



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO
DR. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ.
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECHANICA
DEPARTAMENTO DE ELECTRICA.

TRABAJO DE DIPLOMA

En OPCIÓN AL Título DE INGENIERO ELÉCTRICO

Tema: Reconfiguración de las redes de 34.5kV y 13.8 kV para implementar lazos automáticos en los niveles de tensión del municipio Mayarí.

Autores: Yuri Ladrón de Guevara Sotomayor

Yosmani Almira Ramírez

Tutores: Msc. Nilka Hernández Diéguez, Ing. Elieski Cruz Martínez

Msc. Orlando Ernesto Parra Infante. (Empresa Eléctrica Holguín)

Curso: 2015-2016.

Holguín, Moa, 2016 “Año 57 de la Revolución”

Declaración de Autoridad.

Autores de este trabajo de Diploma certificamos su propiedad intelectual a favor del **Instituto Superior Minero Metalúrgico Doctor “Antonio Núñez Jiménez”**, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Firma del diplomante

Firma del Tutor

Pensamiento:



Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber.

Albert Einstein.

DEDICATORIA

Agradecimientos

Resumen

Con el paso de los años las redes se van modificando y cada vez se tornan más complejas desde el punto de vista de operación y estudio, pasan de ser redes totalmente radiales, a tener múltiples enlaces, por lo que comienzan a existir múltiples variantes de esquemas de operación. Pero cada una de esta implica a su vez un valor de pérdidas que es necesario conocer para valorar lo provoca cada decisión tomada por el despachador en la operación.

Se realiza un estudio de las redes de distribución que alimentan principalmente la ciudad de Mayarí o las zonas más densamente pobladas del Municipio Mayarí. Para lo cual se necesita un software capaz de modelar o simular las redes implicadas en dicho estudio y que nos permita analizar los diferentes escenarios más probables el esquema de Operación para estas redes, sus posibles enlaces, efecto de los bancos de capacitores existentes en estas redes. Así como la implementación de una automática que garantice una mayor confiabilidad a las zonas o clientes más importantes, minimizar los clientes afectados ante posibles fallas, auto reposición del servicio, etc.

Para realizar este estudio se emplea el Power Factory, un software nunca empleado antes en Cuba con este fin y que además esta herramienta actualmente, es una de las líderes en el mundo en simulación de sistemas eléctricos de potencia.

Abstract

ÍNDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO 1. MARCO TEORICO-CONCEPTUAL	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Trabajos precedentes.....	4
1.3 Red de Distribución (Concepto).....	5
1.4 Partes componentes de un sistema de distribución.....	5
1.4.1 Subestaciones de distribución.	5
1.4.2 Alimentadores primarios o distribución primaria.	5
1.4.3 Transformadores de distribución.....	5
1.4.4 Alimentadores secundarios o de distribución secundaria.	5
1.4.5 Acometidas.	6
1.4.6 Metros contadores.	6
1.5 Regímenes de operación (concepto).....	6
1.6 Sistema Automático de Distribución.	7
1.7 Métodos para reconfiguración de alimentadores.....	11
1.8 Selección de interruptores de frontera y de seccionamiento.	16
1.9 Criterios para seleccionar el sistema a automatizar.....	18
1.10 Implementación del sistema de distribución.....	19
1.11 Conclusiones.	20
CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS CIRCUITOS E INTERRUPTORES NU-LEC A INSTALAR EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL MUNICIPIO DE MAYARI Y DISEÑO EXPERIMENTAL.....	21
2.1 Introducción.	21
2.2 Características actuales de los circuitos y subestaciones a automatizar.	21
2.2.1 Características del sistema de subtransmisión y distribución de la ciudad Mayarí.	21
2.2.2 Línea Nicaro Pinares (4460).	22
2.2.3 Línea Nipe Mayarí 6170.	22
2.2.4. Subestación Mayarí 1.	22
2.2.5 Subestación Mayarí 2.	23
2.2.6 Subestación Melones.	24
2.2.7 Subestación Arroyo en Medio.....	24
2.2.8 Subestación Guerrita.	25
2.3 Características del Reconectador Automático serie U.	26
2.3.1 Especificaciones del reconectador serie U.....	28

2.4	Reseña de la interfaz de comunicaciones.	29
2.4.1	<i>Interfaz de Telemetría.</i>	29
2.4.2	<i>Interfaz de Computadora.</i>	30
2.4.3	<i>Control Remoto.</i>	30
2.5	Lazo Automático.....	30
2.5.1	<i>Tipos de restauradores.</i>	31
2.5.2	<i>Seccionalizando la falla.</i>	31
2.5.3	<i>Temporización del Lazo Automático.</i>	33
2.5.4	<i>Parámetros de ajustes del Lazo Automático.</i>	34
2.5.6	<i>Activando el Lazo Automático.</i>	34
2.5.7	<i>Desactivando el Lazo Automático.</i>	35
2.6	Reseña y características del Telenul	35
2.7	Elementos sobre redes.	36
2.7.1	<i>La estructura.</i>	36
2.7.2	<i>El Conductor.</i>	37
2.8	Análisis de las variantes a utilizar.	37
2.9	Descripción de los softwares consultados.	39
2.9.1.	Programa seleccionado.	40
2.10	Conclusiones del capítulo 2	41
	Capítulo 3 Valoración Económica y análisis de los resultados obtenidos.	42
3.1.	Introducción.....	42
3.2	Análisis de los resultados:	42
3.2.1	Escenario 1:	42
3.2.2	Escenario 2:	43
3.2.3	Escenario 3:	44
3.2.4	Escenario 4:	45
3.2.5	Escenario 5:	46
3.2.6	Escenario 6:	48
3.2.7	Escenario 7:	49
3.2.8	Escenario 8:	50
3.2.9	Escenario 9:	50
3.3	Valoración Económica.....	52
3.4	Tiempo de interrupción al usuario (TIU)	53
3.5	Impacto social.....	54
	Conclusiones Generales	56
	Bibliografía	58
	ANEXOS	

INTRODUCCIÓN

Nuestro país está sometido constantemente a la crisis energética mundial, la cual está presente hasta en los países más industrializados, está ligada indiscutiblemente a la escasez del petróleo, pues este recurso no renovable es el principal portador energético en la generación eléctrica. En un mundo que se precipita a una severa crisis por la escasez de estos recursos energéticos no renovables y el alto consumismo de los países desarrollados encabezados por Estados Unidos con un 25% del mundial y su política neoliberal, esto hace pensar que si no se toman medidas para el ahorro de estos recursos o se buscan otras fuentes de energía en pocos años nuestro planeta quedará sumido en un caos. La electricidad no es una fuente de energía primaria pero constituye la forma de energía indispensable para poder utilizar las grandes fuentes de energía primaria en beneficio de la sociedad. Existen países productores del llamado “Oro Negro” donde esta crisis no se ha recrudecido tanto, tal es el caso de los países del Medio Oriente, Rusia y Venezuela; en este último si bien es cierto que sus reservas son lo suficientemente grandes para abastecer el país y comercializar, no es el petróleo el recurso más utilizado en este país para la generación eléctrica, pues el 70% es generado con tecnologías que emplean recursos renovables, en su mayoría se utilizan Centrales Hidroeléctricas aprovechando el gran caudal de los ríos que este propicia.

Todo esto ha dado lugar a que la dirección del país acometa una serie de mejoras en las redes de distribución, urgidas de una revitalización para disminuir las pérdidas y prestar un servicio con calidad y eficiencia a nuestro pueblo.

Esta Revolución ha abarcado todas las esferas de la sociedad. Entre ellas la parte educativa con el Programa de Ahorro Energético en Cuba (PAEC) y la investigación para aprovechar otras fuentes de energía como la eólica, la solar, etc. Además de las inversiones hechas en la modernización de las termoeléctricas y la construcción de diferentes grupos electrógenos para abastecer a ciudades, poblados, industrias grandes y pequeñas, así como asegurar el suministro de energía a puntos vulnerables de la economía como hospitales, policlínicos, panaderías, centros de elaboración, bombeo de agua a la población etc. Estas inversiones se realizan para

garantizar un servicio eléctrico estable. Nuestro país, a pesar de la difícil situación energética, continúa realizando mejoras de las condiciones técnicas de los circuitos de distribución residenciales. El incremento de las cargas que se ha experimentado en estos circuitos ha conllevado al cambio de los regímenes de explotación debido a la variedad de equipos electrodomésticos.

Una de las principales tareas de la Empresa Eléctrica provincial es la disminución de las pérdidas en distribución, y evaluar el impacto de la rehabilitación de redes; uno de los métodos empleados para disminuir las pérdidas en los circuitos de distribución es la reconfiguración de los esquemas de operación de las redes de 34.5 kV y 13.8 kV a la variante más óptima e implementar lazos automáticos que permitan restablecer el servicio a los clientes que están fuera de la zona en falla así como la elevación del voltaje en las redes primarias, convirtiendo circuitos de 4.16 kV a 13.8kV o 19.9 kV. Estos llevan implícito una inversión considerable que en muchos casos no es factible, por tanto es interés realizar el estudio sobre aquellos circuitos de distribución primaria donde es posible desde el punto de vista económico realizar una conversión de tensión a 13.8 o 19.9 kV.

Situación problemática

Cuando ocurre una falla en un circuito de distribución se quedan afectados varios clientes por largos periodos de tiempo hasta que se manipulen de forma manual o remota los desconectivos que permitan aislar la falla, en un proceso que requiere seccionalizar los circuitos e ir realizando pruebas a los mismos, hasta detectar el ramal o zona en avería para luego poder darle servicio al resto de los clientes, esto conlleva no solo a la pérdida de energía eléctrica, al deterioro de la resistencia de contacto de los interruptores, y a la molesta interrupción repetitiva al cliente, sino también al no cumplimiento en varios centros de producción, etc.

Problema

Poca confiabilidad en los circuitos de distribución de Mayarí al no contar con una automática para restablecer el servicio eléctrico.

Objeto de estudio

Redes de distribución del municipio Mayarí.

Campo de Acción

Automatización de redes de distribución más importantes de Mayarí

Objetivo de la investigación:

Determinar el esquema de operación óptimo para las redes de distribución del municipio de Mayarí para la implementación de una automática entre estos.

Objetivos específicos:

- Establecer el estado del arte sobre automatización de redes de transmisión.
- Caracterizar el sistema de distribución del municipio Mayarí.
- Realizar un estudio para determinar el esquema de Operación Óptimo para estas redes, y sus posibles variantes de esquemas posibles.

Para ello se requiere un estudio en los circuitos de distribución y así poder crear la base de datos necesarios en el cálculo de las mejoras propuestas, asociadas a estas y sus respectivos presupuestos. Además de analizar los beneficios que se pueden obtener después de ejecutar dichas mejoras y su impacto medioambiental.

Hipótesis

Si se modifica el esquema de operación de la red de distribución seleccionando la mejor variante de los escenarios modelados mediante una herramienta informática y se implementan lazos automáticos, se podrá elevar el nivel de automatización en las redes de distribución del municipio Mayarí con la consecuente disminución del tiempo de interrupción de los consumidores.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO-CONCEPTUAL.

1.1 Introducción.

Las redes de distribución poseen una gran importancia dentro del sistema electroenergético puesto que son las encargadas de llevar la energía a los consumidores más pequeños, estas deben ser flexibles, eficientes y deben poseer una buena regulación de voltaje.

En este capítulo se realiza un análisis de forma general relacionada con las mejoras en las redes de distribución, regímenes de operación y uso del lazo automático.

1.2 Trabajos precedentes.

En el trabajo “Coordinación y Ajuste Automático de Protecciones en dos Circuitos entre las Subestaciones Holguín1 y Holguín 2”, del autor Roberto Hernández Rojas 2012. Realizó un estudio de ajuste y coordinación de protecciones en los interruptores del tipo Nu-lec instalados en los circuitos 6 y 13 de Holguín para poner en servicio la opción de lazo automático en dichos interruptores y crear una automática entre los dos circuitos, no hizo énfasis en la variedad de softwares que se pudieron haber usado para este proyecto y no explico porque escogió el PSX que cuenta con la limitante de no poder simular redes monofásicas, pues trabaja sistemas trifásicos balanceados, además no aparecen los valores de las perdidas en cada uno de los esquemas planteados.

Reinaldo Tamayo Lores, autor de “Análisis de la efectividad de los recierres de interruptores Nu-lec, 2011. Realizó un trabajo de 80 recerradores con 2 recierres y 15 con 3 recierres realizando el análisis de los eventos ocurridos en los 95 interruptores Nu-lec.

Yadiel Cruz Calzadilla. Realizó un estudio de reconfiguración y esquema óptimo de las nuevas redes de subtransmisión de los municipios de Antilla y Banes. Dónde se hacen varias mejoras entre las que se encuentran la reconfiguración de las redes, la introducción o calentamiento de subestaciones, y ajustes en las derivaciones de los transformadores, no explica la variante del uso de desconectivos automáticos para una mejor efectividad y rapidez del suministro por cambio de enlace entre los circuitos en ocurrencia de una falla en el mismo.

1.3 Red de Distribución (Concepto).

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

1.4 Partes componentes de un sistema de distribución.

Un sistema de distribución está compuesto fundamentalmente por:

- Subestaciones de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Alimentadores secundarios
- Acometidas
- Metros contadores.
- Conductores.

1.4.1 Subestaciones de distribución.

Se considera como subestaciones de distribución las subestaciones que reciben las líneas de subtransmisión y reducen su voltaje a los valores nominales en los circuitos de distribución, 4,16 y 13,2 kV.

1.4.2 Alimentadores primarios o distribución primaria.

Son las líneas que saliendo de una subestación de distribución van a alimentar a los transformadores de distribución. Sus valores de voltajes nominales son 4,16 y 13,2 kV.

1.4.3 Transformadores de distribución.

Son los transformadores destinados a reducir el voltaje de los valores usados en los circuitos de distribución primaria de 4,16 y 13,2 kV, a los valores de utilización en las residencias, comercios e industrias de 120 a 480 V.

1.4.4 Alimentadores secundarios o de distribución secundaria.

Son las líneas que partiendo de los transformadores de distribución van a dar servicio a los consumidores del área por medio de las acometidas.

1.4.5 Acometidas.

Son las líneas que partiendo de los alimentadores secundarios se extienden hasta los metros contadores de los consumidores.

1.4.6 Metros contadores.

Son los instrumentos conectados a los consumidores, destinados a medir la energía consumida por los mismos. [1]

1.4.7 Conductor

Material conductor óptimo.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un Sistema Eléctrico. Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el costo del mismo, el cobre ofrece hoy en día la mejor solución, ya que cumple con los principales factores que se tienen que tener en cuenta para una buena selección como son el material, su flexibilidad y la configuración así sea circular compacto, anular u otros.

1.5 Regímenes de operación (concepto).

Se denomina regímenes, a cierto estado del sistema determinado por los valores de la potencia, voltajes, corriente, frecuencia y otras magnitudes físicas variables que caracterizan el proceso de transformación, transmisión y distribución de la energía y que se denomina parámetros del régimen. [2]

1.5.1 Tipos de regímenes.

Existen dos tipos de regímenes en los sistemas eléctricos

- Régimen estacionario
- Régimen transitorio

El régimen estacionario se caracteriza por la invariabilidad de los parámetros o por sus alteraciones lentas y aperiódicas.

El régimen transitorio se caracteriza por cambios rápidos de sus parámetros.

Es de gran importancia establecer el régimen de mejor operación del sistema sobre la base del estudio de los regímenes y sus elementos por separado. Resulta difícil el trabajo del despacho de carga, si de antemano no se ha elaborado el régimen de operación del sistema. [2]

1.5.2 Exigencia de los regímenes de operación.

El régimen de operación de un sistema debe satisfacer unas series de condiciones o exigencias fundamentales estipuladas por la importancia de la industria eléctrica en la economía nacional como son:

- Seguridad en el régimen del sistema.
 - Asegurar el suministro ininterrumpido de energía a todos los consumidores.
 - Asegurar una alta calidad de la energía.
 - Mantener un régimen de máxima economía en el cumplimiento del plan estatal de generación de energía eléctrica tanto en índices cuantitativos como cualitativos.
- [2]

1.6 Sistema Automático de Distribución.

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía obligan cada vez más a las empresas de energía a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen la menor interrupción posible en el fluido eléctrico. Para lograr este objetivo la automatización de los sistemas de distribución es prácticamente indispensable y ha producido excelentes resultados en las empresas de energía que la han implementado. En la actualidad se están haciendo importantes esfuerzos en hardware, software y en sistemas de comunicación para automatizar los sistemas de distribución a gran escala, los cuales normalmente incluyen entre sus funciones la reconfiguración de los alimentadores o circuitos de distribución.

Un Sistema Automatizado de Distribución (SAD) es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa de energía, planear, coordinar, operar y

controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea. Los principales elementos que componen un Sistema Automático de Distribución pueden clasificarse así:

- Equipos de Maniobra (Reconectores, Seccionalizadores y Seccionadores)
- Sistema de Control Supervisado y Adquisición de Datos (SCADA).
- Sistema de comunicación.
- Hardware instalado en centros de control.
- Paquetes de aplicación (Software).

La infraestructura constituida por los elementos mencionados puede ser costosa, pero tiene la ventaja de permitir normalmente una inversión por etapas que representan desde el comienzo una muy alta relación beneficio/costo. Por esto la mayoría de países desarrollados y algunos de los que están en vía de desarrollo han implementado, en muchos casos de manera parcial al menos, Sistemas Automatizados de Distribución.

Es conocido que el máximo nivel de pérdidas en un sistema eléctrico no debe ser mayor a un 10% y que idealmente debe estar entre un 6 y 8%. En los países en vías de desarrollo es común que este valor sea superior a un 20%. Por lo tanto, cualquier esfuerzo destinado a la reducción de las pérdidas es generalmente justificable, especialmente si se tiene en cuenta que algunos bancos internacionales condicionan sus créditos a los índices de pérdidas existentes. [3]

1.6.1 Reconfiguración de alimentadores.

Ideas generales:

La reconfiguración de alimentadores consiste en la modificación topológica de los diferentes alimentadores que componen un sistema de distribución y se hace para mejorar el desempeño del sistema y la calidad del servicio que se presta.

La reconfiguración de alimentadores se hace normalmente partiendo del sistema existente, pero se da libertad al analista de modificar los puntos o nodos de conexión, de modo tal que se puedan ajustar esencialmente los niveles de cargabilidad de los

circuitos. Un análisis de reconfiguración de alimentadores puede conllevar a la modificación misma de los recorridos de los circuitos y de sus puntos de alimentación, lo cual no es muy deseable en la mayoría de los casos por los altos costos que esto implica.

Por lo tanto, la reconfiguración de alimentadores se efectúa normalmente abriendo y/o cerrando dos tipos de interruptores o dispositivos de corte existentes en el sistema de distribución: de enlace o frontera y de seccionamiento. Un alimentador completo, o parte de un alimentador, puede servirse desde otro alimentador cerrando de enlace que los una, y abriendo una cuchilla de seccionamiento apropiado, para mantener la estructura radial.

Se plantea como función objeto de la reconfiguración de alimentadores la reducción de las pérdidas de potencia en los alimentadores de distribución, para lo cual debe en primera instancia definirse el mejor cubrimiento de cada alimentador y las fronteras más adecuadas que debe tener con alimentadores vecinos. En segunda instancia se deben definir las posiciones apropiadas de los dispositivos de cortes de seccionamiento y de frontera, que garanticen el menor valor posible de pérdidas, sin que se violen los demás parámetros de operación que el sistema tenga definidos. Debe tenerse presente que bajo la conceptualización anterior, cualquier operación de reconfiguración debe ir acompañada de una maniobra doble de cierre de dispositivos de corte de frontera y apertura de dispositivos de corte de seccionamiento, para evitar que los circuitos de distribución queden operando en anillo.

La reconfiguración de los alimentadores de distribución puede usarse como una herramienta de planeamiento y de control en tiempo real. Modificando periódicamente la estructura radial de los alimentadores de distribución, a través del cambio de estado (abierto/cerrado) de los dispositivos de corte para transferir cargas de un alimentador a otro, pueden mejorarse significativamente las condiciones de operación del sistema completo. Cada alimentador en un sistema de distribución tiene una mezcla diferente de cargas de tipo comercial, residencial e industrial, y es claro que la forma en que varía la carga, durante el ciclo diario, para esos tipos de carga, no es la misma. La reconfiguración de alimentadores permite por lo tanto,

transferir cargas desde alimentadores o transformadores muy cargados hacia alimentadores o transformadores con cargas relativamente menores. Tales transferencias son efectivas no sólo en términos de alterar el nivel de carga en los alimentadores que se conmutan, sino también en el mejoramiento de los perfiles de voltaje a lo largo de los alimentadores y en la reducción de las pérdidas de potencia totales del sistema.

1.6.2 Reducción de pérdidas por optimización de sistemas de distribución.

En el contexto de la reducción de pérdidas, el problema es el de identificar los interruptores o dispositivos de corte de enlace y seccionamiento que deben cerrarse y abrirse, respectivamente, para lograr una máxima reducción en las pérdidas. Conceptualmente, determinar si el nuevo sistema obtenido a través de la reconfiguración de alimentadores incurrirá en menores pérdidas, puede ser un asunto sencillo. El cambio en las pérdidas puede calcularse fácilmente a partir de los resultados de dos estudios de flujo de carga que simulen las configuraciones del sistema antes y después de la reconfiguración de los alimentadores.

Sin embargo, aún para un sistema de distribución de tamaño moderado, el número de opciones de conmutación es tan grande que conduce a muchos estudios de flujo de carga para todas las opciones posibles, haciéndose no sólo extremadamente ineficiente, desde el punto de vista computacional, sino también impráctico como estrategia de reconfiguración en tiempo real.

1.6.3 Técnica de reconfiguración.

Para ilustrar la situación, se plantean en la Figura 1.2, dos circuitos de distribución que pueden ser reconfigurados. Para el efecto las ramas que disponen de desconectivos susceptibles de ser operados se indican con asterisco. En la primera parte se muestra la base de datos en donde se han ingresado aleatoriamente las ramas. Luego se indican las configuraciones iniciales de los dos circuitos y finalmente las configuraciones finales después de haberse producido la reconfiguración, mediante la operación cierre-apertura de los interruptores asociados a las ramas con asterisco. Nótese que a los nodos del primer alimentador se les

asignaron números y a los del segundo letras, para ilustrar el hecho de que los códigos pueden ser libres. En la figura 1.2 vemos la técnica de identificación usada en la reconfiguración de alimentadores en este trabajo:

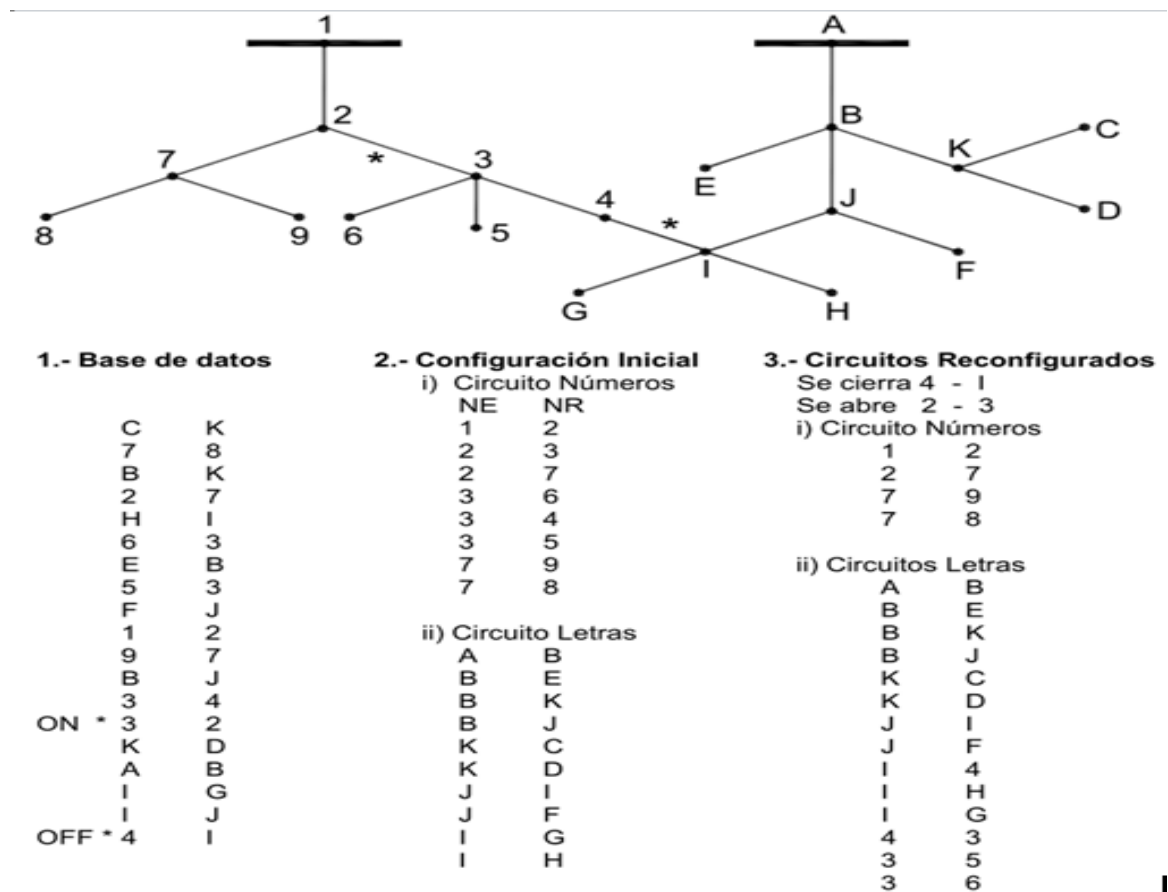


Figura 1.2 Disposición de dos alimentadores a ser reconfigurados (NE: Nodo de Envío, NR: Nodo de Recibo)

1.7 Métodos para reconfiguración de alimentadores.

Fundamentalmente hay dos tendencias principales para definir la reconfiguración de alimentadores: la programación lineal y los métodos heurísticos.

1.7.1 Programación lineal.

En este método se plantea el problema o similar al del algoritmo de transporte y por lo tanto requiere de una función línea objetivo, la cual es difícil en este caso teniendo en cuenta que las pérdidas se expresan con la función 1.2, por lo cual los costos individuales no son funciones independientes.

$$P = I^2 * R \quad 1.2$$

Dónde:

P: pérdidas

I: corriente

R: resistencia.

La función objetivo para solucionar el problema se plantea de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} X_{ij} \quad 1.3$$

Que tiene las siguientes restricciones:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} \leq a_i \quad 1.4$$

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} = b_j \quad 1.5$$

Dónde:

a_i : Cantidad de potencia que suministra la fuente i

b_j : Cantidad de potencia que demanda la carga en el punto j

C_{ij} : Factor de costo

X_{ij} : Potencia suministrada del nodo i al nodo j

n: Número de fuentes

m: Número de puntos de carga

El método es adecuado para actividades de planeación pero a la presente no se utiliza en aplicaciones de tiempo real.

1.7.2 Métodos heurísticos.

Los métodos heurísticos se han dividido fundamentalmente en dos grandes grupos:

Flujo de carga óptimo

Este método es muy dispendioso ya que se requiere muchas corridas de flujo de carga y se requiere minimizar la función 1.2. El método puede producir una situación en donde aunque se reduzcan las pérdidas no necesariamente se logra la configuración óptima.

Formulación de Civanlar

Es un método confiable y supremamente rápido puesto que disminuye ostensiblemente la cantidad de flujos de carga que deben ser corridos. Por lo tanto, se ha convertido en el método más utilizado para la reconfiguración de alimentadores.

El método de Civanlar plantea la alta posibilidad de obtener ahorros de pérdidas cuando se transfieren cargas de un nodo B a un nodo A siempre y cuando el voltaje del nodo A sea mayor. Este método se ha utilizado también en diferentes investigaciones y por lo tanto en el próximo punto se desarrolla su conceptualización.

La cantidad en la cual cambian las pérdidas como resultado de la transferencia de un grupo de cargas del Alimentador II al Alimentador I puede estimarse a partir de la ecuación 1.6:

$$\Delta P = \text{Re}\{2(\sum_{i \in D} I_i)(E_n - E_m)^*\} + R_{\text{lazo}} |\sum_{i \in D} I_i|^2 \quad 1.6$$

Dónde

D: Grupo de nodos desconectados del Alimentador II y conectados al Alimentador I.

m: Nodo de enlace del Alimentador I al cual se conectarán las cargas que provienen del Alimentador II.

n : Nodo de enlace del Alimentador II que será conectado al nodo m a través de un dispositivo de corte de enlace.

I_i : Corriente compleja en el nodo i

R_{lazo} : Resistencia en serie del camino que conecta los dos nodos de las subestaciones del Alimentador I y del Alimentador II a través del cierre del dispositivo de corte de enlace especificado (ver el ejemplo que se da más abajo)

E_m : Componente de $E = R \text{ NODO}$ correspondiente al nodo m . $R \text{ NODO}$ es la “matriz de resistencia de nodos” del Alimentador I, antes de la transferencia de carga, que se calcula usando el nodo de la subestación como referencia. $I \text{ NODO}$ es el vector de corrientes de nodo para el Alimentador I.

E_n : Similar a E_m pero definido para el nodo n del Alimentador II.

$\text{Re}\{.\}$: Operador de parte real.

$*$: Operador complejo conjugado.

$|.|$: Operador magnitud.

El problema en cuestión puede ilustrarse usando el sistema de distribución de 3 alimentadores que se muestra en la Figura 1.3 tomada del artículo de Civanlar. Las ramas punteadas, 15, 21 y 26 representan enlaces de conexión entre alimentadores y se asume que hay dispositivo de cortes de enlace normalmente abiertos en esas ramas.

Para conveniencia en la notación, estos dispositivos de cortes de enlace se identifican por los correspondientes números de los enlaces. Sin perder la generalidad ni la precisión de la situación práctica, se asume que hay dispositivo de cortes de seccionamiento en cada rama del sistema. Todos los 12 dispositivos de cortes de seccionamiento también se identifican por los correspondientes números de las ramas.

La carga en el nodo 11 puede ser transferida al Alimentador I, cerrando el dispositivo de corte de enlace 15 y abriendo el dispositivo de corte de seccionamiento 19. Similarmente, las cargas en los nodos 9, 11 y 12 pueden transferirse al Alimentador I, cerrando el dispositivo de corte de enlace 15 y abriendo el dispositivo de corte de seccionamiento 18. Aquí, se enfoca la discusión hacia la reconfiguración de alimentadores cerrando un solo dispositivo de corte de enlace y abriendo un solo dispositivo de corte de seccionamiento para conservar la radialidad de los dos alimentadores que están bajo consideración.

Puede verificarse fácilmente que hay 15 posibles opciones de conmutación para el sistema del ejemplo. Realmente el número total de opciones de conmutación es mucho mayor que 15, pero algunas de ellas se eliminan directamente porque causan que parte de un alimentador quede aislada.

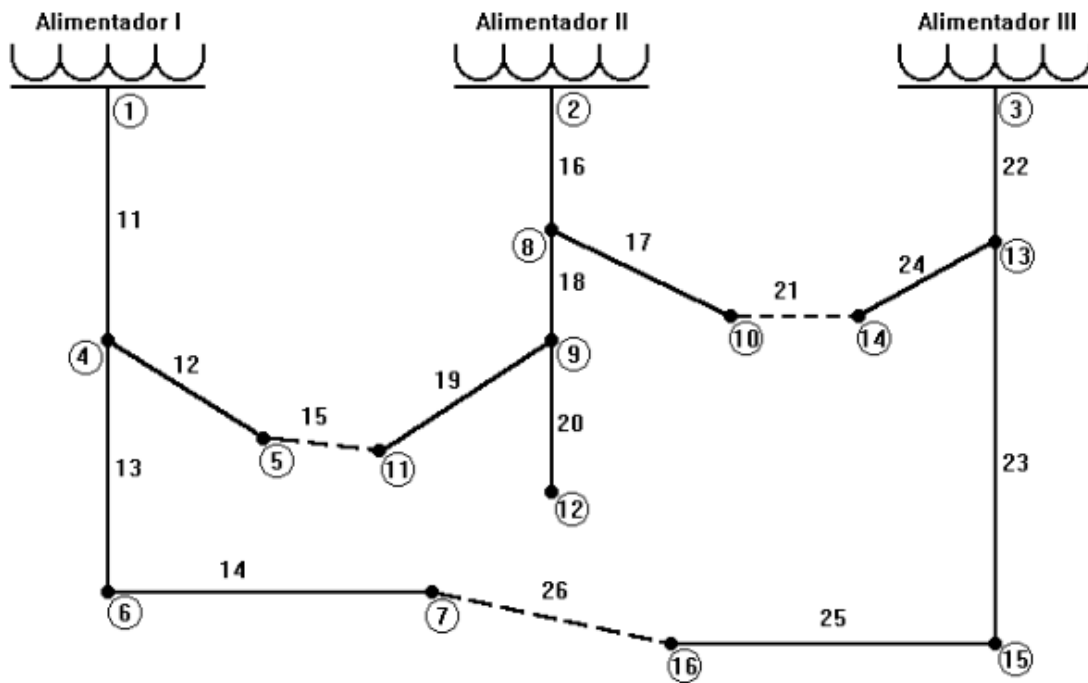


Figura 1.3 Sistema de Distribución para ilustrar el Método de Civanlar.

1.8 Selección de interruptores de frontera y de seccionamiento.

Una vez definida la mejor configuración de un sistema de distribución, se procede a determinar la mejor localización para los interruptores de frontera y de seccionamiento bajo criterios de flexibilidad, de tal manera que puedan efectivamente llevar a cabo transferencias de carga sin que el sistema pierda su característica radial.

Por lo tanto se divide cada alimentador en dos o más secciones. El número de secciones depende de la longitud del recorrido y éstas pueden típicamente llegar a ser del orden de 10 en alimentadores largos. En las fronteras entre estas secciones se ubican los interruptores de seccionamiento N/C, de tal forma que éstos se encuentren en la ruta principal de cada alimentador para poder efectuar transferencias de carga entre alimentadores con opción de reconfigurarse.

Para la ubicación de los interruptores de frontera N/A, se parte del análisis de las fronteras existentes entre los alimentadores de la muestra y la localización de los interruptores de enlace N/C, determinados anteriormente. En este punto se analizan primero las transferencias máximas entre alimentadores, teniendo en cuenta que transferencias totales de carga entre alimentadores no son deseables en forma automatizada.

En correspondencia con lo mostrado en la Figura 1.4, se analiza el grado de flexibilidad ofrecido por cada uno de los enlaces N/A. Aquellos enlaces N/A, que estén ubicados en la primera sección de los alimentadores, tales como el número 5, no ofrecen la posibilidad de transferencias parciales de carga mediante la operación de los interruptores NC, sino que únicamente permiten transferir la totalidad de la carga de los alimentadores con lo que se perdería la radialidad de ellos. Los interruptores ubicados en la segunda sección del alimentador, tales como el número 6, ofrecen la posibilidad de transferir una porción reducida de la carga de los circuitos, para mantener su radialidad.

Finalmente se observa que los interruptores ubicados en la última sección de los alimentadores, como los números 7 y 8 de la misma figura, permiten transferencias

de un tercio y de dos tercios de la carga de los alimentadores. En consecuencia los interruptores ubicados en esta tercera sección son los que mayor flexibilidad operativa ofrecen para efectuar transferencias controladas remotamente. Entre los dos sin embargo, se escoge el número 7 indicado por el asterisco, puesto que ofrece el camino de menor resistencia para la transferencia.

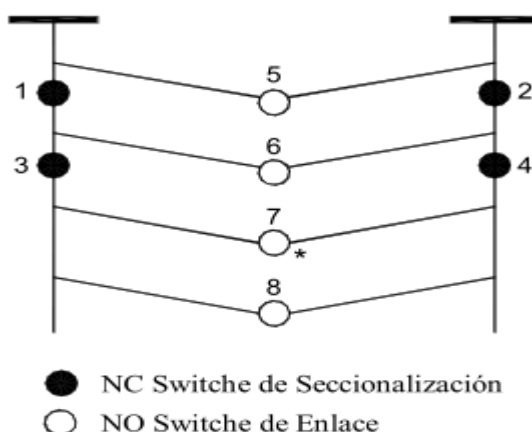


Figura 1.4 Ilustración de la Flexibilidad ofrecida por interruptores.

La selección de los interruptores N/A que serán controlados remotamente, puede confirmarse desde el punto de vista de pérdidas y voltajes. Para el efecto en cada alimentador reconfigurado, se efectúa el cálculo de flujo de carga para determinar los niveles de corriente que circulan por sus componentes en la condición de máxima demanda.

Por lo tanto inicialmente se consideran los enlaces ubicados en la última sección de los alimentadores. Posteriormente entre todos los enlaces allí existentes se escoge aquel que esté más próximo al interruptor de enlace N/C, es decir el enlace N/A que se encuentre más cercano a la subestación. De esta manera se elige el enlace N/A con mayor flexibilidad operativa que ofrece las mejores condiciones desde el punto de vista de pérdidas mínimas y niveles de tensión.

La flexibilidad operativa mejora según se aleja de la subestación la sección del alimentador que contiene el enlace, es decir que la sección más alejada a la subestación es la más flexible, pues permite transferencias de más carga. De otro

lado las condiciones de pérdidas y voltajes mejoran según el enlace se acerca a la subestación pues ofrece mejores condiciones de voltaje y pérdidas para suministrar suplencia a las cargas que reciba. La solución a este doble compromiso, se consigue haciendo prevalecer la flexibilidad operativa sobre las condiciones de pérdidas y voltajes, debido a que las transferencias automáticas serán efectuadas por contingencias cuyo principal requerimiento es la flexibilidad de estas maniobras.

Puede observarse que generalmente los enlaces N/A más próximos a la subestación ofrecen mejores condiciones para recibir cargas de alimentadores vecinos, desde el punto de vista de mínimas pérdidas y mejores niveles de voltaje. Para transferir cargas, mientras más cercanos a la subestación se encuentren estos enlaces, mejor mantendrán el sentido de la pendiente del perfil de voltaje existente antes de efectuar la transferencia.

Tal como se dijo anteriormente, la reconfiguración de alimentadores, que busca fundamentalmente la reducción de pérdidas, se valida siempre y cuando los perfiles de voltaje y los parámetros de calidad en general, queden dentro de los límites establecidos y si la flexibilidad operativa de los circuitos involucrados lo permiten.

El análisis se completa, tratando de mantener por lo menos un enlace N/A controlado remotamente, entre cada par de alimentadores que presente la posibilidad de reconfigurarse.

1.9 Criterios para seleccionar el sistema a automatizar.

Cuando se va a automatizar un sistema de distribución, normalmente solo una porción del mismo debe seleccionarse, puesto que existen secciones del mismo que no requieren de esta herramienta, tales como los tramos que atienden cargas supremamente bajas muy aisladas o de poca importancia.

Los aspectos principales a tener en cuenta para la selección de la porción del sistema que se va a automatizar y en particular de los alimentadores a ser incluidos son los siguientes:

- Proyección de venta de energía del circuito

- Energía dejada de vender de acuerdo a fallas registradas.
- Número de interrupciones registradas.
- Importancia de las cargas conectadas en el alimentador.
- Cargabilidad del alimentador.
- Clasificación de las cargas: industrial, comercial y residencial.
- Costo del mantenimiento.
- Accesibilidad de los alimentadores para mantenimiento.

De acuerdo a resultados de empresas con sistemas automatizados, se recomienda iniciar un proceso de este tipo, mediante la selección de un prototipo, el cual permita recoger experiencias importantes antes de acometer una automatización global para un sistema de distribución. En este caso la muestra se selecciona de manera que ella sea representativa y especialmente que tenga cargas importantes tales como las de escenarios deportivos, hospitales, estaciones de policía, colegios y universidades, y centros comerciales. De esta manera, no solamente se toma un sector que realmente identifique un buen conglomerado de una municipalidad, sino que se pueden evidenciar de primera mano las ventajas de un sistema automatizado. [3]

1.10 Implementación del sistema de distribución.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos precedentes, la implementación de la metodología para automatizar un sistema de distribución puede tener las siguientes etapas:

- El análisis de la topología existente para determinar una mejor condición de operación de la red, que conlleve menos pérdidas en su operación sin violar los niveles de voltaje exigidos por la empresa de energía correspondiente.
- La selección de las fronteras más apropiadas de manera que al menos haya una entre cada par de alimentadores. En cada frontera debe ubicarse un interruptor o un dispositivo de corte de seccionamiento.
- Ubicación de dispositivos de corte de seccionamiento entre los puntos de frontera y las subestaciones, que permitan mantener la radialidad de los sistemas de distribución. Al menos debe haber un dispositivo de corte entre la frontera y la

subestación pero en sistemas grandes el número puede llegar a ser mayor, típicamente del orden de 10.

- Implementación de módems en los interruptores de manera tal que ellos puedan ser comandados remotamente por un operador desde un centro de control.
- Implementación del sistema SCADA para adelantar labores de mapeo, control de eventos y registro estadístico de las condiciones de operación.
- Implementación de la operación automatizada mediante la instalación un paquete de software al que ya se ha hecho referencia conocido como DMS, con el fin de lograr el máximo beneficio de la red. [3]

1.11 Conclusiones.

La automatización de sistemas de distribución adquiere cada vez más importancia dadas las exigencias sobre la calidad de servicio que tienen las empresas de energía. Un proceso de automatización puede acometerse inicialmente mediante análisis que conllevan inversiones mínimas representadas en estudios de topologías y aplicación de algoritmos apropiados de reconfiguración. Se ha presentado una metodología que permite la implementación de un proceso gradual de automatización, el cual es muy apropiado especialmente para empresas con limitaciones presupuestales. La ilustración sobre un sistema real, avala el procedimiento y da pautas que pueden apropiarse para otros casos.

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS CIRCUITOS E INTERRUPTORES NU-LEC A INSTALAR EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL MUNICIPIO DE MAYARÍ Y DISEÑO EXPERIMENTAL.

2.1 Introducción.

Una vez realizado el capítulo I con su respectiva fundamentación teórica relacionada con el tema a tratar comenzaremos el Capítulo 2 donde se realizará todo el diseño experimental.

El servicio eléctrico constituye uno de los elementos fundamentales sobre el cual se desarrollan las economías. Los clientes quieren contar con un servicio confiable, seguro y económico. Las Empresas Eléctricas buscan mejorar la calidad de servicio, disminuir los costos y simplificar la operación. La automatización de sistemas eléctricos responde a estas necesidades. Hoy en día contamos con interruptores seccionalizadores o enlaces conectados en los circuitos de distribución, pero se hace necesario el estudio de las protecciones incorporadas en aras de poner en servicio una automática entre ellos que nos permita minimizar el impacto de las fallas en el sistema eléctrico.

2.2 Características actuales de los circuitos y subestaciones a automatizar.

2.2.1 Características del sistema de subtransmisión y distribución de la ciudad Mayarí.

El sistema de subtransmisión y distribución del Municipio Mayarí presenta las siguientes características:

1. Es un sistema radial muy extenso debido a las grandes distancias existentes entre los centros de carga y generación.
2. Por la composición de los consumidores el sistema es variado con predominio del tipo residencial aunque se destacan por su importancia económica algunos consumidores del tipo industrial.
3. El municipio de Mayarí está electrificado por dos circuitos a 34,5 kV fundamentalmente y son los interruptores 4460 de la línea Nicaro Pinares y el 6170 de la línea Nipe Mayarí.

2.2.2 Línea Nicaro Pinares (4460).

La línea de subtransmisión Nicaro Pinares (4460), se alimenta de la barra 1 de la subestación 220 kV de Nicaro con un voltaje de 34,5 kV. Esta línea alimenta las subestaciones de Mayarí 2, Melones, Guatemala, Pilón, Ocuja, Guerrita y Arrollo en Medio, cuenta con un total de 20 seccionadores. Las líneas del circuito tienen una distancia total de 62,445 km las cuales distribuyen energía a un total de 9232 clientes.

2.2.3 Línea Nipe Mayarí 6170.

La línea de Nipe Mayarí (6170), se alimenta de la línea Nicaro Pinares (4460) a 34,5 kV. Esta línea alimenta las subestaciones de Mayarí 1, La Mensura, Guaro, Transportador de Pinares, Juan Vicente y Arroyo Seco, la línea del circuito tiene una distancia de 58,538 km que alimenta a un total de 10175 clientes y están seccionadas por medio de 20 interruptores. Tiene una cantidad de 36 transformadores.

2.2.4. Subestación Mayarí 1.

La subestación Mayarí 1 (OE-916) está ubicada en la salida de Mayarí cerca de la carretera que va con rumbo a Levisa. Esta se alimenta de la línea de transmisión 6170 Nipe-Mayarí por vía del desconectivo 4539 con 1 transformador de tipo distribución, a una potencia instalada de 6300 kVA con una tensión por el primario de 34.5 kV y por el secundario de 13.8 kV. Esta subestación entrega a las redes primarias un promedio de 15106 MWh al año con una potencia máxima de 8.46 MW, las pérdidas en el hierro y el cobre son de 43.06 y 60.28 kW respectivamente. Esta subestación presta servicio a dos circuitos, Revolución y Mayarí 1, a los cuales se conectan por medio de los interruptores de tipo Nu-lec telecomandados.

Circuito Mayarí 1

El circuito Mayarí 1 (distribución) instalado a 34.5 kV, cuenta con una longitud total en las líneas de 30.527 km, 15.512 km en el reparto J.G. Soto y 15.015 km en el centro de Mayarí, estas distancias pertenecientes a la red secundaria; en la red primaria existe un total de 24.018 km, demanda una potencia máxima de 3 MW por el primario y 3.31 MW por el secundario. Las pérdidas de potencia en las redes

primarias son de 29 kW, en las redes secundarias son de 60.30 kW y en acometidas 7.10 kW. Este circuito entrega a las redes primarias una cantidad de 11289 MWh al año mientras que a las redes secundarias entrega un total de 10001.2 MWh al año. El circuito cuenta con un total de 116 bancos de transformadores que distribuyen la energía a un total de 4888 clientes, 142 transformadores. Este circuito por medio de interruptores en aire N/A, enlaza con los circuitos Revolución, Arrollo en Medio y Mayarí 2.

Circuito Revolución.

Este circuito entrega a las redes primarias una cantidad de 3817 MWh al año mientras que a las redes secundarias entrega un total de 3410.8 MWh al año. Existe un total de 12.615 km en las redes de distribución primarias y en la secundaria 14.1 km, donde trae consigo un total de 2 kW en pérdidas por el primario y 47.40 kW en el secundario, en acometidas hay un total de 3.96 kW, este circuito cuenta con un total de 1907 clientes. Por vía del interruptor en aire MD-1 N/A enlaza con el circuito Mayarí 1. Tiene 78 bancos de transformadores.

2.2.5 Subestación Mayarí 2.

La subestación Mayarí 2 (OE-939) se encuentra situada en el entronque de Guatemala por la carretera central de Mayarí. Esta se alimenta de la línea de transmisión 4460 Nipe-Mayarí mediante el desconectivo 6000 con 1 transformador de tipo distribución, a una potencia instalada de 4000 kVA con una tensión por el primario de 33 kV y por el secundario de 13.8 kV. Esta subestación entrega a las redes primarias un promedio de 11780 MWh al año con una potencia máxima de 2.49 MW, las pérdidas en el hierro y el cobre son de 12 y 9 kW respectivamente. Esta subestación brinda servicio al circuito Mayarí 2, por medio del interruptor de tipo Nu-lec telecomandado H-001.

Circuito Mayarí 2

El circuito Mayarí 2 cuenta con una longitud total en las líneas primarias de 33.127 km y 31.501 km en la red secundaria, 3032 clientes, demanda una potencia máxima de 1.2 MW por el primario y 1.29 MW por el secundario. Las pérdidas de potencia en las líneas primarias son de 7.0 kW, en las redes secundarias son de

56.60 kW y en acometidas 5.02 kW. Este circuito entrega a las redes primarias una cantidad de 6237 kWh al año mientras que a las redes secundarias entregan un total de 5543 kWh al año. Posee 159 transformadores en los 132 bancos pertenecientes al mismo. Este circuito por medio del interruptor en aire MD-2 N/A enlaza con el circuito Mayarí 1.

2.2.6 Subestación Melones.

La subestación Melones (OE-930) se encuentra situada en el barrio de Melones por la carretera central de Mayarí que se desvía por El Pílon. Esta se alimenta de la línea de transmisión 4460 Nipe-Mayarí mediante el desconectivo 6142 con 1 transformador de tipo distribución, a una potencia instalada de 1000 kVA con una tensión por el primario de 33 kV y por el secundario de 4.33 kV. Esta subestación entrega a las redes primarias un promedio de 4158 MWh al año con una potencia máxima de 0.56 MW, las pérdidas en el hierro y el cobre son de 6 y 9.1 kW respectivamente. Esta subestación brinda servicio al Circuito Melones que está compuesto por dos ramales, Melones y Talleres que se conectan por los interruptores H-339 y H-202.

Circuito Melones

El circuito Melones cuenta con una longitud total en las líneas primarias de 11.970 km y 2.337 km en la red secundaria, 163 clientes, demanda una potencia máxima de 0.3 MW por el primario y 0.26 MW por el secundario. Las pérdidas de potencia en las líneas primarias son de 19.0kW, en las redes secundarias son de 3.90 kW y en acometidas 0.28 kW. Este circuito entrega a las redes primarias una cantidad de 2321 kWh al año mientras que a las redes secundarias entregan un total de 1837 kWh al año. Cuenta con 11 bancos de transformadores.

2.2.7 Subestación Arroyo en Medio.

La subestación Arroyo en Medio (OE-993) se encuentra ubicada por Seboruco barrio que se encuentra ubicado en los alrededores de Mayarí. Esta se alimenta de la línea de transmisión 4460 Nipe-Mayarí mediante el desconectivo O-254 con 1 transformador de tipo distribución, a una potencia instalada de 2500 kVA con una tensión por el primario de 33 kV y por el secundario de 13.8 kV. Esta subestación

entrega a las redes primarias un promedio de 12838 MWh al año con una potencia máxima de 2.64 MW, las perdidas en el hierro y el cobre son de 22 y 15 kW respectivamente. Esta subestación brinda servicio al circuito Arrollo en Medio, por medio del interruptor de tipo Nu-lec telecomandado H-1735.

Circuito Arroyo en Medio

El circuito Arroyo en Medio cuenta con una longitud total en las líneas de 41.691 km pertenecientes a la red secundaria; en la red primaria existe un total de 40.538 km, 4094 clientes, demanda una potencia máxima de 1.3 MW por el primario y 1.34 MW por el secundario. Las pérdidas de potencia en las redes primarias son de 36.0 kW, en las redes secundarias son de 55.90 kW y en acometidas 7.90 kW. Este circuito entrega a las redes primarias una cantidad de 6967 MWh al año mientras que a las redes secundarias entrega un total de 5871 MWh al año. Cuenta con 144 bancos de transformadores

2.2.8 Subestación Guerrita.

La subestación Guerrita (OE-928) se encuentra ubicada en la loma de guerrita por donde pasa la carretera central de Mayarí. Esta se alimenta de la línea de transmisión 4460 Nipe-Mayarí mediante el desconectivo O-4739 con 1 transformador de tipo distribución, a una potencia instalada de 2500 kVA con una tensión por el primario de 33kV y por el secundario de 4.33 kV. Esta subestación entrega a las redes primarias un promedio de 7310.2 MWh al año con una potencia máxima de 5.81 MW, las perdidas en el hierro y el cobre son de 13 y 6 kW respectivamente. Esta subestación brinda servicio al circuito Guerrita por medio del interruptor de tipo Nu-lec telecomandado H-949.

Circuito Guerrita.

El circuito guerrita cuenta con una longitud total en las líneas de 19.025 km pertenecientes a la red secundaria; en la red primaria existe un total de 22.348 km, 496 clientes, demanda una potencia máxima de 2.8 MW por el primario y 3.01 MW por el secundario. Las pérdidas de potencia en las redes primarias son de 65.0 kW, en las redes secundarias es de 37.7 kW y en acometidas 5.14 kW. Este circuito

entrega a las redes primarias una cantidad de 3929 MWh al año mientras que a las redes secundarias entrega un total de 3381.2 MWh al año. Cuenta con 144 bancos de transformadores. Este circuito por medio de interruptores en aire N/A, enlaza con los circuitos Arroyo en Medio y Mayarí 2.

2.3 Características del Reconectador Automático serie U.

El desarrollo creciente de las tecnologías ha permitido contar hoy en día con varios tipos de interruptores, tal es el caso de la Siemens, Schneider Electric. La Schneider Electric desarrolló un interruptor del tipo Nu-lec, donde se encuentran las series N, U, RL y W, cada uno de ellos posee características y funciones específicas que los diferencia los unos de los otros. En la figura 2.1 se muestra las principales partes de un reconectador automático serie U.

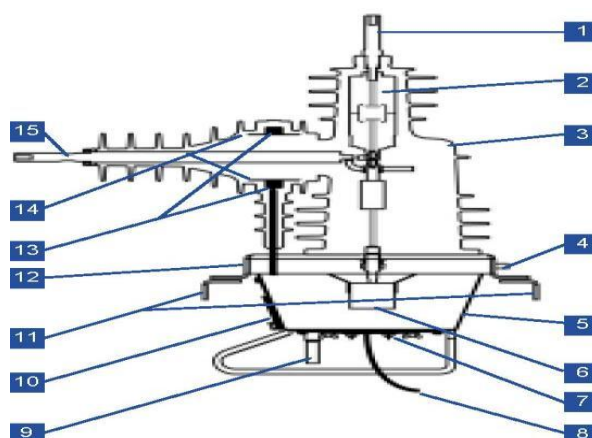


Figura 2.1 Corte Lateral del reconectador dieléctrico sólido Serie

Leyenda

1. Terminal Lado-X.
2. Interruptor de Vacío.
3. Bushing epoxi.
4. Punto de Puesta Tierra.
5. Tanque de acero inoxidable
6. Actuador magnético.
7. Tarjeta SCEM.
8. Cable al gabinete de control.

9. Anillo de Apertura Manual.
10. Indicador de Posición.
11. Tapa de Acero inoxidable.
12. Tapa de Acero inoxidable.
13. Transformador de Corriente.
14. Transformador capacitivo de tensión.
15. Terminal Lado-I.

El reconectador Serie-U utiliza interruptores de vacío, contenidos en bushings de material epoxi, elimina por lo tanto la necesidad de aislantes como el aceite y el gas. El mecanismo se encuentra contenido dentro de un tanque de acero inoxidable con una tapa de acero del mismo material. [4] El bushing de resina epoxi cicloalifática es abulonado a la tapa, como se muestra en la figura 2.2.



Figura 2.2 Bushing de material epoxi

El monitoreo y el control del reconectador es efectuado por el Gabinete de Control y Comunicaciones para Poste (PTCC). El PTCC contiene el Panel de Control del Operador y la microelectrónica que proporciona las funciones de protección. Normalmente es ubicado en la parte inferior del poste para facilitar el acceso y es conectado al interruptor a través de un cable de control desenchufable. El interruptor y el PTCC en conjunto forman un reconectador para montaje sobre poste controlado y monitoreado en forma remota. El interruptor es operado por un actuador magnético el cual produce una firme acción de apertura y de cierre. La conmutación ocurre cuando se envía, desde un capacitor de almacenamiento en el PTCC, un pulso controlado ya sea a través de la bobina de apertura o la de cierre.

Cuando está cerrado, el mecanismo es trabado magnéticamente. Las barras de empuje accionadas por los resortes ejercen la fuerza sobre los contactos de los interruptores. [4]

En el alojamiento del Transformador de Corriente (TC) se encuentran moldeados un Transformador de Corriente (TC) y un Transformador Capacitivo de Tensión (CVT). Estos son monitoreados por el PTCC para el monitoreo y la visualización en forma remota. El PTCC requiere una fuente auxiliar de Corriente Alterna (CA). El PTCC se conecta a la parte inferior del interruptor a través de un cable con conectores enchufables sellados en ambos extremos (el PTCC y el tanque). El reconectador es provisto con varillas de cobre o con conectores para cable opcionales. [4]

La posición de los contactos del reconectador es mostrada a través de un indicador de posición externo y claramente visible. Para abrir y bloquear al reconectador desde el suelo se puede utilizar una pértiga para enganchar el anillo de apertura manual. El anillo de apertura mecánica tiene dos posiciones. En la posición "arriba" se lleva a cabo la operación normal. En la posición "abajo" el reconectador es bloqueado tanto mecánicamente como electrónicamente.

El PTCC es interconectado con el reconectador a través del cable de control y se conecta al Módulo de Entrada de Control del Reconectador (SCEM) en la base del tanque. La tarjeta SCEM utiliza una memoria EEPROM para almacenar todos los datos relevantes de la calibración, valores y cantidad de operaciones realizadas. La SCEM también proporciona la primera etapa de aislación eléctrica y la electrónica necesaria para cortocircuitar los Transformadores de Corriente y los Transformadores Capacitivos de Tensión en el caso que el cable de control sea desconectado mientras circula corriente a través del reconectador.[4]

2.3.1 Especificaciones del reconectador serie U

Especificaciones.	15.5 kV	27 kV
Tensión Máxima	15.5 kV	27 kV
Corriente Nominal.	630 A	630 A
Poder de Cierre Sobre Falla (Vef).	12.5 kA	12.5 kA
Poder de Cierre Sobre Falla (Pico)	32.5 kA	32.5 kA

Capacidad de Interrupción de Falla.	12.5 kA	12.5 kA
Tiempo de Operación (Cierre/Apertura).	0.1 / 0.05 s	0.1 / 0.05s
Corriente de Corta Duración	12.5 kA	12.5 kA

Capacidad de Interrupción

Principalmente Activa (factor de potencia 0.7).	630 A	630A
Carga en el Cable.	25 A	25 A
Carga en la Línea	5 A	5 A
Corriente de Magnetización del Transformador.	22 A	22 A

Cantidad de Operaciones

Operaciones Mecánicas.	10000
Desgaste de contactos para 630 A.	10000
Desgaste de contactos para 2 kA.	955
Desgaste de contactos para 6 kA.	217
Desgaste de contactos para 12.5 kA.	50

2.4 Reseña de la interfaz de comunicaciones.

Una característica única del reconectador de Nu-lec Industries es la fuente de energía microprocesada incorporada. Esta permite la operación ininterrumpida no sólo del interruptor y del relé de protección, sino también de la radio o módem de comunicaciones. No se requieren otras fuentes de energía para la conexión dentro de su SCADA o Sistema de Automatización de Distribución. [5]

2.4.1 Interfaz de Telemetría.

El reconectador puede ser interconectado a su sistema SCADA ya sea a través del módem V23 incorporado a una radio, o a través de su puerto RS232 y un MODEM a su elección. Para la radio y el módem, los cuales pueden ser montados dentro del gabinete de comunicaciones, se incluye una fuente de energía ininterrumpible de tensión variable. Se admiten casi todos los protocolos de telemetría. Dos de los protocolos son el DNP3 e IEC870. [5]

2.4.2 Interfaz de Computadora.

El Sistema Operativo para Windows, Windows Switchgear Operating System (WSOS) es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconectador a través del puerto RS232. Está disponible como una opción al reconectador de Nu-lec Industries. [5]

2.4.3 Control Remoto.

Adicionalmente, y en forma opcional, Nu-lec Industries ofrece el paquete de software WSOS para conexión a múltiples PCs para controlar y monitorear en forma individual un conjunto de reconectadores o seccionalizadores. El sistema se comunica con un gabinete de control ya sea por cable, fibra óptica, línea telefónica o radio. El WSOS provee funciones adicionales como ser el manejo de alarmas y eventos, facilidades de discado de entrada y de salida y generación de reportes. En el interior del gabinete de control y comunicaciones se puede montar una radio de comunicaciones o un módem especial. Con el equipo estándar se incluye un módem V23 FSK. [4]

2.5 Lazo Automático.

El lazo automático en los reconectadores Nu-lec, es un esquema de Automatismo de Control Distribuido que restablecerá el suministro de energía a secciones libres de falla que hayan sido desenergizadas debido a una falla en otra sección de la red. Una vez reparada la falla, el lazo automático también puede restablecer automáticamente la configuración original de la red. La inteligencia o algoritmo de operación del lazo automático se basa en señales de voltaje, por lo que no requiere comunicaciones ni intervención de un operador local o remoto.

El lazo automático de Nu-lec realiza las funciones de seccionamiento de fallas y restablecimiento de la configuración original de la red automáticamente, basándose en las señales de voltaje de los 6 TP's instalados en los Restauradores Nu-lec, 3 internos de fábrica y 3 CVT externos.

Una ventaja que posee el lazo automático es que es un esquema distribuido instalado en el control microprocesado de los restauradores Nu-lec cuyo

funcionamiento no está basado en las comunicaciones sino en las señales de voltaje de los 6 TP's. Esta característica lo convierte en la mejor opción para áreas con orografía accidentada cuyos sistemas de comunicación no son confiables o no tienen cobertura total.

2.5.1 Tipos de restauradores.

El lazo automático se compone de un número determinado de restauradores Nu-lec configurados como:

- Restaurador Alimentador: Se coloca en la Subestación o es el primero después del interruptor de la Subestación.
- Restaurador de Enlace: Se utiliza como el punto normalmente abierto donde llega el suministro de energía de dos alimentadores.
- Restaurador Intermedio: Este restaurador se coloca en cualquier punto de la red, entre un Restaurador Alimentador y un Restaurador de Enlace. [7]

Los restauradores intermedios y de enlace necesitarán de dos grupos de protección para alimentar en cualquier dirección.

2.5.2 Seccionalizando la falla.

Existen reglas básicas que permiten que el lazo automático aísle una falla, las cuales son:

Regla A: Un restaurador alimentador abrirá si pierde su suministro fuente

Regla B: Un restaurador intermedio cambiará a su grupo de protección B y se colocará en modo de disparo único cuando pierde su suministro fuente.

Regla C: Un restaurador enlace cierra cuando detecta que el suministro de uno de los lados de la red se ha perdido y aún se encuentra disponible el suministro del otro lado.

Considerando la red ilustrada en la figura 2.3, una red con lazo automático. Note que solo se emplean dos tipos de restauradores, intermedio y de enlace. Con el lazo automático habilitado ocurre una falla en la sección 1, se inicia la siguiente secuencia de operación:

- La protección por sobrecorriente dispara el interruptor de la Subestación, el cual se ubica aguas arriba donde ocurrió la falla. Esto es una secuencia de

protección común, no es una función del lazo automático.

- El interruptor de la Subestación realizara su secuencia de recierres automáticos tratando de despejar la falla.
- El lazo automático en el restaurador intermedio cambia su grupo de protección A por el B y se coloca en modo de disparo único. (Regla B)
- El lazo automático cierra el restaurador de enlace. (Regla C)
- El restaurador intermedio dispara por protección debido a que se encuentra en falla la sección 1 y se queda abierto en posición de bloqueo sin hacer ningún recierre automático.
- Está acción aísla la falla en la sección 1 y reconfigura la red para suministrar alimentación en la sección 2.

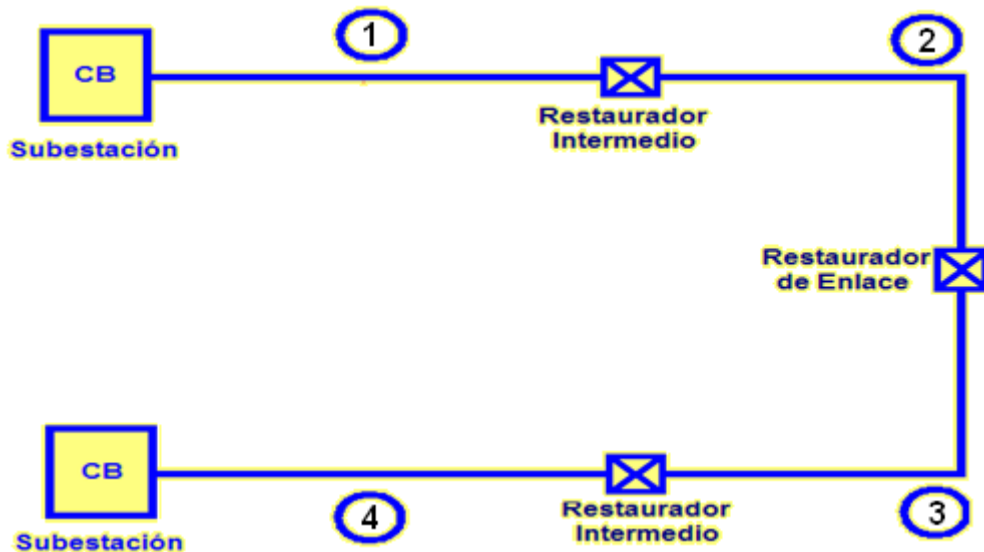


Figura 2.3 Ejemplo de una Red con Lazo Automático

El modo en que trabajó el automatismo consiste en que el restaurador de enlace detectó una pérdida de suministro en la sección 2 cuando el interruptor de la subestación abrió debido a la falla, entonces el de enlace cerró de manera automática. El restaurador intermedio detecta la misma pérdida de suministro fuente por lo tanto se encontraba listo para abrir de manera inmediata y bloquearse si se encontraba con la falla en el momento del cierre del restaurador de enlace [6]

Considerando una falla en la sección 2 se inicia la siguiente secuencia de operación:

- El restaurador intermedio dispara por la protección de sobrecorriente y realiza su secuencia de auto-recierre hasta quedar bloqueado.
- El lazo automático cierra el restaurador de enlace. (Regla C)
- El restaurador de enlace dispara por protección debido a que se encuentra en falla la sección 2 y se queda abierto en posición de bloqueo sin hacer ningún recierre automático.
- Está acción aísla la falla en la sección 2, manteniendo con servicio la sección 1.

2.5.3 Temporización del Lazo Automático.

El lazo automático es activado cuando se detecta pérdida de suministro fuente. Por lo tanto hay que tener en cuenta que durante una secuencia de auto-recierre se presenta una pérdida de suministro fuente, por tal motivo, para prevenir que el lazo automático actúe durante una secuencia normal de auto-recierre, existe un tiempo de retraso que deberá cumplirse antes de que los algoritmos del lazo automático arranquen. Este retraso de tiempo es configurado por el usuario y deberá ser mayor que la duración más larga en una secuencia de auto-recierre. A este tiempo se le llama tiempo del lazo automático. [6]

No se requiere del lazo automático si el restaurador despeja la falla y restablece el suministro de energía durante ese período. El lazo automático solo entrara en operación cuando ya no sea posible restablecer el suministro de energía con la operación de un restaurador.

También es importante que el tiempo de inicio del lazo automático del restaurador de enlace sea mayor que el del restaurador intermedio, con el objetivo de que el restaurador intermedio pueda cambiar su grupo de protección antes del cierre del restaurador de enlace, a este período se le conoce como tiempo de coordinación. El objetivo de la correcta configuración de estos temporizadores es coordinar la operación de las diferentes etapas del seccionamiento automático para aislar la sección con falla.

2.5.4 Parámetros de ajustes del Lazo Automático.

Al tener activa la opción de lazo automático en los restauradores se debe de tener en cuenta una serie de parámetros que son de gran importancia, de no ser así el lazo automático no funcionará como se espera. Para lograr esto primero se ajustan los ajustes globales que van a ser los ajustes que son iguales en todos los interruptores, los cuales son:

- Voltaje vivo de terminal
- Tiempo de interrupción
- Tiempo de coordinación
- Tiempo de disparo único
- Tiempo de secuencia máxima
- Tiempo de cambio automático

Luego de haber realizado estos ajustes se determina la configuración de los parámetros de protección para cada restaurador en las diferentes configuraciones de la red. [8]

2.5.6 Activando el Lazo Automático.

El lazo automático se puede activar en cualquier momento, ya sea desde el panel de control, el WSOS o a través del sistema SCADA. El lazo automático no se puede activar si está presente cualquiera de las siguientes condiciones:

- El Lazo Automático se ha configurado como No Disponible.
- El Interruptor tiene la bobina de cierre o apertura en Aislar.
- Ha fallado el mecanismo del tanque.
- El restaurador se encuentra en modo bloqueo por baja presión de gas.
- Los datos del restaurador no son válidos o se desconfiguró la tarjeta SCEN.
- La batería está en estado anormal.
- No han cargado los capacitores de apertura o cierre.

Los tres tipos de restauradores deben de estar en su estado normal de operación (Abierto o cerrado) antes de activar la opción de lazo automático:

- Restaurador Alimentador Cerrado
- Restaurador Intermedio Cerrado
- Restaurador de Enlace Abierto

2.5.7 Desactivando el Lazo Automático.

Se puede desactivar el lazo automático en cualquier momento ya sea desde el panel de control, el WSOS o el sistema SCADA o incluso automáticamente como se detalla a continuación.

El lazo automático se desactiva cuando:

- Un operador cierra o abre manualmente el restaurador. Puede ser desde cualquier modo de control ya sea de forma local o sistema SCADA.
- Se modifica cualquier parámetro de protección o de operación, por ejemplo el cambio de grupo de protección.
- Se modifique cualquier parámetro de protección de tierra, falla de tierra sensible (SEF) en cualquier grupo de protección.
- El operador modifica cualquier parámetro del lazo automático.
- Se energiza el gabinete de control y comunicaciones.
- El restaurador concluye su secuencia de protección.

El lazo automático no se desactiva cuando:

- Un operador local o remoto bloquea/desbloquea el recierre, coloca/quita el disparo a tierra, cambia el control de local a remoto y viceversa. [9]

2.6 Reseña y características del Telenul.

A petición de la Dirección de Distribución de la Unión Nacional Eléctrica (UNE), se desarrolló TELENUL, un sistema SCADA para supervisar y telecontrolar las redes de distribución, mediante la utilización de los interruptores NULEC adquiridos en el país. La utilización de TELENUL en los despachos de distribución mejorará el funcionamiento de las redes eléctricas y contribuirá al ahorro energético, ya que permitirá trabajar sobre la calidad de la energía a partir de la información obtenida; facilitará la operación y contribuirá al ahorro de tiempo y combustible, al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar, y ayudará

a un rápido aislamiento de las fallas, lo que reducirá los daños.

Entre las principales prestaciones que brinda TELENUL están:

1. Poseer un potente gestor de comunicaciones.
2. Obtener informaciones procesadas por el gabinete de control.
3. Permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar.
4. Contar con un ambiente amigable a través de un menú que permite recorrer todas las opciones de manera fácil y rápida.
5. Mostrar toda la información procesada a través de tablas de reportes y gráficos, que pueden ser visualizados en el monitor de la computadora, o impresos.
6. Alertar sonora y visualmente ante eventos de alarma.
7. Contar con un potente tratamiento de datos históricos.
8. Proteger el sistema mediante claves de acceso que limiten la ejecución de determinadas acciones por personal no autorizado.

2.7 Elementos sobre redes.

Con el cambio de tensión de transmisión la rigidez dieléctrica de los materiales eléctricos y dieléctricos varia y su tensión de ruptura evidentemente no es igual por eso a la hora de diseñar las redes estos materiales y accesorios deben seleccionarse adecuadamente en función del voltaje, en lo adelante se realizará esta selección de los principales elementos de la líneas

2.7.1 La estructura.

Es la encargada de soportar el peso de las líneas, los aisladores y conductores. Estas pueden ser de acero, hormigón, madera o plásticas aunque el material a utilizar depende de muchos factores como la abundancia en el país del mismo, la importancia de la carga, el voltaje y factores ambientales, en Cuba se utilizan las estructuras de madera y hormigón. Existen diferentes tipos de estructuras como las del tipo A, B, C, D, E y las combinaciones de ellas de acuerdo a las características

del circuito, por ejemplo para tramos de Líneas curvas se utiliza el tipo B, porque este tipo de estructura permite mantener un adecuado aislamiento y una distancia constante entre las líneas a pesar de la curvatura y para tramos de líneas rectas del sistema se dispone la utilización del tipo A.

2.7.2 El Conductor.

En la distribución puede aparecer en forma de cable y en los alimentadores secundarios en forma de alambres. En este caso se encuentran fundamentalmente conductores de aluminio reforzado con acero y en menor proporción de cobre. Los primeros son conductores de aluminio trenzados en capas simétricas sobre un alma de acero con una tensión mecánica de rotura de 340-380N*mm. Por su parte los conductores de cobre por su característica son los más estables, es cuatro veces más fuerte a la tensión mecánica que el aluminio pero por su alto costo inicial nos obliga a utilizarlo solamente cuando su uso sea imprescindible, por esta razón el conductor más utilizado es el aluminio.

2.8 Análisis de las variantes a utilizar.

Para determinar el esquema de operación del sistema con el lazo automático de las líneas de subtransmisión y distribución se procede al análisis de todas las variantes posibles en los esquemas de operación teniendo en cuenta fundamentalmente parámetros tales como caídas de voltajes, pérdidas de potencia y energía en el esquema, para luego seleccionar un esquema que tendrá aquella variante en la que se obtuvieron mejores resultados desde el punto de vista económico; que permita al despachador operar con mayor facilidad y que las variantes no escogidas queden de base para que el despachador ante una situación emergente pueda definir la más apropiada y su repercusión en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Analizaremos cada uno de los escenarios posibles teniendo en cuenta los regímenes de máxima y mínima demanda para ello analizaremos el estado de los distintos desconectivo que operan en estos circuitos ya sean (abiertos o cerrados).

Escenario 1

En este escenario se plantea el estado actual del circuito:

La línea Nipe Mayarí (33kV) controlada por interruptor 6170, tiene un enlace con la línea Nicaro Pinares (33kV) controlada por el interruptor 4460 a través del interruptor O-519 que opera N/A, los interruptores O-518 normalmente cerrado del (6170) y el O-516 normalmente cerrado por (4460) conforman una automática entre sí garantizando que la S/E Mayarí 1, Mayarí 2, Guerrita, Arroyo en Medio, Melones, Molino del Pilón y Guatemala estén constantemente en servicio. Los circuitos que se encuentran conectados de las subestaciones que se alimentan de estas líneas se encuentran operando en estado normal. En la figura 2.3 se muestra esta automática.

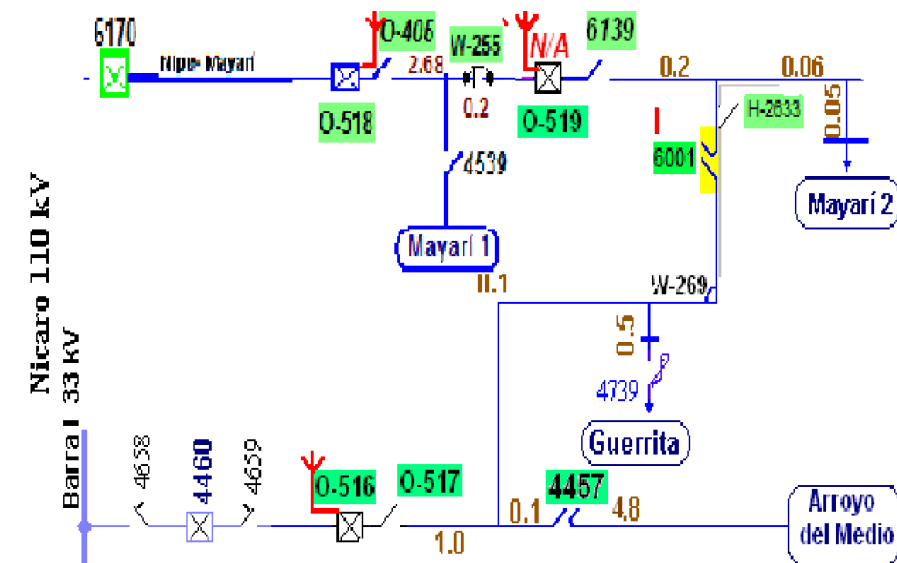


Figura 2.3. Automática planteada en la variante 1

Escenario 2

Manteniendo lo planteado en el escenario 1 con las siguientes modificaciones:

- Cerrado MD2 enlace entre Circuito Mayarí 2 y Mayarí 1, abierto MD7 desconectivo del ramal calle Antonio Guiteras.

Escenario 3

Manteniendo lo planteado en el escenario 1 con las siguientes modificaciones:

- Se movió el TAP del transformador de la subestación a la posición 4 para regular el voltaje pues en la posición tres no soportaba la carga del circuito al hacer cambio de lazo.
- Cerrado MD2 y abrir H-2190.

Escenario 4

Manteniendo lo planteado en el escenario 1 con las siguientes modificaciones:

- Cerrado MD2.
- Abrir H-2168.

Escenario 5

Manteniendo lo planteado en el escenario 1:

- Cerramos MD3, se instala una cuchilla antes del MB-065 para operar N/A.

Escenario 6

Manteniendo lo planteado en el escenario 1:

- Con MD3 cerrado y abrimos MD4.

Escenario 7

- Abrir H-1734 y cerrar MD3.

Escenario 8

- Abrir H-2628 y cerrar MD2.

Escenario 9

- Cerrar MD2 y abrir H-2646.

2.9 Descripción de los softwares consultados.

Para la realización del diseño y el cálculo de nuestro proyecto se analizaron las variantes de los programas siguientes:

Radial: Software para Modelar Redes de Distribución, hecho por Universidad de Villa Clara, pero limitado porque no puede realizar lazos, no puede modelar en un mismo fichero varios niveles de tensión. Puede simular redes monofásicas y trifásicas.

PSX (Power System Explorer): Software hecho para modelar las redes de transmisión pero con la limitante de no poder simular redes monofásicas, pues trabaja sistemas trifásicos balanceados, pero puede realizar estudios de corridas de flujo, cálculos de cortocircuito, estabilidad de tensión, estabilidad dinámica, modela algunas protecciones, y se pueden obtener gráficos del comportamiento de algunos parámetros en el tiempo. Hecho por Universidad de Villa Clara.

ETAP: Software para estudios de redes eléctricas, Americano, en Inglés, pero muy potente y permite hacer diversos tipos de estudios, contiene librerías con todo tipo de elementos y son actualizables y hasta editables algunos elementos. Permite gráficos muy detallados.

Power Factory: Software para estudios de redes eléctricas, alemán, la versión 14.1 disponible en Inglés, alemán y Español.

2.9.1. Programa seleccionado.

Para la realización de este trabajo contamos con el software Power Factory, es una herramienta creada para simular aplicaciones de generación, transformación, transmisión, distribución, protección y análisis de sistemas industriales, integra todas las funciones. Se pueden realizar Flujos de carga balanceados y desbalanceados, análisis de fallas, armónicos, barrido de frecuencia, estabilidad, Simulaciones electromagnéticas para tres, dos y una fase en sistemas de CA y CD, simulación y coordinación de protecciones, confiabilidad en distribución, transmisión y generación, análisis de pequeñas señales, estabilidad de voltaje estático y dinámico, despacho de potencia activa y reactiva, estimación de estado, ubicación óptima de capacitores, selección de cables, etc.

También contamos con el apoyo de otros programas como lo es el módulo de lecturas del SIGERE, es un software que tiene la función fundamental de llevar el control de la demanda de energía y voltajes de operación en barras para lo cual procesa cada una hora las lecturas de demanda y energía en tres bloques, madrugada, día y pico. Permite a cada usuario procesar y elaborar sus propios reportes en dependencia de su necesidad y proporciona la rapidez y seguridad

necesaria en la información. Este software utiliza bases de datos SQL2000, se mejora constantemente y es el programa oficial de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) para el control de estos indicadores en los despachos de carga.

2.10 Conclusiones del capítulo 2.

- Teniendo instalados los interruptores del tipo Nu-lec es posible crear una automática en las redes de distribución.
- El lazo automático es una opción 100% confiable y económica que permite utilizar a los restauradores Nu-lec bajo un esquema de automatismo.
- El mejor software para modelar las redes bajo estudio es el Power Factory debido a que nos permite modelar redes trifásicas, bifásicas y monofásicas, en cualquier nivel de tensión, operar lazos, simular protecciones, obtener las pérdidas agrupadas por zonas o áreas, etc.

Capítulo 3 Valoración Económica y análisis de los resultados obtenidos.

3.1. Introducción.

La necesidad de la automatización del sistema eléctrico es cada día más evidente ya sea ésta en forma parcial o total. El saber cuál es el funcionamiento y el estado en un momento determinado de un transformador o de una subestación con una determinada carga, se hace imprescindible si el objetivo es que el cliente reciba un servicio acorde a sus necesidades.

3.2 Análisis de los resultados:

3.2.1 Escenario 1:

En este escenario mostramos las pérdidas resultantes de las redes de 33kV y 13.8kV mostradas en la tabla 3.1, vale destacar que estos resultados se obtuvieron con las redes de distribución trabajando para máxima demanda. En la tabla 3.1 se muestran los niveles de tensión que llegan a la carga de los circuitos y la carga instalada en ellos. Las subestaciones de Mayarí 1, Mayarí 2 y arroyo en medio están trabajando al 79.9%, 85.6% y 87.9% respectivamente

Tabla 3.1 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

Resultados por circuitos variante1					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	3277.012	13.685	0.992	13.49	0.978
Revolución	1409.962	13.685	0.992	13.66	0.99
Mayarí 2	3223.58	13.674	0.991	13.562	0.983
Arrollo en Medio	1901.759	13.746	0.996	13.364	0.968

Luego de haber obtenido los niveles de tensión de los circuitos se analizó las desviaciones del voltaje en las tres fases de las subestaciones que alimentan a los circuitos antes mencionados realizadas en el programa Power Factory reflejado en la Figura 3.1. Tal y como se puede observar el voltaje se encuentra en el rango permisible de operación.

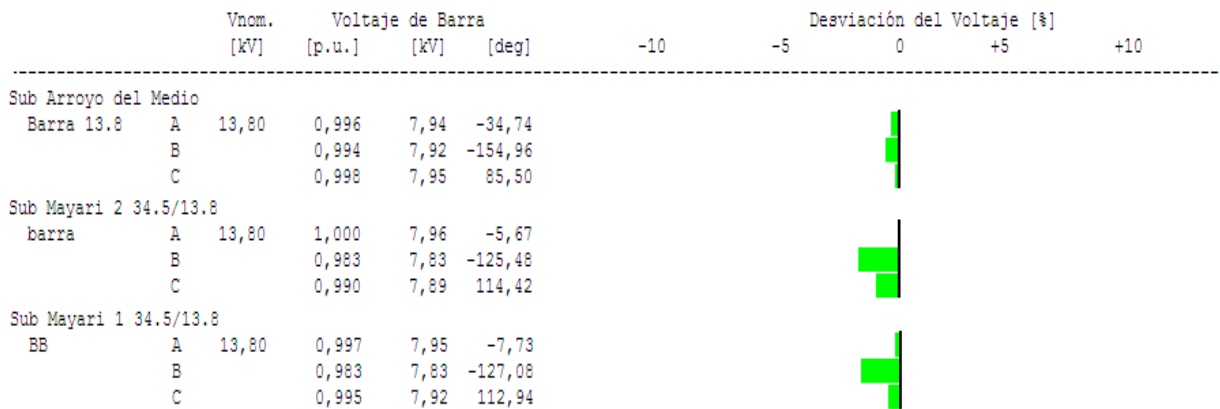


Figura 3.1 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 1.

3.2.2 Escenario 2:

En este escenario la S/E Mayarí 2 asume carga del circuito Mayarí 1 como ya se mencionó en el capítulo anterior, la cargabilidad de la subestación aumenta un 17% con respecto al escenario 1, en la tabla 3.2 se muestra cuanto aumentó el circuito Mayarí 2 pues subió 660.16kW más que lo obtenido en el escenario 1 a la vez se puede observar como disminuye la carga del circuito Mayarí 1. La S/E Mayarí 1 disminuyó su cargabilidad a un 67.49% y la de Arroyo en Medio opera al 88.37% de su capacidad, pues al subir la carga de la subestación de Mayarí 2, esto provoca una caída de tensión en la red de 33kV en el 4460, de la cual se alimenta la S/E Arroyo en Medio provocando un ligero aumento de la potencia reactiva que circula a través de este. La tabla 3.2 muestra la pequeña caída de voltaje que le llega al circuito perteneciente a la S/E Arroyo en Medio.

Tabla 3.2 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada.

Resultados por circuitos variante 2					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	2616.852	13.804	1	13.783	0.993
Revolución	1409.544	13.804	1	13.706	0.993
Mayarí 2	3889.662	13.561	0.983	13.344	0.977
Arrollo en Medio	1902.415	13.69	0.992	13.306	0.964

Una muestra de lo antes planteado es lo que muestra la figura 3.2, como se puede observar la desviación del voltaje de las S/E que nos muestra en forma de grafica el software Power Factory disminuye en Arroyo en Medio y Mayarí 2, mientras que en Mayarí 1 mejora un poco el voltaje.

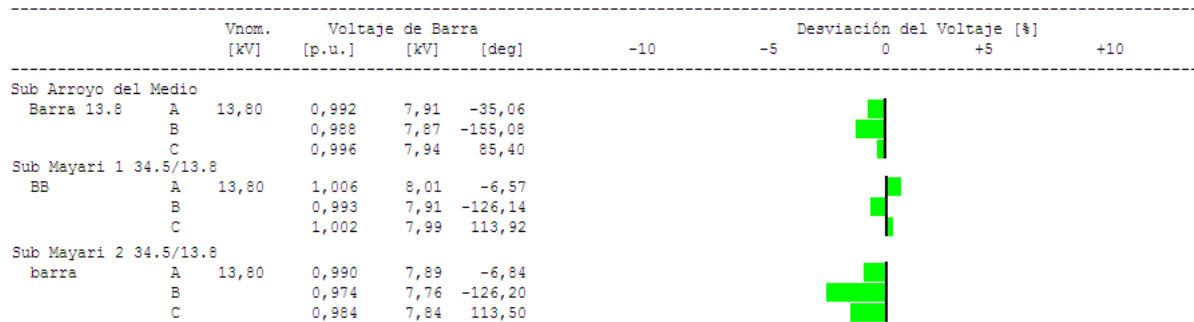


Figura 3.2 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 2.

3.2.3 Escenario 3:

En este escenario se modificó la posición del tap del transformador a la posición 4 pues la posición 3 cuenta con la dificultad de la caída de tensión que se genera al operar, además esta es una subestación no atendida pues no cuenta con regulación de voltaje bajo carga. Como resultado obtuvimos que la cargabilidad de la subestación es de un 157 % ya que se le ha aumentado más carga del circuito Mayarí 1, al liberar la carga de Mayarí 1 mejora parcialmente el voltaje del mismo y en Mayarí 2 tenemos una mayor caída de voltaje como muestra la figura 3.3 ya que aumenta su carga y a la vez como muestra la tabla 3.3 afecta el voltaje que alimenta las demás S/E como Arroyo en Medio.

Tabla 3.3 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada.

Resultados por circuitos variante 3					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	915.097	13.998	1.014	13.975	1.013
Revolución	1408.903	13.998	1.014	13.977	1.013
Mayarí 2	5658.069	13.615	0.987	13.174	0.955
Arrollo en Medio	1904.698	13.494	0.978	13.104	0.95

Vale recalcar que todos estos resultados se calcularon para máxima demanda. Debido a esta carga que le llega a la S/E Mayarí 2 se recomienda instalar una S/E con una potencia de 6.3 MW.

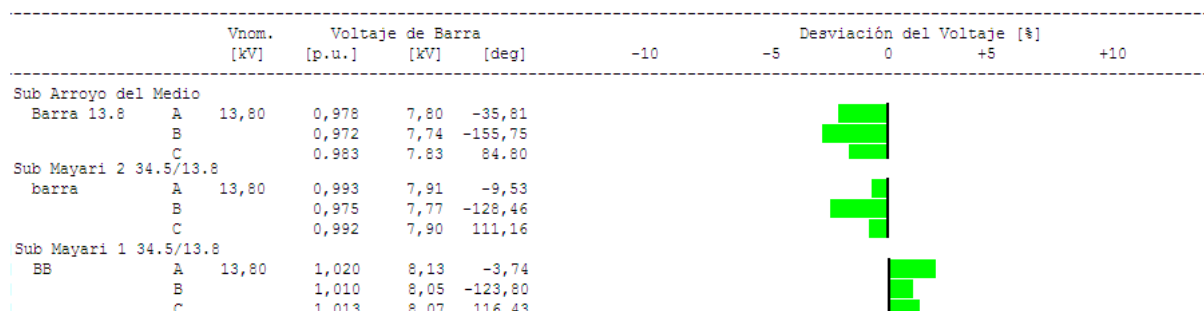


Figura 3.3 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 3.

3.2.4 Escenario 4:

En este escenario tenemos la misma dificultad que en la variante 3 y la cargabilidad de la subestación sigue subiendo hasta 167 % véase tabla 3.4 donde se muestran los datos de potencia y tensión pertenecientes a los circuitos.

Tabla 3.4 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

resultados por circuitos variante4					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	604.867	14.061	1.019	14.052	1.018
Revolución	1408.729	14.061	1.019	14.04	1.017
Mayarí 2	5994.349	13.511	0.979	13.007	0.943
Arrollo en Medio	1905.323	13.441	0.974	13.049	0.946

Un ejemplo de esto es lo mostrado en la figura 3.3 proveniente del flujo desarrollado en el software.

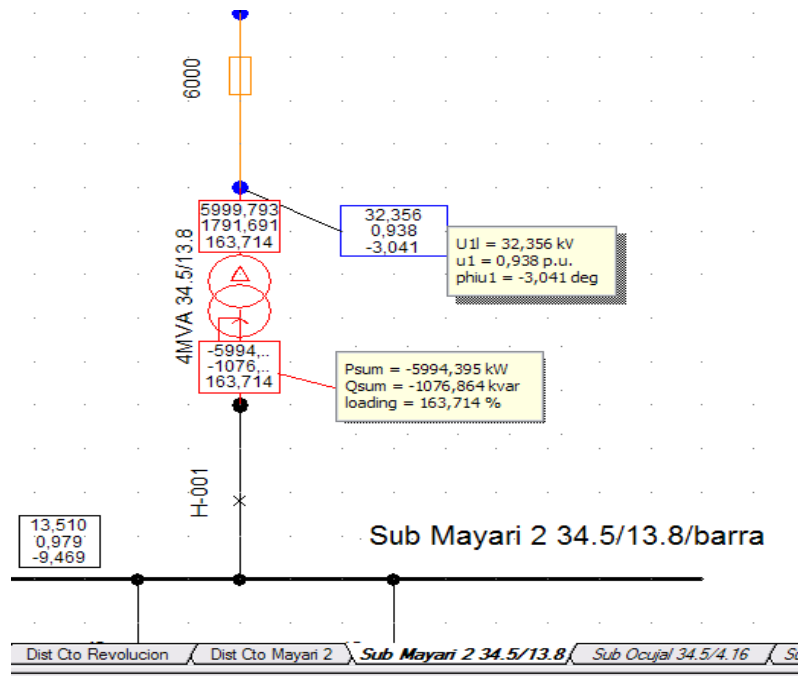


Figura 3.4 Subestación Mayarí 2 simulada en el Power Factory.

El color rojo del transformador nos alerta de que el transformador está sobrecargado, pero se necesita salvar la mayor cantidad de clientes posibles, por lo que se sugiere instalar un transformador de 6.3 MW. En este escenario obtuvimos una mayor desviación de voltaje operando en el rango permisible de operación figura 3.4.

		Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Desviación del Voltaje [%] 0	+5	+10
Sub Arroyo del Medio										
Barra 13.8	A	13,80	0,973	7,76	-35,87					
	B		0,970	7,72	-155,83					
	C		0,979	7,80	84,61					
Sub Mayarí 2 34.5/13.8										
barra	A	13,80	0,986	7,85	-9,81					
	B		0,972	7,74	-128,98					
	C		0,980	7,81	110,41					
Sub Mayarí 1 34.5/13.8										
BB	A	13,80	1,023	8,15	-3,53					
	B		1,011	8,06	-123,35					
	C		1,022	8,15	117,12					

Figura 3.5 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 4.

3.2.5 Escenario 5:

En este escenario la S/E Arrollo en Medio asume carga del circuito Mayarí 1, la cargabilidad de la subestación aumenta un 55.505 % con respecto al escenario 1, en la tabla 3.5 se muestra cuanto aumentó el circuito Arrollo en Medio pues subió 904.025 kW más que lo obtenido en el escenario 1 a la vez se puede observar como disminuye la carga del circuito Mayarí 1. La S/E Mayarí 1 disminuyó su cargabilidad a

un 68.706 % y la de Mayarí 2 opera al 86.260 % de su capacidad, pues al subir la carga de la subestación de Arrollo en Medio, esto provoca una caída de tensión en la red de 33 kV en el 4460, de la cual se alimenta la S/E Arroyo en Medio provocando un ligero aumento de la potencia reactiva que circula a través de este. La tabla 3.5 muestra la pequeña caída de voltaje que le llega al circuito perteneciente a la S/E Mayarí 2.

Tabla 3.5 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

resultados por circuitos variante5					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	2430.863	13.804	1	13.698	0.993
Revolución	1409.724	13.804	1	13.783	0.999
Mayarí 2	3224.31	13.592	0.985	13.458	0.975
Arrollo en Medio	2809.328	13.515	0.979	12.856	0.932

Una muestra de lo antes planteado es lo que muestra la figura 3.6, como se puede observar la desviación del voltaje de las S/E que nos muestra en forma de grafica el software Power Factory disminuye en Mayarí 2 y Arroyo en Medio por la gran carga que asume el mismo y la baja potencia que tiene instalada la subestación por lo que se recomienda elevar instalar una S/E de 4 MW, mientras que en Mayarí 1 mejora un poco el voltaje.

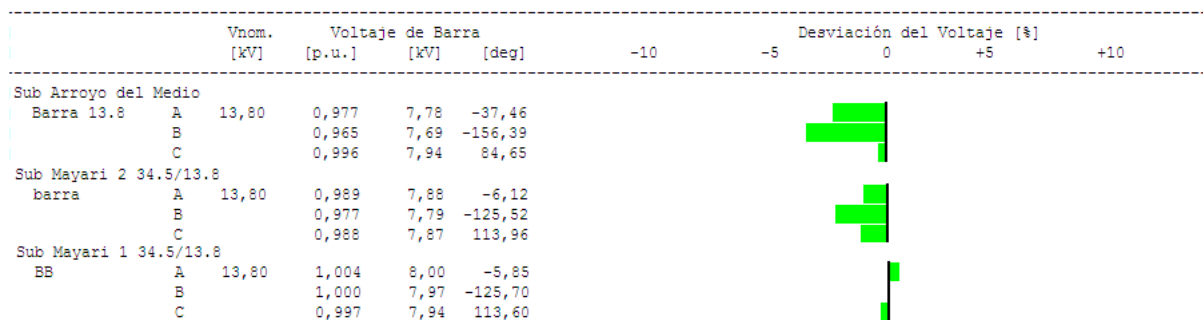


Figura 3.6 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 5.

3.2.6 Escenario 6:

En este escenario se sustituyó la S/E Arroyo en Medio por una de 4MW, la posición del tap del transformador se ubicó en el 4 pues la posición 3 cuenta con la dificultad de que la caída de tensión que se genera al operar es bastante alta. Como resultado obtuvimos que la cargabilidad de la subestación es de un 103.081 % ya que se le ha aumentado más carga del circuito Mayarí 1, al liberar la carga de Mayarí 1 mejora parcialmente el voltaje de este y en Mayarí 2 tenemos una mayor caída de voltaje lo cual conduce a una mayor cargabilidad en la S/E que la alimenta 86.685% (ver tabla 3.6) ya que al aumentar la carga de Arroyo en Medio perjudica la caída de voltaje en la línea de 33kV perteneciente al 4460 afecta el voltaje que alimenta las demás S/E.

Tabla 3.6 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada.

Resultados por circuitos variante 6					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	1706.846	13.887	1.006	13.824	1.002
Revolución	1409.261	13.887	1.006	13.866	1.005
Mayarí 2	3225.1	13.518	0.98	13.383	0.97
Arrollo en Medio	3527.051	13.504	0.979	12.597	0.913

Vale recalcar que todos estos resultados se calcularon para máxima demanda. Debido a esta carga que le llega a la S/E Arroyo en Medio obtuvimos las desviaciones de voltajes mostradas en la figura 3.7 en las diferentes fases.

		Vnom. [kV]	Voltaje de Barra [p.u.] [kV] [deg]			Desviación del Voltaje [%]				
						-10	-5	0	+5	+10
Sub Arroyo del Medio										
Barra 13.8	A	13,80	0,976	7,77	-7,40					
	B		0,972	7,75	-126,63					
	C		0,988	7,87	113,37					
Sub Mayari 2 34.5/13.8										
barra	A	13,80	0,987	7,86	-6,41					
	B		0,970	7,73	-125,94					
	C		0,982	7,82	113,83					
Sub Mayari 1 34.5/13.8										
BB	A	13,80	1,012	8,06	-5,10					
	B		1,001	7,97	-124,86					
	C		1,006	8,02	115,31					

Figura 3.7 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 6.

3.2.7 Escenario 7:

En este escenario se liberó la carga perteneciente a la S/E Arroyo en Medio y se le conectó a la S/E de Mayarí 1 donde esta ópera al 120.701% de su capacidad pues su potencia se incrementó un total de 5268.093kW creando una caída de voltaje bastante grande como muestra la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

Resultados por circuitos variante 7					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	5268.093	13.059	0.946	12.244	0.887
Revolución	1402.345	13.059	0.946	13.037	0.945
Mayarí 2	3221.434	13.906	1.008	13.775	0.998
Arrollo en Medio	0	0	0	0	0

La S/E Mayarí 2 opera al 84.131% de su capacidad, pues al liberar carga la S/E de Arroyo en Medio mejora el voltaje en la línea de 33 kV y a la vez disminuye el reactivo permitiendo al mismo operar en un mejor nivel de voltaje como muestra la figura 3.7.

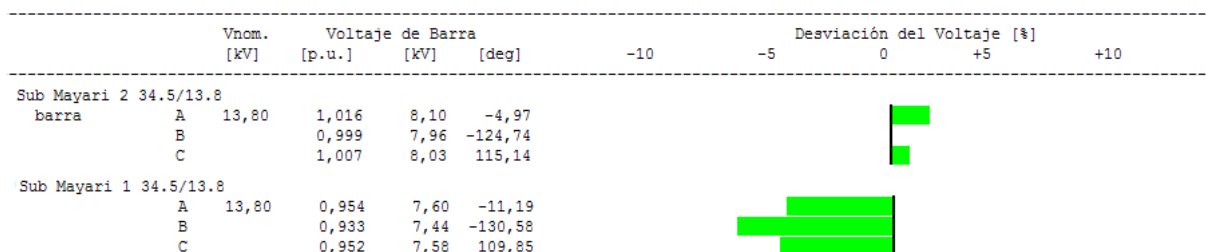


Figura 3.8 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 6.

3.2.8 Escenario 8:

Tabla 3.8 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

Resultados por circuitos variante 8					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	4064.235	13.544	0.981	13.338	0.967
Revolución	1410.598	13.544	0.981	13.523	0.98
Mayarí 2	2445.16	13.808	1.001	13.758	0.997
Arrollo en Medio	1900.763	13.844	1.003	13.465	0.976

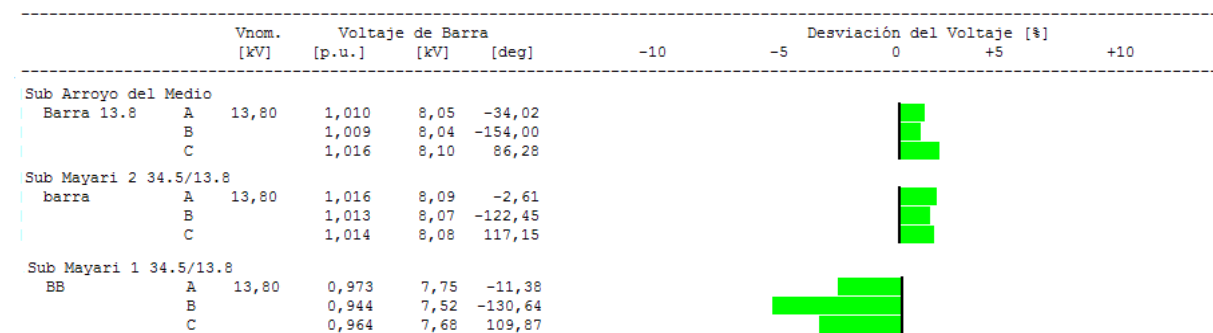


Figura 3.9 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 8.

3.2.9 Escenario 9:

Tabla 3.9 Nivel de tensión por circuitos y potencia instalada

Resultados por circuitos variante 9					
Circuitos	P(kW)	V(kV)	V(p.u)	Caída de V(kV)	Caída de V(p.u)
Mayarí 1	5366.184	13.253	0.95	12.843	0.931
Revolución	1411.707	13.253	0.95	13.232	0.959
Mayarí 2	1197.233	13.998	0.014	13.998	1.014
Arrollo en Medio	1899.517	13.965	1.012	13.589	0.985

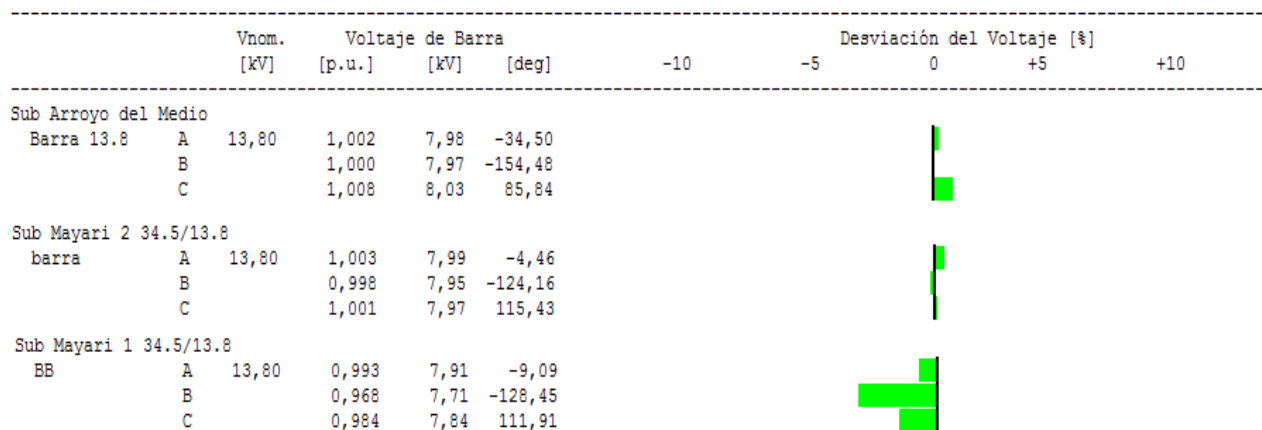


Figura 3.10 Desviación del voltaje de las subestaciones escenario 6.

Tabla 3.10 Pérdidas totales por circuitos en las variantes analizadas.

Pérdidas totales en kW por circuitos en las variantes analizadas.									
	Variantes								
Circuitos 33kV	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4460	236.5	282.9	431.78	468.3	303.1	357.06	131.3	189.4	130.21
6170	114.1	91.23	47.01	40.68	85.83	65.74	217.2	146.3	212.23
Circuitos 13.8kV									
Mayarí 1	112.9	107.1	103.34	107.3	108.1	103.16	204.8	130.2	171.63
Revolución	41.61	42.35	41.71	41.53	42.53	42.07	43.56	42.14	43.06
Mayarí 2	107.8	124.3	164.62	216.5	108.6	109.37	105.7	97.14	103.92
Arrollo en Medio	121	122.1	124.5	125.3	192.4	254.59	105.9	120.3	119.33
Total	733.8	770	912.96	999.6	840.6	931.99	808.5	725.5	780.38

Tabla de Perdidas de las Variantes:

3.3 Valoración Económica

Teniendo en servicio la automática entre los circuitos se logra que en caso de una falla en la línea solo se quede afectada la sección donde ocurrió la falla, manteniéndose con servicio el resto de los clientes. Si la falla es en un nivel de voltaje superior, se quedaría con servicio el 75% de los clientes con la configuración actual de las redes. Una vez que convierta Guerrita a 13.8 kV y integre a la automática se podrá garantizar el 100%.

En el anexo V se muestra todas las operaciones realizadas en estos circuitos en un tiempo de un año natural, con período desde el 1ro de enero del 2015 hasta el 31 de diciembre del 2015.

Analizando los datos de las tablas se puede apreciar que entre los circuitos acumularon un total de afectaciones en todo el año, debido a que se realizaron trabajos de rehabilitación en los circuitos. Las mayores afectaciones fueron:

- Arroyo en Medio 28 afectaciones
- Mayarí 1 41 afectaciones
- Mayarí 2 39 afectaciones

En la tabla 3.11 se muestra la energía dejada de servir (EDS) por estos circuitos sin tener en servicio la automática y la energía dejada de servir (EDS) si se hubiese tenido en servicio la automática. Teniendo estos dos valores podemos calcular la EDS que se hubiese podido ahorrar teniendo en servicio la automática calculando su costo en CUC y MN, teniendo en cuenta que el costo de generar 1 MW/h en la provincia es de 138.193 CUC.

Tabla 3.11 Energía dejada de en los Ctos de 13.8 kV con y sin automática.

Circuitos	EDS sin la Automática (MWh)	EDS con la Automática (MWh)	Ahorro (MWh)	
			MWh	Costo CUC
Mayarí 1	23.994	18.955	5.039	695.33
Mayarí 2	30.668	23.921	6.747	931.09
Arrollo del Medio	12.085	9.064	3.021	416.93
Total	66.747	51.940	14.807	2043.35

En la tabla 3.12 se muestra el costo total de la inversión, para esto se tiene en cuenta que en la red de distribución se montaron 6 interruptores Nulec de la serie U.

Tabla 3.12 Costo Total de la Inversión

Interruptor Automático	\$72,505.38
Salario	\$570
Costo total de la inversión	

3.4 Tiempo de interrupción al usuario (TIU)

El objetivo fundamental de las empresas eléctricas es tener el tiempo de interrupción al usuario (TIU) en el menor valor posible. Analizando las tablas del Anexo, tomamos el TIU que provocaron estos circuitos en el período analizado y el TIU que se ahorra si se hubiese tenido en servicio la automática entre ellos. En la tabla 3.13 se muestra el ahorro del TIU:

Ctos de 13.8 kV	TIU sin la automática	TIU con la automática	Ahorro
Cto Arroyo del medio	0.111	0.023	0.088
Cto Mayarí 1	0.057	0.012	0.045
Cto Mayarí 2	0.155	0.033	0.122
Total	0.323	0.068	0.255

Tabla 3.13 Tiempo de interrupción al usuario (TIU)

Aunque el resultado del ahorro del TIU se ve en el ahorro de la EDS y cuanto equivale bajar estos números, es imprescindible llevar un control sobre el tema, ya que es un indicador que tiene gran importancia dentro de las empresas eléctricas

3.5 Impacto social.

El mundo tiene una fuerte dependencia de la energía eléctrica. No es imaginable lo que sucedería si esta materia prima esencial para mover el desarrollo de los países llegase a faltar. Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre hoy, que hace confortable la vida cotidiana en los hogares, que mueve efectivamente el comercio y que hace posible el funcionamiento de la industria de la producción. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica. En las tablas 3.14 y 3.15 se muestran la cantidad de clientes que tienen los circuitos por secciones, en el momento de la falla se afectan la totalidad de los clientes de uno u otro circuito, con la implementación de la automática se afectaría solamente los clientes de una sola sección y en el caso de que la falla sea en la subestación no se afectaría ningún cliente. En el momento real en que ocurren las averías las industrias, el comercio estatal, tiendas, panaderías, dulcerías entre otros centros laborales, generaron pérdidas que en algún momento pueden llegar a ser significativas, mano de obra forzada a cambios de labor, materia prima perdida porque el proceso productivo se quedó a medias, varios son los factores que generan pérdidas a la sociedad ante una situación crítica en un momento determinado.

Circuitos	Sección	Clientes	Operan
Mayarí 1	H2168	3171	N/C
Mayarí 1	H-nuevo	1251	N/C
Mayarí 2	H2646	2256	N/C
Arrollo del Medio	H2613	677	N/C

Tabla 3.14 Clientes por secciones de los circuitos.

Enlaces entre los circuitos	Desconectivo	Operan
MAYARI1 Y MAYARI2	MD2	N/C
MAYARI1 Y ARROLLO DEL MEDIO	MD3	N/C

Tabla 3.15 Tabla de interruptores de enlace

Conclusiones Generales

Se logró determinar una serie de variedad de esquemas que pueden ser adoptados en regímenes de emergencias y otros para la operación con la automática.

Con la puesta en servicio de esta automática se logra una reducción importante del TIU, la EDS en los circuitos de mayarí1, Mayarí2 y Arrollo del Medio.

Recomendaciones

Bibliografía

1. [http://intranet.uo.edu.cu/mcfie /Sistemas Eléctricos / Redes Urbanas de distribución. Pdf](http://intranet.uo.edu.cu/mcfie/Sistemas%20El%C3%A9ctricos%20-%20Redes%20Urbanas%20de%20distribuci%C3%B3n.pdf)
2. **I M, Marcovich.** Los regímenes de operación de los sistemas energéticos.
3. **De la Fé D, S. (2008).** "Mejoras en Redes de Distribución." 33.
4. **Nu-lec, I. (2003).** Technical Manual U-27-12 Pole Mounted Recloser Automatic Circuit S. E. Company.
5. **Hernández Rojas, R. (2012).** Coordinación y ajuste automático de protecciones en dos circuitos entre las subestaciones Holguín 1 y Holguín 2 Departamento de Eléctrica, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez: 121.
6. **Fajardo, Ing. Isaac G. 2007.** *Lazo Automático, Sistema de Automatismo para Redes de Distribución Aérea en Media Tensión.* 2007.
7. **Fajardo, Ing. Isaac G. 2007.** *Loop Automation Sistema de Automatismo.* 2007.
8. **Nu-lec Industries, a Schneider Electric. 2005.** Manual Técnico del Reconectador Automático Serie- U. 2005.
9. **Nu-lec Industries, a Schneider Electric. 2001.** Technical Manual External
10. **Ramírez Castaño, Samuel. 2001.** Redes de Distribución de Energía. Tercera. Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2001.
11. **Reza, Alfredo. 2011.** Automatización de la Distribución: Presente y Futuro. [En línea] 2011. <http://www.iie.org.mx/boletin22011/divulga.pdf>.
12. **Soto Torres, Carmen Elisa. 2005.** Estudio de coordinación y ajuste de protecciones en tres circuitos de la S/E Turén en 13.8 kV. 2005.
13. **Tamayo Lores, Reynaldo. 2011.** Análisis de la efectividad de los Recierres de Interruptores Nu-Lec. 2011.
14. **Antonio Leyva Elías, R. (2009).** Impacto de las mejoras eléctricas en el Consejo Popular del Naranjal Municipio Mayarí. Departamento de Eléctrica, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez: 68.
15. **Barrio, F., et al. (2008).** "Diagnóstico del estado técnico de las líneas aéreas de Distribución."

16. **Benticuabas Cuevas, E. and S. De la Fé Dotres (2008).** "Reconfiguración de las redes de distribución de la ciudad de Guantánamo."
17. **Billinton, R. and S. Jhonnnavithula (1996.).** Optimal Switching Device Placement in radial Distribucion System, IEEE Transactions on Power Delivery.
18. **Carralero Peña, J. L. (2007 – 2011).** Estudio de desarrollo del sistema de distribución de la ciudad de Holguín.
19. **Casas Fernández, L.** Sistemas Electroenergéticos.
20. **Wladimir Aguirre Cárdenas, C. (2008).** Estudios eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de Dig Silent. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional Quito.
21. **Westinghouse Electric Corporation, P. (1964).** Electrical Transmission and Distribution Refence Book.
22. **Redondo Quintela, F., et al. (2013).** Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industria, Universidad de Salamanca.
23. **Rafael Fernández Martín, G. (2014).** Reducción de pérdidas eléctricas en el circuito de distribución primaria de Guerrita, municipio Mayarí. Departamento de Eléctrica, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez: 79.
24. **García Sánchez, Z. and J. G. Boza Valerino (2008).** "Métodos para el estudio de la estabilidad de voltaje en redes de distribución."

Anexos:

Anexo1

Cto Mayarí 2 TIU

Abierto	Fecha y Hora		Tiempo	Cientes	TIU	Observaciones
H2627	02/10/2015	14:33	112	917	0.28	Se empató ØB primaria por cc entre fases x Tormenta asociada al HURACAN Joaquín
H2502	27/11/2015	19:42	83	108	0.02	Carro que chocó
H2633	27/04/2015	15:45	68	296	0.06	Cerrar ptes
H2633	28/04/2015	15:19	79	389	0.09	Para cambio de transf dañado MB1188
H2633	30/04/2015	9:17	130	452	0.16	Aumento de capacidad en el bombeo Manglito
H2633	05/05/2015	9:59	49	452	0.06	Para cambio de transf. MB1268 en Mateo Sánchez x salidero de aceite y sobre carga
H2633	01/07/2015	8:17	49	714	0.1	Para abrir ptes W914 (VL)
H2633	01/07/2015	16:09	56	714	0.11	Para cerrar ptes W914 (VL)
H2633	26/12/2015	9:25	39	306	0.03	Para abrir ptes W914
H2633	11/07/2015	3:03	61	714	0.12	Poner en el lugar asilador, caído sobre la cruceta, partido por el pin en mal estado
H2633	11/07/2015	9:20	29	714	0.06	Para MF cerrar ptes (avería)
H2633	11/07/2015	9:50	0	714	0	Para MF cerrar ptes (avería)
H2633	31/07/2015	17:18	54	782	0.12	Palma sobre la línea
H2633	12/10/2015	8:36	115	750	0.24	Cambio de aislamiento y calibre en el ramal la herradura,
H2633	26/12/2015	9:25	38	530	0.06	Para abrir ptes W914
H2610	14/10/2015	9:06	369	305	0.31	Cambio de Aislamiento
H2610	16/10/2015	8:59	423	305	0.36	Intercalar poste primario en el ramal los guayos
H2610	30/10/2015	9:03	137	305	0.12	Mejoras Cambio de Calibre Primario
H2610	10/11/2015	8:28	400	305	0.34	Cambio de aislamientos, herrajes, conductor, enderezar postes, podas
H2610	18/11/2015	8:49	366	305	0.31	Mtto correctivo
H2610	18/11/2015	14:58	74	305	0.06	Mtto correctivo
H2610	24/11/2015	8:31	143	305	0.12	Cambio de Calibre
H2610	27/11/2015	8:05	519	305	0.44	Cambio de Calibre Primario en el ramal La Herradura.
H2610	30/11/2015	8:52	474	305	0.4	Cambio de Calibre Primario Ramal La Herradura
H2610	14/12/2015	9:59	447	305	0.38	Cambio de calibre
W914	01/07/2015	9:11	413	216	0.25	UC con la 33 KV en VL x Recursos Hidráulicos
H2492	27/04/2015	9:24	381	286	0.3	Conversión
H2492	31/07/2015	18:15	97	422	0.11	Palma sobre la línea
H2492	02/12/2015	15:44	50	449	0.06	Para cambio de transf dañado MB864
H2492	16/12/2015	9:41	214	476	0.28	Calentar línea y banco nuevo para Frega #2 en El Manglito
H2492	28/12/2015	8:51	277	476	0.36	Intercalar postes y cambiar conductor primario
H005	01/10/2015	21:30	777	497	1.06	Se le dió tensión a conductor, se cambiaron GC, 1 aislador x Tormenta asociada al HURACAN Joaquín
H006	30/01/2015	8:41	133	2242	0.83	Se instaló cuchilla H2628
H006	13/03/2015	23:09	63	2325	0.41	Papalote enredado en el prim en el Barrio La Cañona
H2628	02/05/2015	9:03	97	607	0.16	Para cambiar Transf dañado
H2628	05/05/2015	15:57	94	607	0.16	Para cambio de transf dañado MB157.
H2628	31/08/2015	13:35	75	723	0.15	Poda
H2646	04/12/2015	8:35	5	722	0.01	Para instalar cuchilla H2626, H2627 y H2502.
H2646	04/12/2015	8:35	193	1492	0.79	Para instalar cuchilla H2626, H2627 y H2502.

Anexo1

Cto Mayarí 1 TIU

Abierto	Fecha y Hora		Tiempo	Clientes	TIU	Observaciones
H2578	20/03/2015	10:15	162	82	0.04	Mtto, Cambio de poste Primarios de lugar
4455	16/01/2015	8:16	3	3891	0.03	Para MF H2168 (VL)
4455	16/01/2015	14:51	3	1580	0.01	Para MF H2168 (VL)
4455	16/01/2015	14:53	1	2311	0.01	Para MF H2168 (VL)
4455	18/02/2015	13:45	3	3823	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	18/02/2015	14:49	3	3823	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	17/03/2015	8:40	3	3823	0.03	Para MF H001 (VL)
4455	04/12/2015	8:37	3	3789	0.03	Para cerrar MD-2.(V/L)
4455	04/12/2015	11:48	3	4511	0.04	Para normalizar MD-2.(V/L)
4455	22/10/2015	9:20	3	3756	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	22/10/2015	10:57	3	3756	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	12/11/2015	9:06	3	3783	0.03	Para MF MD2 (VL)
4455	12/11/2015	11:30	3	3783	0.03	Para MF MD2 (VL)
4455	24/11/2015	13:16	3	3809	0.03	Para MF MD7 (emergencia)
4455	24/11/2015	13:28	3	3809	0.03	Para MF MD7 (emergencia)
4455	01/07/2015	17:14	3	3826	0.03	Para MF MD3 (VL)
4455	05/07/2015	8:54	3	3799	0.03	Para MF MD7 (emergencia)
4455	05/07/2015	11:56	3	3799	0.03	Para MF MD7 (emergencia)
4455	10/08/2015	14:32	3	3752	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	10/08/2015	16:20	3	3752	0.03	Para MF MD4 (VL)
4455	04/09/2015	13:51	3	3752	0.03	Para pasar carga de Mayarí 2 x Mayarí 1
4455	02/05/2015	10:31	43	644	0.08	Para MF MD1 (VL)
4455	19/05/2015	22:39	3	3842	0.03	Para MF H2572 (avería)
4455	20/05/2015	9:33	3	3842	0.03	Para MF MD3 (VL)
4455	20/05/2015	10:23	3	3842	0.03	Para MF MD3 (VL)
4455	01/07/2015	7:47	3	3826	0.03	Para MF x VL
4455	01/07/2015	15:33	3	3826	0.03	Para MF MD3 (VL)
4455	17/03/2015	16:20	3	3823	0.03	Para MF H001 (VL)
4455	20/03/2015	10:12	3	3823	0.03	Para MF H2578 (VL)
4455	20/03/2015	12:57	3	3823	0.03	Para MF H2578 (VL)
4455	30/03/2015	9:42	3	3823	0.03	Para MF MD2 (VL)
4455	30/03/2015	15:26	3	3823	0.03	Para MF MD2 (VL)
4455	02/05/2015	10:31	10	3198	0.09	Para MF MD1 (VL)
MD4	18/02/2015	13:48	61	1680	0.29	Para cerrar pte para calentar banco de transf. por división de cto MB65
MD4	10/08/2015	14:35	105	1698	0.49	Se cambió poste primario callejón de Cuya
MD4	22/10/2015	9:23	94	1567	0.41	Talar árbol en la línea, Para intercalar Poste en MB 75 en Cocal
MD4	24/11/2015	13:19	9	1567	0.04	Se elimino F/C en las ØAyC se revisaron las tres fases , del desconectivo H2401
H2168	16/01/2015	8:19	1	2311	0.01	Para instalar transf
H2168	16/01/2015	8:19	392	874	0.96	Para instalar transf
MD7	05/07/2015	8:57	179	183	0.09	Cambio de transf con salidero de aceite MB1001
H2572	19/05/2015	22:08	31	212	0.02	Rana entre el pararrayo y el puente con grampa del MB875

Anexo1

Cto Arroyo en Medio TIU

Abierto	Fecha y Hora		Tiempo	Clientes	TIU	Observaciones
H2282	25/02/2015	8:05	5	573	0.01	Mtto
H2282	25/02/2015	10:00	190	573	0.3	Mtto
H2452	15/03/2015	8:01	91	1086	0.28	Para cerrar ptes de la Fregat que estaban abto a petición de ellos
H2281	25/02/2015	10:00	190	624	0.33	Mtto
H2281	25/02/2015	13:13	194	624	0.34	Mtto
H2281	10/06/2015	9:36	112	624	0.19	Se cambió transf. de 15 X transf. de 50 kva x bajo aislamiento.
H2585	15/06/2015	17:04	41	91	0.01	Para cambio de transf con ruido y bajo aislamiento
H2585	16/09/2015	14:37	92	91	0.02	Se cambió tranf de fuerza 50x50 x ruido se normalizó la Delta
H2613	01/05/2015	18:35	27	624	0.05	Se relizó estribo y se puso ampac en el MB82
H2283	19/10/2015	8:26	186	803	0.41	Mtto
H1735	30/01/2015	13:31	79	5027	1.11	Nuevo calentamiento de MB-1398
H1735	25/02/2015	8:10	110	5132	1.57	Mtto
H1735	25/02/2015	13:10	3	5132	0.04	Para MF H2282 (VL)
H1735	25/02/2015	16:27	3	5132	0.04	Para MF H2282 (VL)
H1735	06/03/2015	13:36	30	5151	0.43	Para abrir ptes Ramal Valle 2
H1735	15/03/2015	7:58	3	5151	0.04	Para MF H2452 (VL)
H1735	10/06/2015	11:28	3	5217	0.04	Para MF H2281 (VL)
H1735	15/06/2015	17:01	3	5239	0.04	Para MF H2585 (emergencia)
H1735	15/06/2015	17:45	3	5239	0.04	Para MF H2585 (emergencia)
H1735	19/10/2015	8:23	3	5104	0.04	Para MF H2283 (VL)
H1735	19/10/2015	11:32	3	5104	0.04	Para MF H2283 (VL)
H1735	10/11/2015	20:19	51	5024	0.71	Por cable en el suelo
H1735	15/03/2015	9:32	3	5151	0.04	Para MF H2452 (VL)
H1735	25/03/2015	9:17	18	5151	0.26	Para abrir ptes SN
H1735	25/03/2015	14:55	10	5151	0.14	Para cerrar ptes SN
H1735	01/05/2015	18:32	3	5211	0.04	Para MF H2613 (avería)
H1735	01/05/2015	19:02	3	5211	0.04	Para MF H2613 (avería)
H1735	10/06/2015	9:33	3	5217	0.04	Para MF H2281 (VL)