación

Contingencias en la red eléctrica de Villa Clara dadas por la falla del doble circuito y la apertura indebida del interruptor 8340.

Campo de Acción

Soluciones viables para estas contingencias con lo que se incrementaría la fiabilidad del servicio en la red eléctrica de Villa Clara.

Objetivo General

Realizar un estudio del comportamiento de la red de la provincia Villa Clara ante dos contingencias de importancia como son la falla del doble circuito y la mala apertura del interruptor 8340.

Para lograr el cumplimiento del objetivo general se trazaron los siguientes

Objetivos Específicos

- ✓ Realizar un estudio bibliográfico de los sistemas eléctrico de potencia y de las protecciones de los mismos teniendo en cuenta el perfeccionamiento de la red eléctrica de la provincia de Villa Clara.

- ✓ Obtener una red provincial actualizada que permita la realización de estudios de flujo de carga y de cortocircuito.
- ✓ Obtener los dos estados de carga: máxima y mínima para la provincia Villa Clara.
- ✓ Analizar el comportamiento de la red de la provincia ante la falla del doble circuito en los dos estados de carga en condiciones normales de generación y con la disminución de esta.
- ✓ Realizar simulación de averías para la red en líneas adyacentes y propias del interruptor 8340 en los dos estados de cargas y valorar el comportamiento del mismo.

Aportes

Con la implantación de dos líneas cortas en la red eléctrica de Villa Clara se eliminarían estas dos contingencias en la provincia, con lo que se aumentaría la fiabilidad del servicio eléctrico en la misma.

Organización del informe

Esta investigación consta de tres capítulos, en el **Capítulo I** se realiza una revisión bibliográfica acerca del tema de los sistemas eléctricos de potencia, de sus componentes y los principales estudios que se le realizan a los mismos. Se detalla el basamento matemático a utilizar para el flujo de carga del programa de simulación Power Sistem Explorer, se exponen los aspectos generales más importantes sobre los sistemas de protecciones eléctricas y por último se aborda los aspectos generales más significativos de la Generación Distribuida.

El Capítulo II describe la composición de la Red de la provincia de Vila Clara, se presentan los principales resultados del estudio de flujo de carga de dicha red, realizado para los dos estados de cargas, máxima y mínima demanda, que se tomaron como regímenes bases, donde se muestran los resultados del comportamiento de la red ante la falla del doble circuito en condiciones normales

de generación y disminuyendo la misma, también muestra el análisis hecho al interruptor 8340 y las corrientes de carga que detectaría ante la ocurrencia de fallas en distintas líneas adyacentes y propias, y cómo se ve afectado por algunas fallas que no debían alterar su correcto funcionamiento.

En el **Capítulo III** se propone la construcción de dos líneas cortas, una de estas para que cuando falle el doble circuito se transfiera la potencia necesaria para mantener la continuidad de servicio y no quede parte de la provincia aislada del SEN, y la otra para mejorar el funcionamiento del interruptor 8340, eliminando el lazo donde se encuentra, por lo que no se vería afectado por fallas para las cuales no debería operar. También se expone el costo de inversión de estas variantes con las cuales aumenta la fiabilidad de la red eléctrica de Villa Clara.

Capítulo1: Revisión Bibliográfica

1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico es el conjunto de todos los eslabones de la cadena de producción, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica. Es decir, este no se compone solo de calderas, turbinas, generadores, líneas de transmisión y distribución, transformadores, etc...., sino también de motores eléctricos, equipos de iluminación y térmicos, rectificadores de corriente y máquinas de herramientas (tornos, bombas, ventiladores, etc...)

En Cuba el recurso fundamental de energía es el petróleo. Las instalaciones en donde los recursos energéticos (el petróleo) se transforman en una forma de energía (eléctrica) asequible a su transmisión se llaman plantas eléctricas.

Desde el momento en que se puso en marcha el primer generador eléctrico industrial, aparece la unión de la turbina, generador, red de transmisión y receptores, que en su primera fase eran fundamentalmente equipos de alumbrado.

La primera unión de dos generadores en paralelo provocó una serie de problemas importantes, como son: la distribución de la carga entre los generadores, la regulación de la frecuencia, la regulación de voltaje, la estabilidad del trabajo en paralelo y la sincronización. Todos estos problemas, a medida que iban surgiendo, se iban resolviendo espontáneamente en cierta manera, y se examinaban fundamentalmente, como cuestiones de operación de los generadores; todavía no se veía el conjunto del sistema en sí.

La invención del sistema trifásico de corriente alterna, los motores asíncronos y los transformadores, llevó a un desarrollo impetuoso de las redes de transmisión;

crecía incesantemente el voltaje de transmisión y las distancias entre plantas eléctricas y los consumidores.

Así se fueron formando los sistemas eléctricos modernos que unen a decenas de potentes plantas eléctricas entre sí, por una mallada red de alta tensión de cientos de miles de kilómetros. En estas condiciones, examinar la operación de un generador aisladamente, sin tener en cuenta la operación general del sistema, resulta imposible.

Esta circunstancia impulsó una nueva rama de la ciencia: el estudio de las cualidades del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como un todo único.

Entre los problemas que contempla se encuentran:

- ✓ La seguridad de operación del sistema y la estabilidad del trabajo en paralelo de los generadores y consumidores.
- ✓ La limitación de las corrientes de cortocircuito.
- ✓ Garantizar la suficiente reserva de capacidad activa y reactiva.
- ✓ La creación de un sistema racional de protección de relevadores y equipos automáticos.
- ✓ La regulación de frecuencia y voltaje.
- ✓ La distribución racional de las cargas activas y reactivas.

De la justa solución de estos problemas depende el trabajo de todas las ramas de la economía, el trabajo ininterrumpido en las fábricas y talleres de los ferrocarriles electrificados, el suministro de energía a millones de trabajadores, así como la operación económica del sistema eléctrico.

Se pueden examinar independientemente los elementos que componen un sistema; pero el funcionamiento de estos en el sistema, se debe supeditar a los intereses de garantizar la operación económica del mismo (Stevenson, 2010).

En este capítulo se detallan algunas características de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) así como de los sistemas de protección y por último se exponen particularidades de la generación distribuida.

1.2 Planeamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Varias compañías eléctricas, así como departamentos de los centros rectores de la energía de cada país, han dedicado innumerables estudios al planeamiento y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

El planeamiento y el análisis de la operación de los 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.

La mayoría de los algoritmos iniciales se basaban en el método de Gauss Seydel que requiere poco almacenamiento en la memoria de la computadora y converge en pocas iteraciones para sistemas eléctricos de potencia pequeños. La lenta convergencia de este método para SEP grandes y sus frecuentes fallos de convergencia para sistemas mal condicionados (radiales, poco mallados, muy cargados, etcétera) hizo que se desarrollara el método de la matriz impedancia, matriz (Z). Este método tiene el inconveniente de ocupar mucha memoria porque la matriz (Z) es "llena", es decir, carece de elementos desiguales de cero. Esta nueva dificultad condujo al método de Newton Raphson que fue desarrollado primero por Van Ness y Griffin y más tarde por otros autores. Las modificaciones realizadas al método convencional de Newton Raphson 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”.

La tendencia actual es la de desarrollar programas de Flujo de Carga interactivos que permitan al analista del sistema modificar los datos sobre el “display” de forma gráfica.

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 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 los voltajes 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. Según (Bauta, 2010); (IEEE, 2011), (Flórez & Barón 1993).

1.3 Ajuste de la potencia activa.

La potencia activa tiene un carácter global según (Flórez & Barón 1993) y (Stevenson, 2010), 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 dos:

1. El ajuste de la potencia activa que entregan los generadores del SEP accionando el gobernador de la turbina.
2. La desconexión de las cargas.

1.4 Ajuste de la 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 solo 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 según (Flórez & Barón 1993) y (Stevenson, 2010) son:

- a) **Los generadores de potencia reactiva** (generadores y condensadores sincrónicos): Para lograr la compensación de la potencia reactiva, los despachadores tienen que variar la corriente de campo o de la excitatriz. Si se varía la corriente el voltaje 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.
- 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 de alto voltaje 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 su función es cambiar el módulo del voltaje y por ende el flujo de potencia reactiva en los SEP mallados.
- e) **Los compensadores estáticos SVC (Estatic VAR Compensator):** Dependiendo del valor del voltaje 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 del voltaje es crítica, como son aquellas donde hay hornos por arco eléctrico.

1.5 Particularidades tecnológicas de los Sistemas Eléctricos 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. Según (Bauta, 2010), (Flórez & Barón 1993) y (Stevenson, 2010).

1.6 Elementos generales que componen los Sistemas Eléctricos de Potencia

El SEP consta de varios elementos generales, a continuación se describen algunas características de varios de ellos según (Flórez & Barón 1993) y (Stevenson, 2010), (IEEE, 2011)

1.6.1 Generación

La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6000 y 23000 Voltios.

1.6.2 Transmisión

La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la red transporte o transmisión, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones superiores a 66000 Voltios.

1.6.3 Subestaciones

Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras subestación elevadora y en la periferia de las diversas zonas de consumo subestación reductora, enlazadas entre ellas por la red de transporte o transmisión.

1.6.4 Distribución

Las redes de distribución de energía eléctrica se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en alta tensión (suele estar comprendida entre 6000 a 23000 Voltios) y en baja tensión (400/230 V) los voltajes pueden variar en dependencia de los consumidores.

1.6.5 Elementos transductores

Permiten saber en qué estado está el sistema. En esta categoría se clasifican los transformadores de corriente y los transformadores de tensión. Estos se pueden entender como una interfaz de ajuste entre el sistema de potencia y los relés de protección. Reducen los parámetros de corriente y de potencial, respectivamente, a valores adecuados que permiten alimentar las entradas de los dispositivos de detección.

1.6.6 Los relés de protección o relevadores

Ordenan disparos en caso de falla. Son el cerebro del sistema de protecciones ya que contienen la lógica que deben seguir los interruptores. Se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos tales como interruptores, reconectores, u otros.

1.6.7 Los interruptores

Hacen la conexión o desconexión de las redes eléctricas. Son gobernados por los relés y operan directamente el sistema de potencia.

1.6.8 Sistema de alimentación del sistema de protecciones

Se acostumbra alimentar, tanto interruptores como relés con un sistema de alimentación de energía eléctrica independiente del sistema protegido con el fin de garantizar autonomía en la operación. De esta forma los relés e interruptores puedan efectuar su trabajo sin interferir. Es común que estos sistemas sean de tensión continua y estén alimentados por baterías o pilas.

1.6.9 Sistema de comunicaciones

Permite conocer el estado de interruptores y relés con el fin de poder realizar operaciones y analizar el estado del sistema eléctrico de potencia.

1.7 Características de las redes eléctricas durante el cálculo del Flujo de Carga. (FC)

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, según (Arrillaga, 1983) y (González & García, 2002)

1.7.1 Tipos de Barras.

Asociados a cada barra p de un SEP existen cuatro variables P_p ; Q_p ; V_p ; θ_p ; (Arrillaga, 1983), (Kundur, 1994), (Stevenson W., 1996), 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).

1.7.2 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 (Zamora, 1998) y (González & García, 2002), (Arrillaga, 1983)

Para una red de 4 nodos, la ecuación de las corrientes nodales o netas es:

$$(I)=(Y_B)(V) \tag{1.1}$$

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:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ & & Y_{33} & Y_{34} \\ & & & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} pu. \tag{1.2}$$

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

$y_{ik} = \frac{1}{Z_{ik}}$: 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:

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \text{ pu.} \quad (1.3)$$

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

La corriente neta se puede calcular también mediante la expresión:

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} \text{ pu.} \quad (1.4)$$

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

Sustituyendo **1.4** en **1.3** y despejando el voltaje del nodo 2 (V_2):

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left(\frac{S_2^*}{V_2^*} - Y_{21}V_1 - Y_{23}V_3 - Y_{24}V_4 \right) \quad (1.5)$$

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.

1.8 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 Rapshon Desacoplado Rápido y el otro es el Newton Rapshon 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. (Zamora, 1998); (González & García, 2002), (Arrillaga, 1983).

1.8.1 - Newton Rapshon 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. (Zamora, 1998); (González & García, 2002).

1.8.2 - Basamento matemático.

Partiendo de las siguientes expresiones:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{p-1} & N^{p-1} \\ J^{p-1} & L^{p-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p / V^{p-1} \end{bmatrix} \quad (1.6)$$

Los términos de la jacobiana dependen del módulo y ángulo de los voltajes los cuales varían en cada iteración. Para mantener constantes estos términos se toman las siguientes suposiciones:

V_k y $V_m \approx 1.0$ en pu

$\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1.0$ y $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \approx 0$ ya que la diferencia angular de una línea en condiciones normales de operación es muy pequeña.

Además, dividimos las expresiones de P_k y Q_k entre el voltaje del nodo k . Aplicando todas las suposiciones antes vistas y optando el esquema de errores de corriente nos queda el problema formulado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} / V^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} / V^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B^{serie} & G^{total} \\ G^{serie} & B^{total} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

quedando los errores de corriente:

$$\frac{\Delta P_k}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \frac{P_k}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (1.8)$$

$$\frac{\Delta Q_k}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \frac{Q_k}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (1.9)$$

y los términos de la jacobiana quedan:

$$B_{km}^{serie} = H_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_m} = -B_{km} \quad (1.10)$$

$$B_{kk}^{serie} = H_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n B_{km} \quad (1.11)$$

$$G_{km}^{total} = N_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \quad (1.12)$$

$$G_{kk}^{total} = N_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = G_{kk} \quad (1.13)$$

$$G_{km}^{serie} = J_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_m} = -G_{km} \quad (1.14)$$

$$G_{kk}^{serie} = J_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n G_{km} \quad (1.15)$$

$$B_{km}^{\text{total}} = L_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_m} = -B_{km} \quad (1.16)$$

$$B_{kk}^{\text{total}} = L_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = -B_{kk} \quad (1.17)$$

De esta forma queda formulada la base teórica del método (Stevenson, 1996).

A pesar de la muy buena característica de convergencia de este método existen múltiples técnicas para mejorarla. Las tres acciones más conocidas son:

- 1) Limitar los incrementos de voltaje y ángulo en cada iteración.
- 2) Seleccionar buenos valores de arranque. Generalmente se emplea el arranque plano $1+j0$ para los nodos PQ y $V+j0$ para los PV. Esto a veces no da buenos resultados por lo que si se conocen valores anteriores, deben usarse.
- 3) Los controles de reactivo en los nodos PV son adicionados al algoritmo de FC después de haberse alcanzado una convergencia inicial.

Esta valiosa información ha permitido un incremento agigantado de su uso para diversos propósitos, tal como, la evaluación de seguridad ante la salida 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. (Zamora, 1998) y (González & García, 2002), (Arrillaga, 1983).

1.9 Fundamento de las protecciones.

La técnica de la protección del SEP ha experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años, debido al incremento del nivel de los requerimientos que los sistemas imponen a su protección, así como a las posibilidades que brinda la base electrónica disponible para el desarrollo de nuevos tipos de relés.

El principio de operación de los relés se estudia a través de sus ecuaciones de comportamiento, que no son más que la relación entre las cantidades de entrada y salida del mismo. Las entradas son por lo general voltajes y corrientes, algunas veces se complementan con estados de algunos contactos. Las salidas son estados (ON - OFF) de contactos del relé.

El comportamiento de los relés convencionalmente se describe en términos de fasores de voltaje y corriente, que implica el concepto de ondas sinusoidales de estado estable de frecuencia fundamental. Sin embargo, cuando hay un fallo, las corrientes y voltajes son ricas en componentes transitorias de otras frecuencias, diferentes a la fundamental.

Lo que se hace es trabajar con el concepto de fasor representando las magnitudes de entrada, y la interpretación del fasor en condiciones transitorias se tendrá en cuenta en las ecuaciones del comportamiento del relé.

La razón por la cual se deben revisar las ecuaciones de comportamiento de los relés convencionales viene dada porque dan un punto de referencia para el desarrollo de los relés computarizados. En la mayoría de los casos se podrá encontrar que las ecuaciones convencionales brindan el método ideal de llevar a cabo una protección digital.

Es una práctica común primero examinar la forma de implementar los principios de los relés convencionales en los digitales antes de ir a los más desarrollados. De esa forma se puede asegurar el trabajo necesario de los relés, hecho de forma admirable por la mayoría de los mismos, y que se puede hacer con los relés digitales o computarizados.

Los relés electromecánicos actualmente se usan, sobre todo el principio de inducción y atracción electromagnética. Estos son robustos, tanto desde el punto de vista mecánico, como de interferencia electromagnética (EMI). Son más lentos, aunque alcanzan velocidades de hasta 1/4 de ciclo. Requieren una cantidad de energía considerable, por lo que los transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP) son de alta capacidad en V.A.

A partir del año 50 aparecieron los relés de estado sólido. Tenían muchas fallas debido a los EMI y a las componentes como tal, por esa razón muchos ingenieros de protección consideraban a estos menos seguros que su contraparte electromagnética. Sin embargo, los relés de estado sólido se han convertido en un elemento importante en el diseño de los sistemas modernos de protección. Están prácticamente libres de darle mantenimiento y ofrecen una gran flexibilidad tal como lo requieren las aplicaciones de protección. Su velocidad de operación es muy alta. (Altuve, 1991); (Blackburn, 2007) y (ABB, 1994).

1.10 Funciones de las protecciones eléctricas.

La principal función de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema o área asignada que ha experimentado un fallo, generalmente un cortocircuito, o régimen anormal de operación. Es decir reaccionar de forma adecuada con el objetivo de reducir los daños del elemento y del resto del sistema. Los relés son centinelas silenciosos. Son una forma de garantía activa dedicada a mantener un alto grado de continuidad de servicio y daños limitados a los equipos. Si algún componente del SEP falla y no es aislada rápidamente, puede llevar a una inestabilidad o separarse del sistema a través de la acción de otros dispositivos automáticos, por lo que debe mover al elemento fallado lo más rápido posible.

La segunda función de la protección es dar información sobre el tipo y localización del fallo o régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio su rápida localización y eliminación. (Altuve, 1991), (Blackburn, 2007) y (ABB, 1994).

1.11 Características de los sistemas de protección. (SP)

Según (Blackburn, 2007), (Altuve, 1991) y (ABB, 1994) algunas de las características más importantes de las protecciones eléctricas son:

1.11.1 Fiabilidad: Es el grado de certeza con el que el relé de protección actuará, para un estado pre diseñado. Es decir, un relé tendrá un grado de fiabilidad óptima, cuando éste actúe en el momento en que se requiere, desde el diseño.

1.11.2 Selectividad: Este aspecto es importante en el diseño de un SP, ya que indica la secuencia en que los relés actuarán, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este la que actúe y no la protección de otros elementos. Asimismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor capacidad interruptiva, en forma jerárquica, precedente a la que no actuó. Esto significa que la que espera un tiempo y actúa, se conoce como dispositivo de protección de respaldo.

1.11.3 Seguridad: La seguridad se refiere al grado de certeza en el cual un relé no actuará para casos en los cuales no tiene que operar. Por lo que un dispositivo que no actúe cuando no es necesario, tiene un grado de seguridad mayor que otros que lo hacen de forma inesperada, cuando son otras protecciones las que deben actuar.

1.11.4 Velocidad: Se refiere al tiempo en que el relé tarda en completar el ciclo de detección-acción. Muchos dispositivos detectan instantáneamente la falla, pero tardan fracciones de segundo en enviar la señal de disparo al interruptor correspondiente. Por eso es muy importante la selección adecuada de una protección que no sobrepase el tiempo que tarda en dañarse el elemento a proteger.

1.11.5 Simplicidad: El aspecto de la simplicidad es, como su nombre lo indica, el número de elementos que se utilizan para un sistema de protecciones, mientras menos dispositivos se empleen, más simple será y por lo tanto más fácil será su mantenimiento, a la vez que se reduce el costo total del SP. Pero en ocasiones la simplicidad puede llevar a un costo mayor, debido al uso de elementos multifuncionales, que simplifican el esquema general de protecciones, y que realizan diferentes funciones siendo por esto de costo más elevado.

1.11.6 Economía: Cuando se diseña un SP lo primero que se debe tener en cuenta es el costo de los elementos a proteger. Mientras más elevado sea el costo de los elementos y la configuración de la interconexión de estos sea más compleja, el costo de los SP será de mayor magnitud. A veces el costo de un SP no es el punto a discutir, sino la importancia de la sección del SEP que debe proteger, lo recomendable es siempre analizar múltiples opciones para determinar cuál de ellas es la que satisface los requerimientos de protección al menor costo.

1.12 Términos y Definiciones de la Generación Distribuida (GD)

La 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 (Jones & Petrie, 2000), ni tampoco a la hora de denominarla bajo un nombre. La misma juega un papel según la nacionalidad, por ejemplo, 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 (Knyazkin, 2004). En la literatura pueden encontrarse múltiples términos y definiciones que pretenden caracterizar de forma categórica a la modalidad de generar de modo no centralizado.

A continuación se presentan algunas definiciones dentro de las más ilustrativas se tienen (CONAE, 2003):

- ✓ 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. Por las múltiples acepciones que el término origina se ha decidido unificar todas en la siguiente definición:
- ✓ GD: Es aquella donde la fuente generadora está conectada directamente a la red de distribución (34,5 kV) o está en las inmediaciones de los receptores a los que alimenta.

Se hace la diferencia entre las redes de transmisión y de distribución ya que desde el punto de vista legal las redes de transmisión nada tienen que ver con las características locales del sistema, lo que en el caso de la distribución por 34,5 kV no puede ser obviado y es por eso que no se especifica en la definición anterior un intervalo de generación dado ya que este depende de las características locales de red (Knyazkin, 2004)

1.12.1 Beneficios de la Generación Distribuida

El uso de la GD se ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el Sistema Eléctrico de Potencia (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 (CONAE, 2003):

- ✓ 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.

1.12.2 Desventajas de la Generación Distribuida

Las principales desventajas que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de GD son las siguientes:

- ✓ Redes de distribución típicamente radiales: 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.
- ✓ Barreras de regulación y de mercado: 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) (CONAE, 2003).
- ✓ Barreras Tecnológicas: Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de GD; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.

1.12.3 Formas de Utilización de la GD

La aplicación de las tecnologías depende principalmente de los requerimientos del usuario. A continuación se citan los arreglos tecnológicos más usuales (Cerde, 2002).

- ✓ **Carga base:** Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento.

- ✓ **Proporcionar carga en el horario pico:** Se utiliza para suministrar energía eléctrica en períodos pico, con lo que apoya al sistema eléctrico en la hora de la demanda máxima.
- ✓ **Soporte a la red de distribución:** A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.
- ✓ **Almacenamiento de energía:** Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

1.13 Criterio de operación n-1 en sistemas eléctricos de potencia

Un sistema cumple con el criterio de operación n-1 si al aplicarle la contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos-máximos de variación, no existen actuaciones de protecciones y no existen desconexiones forzadas de carga o equipos. La aplicación del criterio n-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador, o un generador) según (Editec, 2011).

1.13.1 Beneficios del uso del criterio de operación n-1

Los beneficios de este tipo de soluciones son múltiples y entre otras no menos importantes se pueden mencionar el incremento de la disponibilidad de energía, el aseguramiento de la fiabilidad de las nuevas centrales de generación que debe recibir el sistema de transmisión troncal, la posibilidad de transportar energía a puntos de la red en donde antes no era posible, evitar eventuales racionamientos debido a falta de capacidad de transmisión o generación en el punto de consumo, etc. según (Editec, 2011).

1.14 Conclusiones Parciales

- ✓ La recopilación de bibliográfica realizada de los sistemas eléctricos de potencia, las protecciones de estos, el funcionamiento del programa Power System Explorer y las particularidades de la generación distribuida; proporciona las herramientas necesarias para realizar un estudio de flujo de carga de la red eléctrica de Villa Clara.
- ✓ La revisión bibliográfica ayudará con las simulaciones que se realizarán de las contingencias; el fallo de la doble línea y la operación incorrecta del interruptor 8340 que se analizarán en el próximo capítulo.

Capítulo2: Contingencias en la red eléctrica de la provincia Villa Clara.

2.1 Introducción

En este capítulo se describen los datos de la red de la provincia Villa Clara, se analiza además el comportamiento de las principales variables del SEP para los estados de máxima y mínima demanda.

Se estudia detalladamente la apertura del doble circuito que enlaza la barra de 220 Santa Clara con la barra de 110 Santa Clara (L 226 y L 229) y la operación de la red ante esta avería. También se analiza la situación del interruptor 8340 y su operación ante fallas en distintas líneas adyacentes y propias.

2.2 Composición de la red de 110 kV de la provincia Villa Clara.

La red de la provincia Villa Clara está compuesta por una subestación de 220/110 kV y 10 subestaciones de 110/33 kV.

2.2.1 Subestaciones de transmisión y subtransmisión.

- ✓ Sagua 110
- ✓ Placetas 110
- ✓ Remedios 110
- ✓ Santa Clara Industrial 110
- ✓ Santa Clara 110
- ✓ Moza 110
- ✓ Yabú 220
- ✓ Santo Domingo 110
- ✓ Cruces 110
- ✓ Calabazar 110
- ✓ Camajuaní 110

De ellas nueve actualmente se encuentran en servicio y una en proyecto de ejecución. Existen en proyectos de ejecución además tres subestaciones de 110/13kV. En la figura 2.1, se muestra el monolineal de la red de la provincia.

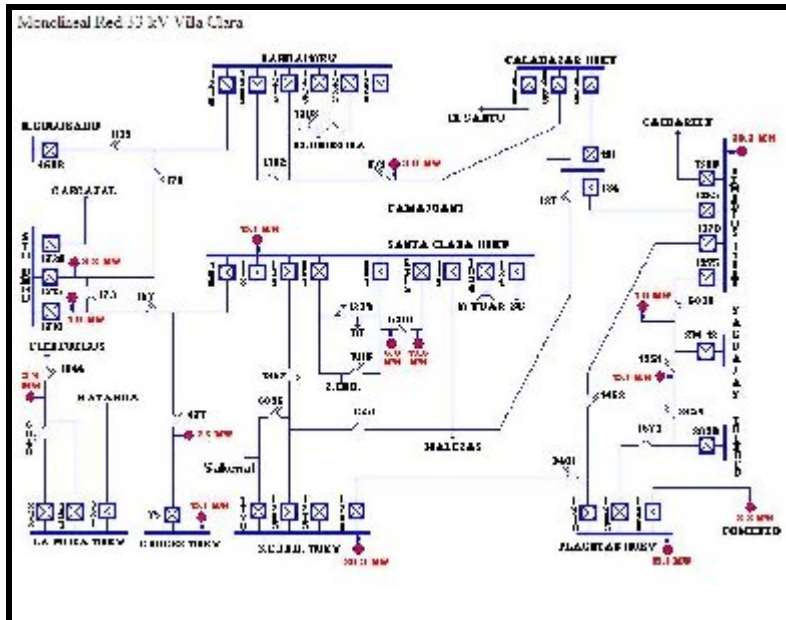


Figura 2.1: Monolineal de la red de la provincia Villa Clara. Fuente: OBE Provincial.

2.2.2 Subestación Santa Clara Industrial

La subestación de Santa Clara Industrial 110/33kV, figura 2.2, se alimenta desde Santa Clara 110, está equipada por dos transformadores de 25 MVA, alimenta por 33kV a los repartos Escambray y Sakenaf, también a Placetos y Santa Clara y por 110kV a la Textilera.

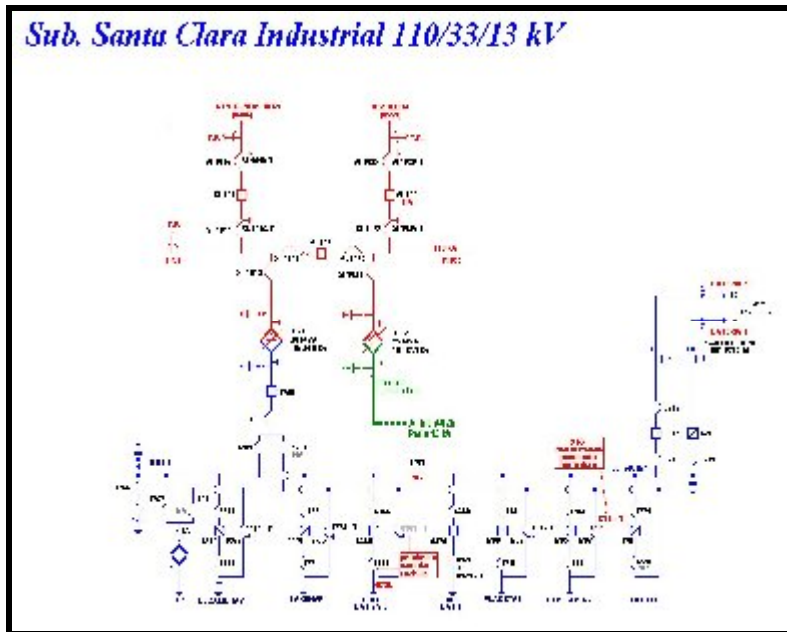


Figura 2.2. Subestación Santa Clara Industrial 110kV. Fuente: OBE Provincial.

En el anexo I se muestra una descripción del resto de las subestaciones existentes en la provincia, así como los monolineales de las mismas.

2.2.2.1 Grupos electrógenos de Santa Clara Industrial

Los Grupos Electrógenos de Santa Clara Industrial, figura 2.3, están compuestos por dos baterías de ocho generadores de 2.36MVA con un voltaje de salida de 13.8kV con un transformador a la salida de cada batería de 20MVA que eleva el voltaje a 34.5kV.

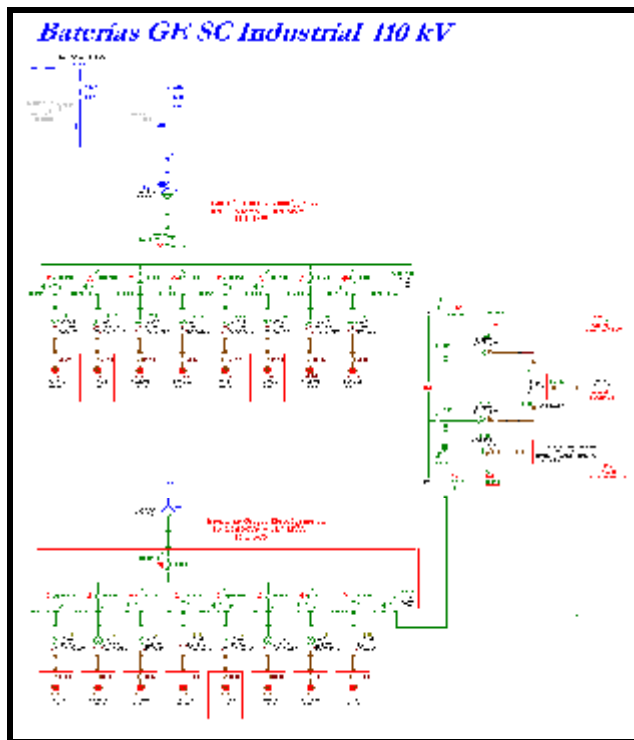


Figura 2.3: Baterías de los grupos electrógenos de Santa Clara Industrial.

Fuente: OBE Provincial.

2.2.2.2 Baterías fuel Santa Clara Industrial

Las Baterías Fuel Santa Clara Industrial, figura 2.4, están compuestas por tres baterías de cuatro generadores de una potencia nominal de 1.7 MW con un voltaje de salida de 4.16 kV. Cada batería posee un transformador de una potencia de 8.5 MVA que eleva el voltaje a 34.5 kV.

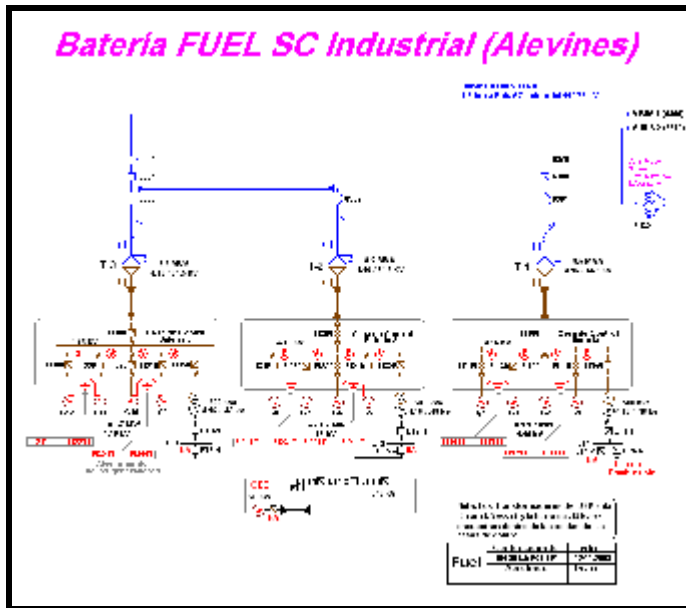


Figura 2.4. Baterías fuel Santa Clara Industrial. Fuente: OBE Provincial.

2.3 Situación actual de la provincia.

En la actualidad la provincia Villa Clara tiene interconexión con el SEN con redes de 220kV, con un doble circuito desde Cienfuegos a la subestación 220/110 del Yabú, con simple circuito con Matanzas al Yabú, y con un doble circuito a Ciego de Ávila (Yabú-Vicente), la subestación del Yabú es un punto vital para el SEN con 2 transformadores de 125 MVA de donde se alimenta a toda la provincia con líneas de 110kV.

En la interconexión de los nodos del sistema existen las siguientes problemáticas:

- ✓ La complejidad de operación del esquema central e interconexión con líneas de 110kV Yabú-Placetas-Tuinucú-Jatibonico-Vicente, para lograr las condiciones óptimas de voltaje en cada nodo.
- ✓ Al salir una de las líneas de 110kV de la provincia se presentan pésimas condiciones de voltaje en los nodos de 110kV lo que provoca la desconexión de usuarios para mejorar estas condiciones.

- ✓ El incremento de la carga en la Zona norte de Caibarién al interconectar la Cayería Norte a través de un cable de 110kV por el pedraplén y esta tener un incremento prospectivo hasta el año 2020 de 6 MW a más 20 MW.

2.4 Obtención del caso base.

Para la realización de los estudios generalmente se establece un caso base y a partir de ahí se obtienen los casos para el análisis en los estados de máxima y mínima demanda.

2.4.1 Demanda de potencia de los estados de carga.

Se consideraron las demandas extremas que se presentaron en la provincia en el año 2011, de aquí que se trabaje en la investigación con dos estados de carga: máxima y mínima.

La tabla 2.1, resume los valores de potencia y factor de potencia para cada uno de los estados analizados.

Tabla: 2.1 Potencia y factor de potencia para los distintos estados de carga.

Fuente: OBE Provincial.

Estado de Carga	Máxima	Mínima
Potencia (MW)	245	70
Factor de potencia (FP)	0.899	0.919

2.5 Resultados de las simulaciones.

Los estudios realizados se basan fundamentalmente en dos puntos esenciales:

- ✓ Análisis del comportamiento de la red de Villa Clara ante la falla del doble circuito.
- ✓ Estudio de la situación del interruptor 8340 y su operación ante fallas en distintas líneas adyacentes y propias.

2.5.1 Falla del doble circuito.

El estudio de la falla del doble circuito que enlaza la barra de 220 Santa Clara con la barra de 110 Santa Clara (L226 y L229) se hace porque esto ha ocurrido eventualmente provocando que una zona de la provincia se quede prácticamente aislada de ahí que se considere importante su análisis.

Haciendo uso del software PSX se simula la operación de la red para condiciones normales, luego se simula la apertura del doble circuito con toda la generación conectada y por último, manteniendo el doble circuito abierto, se comienza a desconectar generación fuel y diesel de las subestaciones Santa Clara Industrial y Santa Clara 110, esto se hace para los dos estados de cargas definidos (máxima y mínima demanda). En todas estas situaciones se observó la transferencia por algunas líneas, los niveles de cortocircuitos y la tensión en distintas barras.

Las líneas escogidas para analizar se muestran en la tabla 2.2:

Tabla 2.2: Líneas escogidas para analizar la transferencia de potencia.

Fuente: Autor

Líneas	Envío	Recibo
L206	INT-SI101	B1/110-SC-IND
L214	INT-LM130	Tap-Rusa
L220	Tap-Rusa	9125
L221	SI-102	B2/110-SC-IND
L226	8400	9110
L229	8360	9190
L241	Tap-Remedios	8556TEX
L243	220Sclara-B1	INT8340

2.5.1.1 Estado de máxima demanda.

Para este estado la carga total de la isla es de 245 MW a un factor de potencia 0.899. La generación cuenta con la batería fuel de Calabazar, con la de Sagua, con la de Santa Clara Industrial y Santa Clara 110, con las baterías diesel de Cruces, Remedios, Placetas, Santa Clara Industrial y Santa Clara 110; está

compuesta por el 9.85% de la generación de la hidroeléctrica Hanabanilla, el 34.61 % de las baterías fuel y el 51.87% de las baterías diesel.

2.5.1.1.1 Condiciones normales de generación sin la apertura del doble circuito (líneas 226 y 229).

Tabla 2.3 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1922.40	2131.50	1983.20	2284.90
TAP-Rusa	110.79	1407.80	1449.80	1369.00	1392.00
110 Sta Clara	110.86	1501.80	1550.30	1470.20	1471.10
B1/110-SC-IND	110.65	1260.70	1272.70	1207.80	1151.50
B2/110-SC-IND	110.65	1260.70	1272.60	1207.60	1151.40
Móvil-Camajuaní	110.73	638.20	619.87	594.71	509.57
RE105	110.62	480.45	465.56	448.90	364.49
Alta-Textilera	110.81	1210.70	1216.30	1153.90	1093.10

Como se puede observar en esta condición no existen problemas con los niveles de voltajes en las barras.

A continuación se muestran las transferencias de potencia por las líneas en las condiciones normales de operación y sin abrir el doble circuito para poder establecer una comparación de la operación de la red antes y después de la apertura del doble circuito.

Tabla 2.4: Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor.

Líneas	Transferencia en MVA
L206	13.3
L214	27.2
L220	26.9
L221	6.0
L226	42.5
L229	7.3
L241	16.3
L243	19.1

Analizando la tabla anterior se observa que no existen grandes transferencias de potencias por las líneas.

2.5.1.1.2 Condiciones normales de generación con el doble circuito abierto (líneas 226 y 229).

En la tabla 2.5 se muestran los niveles de cortocircuito y los voltajes en las barras cercanas a la doble línea.

Tabla 2.5: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor.

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1870.90	2067.80	1919.10	2194.70
TAP-Rusa	108.86	688.89	692.38	648.94	648.85
110 Sta Clara	108.44	120.24	122.84	110.72	125.04
B1/110-SC-IND	108.47	899.20	899.83	850.92	811.76
B2/110-SC-IND	108.47	899.20	899.95	851.02	811.83
Móvil-Camajuaní	110.71	633.36	615.22	590.07	505.96
RE105	110.67	477.26	462.55	445.92	362.29
Alta-Textilera	109.87	1041.10	1041.70	986.32	935.55

Como se observa en la tabla anterior, la barra más cercana al doble circuito (L226 y L 229) es la que presenta mayores niveles de cortocircuito, además las tensiones en las algunas barras comienzan a disminuir.

En la tabla 2.6, se muestran las transferencias de potencia por las líneas escogidas para analizar.

Tabla 2.6 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	31.3
L214	15.6
L220	13.9
L221	42.9
L226	0.00

L229	0.00
L241	53.2
L243	56.9

Como se muestra en la tabla anterior las líneas de mayor afectación son (L241 y L243) las más cercanas a la barra donde está conectada la doble línea ya que por ellas tiene que pasar toda la potencia que se transfería por la doble línea, a pesar de esto la red no presenta mucha dificultad para operar ya que está toda la generación conectada.

2.5.1.1.3 Desconexión de las baterías fuel y diesel de la subestación Santa Clara Industrial con el doble circuito abierto.

En la tabla 2.7, se muestran los niveles de cortocircuito y los voltajes en las barras desconectando las baterías diesel y fuel de la subestación de Santa Clara Industrial y con el doble circuito abierto.

Tabla 2.7: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110	1820.70	2022.20	1871.10	2153.60
TAP-Rusa	92.18	641.17	641.31	597.69	614.08
110 Sta Clara	92.16	105.93	109.40	93.90	110.83
B1/110-SC-IND	95.28	835.75	833.33	784.49	771.18
B2/110-SC-IND	95.28	835.86	833.44	784.59	771.25
Móvil-Camajuaní	110.13	619.91	602.37	577.35	497.82
RE105	110.13	468.34	454.11	437.63	357.07
Alta-Textilera	109.28	982.3	981.64	926.37	898.92

Como se observa en la tabla 2.7, la barra más cercana a las líneas L226 y L 229 es la que presenta mayores niveles de cortocircuito al igual que en el caso ya analizado, y en esta condición comienzan a presentarse problemas de disminución de voltajes a niveles muy bajos.

Tabla 2.8: Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	53.7
L214	11.4
L220	8.4
L221	80.4
L226	0.00
L229	0.00
L241	97.5
L243	94.2

En estas condiciones es necesario pasar algunos nodos a PV por la necesidad de potencia reactiva del sistema y así lograr la convergencia del mismo, además se observa que la transferencia de potencia por las líneas L241 y L243 continúa aumentando.

2.5.1.1.4 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.

En este caso se sigue disminuyendo la generación por eso se desconectan las baterías fuel y diesel de la subestación Santa Clara 110.

Tabla 2.9: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1835.80	2034.90	1884.00	2164.20
TAP-Rusa	96.09	640.56	641.29	598.81	615.28
110 Sta Clara	96.44	99.02	103.94	87.98	105.98
B1/110-SC-IND	108.96	849.36	847.75	799.86	780.18
B2/110-SC-IND	108.96	849.47	847.87	799.96	780.25
Móvil-Camajuaní	109.21	623.29	605.51	580.53	499.80
RE105	109.30	470.63	456.21	439.72	358.35
Alta-Textilera	109.78	995.85	995.23	940.64	907.28

Como se observa en la tabla anterior, también la barra más cercana a las líneas L226 y L 229 es la que presenta mayores niveles de cortocircuito al igual que en los casos ya analizados y aunque los niveles de voltajes no disminuyen a valores

tan pequeños como en el caso anterior si existe una disminución de la tensión en las barras TAP-Rusa y 110 Sta Clara.

En la tabla 2.10 se muestran las transferencias de potencia por las líneas desconectando las baterías diesel y fuel de la subestación de Santa Clara 110 y abriendo el doble circuito.

Tabla 2.10: Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	55.1
L214	12.2
L220	9.6
L221	67.1
L226	0.00
L229	0.00
L241	82.9
L243	80.5

Como se muestra en las tablas 2.9 y 2.10, también en estas condiciones la red presenta una transferencia de potencia elevada por algunas líneas, además es necesario pasar nodos a PV por la necesidad de potencia reactiva para que pueda converger el sistema como en el caso precedente.

2.5.1.1.5 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara Industrial y Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.

En estas condiciones de trabajo la red no puede operar ya que no se logra cubrir la demanda de las cargas y las pérdidas producto de la disminución de generación al desconectarse las baterías fuel y diesel de las subestaciones mencionadas; visto esto es necesario buscar una solución para que en caso de emergencia no se quede fuera de servicio este ramal, dicha solución se analizará en el próximo capítulo.

2.5.1.2 Estado de mínima demanda.

En este estado la carga total de la provincia es de 70 MW a un factor de potencia 0.919, la generación está compuesta por el 32.54 % de la hidroeléctrica Hanabanilla y 53.28 % de las baterías fuel. En este estado no se conectan grupos de diesel pues solo con fuel y Hanabanilla se cubre la demanda.

En este estado se hacen los mismos chequeos que en el estado de máxima demanda, también la barra de mayor niveles de cortocircuitos es 220 Sta Clara-B1, aunque no son los mismos valores, las tensiones y las transferencias por las líneas difieren entre los dos estados.

2.5.1.2.1 Condiciones normales de generación sin apertura del doble circuito.

Tabla 2.11: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	4693.10	7137.30	4722.90	7758.70
TAP-Rusa	110.74	4096.80	4321.40	4042.40	3769.10
110 Sta Clara	109.70	2551.90	2572.70	2393.30	2417.60
B1/110-SC-IND	110.22	1814.60	1787.60	1664.30	1559.90
B2/110-SC-IND	110.22	1814.40	1778.40	1664.10	1559.80
Móvil-Camajuaní	110.31	625.75	604.59	573.65	498.60
RE105	110.19	457.83	419.43	399.73	340.06
Alta-Textilera	110.12	1679.80	1648.10	1532.80	1438.90

Tabla 2.12: Transferencia de potencia por las líneas:

Líneas	Transferencia en MVA
L206	14.1
L214	5.8
L220	12.2
L221	3.2
L226	8.4
L229	9.2
L241	3.9
L243	17.6

Esta condición es la menos severa al igual que para el estado de máxima demanda ya que toda la generación necesaria para cubrir la demanda y las pérdidas en este estado de carga está conectada.

2.5.1.2.2 Condiciones normales de generación con el doble circuito abierto (líneas 226 y 229).

En la tabla 2.13 se muestran los niveles de cortocircuito y los voltajes en las barras cercanas a la doble línea ante la contingencia de una apertura del doble circuito.

Tabla 2.13: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f- T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	4683.30	7123.20	4710.70	7739.50
TAP-Rusa	110.01	4041.50	4132.50	3980.40	2939.00
110 Sta Clara	102.07	132.20	135.08	118.78	138.04
B1/110-SC-IND	110.19	1733.00	1678.20	1585.90	1382.50
B2/110-SC-IND	110.19	1732.90	1678.10	1585.54	1382.50
Móvil-Camajuaní	110.04	647.87	608.82	575.54	501.95
RE105	110.18	454.40	418.88	399.29	339.40
Alta-Textilera	110.10	1644.50	1599.50	1499.00	1349.70

Como se observa en la tabla anterior, la barra más cercana a las líneas L226 y L 229 es la que presenta mayores niveles de cortocircuito como se ha visto en los casos anteriores, también existe un bajo nivel de voltaje en la barra de Santa Clara 110.

Tabla 2.14 Transferencia de potencia por las Líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	14.1
L214	5.8
L220	12.2
L221	3.2
L226	8.4

L229	9.2
L241	3.9
L243	17.6

Como se muestra en la tabla 2.14 en esta condición la transferencia de potencia por las líneas no es muy elevada.

2.5.1.2.3 Desconexión de las baterías fuel de las subestación Santa Clara 110 con el doble circuito abierto.

Tabla 2.15: Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	4640.60	7065.80	4665.40	7669.80
TAP-Rusa	109.98	3998.40	4089.80	3934.70	2923.30
110 Sta Clara	100.00	115.48	120.10	100.33	121.99
B1/110-SC-IND	110.11	1719.60	1665.20	1572.90	1376.10
B2/110-SC-IND	110.11	1719.40	1665.10	1572.80	1376.10
Móvil-Camajuaní	110.01	646.33	608.05	574.71	501.63
RE105	110.15	453.59	422.60	401.14	339.27
Alta-Textilera	110.05	1634.40	1590.10	1489.60	1344.60

En esta tabla también la barra más cercana a las líneas L226 y L 229 es la que presenta mayores niveles de cortocircuito, además se obtuvo un nivel de voltaje bajo en la barra 110 Santa Clara, como en los casos anteriores.

Tabla 2.16: Transferencia de potencia por las Líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	12.3
L214	5.8
L220	26.2
L221	4.1
L226	0.0
L229	0.0
L241	5.5
L243	19.4

Como se muestra en la tabla 2.16, en esta condición la red no presenta mucha dificultad para operar pues está en condición de mínima demanda por lo que la transferencia de potencia por las líneas no es muy elevada.

En este estado de carga no está conectada toda la generación, es por eso que solo se analiza la desconexión de las baterías fuel de la subestación de Santa Clara 110, pues los grupos diesel de esta subestación y los grupos fuel y diesel de Santa Clara Industrial no se necesitan conectarlos para cubrir la demanda en este estado.

2.5.2 Estudio de la situación del interruptor 8340.

El interruptor 8340 posee protección de sobrecorriente y de distancia con direccionalidad, está ubicado en la línea de 110kV Santa Clara – Camajuaní y se conoce que ha disparado incorrectamente.

Es importante aclarar, que en esta investigación no se pretende dar ajuste al interruptor 8340, solo se desea analizar su situación y las condiciones que podrían afectar su funcionamiento.

Las líneas elegidas para plantear los cortocircuitos son las siguientes:

Tabla 2.17 Líneas elegidas para plantear cortocircuitos trifásicos, monofásicos y bifásicos. Fuente: Autor

Líneas	Envío	Recibo
L237	Móvil-Camajuaní	RE105
L234	Móvil-Camajuaní	TAP-REM-TEX
L221	SI-102	B2/110-SC-IND
L187	INT9385	INT-SC101
L217	SI-105	B1/110-SC-IND
L238	Alta-Textilera	8533TEX
L242	INT8340	Tap-REM-TEX

Estas líneas son las propias y las adyacentes al interruptor en cuestión, en cada una de ellas se plantean cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos para determinar la corriente de cortocircuito que vería el interruptor.

2.5.2.1 Análisis de los valores de las corrientes que vería el interruptor 8340 ante la ocurrencia de distintas fallas.

Tabla 2.18: Valores en amperes de las corrientes de carga que vería el 8340 al ocurrir fallas en distintas líneas. Fuente: Autor

Línea	I (A) Monofásico	I(A) Bifásico	I(A) Trifásico
L237	1303	1656	1478
L234	2158	2610	2444
L221	1306	1513	1590
L217	1306	1512	1590
L187	793	894	1575
L238	2042	2392	2557
L242	4616	5903	4840

La protección de sobrecorriente del interruptor 8340 debe ajustarse para el mayor cortocircuito en la línea que él protege, que en este caso sería para un cortocircuito bifásico en la línea L237, si se ajusta para una corriente de 1656 A, cuando ocurra un cortocircuito bifásico en la línea L238 o L242 operaría de forma incorrecta, pues dispararía, ya que la corriente en estas líneas es mayor que la corriente para la cual él debe estar ajustado.

2.5.2.2 Análisis de la protección de distancia que posee el interruptor 8340.

Si se deseara ajustar la protección de distancia del 8340, su primer escalón protegería el 85% de la línea que enlaza desde la barra Yabú 220 hasta Remedios, que es la línea donde él se encuentra, esta es una línea larga y su impedancia es de 21.08Ω , y el 85% de la misma equivale a 17.918Ω , pero como la línea de la Textilera es corta, solo de 6.59Ω , si ocurre una falla en ella, el interruptor 8340 se verá afectado y operaría de forma incorrecta.

Estos problemas del 8340, expuestos anteriormente, pueden comprometer el servicio eléctrico en parte de la provincia de ahí que en el próximo capítulo se exponga una posible solución a dicho inconveniente.

2.6 Conclusiones Parciales

- ✓ Se realizó un análisis de la falla del doble circuito con los niveles de cortocircuito que existen alrededor de las barras cercanas a él y los niveles de voltaje que aparecen en estas barras con la falla, con la que la provincia queda prácticamente aislada del SEN, condición con la que no puede brindar servicio a los consumidores.

 - ✓ Se hizo un estudio de la apertura incorrecta del interruptor 8340 ante fallas para las cuales no debería operar, dejando fuera de servicio una gran cantidad de usuarios.
-

CAPÍTULO 3: Estudio de las variantes propuestas para mejorar la operación de la red eléctrica de Villa Clara.

3.1 Introducción.

En el presente capítulo se expondrán posibles soluciones a las contingencias analizadas en la red eléctrica de Villa Clara, dadas por la apertura del doble circuito y la operación indebida del interruptor 8340. Las variantes de solución consisten en la construcción de dos líneas cortas que permitirán un aumento de la fiabilidad en el servicio y la continuidad del mismo. También se refleja el costo de inversión que tendrá la construcción de las dos líneas.

3.2 Variantes de solución propuestas.

Las variantes propuestas son las siguientes:

- ✓ Construir una línea corta que enlace desde la barra 220 Santa Clara hasta la barra Tap-Rusa (L581) para resolver los problemas de operación que presenta la red ante la falla del doble circuito.
- ✓ Construir una línea que enlace desde la barra 220 Santa Clara hasta Alta Textilera (L580) y además abrir la línea que enlaza desde la barra Tap-Remedios hasta la barra 8556 TEX (**L241**), para solucionar las operaciones indebidas del interruptor 8340

Considerando que se construyeran estas dos líneas se hacen distintos análisis para observar el comportamiento de la red.

3.2.1 Análisis de la operación de la red de Villa Clara ante una falla del doble circuito (L226 y L229) con la construcción de las líneas propuestas.

Para una falla del doble circuito que enlaza las barras de 220 Santa Clara y 110 Santa Clara (L226 y L229) la línea **L581** va a asimilar toda la potencia que se necesita transferir al ocurrir la falla sin que se sobrecarguen las líneas cercanas al doble circuito como se vio en el **Capítulo II**. Esta línea contribuirá al mejoramiento del servicio eléctrico de la provincia aumentando la fiabilidad del mismo al no dejar sin servicio una cantidad numerosa de consumidores. Además servirá para suplir la demanda creciente con la futura conexión de la cayería norte al SEN evitándose así la sobrecarga de las líneas del doble circuito.

3.2.1.1 Estado de máxima demanda

Se realizó un estudio de cortocircuito en las barras cercanas a la doble línea para obtener los niveles de cortocircuitos, la transferencia de potencia y para observar cómo mejorarán los niveles de voltajes en las barras. En este estado se mantienen las mismas condiciones que en el capítulo anterior, solo se agregan las líneas que se proponen construir.

3.2.1.1.1 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581).

Tabla 3.1 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta. Clara-B1	110.00	1529.30	1745.30	1631.90	1911.00
TAP-Rusa	109.79	1350.30	1561.40	1394.70	1712.60
110 Sta. Clara	109.86	1425.40	1582.70	1490.10	1688.90
B1/110-SC-IND	109.65	1187.90	1261.00	1192.10	1265.80
B2/110-SC-IND	109.65	1187.90	1261.00	1192.10	1265.90
Móvil-Camajuaní	110.73	551.60	540.20	518.85	447.45
RE105	110.62	427.56	415.79	401.08	326.86
Alta-Textilera	109.81	1312.90	1525.20	1347.30	1671.80

Como se puede apreciar los niveles de voltajes no presentan ningún problema, esto se debe a que esta es la condición donde está conectada toda la generación.

Tabla 3.2 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	1.3
L214	10.6
L220	3.7
L221	6.0
L226	8.8
L229	8.7
L243	5.3
L580	9.7
L581	7.4

La transferencia de potencia por las líneas no presenta dificultades por estar la red en condiciones normales de operación.

3.2.1.1.2 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

Tabla 3.3 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC 1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1523.40	1738.70	1624.30	1904.70
TAP-Rusa	109.43	1240.50	1452.90	1259.40	1590.30
110 Sta Clara	109.30	1186.60	1308.20	1194.20	1393.40
B1/110-SC-IND	109.54	1150.90	1217.20	1148.70	1230.50
B2/110-SC-IND	109.55	1150.90	1217.20	1148.70	1230.60
Móvil-Camajuaní	110.02	551.01	539.64	518.20	447.14
RE105	110.33	427.22	415.48	400.71	326.70
Alta-Textilera	109.81	1312.60	1524.80	1346.60	1670.70

En esta condición de operación de la red el voltaje en las barras se mantiene en valores muy cercanos a los vistos anteriormente (Tabla 3.1), ellos no se ven afectados por la falla del doble circuito.

Tabla 3.4 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	4.7
L214	10.1
L220	10.7
L221	8.4
L226	0.0
L229	0.0
L243	5.3
L580	14.6
L581	19.5

La transferencia de potencia no presenta problemas por ser la condición menos severa, solo aumenta en el caso de las líneas nuevas.

3.2.1.1.3 Desconexión de las baterías fuel y diesel de la subestación Santa Clara Industrial con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

Tabla 3.5 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC 1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1471.40	1692.20	1572.50	1869.90
TAP-Rusa	109.28	1198.00	1414.90	1217.20	1555.30
110 Sta Clara	109.10	1143.40	1270.10	1151.00	1362.70
B1/110-SC-IND	109.11	1086.50	1154.50	1081.40	1188.20
B2/110-SC-IND	109.13	1086.50	1154.50	1081.40	1188.30
Móvil-Camajuaní	110.02	548.36	537.77	515.79	447.27
RE105	110.33	426.236	414.97	399.91	327.25
Alta-Textilera	109.65	1261.40	1479.20	1294.90	1629.30

En esta condición de operación de la red, los niveles de voltajes en las barras se mantienen con valores permisibles, sin presentarse bajos niveles de voltaje en las barras Tap-Rusa y 110 Sta Clara como se vio en el **Capítulo II** por lo que esta avería no afecta el funcionamiento correcto de la red.

Tabla 3.6 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	8.0
L214	9.9
L220	20.1
L221	24.1
L226	0.0
L229	0.0
L243	5.2
L580	31.0
L581	27.6

La transferencia de potencia por las líneas con esta avería aumenta pero es importante precisar que los valores son menores que los obtenidos en el capítulo anterior; además no hay que pasar nodos a PV para que converja el sistema.

3.2.1.1.4 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestación Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

Tabla 3.7 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1480.80	1705.10	1579.30	1878.90
TAP-Rusa	108.91	1190.30	1411.50	1201.30	1542.70
110 Sta Clara	108.58	1130.10	1260.20	1127.70	1345.60
B1/110-SC-IND	108.98	1115.60	1183.20	1110.10	1208.90
B2/110-SC-IND	109.00	1115.60	1183.20	1110.10	1208.90
Móvil-Camajuaní	110.02	551.22	539.92	517.65	448.75
RE105	110.33	428.32	416.49	401.27	328.28
Alta-Textilera	109.60	1277.80	1497.80	1309.50	1644.70

Esta condición presentó, en la sección anterior (**Capítulo II**), problemas de bajo voltaje en algunas barras; ahora los niveles de tensión en las barras se mantienen en valores admisibles de operación, por lo que la red puede operar normalmente sin que se afecte ninguna zona por problemas de tensión.

Tabla 3.8 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	7.7
L214	9.0
L220	47.9
L221	35.3
L226	0.0
L229	0.0
L243	5.2
L580	42.2
L581	53.9

La transferencia de potencia por las líneas aumenta para esta condición ya que no está conectada la generación de la subestación Santa Clara 110 pero llega a todos los consumidores la potencia necesaria para el funcionamiento adecuado de la red.

3.2.1.1.5 Desconexión de las baterías fuel y diesel de las subestaciones Santa Clara Industrial y Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

3.9 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1430.50	1657.90	1524.50	1839.00
TAP-Rusa	108.85	1149.50	1373.90	1158.30	1504.90
110 Sta Clara	108.49	1089.00	1223.20	1084.50	1313.00
B1/110-SC-IND	108.79	1054.70	1126.60	1043.50	1165.90
B2/110-SC-IND	108.82	1054.70	1126.60	1043.50	1166.00
Móvil-Camajuaní	110.02	548.16	537.41	514.52	448.44
RE105	110.33	427.19	415.57	400.02	328.57
Alta-Textilera	109.54	1228.50	1452.40	1256.30	1600.00

En esta condición de operación los voltajes se mantienen en valores permisibles, sin embargo, en el **Capítulo II** se mostró cómo con esta avería la red no podía operar, por lo que las líneas construidas solucionan los problemas de bajo voltaje

en las barras y permiten que la red opere sin que se afecte el servicio a los consumidores.

Tabla 3.10 Transferencia de potencia por las Líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	6.0
L214	8.9
L220	48.4
L221	36.1
L226	0.0
L229	0.0
L243	5.2
L580	43.2
L581	54.7

La transferencia de potencia por las líneas aumentan para esta avería pero la red puede funcionar sin afectar el servicio a los consumidores, además, los valores alcanzados en este caso no exceden los obtenidos en el **Capítulo II** para otras condiciones menos severa que esta.

3.2.1.2 Estado de mínima demanda.

En este estado se mantienen las mismas condiciones que en el capítulo anterior y se agregan las líneas que se proponen construir.

3.2.1.2.1 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581).

Tabla 3.11 Niveles de cortocircuito en barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC1f
220 Sta Clara-B1	110.00	1529.30	1745.30	1631.90	1911.00
TAP-Rusa	110.01	1350.30	1561.40	1394.70	1712.60
110 Sta Clara	108.06	1425.40	1582.70	1490.10	1688.90
B1/110-SC-IND	110.14	1187.90	1261.00	1192.10	1265.80
B2/110-SC-IND	110.14	1187.90	1261.00	1192.10	1265.90
Móvil-Camajuaní	109.99	551.60	540.20	518.85	447.45
RE105	110.14	427.56	415.79	401.08	326.86
Alta-Textilera	110.14	1312.90	1525.20	1347.30	1671.80

Como se puede observar los niveles de voltajes en las barras no presentan problemas.

Tabla 3.12 Transferencia de potencia por las Líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	7.9
L214	5.8
L220	7.3
L221	8.5
L226	0.0
L229	0.0
L243	5.3
L580	9.7
L581	7.4

La transferencia de potencia por las líneas no tiene problemas ya que la red está en condiciones normales de generación para mínima demanda.

3.2.1.2.2 Condiciones normales de generación con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

Tabla 3.13 Niveles de Cortocircuito en Barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC 1f
220 Sta Clara-B1	110.00	4683.80	7124.10	4711.20	7740.40
TAP-Rusa	110.01	4048.00	4127.00	3987.50	3128.20
110 Sta Clara	108.30	132.27	135.28	118.83	138.38
B1/110-SC-IND	110.14	2164.50	2229.00	2006.20	2134.80
B2/110-SC-IND	110.14	2164.60	2229.00	2006.20	2134.80
Móvil-Camajuaní	110.02	625.48	581.87	552.22	483.94
RE105	110.14	443.24	411.85	389.12	330.99
Alta-Textilera	110.02	2915.00	4741.50	2801.60	4701.50

Los niveles de voltajes para estas condiciones de operación se mantienen en valores permisibles para la operación de la red; sin las líneas construidas, la barra de 110 Santa Clara presenta bajo valor de tensión.

Tabla 3.14 Transferencia de potencia por las Líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	7.9
L214	5.8
L220	7.3
L221	8.5
L226	0.0
L229	0.0
L243	13.9
L580	3.1
L581	9.6

Aunque el doble circuito está abierto, la transferencia de potencia por las líneas no es alta por estar en estado de mínima demanda.

3.2.1.2.3 Desconectado las baterías fuel de Santa Clara 110 con las líneas nuevas construidas (líneas L580 y L581) y el doble circuito abierto.

Tabla 3.15 Niveles de Cortocircuito en Barras. Fuente: Autor

Barras	Voltaje kV	MVA CC 3f	MVA CC 2f-T	MVA CC 2f	MVA CC 1f
220 Sta Clara-B1	110.00	4641.00	7066.60	4665.90	7669.60
TAP-Rusa	109.98	4005.40	4128.90	3942.30	3110.90
110 Sta Clara	107.32	115.57	120.33	100.41	122.30
B1/110-SC-IND	110.08	2147.80	2213.10	1990.10	2123.70
B2/110-SC-IND	110.08	2147.80	2213.10	1990.10	2123.70
Móvil-Camajuaní	109.99	627.70	585.93	553.78	483.81
RE105	110.14	445.29	411.69	390.73	330.96
Alta-Textilera	110.02	2929.70	4709.40	2780.80	4667.70

Con la desconexión de las baterías fuel de Santa Clara 110 las barras mantienen un nivel de voltaje adecuado.

Tabla 3.16 Transferencia de potencia por las líneas. Fuente: Autor

Líneas	Transferencia en MVA
L206	5.6
L214	5.8
L220	19.4
L221	10.7
L226	0.0
L229	0.0
L243	13.9
L580	3.1
L581	12.1

La transferencia de potencia sigue siendo baja, es decir, no tiene dificultad.

3.2.2 Análisis de la operación del interruptor 8340 con la construcción de las líneas propuestas.

Con la construcción de la línea L580 se podrá asegurar un mejor funcionamiento del interruptor 8340. Esta variante permitirá seguir alimentando la Textilera por 110kV, y al abrir la línea **L241** el 8340 solo operará para fallas en las líneas que realmente debe proteger, no viéndose afectado por fallas en las líneas adyacentes a él.

3.2.2.1 Análisis de la operación del interruptor 8340 con la construcción de las líneas propuestas.

Tabla 3.17 Valores en amperes de las corrientes de carga que detectaría el interruptor 8340 al ocurrir fallas en las líneas que protege. Fuente: Autor

Línea	Envío	Recibo	I (A) Monofásico	I(A) Bifásico	I(A) Trifásico
L237	Móvil-Camajuaní	RE105	1566	2088	2166
L234	Móvil-Camajuaní	TAP-REM- TEX	2569	3119	3515

3.2.2.1.1 Análisis de la protección de sobrecorriente que posee el interruptor 8340 ante la construcción de las líneas.

La protección de sobrecorriente del interruptor 8340 debe estar ajustada para el mayor cortocircuito en la línea que él protege, que en este caso sería para un cortocircuito bifásico en la línea L237, con la construcción de la línea L580 el interruptor solo operará para fallas en las líneas L234 y L237, evitándose así que dispare incorrectamente ante fallas en otras líneas, de esta forma también se puede asegurar una mayor fiabilidad y continuidad servicio a la cayería norte, cuando se conecte al SEN.

3.2.2.1.2 Análisis de la protección de distancia que posee el interruptor 8340 ante la construcción de la línea.

La protección de distancia del interruptor 8340 en su primer escalón de protección debe estar ajustada para el 85% de la línea que él protege, esta posee una alta impedancia al tener cerca de unos 70km, por lo cual, la protección opera ante cualquier perturbación en las líneas adyacentes debido a que estas son líneas cortas que poseen bajas impedancias, como se demostró en el capítulo anterior. Construyendo la línea L580 y abriendo el lazo donde se encuentra el interruptor (L241), accionará solo, cuando ocurran fallas en la línea que enlaza desde Yabú 220 hasta Remedios, para las cuales debe estar ajustada su protección de distancia. Por otra parte, el interruptor posee direccionalidad, por lo que hay que darle ajuste en la otra dirección, y será aquí donde influirán las fallas que ocurran en las líneas adyacentes a él, realizar este ajuste no resulta complejo, pues está la posibilidad de dar respaldo con los interruptores ya instalados en esta zona.

3.3 Costo de inversión del proyecto.

La construcción de las líneas (L580 y L581) mejora el servicio eléctrico de la provincia Villa Clara cuando ocurren las contingencias estudiadas, con la ejecución de este proyecto aumenta la fiabilidad del servicio a los consumidores; por eso no se hace un estudio de recuperación de inversión utilizando el Valor Actual Neto (VAN) u otro método, ya que el propósito fundamental es garantizar

un servicio ininterrumpido y una red segura ante averías, solo se analizó el costo de inversión del proyecto con los datos obtenidos de la OBE provincial, que arrojó que el costo de 1km de línea de 110kV es de \$135702.00. Este dato permite conocer el costo de inversión aproximado de la propuesta, si sabemos que la línea entre 220 Santa Clara y Tap Rusa (L581) tiene alrededor de 7.5km, lo que da un valor de \$1017765.00 y la línea entre 220 Santa Clara y Alta Textilera (L581) es de 4km aproximadamente, pero ya existen dos de ellos construidos, lo que da un valor de \$271404.00. También se debe tener en cuenta que con la construcción de estas líneas se podrá afrontar mejor la conexión de la cayería norte al SEN.

3.4 Conclusiones Parciales

- ✓ La línea entre las barras 220 Santa Clara y Tap Rusa permite que la red eléctrica de Villa Clara pueda seguir prestando servicio a los consumidores ante la falla del doble circuito.
- ✓ Con la construcción de la línea entre las barras 220 Santa Clara y Alta Textilera y la desconexión de la línea L241 (enlaza la barra Tap-Remedios hasta la barra 8556 TEX) se seguirá alimentando por 110kV la Textilera y el interruptor 8340 no tendrá operaciones incorrectas por la ocurrencia de fallas en líneas adyacentes a él.

Conclusiones

Después de terminada esta investigación se arribaron a las siguientes conclusiones:

- ✓ Ante la apertura del doble circuito se presentan problemas de bajo voltaje en distintas barras cercanas a él.
- ✓ Cuando ocurre una falla en el doble circuito y además se desconecta la generación existente en las subestaciones Santa Clara Industrial y Santa Clara 110 no se logra la operación de la red eléctrica de Villa Clara debido a los bajos niveles de voltaje en las barras en los dos estados de carga analizados.
- ✓ La transferencia de potencia por las líneas cercanas al doble circuito, aumenta considerablemente, cuando ocurre una falla en él.
- ✓ El interruptor 8340 opera incorrectamente debido a la ocurrencia de fallas en líneas adyacentes a él por las cuales no debía operar, lo que se puede eliminar con la construcción de una línea entre las barras de 220 Santa Clara y Alta Textilera.
- ✓ La construcción de una línea entre las barras de 220 Santa Clara y Tap Rusa elimina el mal funcionamiento de la red de Villa Clara ante la falla del doble circuito y garantiza un servicio con mayor fiabilidad y calidad a los consumidores

Recomendaciones

- ✓ Realizar por parte de los especialistas de la OBE un análisis de las propuestas de solución planteadas y valorar la posible construcción de las dos líneas para garantizar una mayor fiabilidad del servicio eléctrico en la provincia.
- ✓ En caso de no construir la línea entre las barras 220 Santa Clara y Alta Textilera estudiar el interruptor 8340 para darle un mejor ajuste y así no dejar fuera de servicio a consumidores, innecesariamente.

Referencias Bibliográficas

- 1- ABB Power T & D Company. (1994). Protective Relaying Theory and Applications.
- 2- Altuve, H. (1991). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- 3- Arrillaga J., Arnold C.P. (1983). Computer Modelling of Electrical Power Systems. John Wiley & Sons. New York, Estados Unidos.
- 4- Bauta Arce, Rudy E. (2010).Variantes de solución a problemas de voltaje en la subestación Santo Domingo 110/34.5 kV.". Tesis para optar por el Grado de Ingeniero Eléctrico. UCLV. Santa Clara. Cuba.
- 5- Blackburn, T. J. (2007) Protective Relaying Principles and Applications .Third Edition. Domin. 2007, CRC Press Taylor & Francis Group, LLC.
- 6- Cerda, J L. (2002). Integración de Unidades de Generación Distribuida en un Modelo de Mercado de Adquisición de Energía de una Empresa Distribuidora. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile.
- 7- CONAE (2003). Generación Distribuida energía de calidad. Río Lerma No 302 Col., 5 págs. Disponible en:
<http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=1917>
- 8- Editec S.A Publicación de la revista energética chilena 2011. Disponible en : http://www.revistaei.cl/imprimir_noticia_neo.php.htm
- 9- FLOREZ Lucio, BARON Alfonso. (1993). Introducción al Análisis de Sistemas de Potencia. Volumen III. Bogotá.
- 10-Fundamentos de los sistemas eléctricos de potencia (2011). Publicación de la IEEE Disponible en:
https://www.meetings.vtools.ieee.org/meeting_view/list_meeting/11565
- 11- González Cueto, J. & García, Z. (2002) Manual de usuario del PSX Formato Electrónico. Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Central de Las Villas, Cuba. Disponible en:

<http://intranet.fie.uclv.edu.cu> .

- 12-**Jones, T. y Petrie, E. (2000). "Expansión de la Red". Generación distribuida y compañía eléctrica virtual. Revista ABB - nº 3.
- 13-** Knyazkin, V. (2004). Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation Doctoral Thesis, Stockholm, Sweden.
- 14-**Kundur. P. (1994). Power system stability and control. Ed. McGraw-Hill, California, EEUU.
- 15-**Stevenson W. D., Grainger J.J (2010). Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia. McGraw-Hill,Inc., U.S.A. Disponible en:
http://rapidshare.com/files/398329609/Solucionario_Grainger_Stevenson.ra
- 16-** Zamora S. (1998). Flujo de Carga Newton-Raphson Acoplado Rápido con Técnicas para Orientar el Análisis en Caso de Divergencia. Tesis para optar por el grado de máster en ingeniería eléctrica. UCLV. Santa Clara.

ANEXOS

Anexo I Subestaciones de 110/33 kV de la provincia Villa Clara

I.I-Subestación Calabazar de Sagua 110/33kV

La subestación Calabazar 110 kV (**figura I.I**) 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.

I.II-Subestación Placetas 110/33kV

La subestación de Placetas 110 kV (**figura I.II**) 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.

I.III-Subestación de Remedios 110 kV.

La subestación de Remedios 110 kV (**figura I.III**) se alimenta desde Santa Clara 220 kV, cuenta con un transformador de 25 MVA y tiene salidas para Camajuaní, Placetas- Zuluetas, Yaguajay y Caibarién.

I.IV-Subestación de Santo Domingo 110 kV.

La subestación de Santo Domingo 110 kV (**figura I.IV**) 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.

I.V- Subestación de Santa Clara 110 kV

La subestación de Santa Clara 110 kV (**figura I.V**) tiene entradas desde Santa Clara 220 y R León, además está equipada con dos transformadores de 25 MVA cada uno y con salidas para Antón Díaz – Esperanza, Sakenaf – SC Industrial, SC 33/4 kV, Maleza- Camajuaní y para los circuitos I y II de la Zona Industrial.

I.VI- Subestación de Cruces

La subestación de Cruces (**figura I.VI**) cuenta con una alimentación desde Santa Clara, además tiene un transformador de 25 MVA y sus salidas son hacia los circuitos 55 y 56, Espartaco, Ranchuelo, Lajas y las baterías Cruces.

I.VII- Subestación de la Moza

La subestación de la Moza 110 kV (**figura I.VII**) tiene alimentación por Santa Clara y R León, esta equipada por dos transformadores de 25 MVA y tiene salidas para Manicaragua y Cienfuegos.

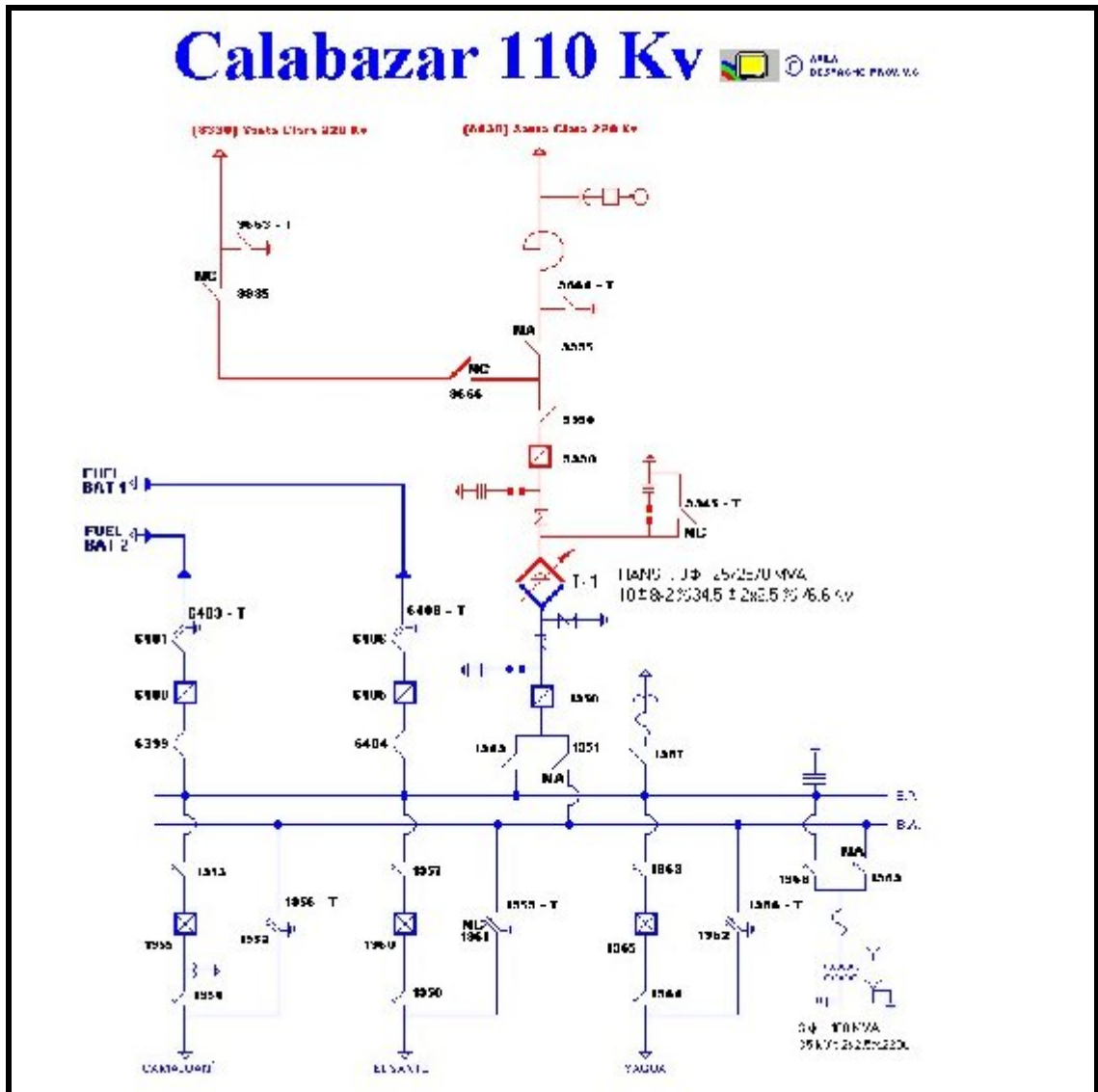


Figura I.I: Subestación de Calabazar 110 kV.

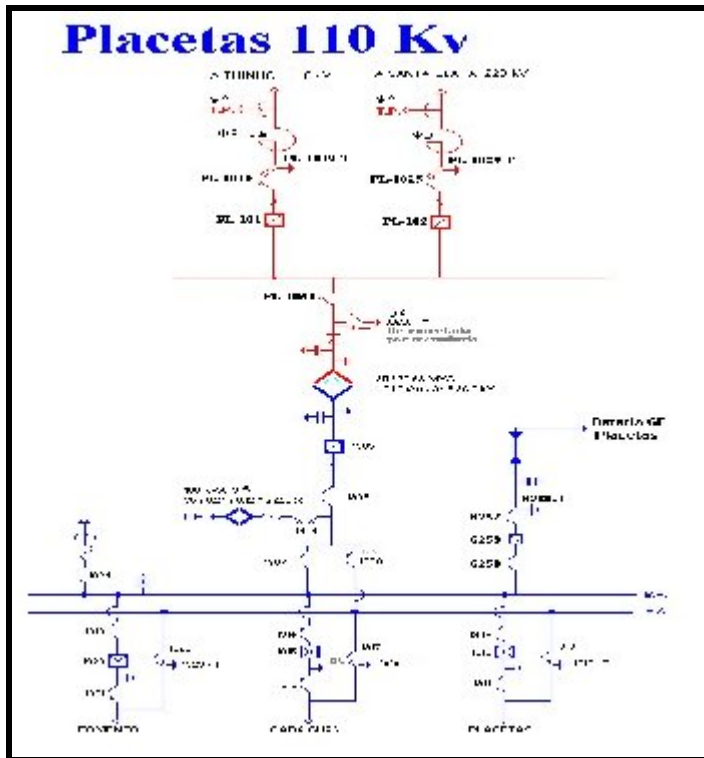


Figura I.II: Subestación de Placetitas 110 kV.

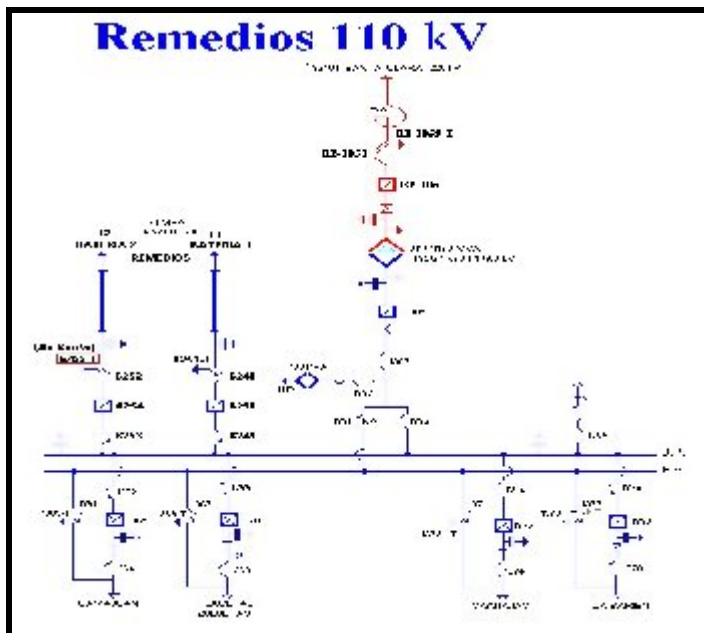


Figura I.III: Subestación de Remedios 110 kV.

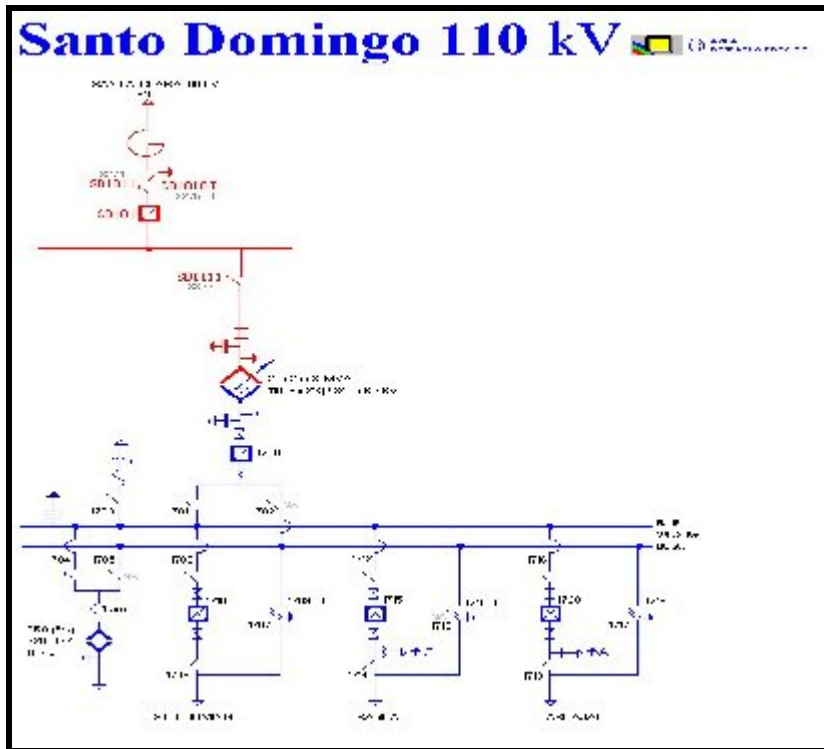


Figura I.IV: Subestación de Santo Domingo 110 kV.

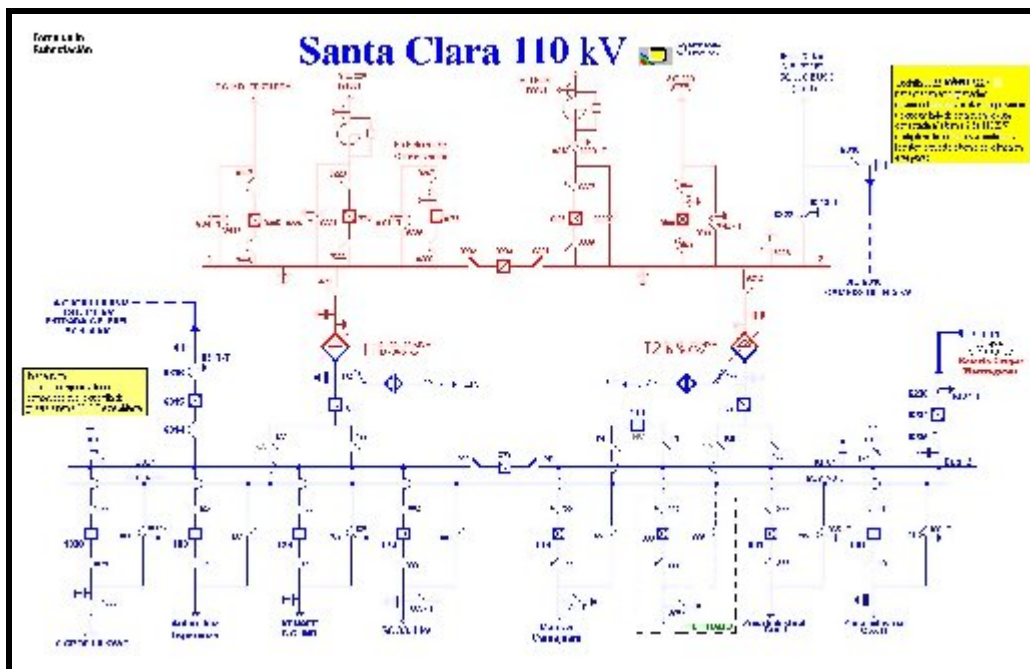


Figura I.V: Subestación de Santa Clara 110 kV.

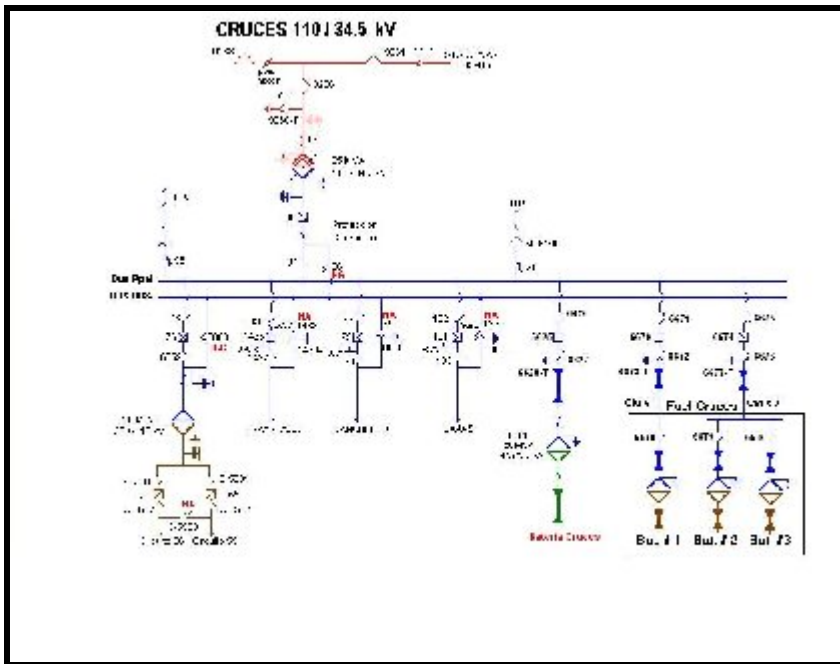


Figura I.VI: Subestación de Cruces 110 kV.

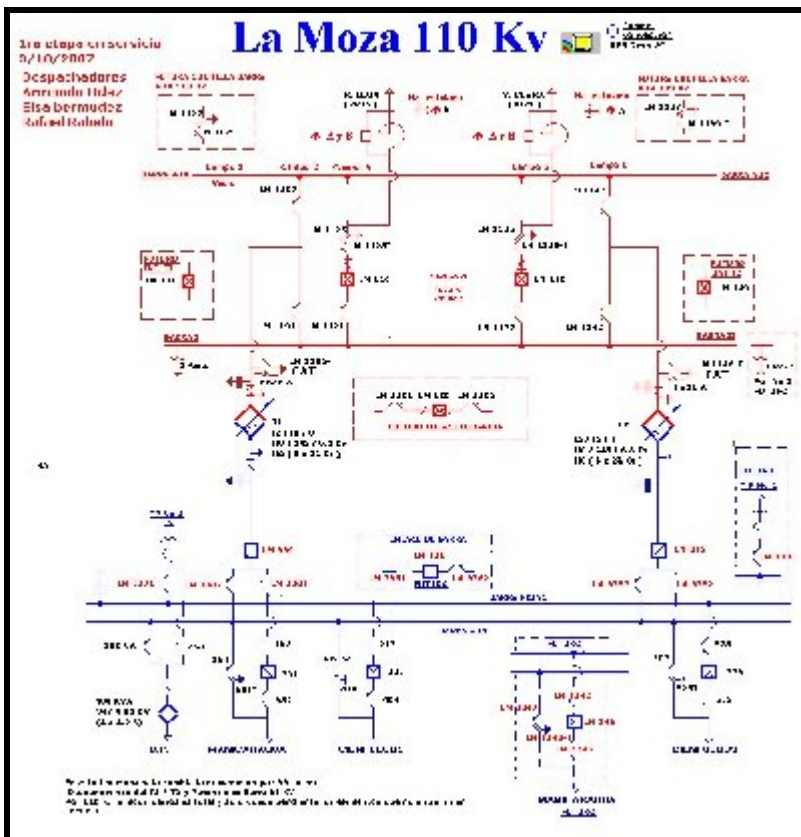


Figura I.VII: Subestación la Moza 110 kV.

