



REPUBLICA DE CUBA

MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR

INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA

“DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ”

FACULTAD METALURGIA ELECTROMECHANICA

DEPARTAMENTO DE ELECTRICA

*Titulo: Evaluación del diseño, construcción y
operación de las subestaciones de distribución caliente
por 34.5kV en la provincia Holguín.*

*Trabajo de Diploma para optar por el título
de
Ingeniero Eléctrico*

Autor: Yojacner Yoan Velázquez Leyva

Tutores: Ing. Yordan Guerrero Rojas

Ing. Antonio Gutiérrez Silva

Moa 2010

“Año 52 de la Revolución”

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Nosotros:

Diplomante: Yojacner Yoan Velázquez Leyva

Tutores: Ing. Antonio Gutiérrez Silva

Ing. Yordan Guerrero Rojas

Vto Bno. Ing. José A De La Torre

Dtor. UEB Inversiones

Del presente trabajo de Diploma certificamos su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Doctor Antonio Núñez Jiménez de Moa el cual podrá hacer uso del mismo con fines docente.

Firma del estudiante

Firma del tutor

Firma del tutor

Firma del Dtor Inversiones.

PENSAMIENTO

“... La supervivencia de la Revolución y el Socialismo, la preservación de la independencia de este país depende hoy, fundamentalmente de la Ciencia y la Técnica...”

Es decir, este esfuerzo de la Ciencia y de la Técnica requiere de una premisa política, que es la voluntad de luchar y de Vencer...”

Fidel Castro Ruz

Diciembre de 1991

DEDICATORIA

Antes de comenzar este trabajo de diploma quisiera dedicarle el mismo a todas las personas que de una forma u otra me ayudaron a la realización del mismo y me hicieron comprender que el único camino del triunfo depende del sacrificio que se tenga que hacer, solo así se es capaz de enfrentar todas las dificultades y lograr nuestro propósito. Por todo ello va dedicado a:

- ✓ Mis familiares y en especial a mi madre y mis hijos por toda la comprensión y apoyo que me han dado.
- ✓ A todos mis compañeros por ayudarme a reflexionar y elegir el camino correcto.
- ✓ A mis profesores por ser guías y ejemplos del futuro.

AGRADECIMIENTOS

No existen palabras para reconocer y dejar plasmado en este trabajo de diploma el apoyo recibido de forma desinteresada por mis tutores, el Ing. Yordan Guerrero Rojas y el Ing. Antonio Gutiérrez Silva, los cuales no han escatimado tiempo, comprensión y dedicación para lograr nuestra formación integral, sin su valiosa ayuda no hubiera sido posible la realización de este Proyecto.

De igual manera quiero agradecer el alto grado de profesionalidad, transparencia y apoyo incondicional que recibí de todos los técnicos e ingenieros que me atendieron en la empresa eléctrica donde realicé este trabajo.

A mis familiares, pilares fundamentales de nuestra obra.

A todos les estaré eternamente agradecido.

RESUMEN

El presente trabajo constituye una actualización del estado técnico de las 106 subestaciones eléctricas (S/E) de distribución que en la provincia de Holguín posibilitan brindar el servicio eléctrico a los 319 383 clientes, de ellos 307 822 residenciales.

Partiendo de la recopilación anterior se clasificaron las subestaciones teniendo en cuenta el esquema típico de protecciones por alta y baja, cantidad de circuitos, cargabilidad, voltaje en barra, estado constructivo y satisfacción de las exigencias planteadas en el estudio de desarrollo a mediano plazo existente en la empresa eléctrica provincial.

Con los resultados detallados por subestaciones se puede elaborar un programa de inversiones por prioridades con su evaluación económica lo que permitirá realizar una planificación eficiente dentro de un programa inversionista a mediano plazo para alcanzar un servicio de excelencia y la invulnerabilidad frente a catástrofes naturales con eficiencia y calidad.

Summary

The present work constitutes a total update of the technical state of the 106 distribution electric substations (S/E) which facilitate to offer the electric service to the 319 383 clients, where 307 822 are residential clients.

Leaving of the previous summary the substations was classified keeping in mind the typical outline of protection for high and low, quantity of circuits, level of charge, voltage in bar, constructive state and satisfaction of the demands outlined in the development study to medium existent term in the provincial electric company.

With the results detailed by substations it's possible elaborate a program of investments for priorities with their economic evaluation what will allow to carry out an efficient planning inside a program investor to medium term to reach an excellence service and the invulnerability in front of natural catastrophes with efficiency and quality.

Índice

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD	I
PENSAMIENTO	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN.....	VI
SUMMARY	VII
INTRODUCCION	1
CAPITULO I SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION PRIMARIA 34.5/13.8 Y 34.5/4.16 KV.	3
1.1 INTRODUCCIÓN.	3
1.2 TIPOS DE CONFIGURACIONES DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	3
<i>1.2.1 Tramos de una subestación:</i>	<i>3</i>
<i>1.2.2 Clasificación:.....</i>	<i>3</i>
<i>1.2.3 Esquema de barras simple.....</i>	<i>4</i>
<i>1.2.4 Esquemas de barras simples con seccionadores en derivación.</i>	<i>5</i>
<i>1.2.5 Esquemas de doble barra (Mixta).</i>	<i>6</i>
1.3 MATERIALES Y EQUIPOS DE REDES ELÉCTRICAS.	7
<i>1.3.1 Tipos de redes. Radiales, en anillo.....</i>	<i>7</i>
<i>1.3.2 Transformadores. Tipos de transformadores, ventilación, rangos de potencia.....</i>	<i>9</i>
<i>1.3.3 Desconectivo en aire.</i>	<i>11</i>
<i>1.3.4 Desconectivo rígido individual.....</i>	<i>12</i>
<i>1.3.5 Desconectivo porta fusible.</i>	<i>13</i>
<i>1.3.6 Puesta a tierra de los equipos.</i>	<i>14</i>
<i>1.3.7 Cerca protectora.....</i>	<i>14</i>
<i>1.3.8 Conductores.....</i>	<i>14</i>
<i>1.3.9 Tratamiento del suelo.</i>	<i>14</i>
<i>1.3.10 Otros materiales.</i>	<i>14</i>
1.4 METODOLOGÍA PARA EL MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES.	15
<i>1.4.1 Mantenimiento a Transformadores de potencia.....</i>	<i>15</i>
<i>1.4.2 Mantenimiento a los equipos de maniobra y protección.....</i>	<i>16</i>
<i>1.4.3 Mantenimiento a paneles de control. Para las subestaciones atendidas.</i>	<i>16</i>
<i>1.4.4 Mantenimiento a los equipos de medición.....</i>	<i>17</i>
<i>1.4.5 Mantenimiento del sistema de puesta a tierra.....</i>	<i>17</i>
<i>1.4.6 Mantenimiento de la cerca de protección.</i>	<i>17</i>
<i>1.4.7 Mantenimiento del sistema de alumbrado de la subestación.</i>	<i>17</i>

1.5 EL MANTENIMIENTO INTEGRAL PREVENTIVO A S/E DE DISTRIBUCIÓN:	18
1.5.1 <i>Normas de Construcción de proyectos de subestación.</i>	18
CAPÍTULO II. CARACTERIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE LA PROVINCIA HOLGUÍN.	19
2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN LA PROVINCIA HOLGUÍN. ..	19
2.1.1 <i>Esquemas empleados:</i>	19
2.1.2 <i>Estado constructivo:</i>	20
2.1.3 <i>Cargabilidad de la subestación:</i>	20
2.2 COMPATIBILIZACIÓN CON EL ESQUEMA DE DESARROLLO DE LA PROVINCIA.	21
2.2.1 <i>Localización de las subestaciones.</i>	21
2.2.2 <i>Nuevas Subestaciones.</i>	23
2.2.3 <i>Sustitución de Subestaciones.</i>	23
2.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS EXISTENTES EN LAS SUBESTACIONES.	23
2.3.1 <i>Municipio Calixto García:</i>	24
2.3.2 <i>Municipio Antillas:</i>	24
2.3.3 <i>Municipio Banes:</i>	25
2.3.4 <i>Municipio Mayarí:</i>	27
2.3.5 <i>Municipio Holguín:</i>	36
2.3.6 <i>Municipio Cacocun:</i>	40
2.3.7 <i>Municipio Urbano Noris:</i>	42
2.3.7 <i>Municipio Rafael Freyre:</i>	43
2.3.8 <i>Municipio Báguano:</i>	46
2.3.9 <i>Municipio Gibara:</i>	48
2.3.10 <i>Municipio Moa:</i>	50
2.3.11 <i>Municipio Sagua de Tánamo:</i>	53
2.3.12 <i>Municipio Frank País:</i>	54
2.3.13 <i>Municipio Cueto:</i>	54
CAPITULO III. INVERSIONES NECESARIAS EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.	57
3.1 INTRODUCCIÓN.	57
3.2 SUBESTACIONES QUE REQUIEREN PEQUEÑAS INVERSIONES:	57
3.3 SUBESTACIONES QUE REQUIEREN REMODELACIÓN:	58
3.4 SUBESTACIONES QUE REQUIEREN REUBICACIÓN:	58
3.5 PROPUESTAS DE CONVERSIÓN, GRUPOS ELECTRÓGENOS Y SUBESTACIONES A ELIMINAR.	59
3.6 TIPO DE INVERSIÓN QUE REQUIEREN	59
3.7 TIEMPO DE AMORTIZACIÓN DE LAS INVERSIONES.	59
3.8 CAMBIOS DE CONFIGURACIÓN DE ESQUEMA.	59
3.9 VALORACIÓN PRELIMINAR DE LAS INVERSIONES NECESARIAS.	60
3.10 FICHAS DE COSTO.	61
CONCLUSIONES.	66

RECOMENDACIONES.....	67
BIBLIOGRAFIA.....	68
ANEXOS	



INTRODUCCION

El sistema Electro Energético Nacional (SEN) está presente en nuestra provincia con 8 792.7 km, de ellos 873 km a 220 kV, 292 a 110 kV, 1 070 a 34,5 kV, 3 029 a 13,8 kV, 406 a 4,16 kV, 0,7 a 2,4 kV y 3 122 km de secundario. En la provincia se cuenta con 189 subestaciones calientes por 34.5 kV de ellos 83 S/E son exclusivas de clientes y 106 S/E son de distribución, estas son las que se conectan a las redes de 34,5 kV para calentar los circuitos de 13,8, 4,16 y 2,4 kV.

En la década del 90 por limitaciones económicas del país se acentuó un gran deterioro en las redes, en especial en las de distribución, es por esto que aproximadamente en el año 2005 se decide la rehabilitación del SEN. Se encuentra un alto grado de deterioro no ocurriendo esto en el sistema de transmisión que recibió algunas inversiones en la etapa previa.

En ese momento se tiene subestaciones de distribución construidas de forma emergente y otras prácticamente en abandono, aunque el deterioro también ocurrió en las líneas, en el presente trabajo solo se hará referencia a las subestaciones. Para iniciar la rehabilitación de las subestaciones se realizó un estudio completo de desarrollo en la provincia donde se resumieron las deficiencias presentes y la estrategia para el crecimiento futuro.

Situación problemática.

De las 106 subestaciones de distribución en una primera etapa se reconstruyeron y certificaron 20, destinadas a la sincronización de los primeros grupos electrógenos y se aumentó la capacidad en aquellas subestaciones sobrecargadas, quedando un universo de subestaciones con deficiencias y sin un programa general de solución.

Problema: Ausencia de un programa inversionista y un cronograma de trabajo para subestaciones de distribución a mediano plazo que tenga en cuenta las nuevas exigencias de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico aún en condiciones de catástrofes naturales.

Hipótesis: Con la determinación del estado de las subestaciones de distribución evaluado dentro de los parámetros de exigencia que plantea el Estudio de Desarrollo actual es posible



realizar una planificación de trabajo eficiente dentro de un programa inversionista a mediano plazo.

Objetivo general:

Cuantificar las necesidades en las subestaciones de distribución de la provincia Holguín evaluadas técnica y económicamente para alcanzar la invulnerabilidad frente a catástrofes naturales con eficiencia y calidad en el servicio eléctrico.

Objetivos específicos:

1. Realizar un estudio detallado de cada una de las subestaciones identificando los problemas actuales existentes.
2. Realizar un programa de mejoras que determine el tiempo y el costo de cada inversión.

Resultados esperados.

- Un plan de acciones para en un período menor de cinco años lograr certificar el total de subestaciones de la provincia garantizando el buen funcionamiento de las mismas con seguridad, confiabilidad y eficiencia.
- Identificar el grupo de subestaciones que requieren mantenimientos y pequeñas inversiones para cumplir los requerimientos exigidos.
- Listado de las subestaciones que requieren reubicarse o remodelarse donde se incluyen las que necesitan cambio de esquema.
- Recursos necesarios por subestación con su costo aproximado y el cronograma de trabajo aprobado por la dirección técnica de la empresa eléctrica de Holguín.

CAPITULO I SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION PRIMARIA 34.5/13.8 Y 34.5/4.16 kV.**1.1 Introducción.**

En las subestaciones de distribución se tiene en cuenta diferentes tipos de trabajos de acuerdo a su clasificación y el estado técnico de las mismas. En varias de ellas no tan grave el problema, con un mantenimiento se soluciona la situación, respetando las normas vigentes que existen y la metodología para efectuar esta tarea. Dentro de sus configuraciones está el diseño y los parámetros de construcción, la relación de elementos existentes para la operación de las subestaciones cumpliendo con el buen funcionamiento, con una variedad de transformadores, tipos y rangos de potencia.

1.2 Tipos de configuraciones de subestaciones de distribución.

Existen diferentes configuraciones de subestaciones eléctricas, en dependencia del lugar y la aplicación.

1.2.1 Tramos de una subestación:

Un tramo es el espacio físico de una subestación, conformada por equipos de maniobra y de potencia asociados entre sí. De acuerdo a la función que cumplen, los tramos pueden clasificarse en:

- Tramo de Generación.
- Tramo de Transformación.
- Tramo de Salida de línea.
- Tramo de Acople y/o seccionamiento de barra.
- Tramo de Transferencia.
- Tramo de Compensación.

1.2.2 Clasificación:

Los tramos de transformación se clasifican en dos tipos con el mismo diseño según el nivel de tensión del tramo.

- Tramo llegada de transformador a barra (lado Alta Tensión).
- Tramo llegada de transformador a barra (lado Baja Tensión).

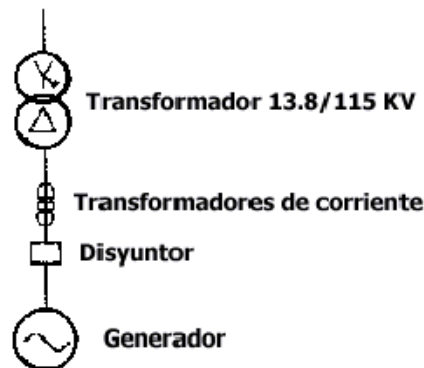


Figura.1.1 Tramos de transformación

1.2.3 Esquema de barras simple.

Un esquema de Barras, es la disposición que presentan las barras o juegos de barras por niveles de tensión y que ofrecen mayor o menor nivel de flexibilidad en una subestación eléctrica. Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

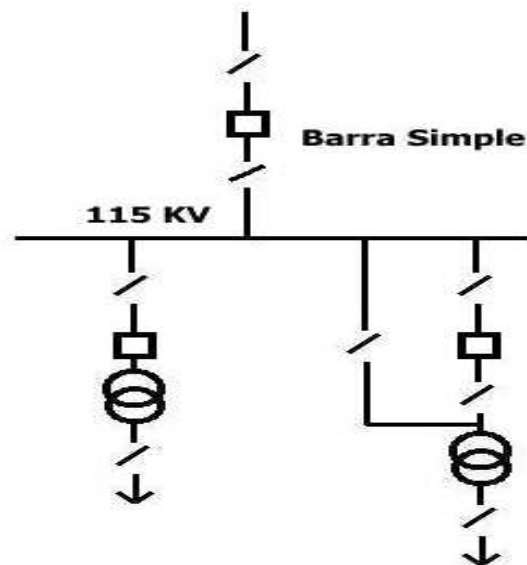


Figura.1.2 Esquema de barra simple

Utilización: Áreas donde los cortes de servicio afectan a cargas poco importantes. En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Radial I, Radial II y Noda III.20 [W. H. Kersting, 1992].

Ventajas:

Fácil operación e instalación simple. Costo reducido. Requiere poco espacio físico para su construcción. Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

Desventajas:

No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado). Una falla en barra interrumpe el servicio totalmente. Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

1.2.4 Esquemas de barras simples con seccionadores en derivación.

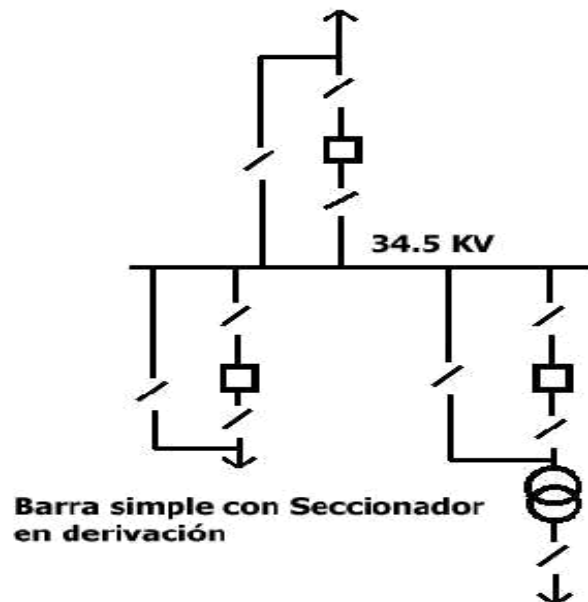


Figura.1.3 Esquema de barra simple con seccionador en derivación

Similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass).

Utilización: En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Radial II.

Ventajas:

Similar al esquema de barra simple, pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass). Requiere poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

Falla en barra interrumpe totalmente el suministro de energía, Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

1.2.5 Esquemas de doble barra (Mixta).

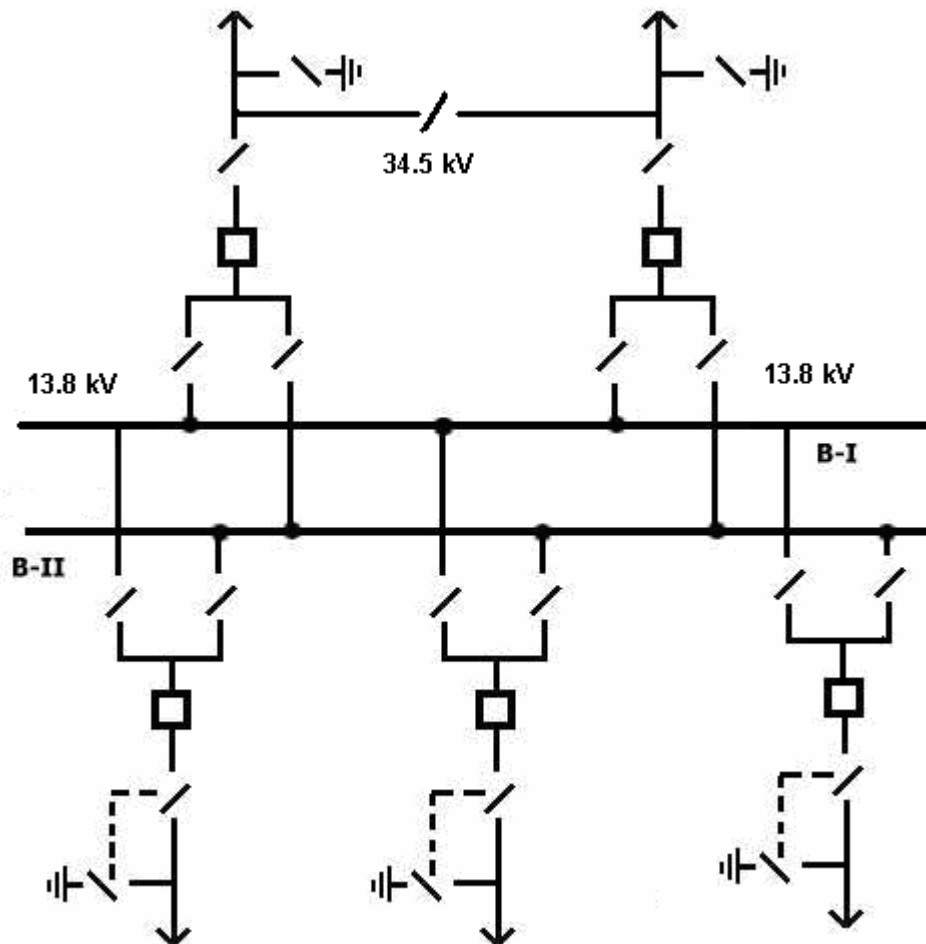


Figura.1.4 Esquema de barra doble.

Está constituida por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

Utilización: En las instalaciones relacionadas directamente con la red troncal del sistema Interconectado.

Ventajas:

Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio, Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente. Requiere de gran espacio físico para su construcción.

1.3 Materiales y equipos de redes eléctricas.

1.3.1 Tipos de redes. Radiales, en anillo.

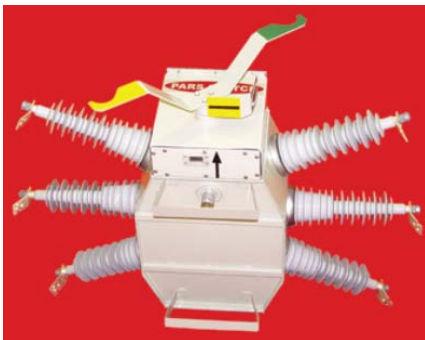
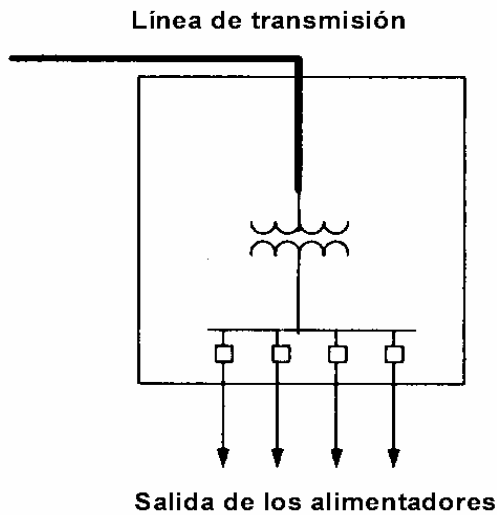
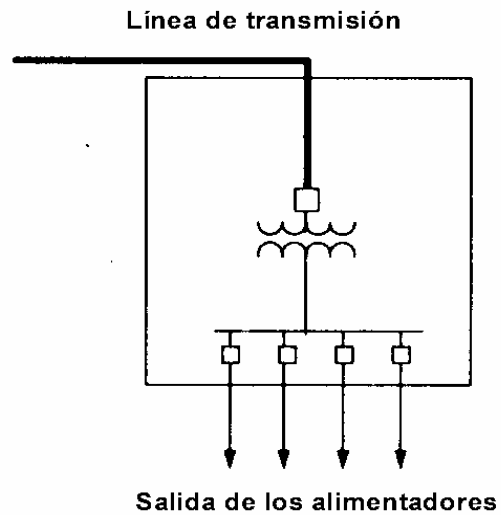
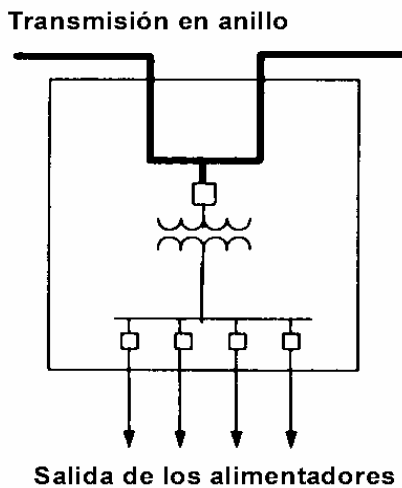
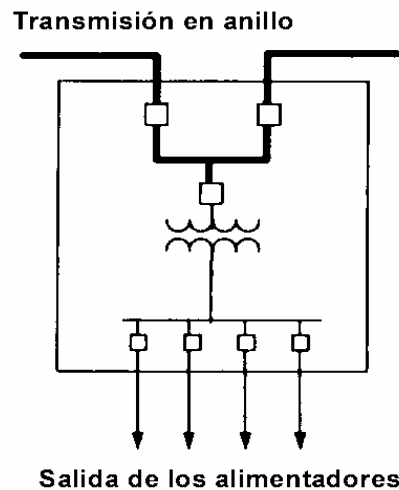


Figura.1.5 Interruptor de distribución en SF₆.

Sistema radial, sin interruptor y con interruptor por el lado de alta, utilizamos el esquema B para subestaciones de más de 2 500 kVA.

El esquema C se comporta similar al radial aunque tiene doble alimentación.

A. Sin interruptor en alta tensión**B. Con interruptor en alta tensión****C. Sin interruptor de transmisión****D. Con interruptor de transmisión**

- Línea de Transmisión
- Línea de Distribución
- Interruptor de Transmisión
- Interruptor de Distribución

Figura.1.6 Ubicación de interruptores.

El esquema D permite mantener el servicio con un extremo de la línea en falla.

El criterio de selección está en dependencia del grado de confiabilidad requerido y minimiza los gastos.

La utilización de interruptor por alta reduce las afectaciones por vía-libre.

1.3.2 Transformadores. Tipos de transformadores, ventilación, rangos de potencia.

Las subestaciones de distribución responden a cargas dentro de un radio de aproximadamente 10-15 km, en las zonas rurales la carga que debe considerarse en general es inferior a 1 600 kVA, y puede llegar hasta 2 500 kVA, en las ciudades la solución proviene de una o dos subestaciones de este rango.

Las limitaciones de recursos han permitido a las líneas de distribución alcanzar distancias hasta de 40 km. La demanda máxima al construir una subestación debe ser tal que al cabo de 5 años la demanda alcance el 75 % de su capacidad, otros datos requeridos del transformador son: voltaje primario 34.5 kV, voltaje secundario 13.8 kV debe tener protección diferencial, de gas, alarma y disparo para el tanque, etc.

Estos transformadores son los de potencia aunque también se emplean transformadores de potencial y de corriente para mediciones y transformadores de 5 kVA para uso de planta. (Equipos eléctricos de plantas y subestaciones).

La ventilación de los transformadores en general es natural con refrigeración por aceite con radiadores externos.

Ampliación de la capacidad de los transformadores con ventilación forzada.

La capacidad nominal de los transformadores refrigerados por medio del sistema aceite y aire natural (ONAN), puede ampliarse a 130% bajo régimen de carga hasta ocho horas; según normativa vigente de CADAFE, considerando por supuesto ciertas condiciones previas de carga y temperatura y sacrificando hasta un 1% de su vida útil.

Al integrarle al mismo sistema equipos refrigerantes, la capacidad de estos transformadores puede verse incrementada, en la siguiente proporción, según lo expuso la compañía C.A. Electricidad de Oriente (Eleorient) en el seminario de pérdidas técnicas realizado en Venezuela:

- a) Ventilación forzada, "Aire Forzado" (AF) amplía su capacidad 150% y más.
- b) Bombeo, "Aceite Forzado" (OF) se amplifica desde 200% y más.
- c) Sistemas combinados de ventilación y bombeo (AFOF) el transformador está en la capacidad de ampliar desde 200% hasta 300%, ya que se logra disipar 100% de calorías por segundo (Cal/s).

Tabla.1.1 Temperaturas disipada por potencias ampliadas.

% CAL/S DISIPADAS	% MVA AMPLIADOS
40	150
60	200
100	300

d) También se ha comprobado que la pintura esmalte blanco hace descender la temperatura entre 3°C y 4 °C cuando las condiciones climatológicas son favorables.

Algunos factores de corrección por temperatura deben ser tomados en cuenta, a la hora de vigilar la carga en transformadores:

Tabla.1.2 Factores de conversión por capacidad real.

FACTOR DE CONVERSIÓN TROPICALIZADOR	CAPACIDAD REAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DESPUES DE APLICAR EL FACTOR/ TROPICALIZADOR		
	2.5MVA	5 MVA	10 MVA
Temperatura de diseño /Trop.			
20 °C / 30°C = 0.66	1.65	3.3	6.66
25 °C / 30° C = 0.83	2.07	4.15	8.30

Las capacidades estándares son 1000, 1600, 2500, 4000 y 6300 kVA.

Pararrayos.

A la hora de diseñar una instalación, se pueden considerar tres niveles básicos de protección a tener en cuenta (protecciones clásicas):

1º Nivel de protección primaria, contra la caída directa del rayo. Tradicionalmente incluye el terminal aéreo, el bajante y la toma de tierra.

2º Nivel de protección secundaria, contra la sobretensión producida por el impacto cercano de un rayo. Incluye sistemas limitadores de tensión.

3º Nivel de protección terciaria, para la protección específica de los equipos contra acoplamientos inductivos.

4º nivel de protección o protección de las tomas de tierra contra perturbaciones eléctrico-atmosféricas de origen tormentoso.

Para las líneas de distribución, es de vital importancia.

En general el principio fundamental es ofrecer al trazador descendente un camino predeterminado a tierra que permita la descarga de la intensa corriente eléctrica del rayo, sin que ocasione efectos destructivos. Existen diversos sistemas de protección basados en técnicas diferentes.

Para la parte de alta se requieren descargadores valvulares con las siguientes características:

Tabla.1.3 Tenciones de pararrayos.

MAGNITUD	PARA 34.5 kV	PARA 13.8 kV
Tensión de extinción	30 kV	15 kV
Tensión de limitación	100 kV	50 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA	10 kA
Tensión residual con corriente de descarga	10 kA-110 kV	10 kA-55 kV

1.3.3 Desconectivo en aire.

Las subestaciones de distribución se caracterizaban por el empleo generalizado de fusibles (drop-out) con una pequeña representación de recerradores, actualmente se están sustituyendo por interruptores modernos tipo NULEC principalmente por la parte de 13.8 kV.



Figura 1.7 Desconectivo en aire.

Estos dispositivos empleados en las líneas para seccionar circuitos tienen los siguientes datos en su chapa.

- ✚ Corriente nominal continua.
- ✚ Tensión máxima de diseño.
- ✚ Frecuencia nominal.
- ✚ Capacidad interruptiva.

La corriente nominal está en el rango de 200 a 400 amperes y la línea de fuga para 17.5 kV y 36 kV es de 375 y 620 mm respectivamente.

1.3.4 Desconectivo rígido individual.

Se utilizan del tipo 1f y 3f de 400 Amperes, la instalación de estos equipos permite en algunos casos interrumpir el circuito sin carga de forma ocasional a un costo mucho menor que con interruptores, también permite aislar un interruptor por ambos extremos para mantenimiento.

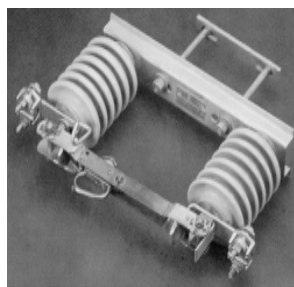


Figura. 1.8 Desconectivo rígido individual.

Su aplicación es indispensable en sistemas de **electrificación rural**. Se transforma en seccionador bajo carga utilizando la herramienta loadbuster, con capacidad de corte de 600 A. Todas sus partes conductoras son de cobre electrolítico y estañado en sus puntos de contacto. Su anilla articulada posee un seguro de apertura que opera, únicamente, cuando se maniobra con una pértiga.

Los aisladores son de porcelana, con amplia línea de fuga, de color gris cielo. Posee una robustez eléctrica de 40 kA instantáneos.

1.3.5 Desconectivo porta fusible.

Son aquellos que se conoce como caña del drop-out la cual es portadora del fusible dándole protección y aislamiento del medio ambiente. Es parte de un desconectivo más de la subestación pero no representa límites de aislar en ningún equipo, después de manipulado se debe retirar del drop-out para mayor seguridad.

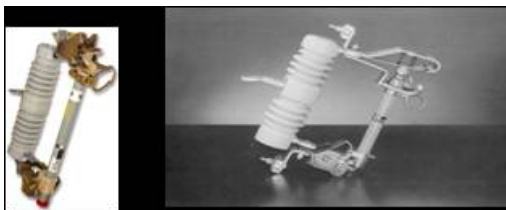


Figura 1.9 Drop out.

El seccionador fusible, como también se conoce, es un aparato de maniobra y de “protección” que como seccionador no opera con corriente de carga o corriente de falla. El que actúa ante una falla es el fusible que está puesto como elemento de unión entre los dos polos, interrumpiendo el circuito.

Es un elemento de maniobra porque permite abrir un circuito en forma visible, sin carga y es un elemento de protección porque tiene un fusible.

El seccionador es un aparato de maniobra que sirve para interrumpir un circuito sin carga y en forma visible; es necesario y en caso de MT, (normativo) emplear seccionadores para interrumpir un circuito en forma visible, normalmente se suelen utilizar, en forma independiente o como respaldo de seccionamiento de interruptores.

Posee aislador soporte de porcelana vitrificada color gris nube. El soporte cabezal superior fijo es de planchuela de acero y la lámina de conexión es de cobre plateada autoajustable mediante un resorte tipo espiral de acero inoxidable.

El cabezal inferior es de bronce con guías autoalineantes y los contactos son de cobre plateado con respaldo tipo resorte de acero inoxidable.

El tubo portafusible es de resina epoxi con fibra de vidrio revestido interiormente con material gasificable para permitir la extinción del arco. Los cabezales del tubo son de bronce.

El tubo portafusible puede ser reemplazado por una cuchilla rígida (plateada en la zona de contactos) hasta 300 Amp.

Los conectores de conexión son de bronce estañados, aptos para la conexión directa de conductores de cobre o aluminio de 10 hasta 120 mm² de sección.

El equipo viene provisto con ganchos para accionamiento con herramienta Loadbuster y ojales para operación y montaje a pértiga.

1.3.6 Puesta a tierra de los equipos.

El cálculo de la malla de tierra en una subestación es de extraordinaria importancia ya que garantiza la seguridad de los equipos y la vida del personal encargado de operar la subestación, se calcula para un valor igual o inferior a 1 Ohm permitiéndose calentar con menos de 3 Ohm pero con el proceso de aplicación de medidas para bajar este valor.

Se hincan los electrodos de 7"-5/8" de bronce o galvanizado a una profundidad de 0.80 m y se interconectan con cable 3/0 AWG los electrodos forman una cuadrícula cerrada donde se anclarán todas las partes metálicas de la subestación.

1.3.7 Cerca protectora.

Se construye una cerca perimetral generalmente de malla Pearle para evitar la entrada de personas no autorizadas y animales que ocasionen interrupciones del servicio, la altura será como mínimo de 2.0 m, tendrá un conductor de cobre no menor que el de 13 mm² rodeando la subestación a una altura no menor de 0.50 m del suelo, a este conductor se conectarán los aterramientos de la cerca.

La subestación tendrá una cerca de acceso con candado y carteles de aviso a peligro.

1.3.8 Conductores.

Las barras se diseñan flexibles utilizando conductores desnudos tanto de cobre como de aluminio rematadas en canales tipo S-1 y S-3 y rematada con las unidades de discos requeridas, se encuentran sometidas a esfuerzos de origen térmico además en caso de cortocircuito estarán sometidas a esfuerzos violentos que podrían destruirlas.

1.3.9 Tratamiento del suelo.

Todo el interior de la subestación es recubierto de una capa de 10 cm de gravilla para evitar el crecimiento de la vegetación.

1.3.10 Otros materiales.

En la construcción de una subestación se emplean otros recursos como lo son:

Crucetas de 8 y 9 pies (2400 y 2700 mm), tornillos de diferentes tipos, postes de madera u hormigón de 10.70 m y trozos de conductores de cobre para las barras y puentes.

1.4 Metodología para el mantenimiento a subestaciones.

El mantenimiento integral de subestaciones de distribución (34.5/13.8 KV) se cumple regularmente apoyado en una metodología previamente establecida que incluye el seguimiento de procedimientos y normas a través de formas o planillas diseñadas para ellos. La necesidad del mantenimiento dependerá de dos (2) factores:

- a) Que le corresponda porque el Programa Anual así lo establece.
- b) Porque el promedio o frecuencia de fallas tienda a alterar el nivel o rango establecido.

Determinada la necesidad del mantenimiento a la Subestación, debe señalarse que la metodología establece como mínimo el mantenimiento a: {

1.4.1 Mantenimiento a Transformadores de potencia.

Las actividades a cumplir son: importante de la S/E, en él está centrada la atención del técnico especialista en su mantenimiento.

- Pruebas de aislamiento.
- Pruebas de relación de transformación.
- Prueba de humedad del aceite (acidez).
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.
- Inspección del nivel de aceite del tanque de expansión. Esto determinará la necesidad de completar su volumen y la posible presencia de filtraciones o escape.
- Inspección del indicador de “Temperatura” e “Imagen térmica”.
- Inspección y mantenimiento del grupo motor-ventilador y bombas
- Inspección de radiadores.
- Localización de posibles escapes de aceite.
- Inspección del estado de la Sílica Gel.
- Limpieza y ajuste de conexiones.

- Ajuste de empacaduras.
- Pruebas de presencia de Gases (Bucholz).
- Limpieza de Bushings.
- Limpieza general.

1.4.2 Mantenimiento a los equipos de maniobra y protección.

En el caso de los equipos de protección (reconectores y disyuntores etc.) son muchas las actividades de rutina que se ejecutan. Las más significativas son:

- Pruebas de aislamiento.
- Pruebas de aceite (humedad y rigidez dieléctrica).
- Pruebas de apertura y cierre eléctrico y manual.
- Pruebas de inyección de corriente.
- Inspección, limpieza y ajuste de contactos.
- Inspección y limpieza de Bushings.
- Inspección del nivel de aceite.
- Limpieza y ajuste de conexiones.
- Limpieza general.

En el caso de los equipos de maniobra (seccionadores, cortacorriente, baypass, etc.) se ejecutan dos actividades fundamentales.

- a) Inspección minuciosa y detallada de conexiones, vástagos, barras, porcelana, etc.
- b) Prueba de cierre y apertura.

1.4.3 Mantenimiento a paneles de control. Para las subestaciones atendidas.

Este equipo conocido también como “Tablero de Mando” contiene principalmente los equipos que permiten la operación y protección de la S/E. (Dispositivos para cierre y apertura, mando del regulador, relés de protección, tensión DC y AC etc.). Su mantenimiento requiere de pocas actividades y está fundamentalmente orientado a la “Prueba y ajuste de los diferentes relés de protección”, a través de la prueba de “Inyección de corriente”.

1.4.4 Mantenimiento a los equipos de medición.

En este caso las actividades cumplidas se fundamentan principalmente en la inspección general del equipo y el reporte de cualquier anomalía encontrada, así tenemos:

- Inspección del medidor de KWH.
- Inspección del medidor de KVARH.
- Inspección del medidor de demanda.
- Inspección y ajuste de las conexiones del lado de A.T de los transformadores de Tensión y Corriente.
- Inspección del gabinete de medición.

1.4.5 Mantenimiento del sistema de puesta a tierra.

La actividad fundamental en el mantenimiento del sistema de tierra está determinada en la revisión y ajuste de cada una de los puntos de conexión del sistema de tierra con los equipos y estructuras de la subestación. Eventualmente se ejecuta la prueba de medición de tierra. Y se rotula en la subestación el valor que da con fecha actualizada.

1.4.6 Mantenimiento de la cerca de protección.

Las actividades a cumplir en este caso son:

- Inspección de la malla de alambre.
- Inspección de los soportes.
- Inspección del portón de entrada.
- Limpieza interna y exterior de la maleza existente.
- Pintura general de la cerca de los avisos de Peligro y del aviso de identificación de la S/E.

1.4.7 Mantenimiento del sistema de alumbrado de la subestación.

Las actividades cumplidas en este caso son:

- Inspección del transformador de servicios auxiliares.
 - Prueba del equipo de control de A.P.
 - Reposición de luminaria y/o bombillos.

1.5 El mantenimiento integral preventivo a S/E de distribución:

Se prevé una vez ejecutado, la actualización de datos y características que servirán en el futuro de información valiosa para el estudio de demanda, necesidades de ampliación, ajustes de los programas de mantenimiento, adquisición de equipos etc.

1.5.1 Normas de Construcción de proyectos de subestación.

Para la construcción de una subestación deben cumplirse diferentes normas que permitan una operación segura, en la realización de las visitas verificamos el cumplimiento de algunas de estas normas:

- El área exterior de las subestaciones estarán limitadas por una cerca perimetral de protección de no menos de 2.0 m de alto, esta cerca estará conectada a tierra.
- El área operacional se mineralizará con gravilla de manera que se impida el crecimiento de vegetación dentro de la misma.
- La base de los transformadores será construida con material incombustible.
- La distancia mínima a instalaciones aledaña será 0.8 m con paredes sin vano y de 11 a 15 m en otras instalaciones.
- Se prohíbe la ubicación en el interior de las subestaciones de equipos u objetos ajenos a trabajo de la misma.
- Para la realización del proyecto se deben cumplir numerosas exigencias de carácter específico las cuales se solicitan en la tarea de proyección y tarea técnica.

Capítulo II. Caracterización de las subestaciones de distribución de la provincia Holguín.

Introducción.

En la provincia de Holguín hay subestaciones con otro nivel de problemas debido al deterioro y envejecimiento de los equipos, solo existen tres subestaciones de distribución **complejas** que son la subestación Pesquero 34.5 /13,8 kV que es no atendida, Guardalavaca 34.5/13,8 kV atendida por operarios y en el municipio cabecera la subestación Holguín 34.5/4,16 kV construida con estructuras de acero, barras rígidas, con casetas de control y es atendida por operarios, si consideramos solo las subestaciones calientes por 34.5 kV, el resto de las 103 subestaciones de distribución son no atendidas y además fueron construidas con esquemas típicos simplificados con la utilización de postes de hormigón de 10.70 m, barras flexibles, confeccionadas con conductor de cobre o aluminio, con uno (1) o dos (2) transformadores montados sobre una base en el suelo, una (1) o dos (2) entradas por el primario protegidos con fusibles (drop-out) o recerradores.

Existen subestaciones típicas de cinco (5), cuatro (4), tres (3) o dos (2) postes atendiendo a la cantidad de postes empleados y están presentes en toda la provincia y prácticamente también en todo el país. Actualmente se diseñó un nuevo tipo de subestación simple de tres (3) postes con una (1) o dos (2) salidas, para todos los casos se cuenta con planos detallados de cotas, aterramiento, cerca, base de transformador y montaje de las protecciones.

Estos proyectos típicos los estudiamos para poder evaluar al pie de obra el estado de las subestaciones existentes.

En la oficina de proyecto se archivan las normas aplicables al diseño de subestaciones. (Ver anexo)

2.1 Situación actual de las subestaciones de distribución en la provincia Holguín.

2.1.1 Esquemas empleados:

En el recorrido por las diferentes subestaciones podemos apreciar que en la mayor parte de los casos el esquema original ya no existe y encontramos elementos de la subestación totalmente fuera de norma o ausentes por lo que requiere de inversiones para una normalización total del esquema típico de subestación simple.

2.1.2 Estado constructivo:

En general el estado técnico de las subestaciones de distribución no es satisfactorio, por ejemplo no presentan cerca perimetral y otras están en mal estado, no poseen candados, no existe gravilla para un piso tecnológico adecuado, abundante vegetación dentro de la subestación, postes inclinados, bajantes de tierra totalmente fuera de norma, estructuras en su gran mayoría sin aterrizar, no presentan pararrayos de punta, no existe iluminación, conductores inadecuados no llevando el calibre necesario, grampas en caliente rematadas directo a la línea sin su estribo conectados con conector (Ampac).

2.1.3 Cargabilidad de la subestación:

Actualmente se están sustituyendo los recerradores viejos y los fusibles por modernos equipos de protección que además permiten descargar en una laptop las mediciones de los parámetros fundamentales con que opera la subestación kVA, kW, kVAR, A, KV etc. El recerrador adquirido masivamente para nuestro sistema de distribución es el modelo de la NULEC Industries de la Schneider ya encontrándose instalados aproximadamente 87 en las salidas a 13.8 kV y 19 por 34.5 kV. Estos recerradores nos permiten evaluar la cargabilidad de los circuitos y subestaciones, graficándose las demandas con intervalos de tiempo predefinidos para poder analizar la duración de las diferentes demandas, en general se estudian la mínima, la media, el promedio de las máximas y la máxima absoluta, para nosotros la más importante es la máxima absoluta y el tiempo de permanencia de esta demanda, cada fabricante advierte el tiempo que soporta el transformador sin dañarse para cada sobrecarga, por ejemplo para transformadores soviéticos de la serie TM con temperatura del medio ambiente no mayor a 50 °C las sobrecargas de un transformador puede estar en los rangos siguientes: 30% durante 2 horas hasta 100% durante 10 minutos, otra posibilidad de los NULEC es la de ver registros semanales y mensuales que permiten ver las coincidencias de los máximos, con la información de todos los NULEC más los resultados de otros equipos de medición que se instalaron en las subestaciones sin NULEC la Dirección de Distribución de la Empresa Eléctrica mantiene un estudio completo de la cargabilidad de todas las subestaciones, con esta información más las otras recogidas en visita al lugar es posible

clasificar las inversiones necesarias en estos casos. La mayor parte de los transformadores de la subestación presentan una demanda razonable para la capacidad del transformador pero existe un grupo que por problemas de carencia o limitaciones de recursos se instaló un transformador de mucha más capacidad que la necesaria y de igual forma algunos están sobrecargados o cerca de ello.

2.2 Compatibilización con el esquema de desarrollo de la provincia.

2.2.1 Localización de las subestaciones.

En el estudio de desarrollo a mediano plazo (2011, 2015 perspectiva 2020) se determinó que algunas subestaciones no se encuentran en su centro de carga originando pérdidas adicionales por calentamiento en líneas y en algunos casos voltaje fuera de norma al final del circuito, en otros casos la situación de las Subestaciones era vulnerable a las inundaciones por lluvia, esta situación se presenta por la dinámica del crecimiento de la demanda, cuando se construye una subestación las cargas iniciales son pocas y el circuito es corto, al incrementarse las cargas el largo de los circuitos crece quedando la subestación en un extremo, algunos circuitos a 13.8 kV llegan a tener más de 20 km con una subestación en el extremo, si reubicamos la subestación en un punto intermedio conseguimos bajar las pérdidas y mejorar el voltaje al final, para la reubicación utilizamos el programa SISTEMA RADIAL del Centro de Estudios Electroenergético de la universidad central "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS, haciendo corridas de flujo con propuestas diferentes de ubicación de la S/E, es decir por tanteo, la reubicación debe tener en cuenta el costo de llevar la línea de 34.5 kV hasta la nueva posición, si no se justifica la mejora con la inversión por 34.5 kV se mantiene en el lugar original.

Las subestaciones pueden ser construidas de diferentes tipos y con diferentes fines pero siempre cuentan con cuatro partes fundamentales:

1. El lado de alta tensión y su protección.
2. El lado de baja tensión y su protección.
3. El transformador que enlaza el sistema de alta con el de baja.
4. El lugar donde se encuentra la subestación.

Las primeras tres (3) partes son los componentes que dependen de la carga, la confiabilidad que se pretenda, la oferta de recursos etc., pero el lugar donde se proyecta una subestación no es un recurso propiamente pero es de gran importancia.

Cuando se requiere electrificar un asentamiento es más económico hacer la subestación donde está la línea de 34.5 kV y extender la 13.8 kV que llevar la 34.5 kV hasta el asentamiento y extender un pequeño tramo de 13.8 kV por posteriormente la línea a 13.8 kV se va extendiendo a otras cargas y la subestación va quedando en un extremo, cuando la línea tiene decenas de km y varios MW de demanda la caída de voltaje puede salir de los límites de la norma y entonces se requiere una mejora, una variante es el aumento de calibre del tronco de la línea de 13.8 kV pero esto pudiera ser más costoso que acercar la subestación a su centro de carga, que además de mejorar el voltaje reduce las pérdidas hasta el punto que estas pagarían la inversión en un tiempo relativamente corto.

A continuación haremos un ejemplo de un circuito simplificado donde se observe el procedimiento:

Suponemos un circuito con las siguientes características:

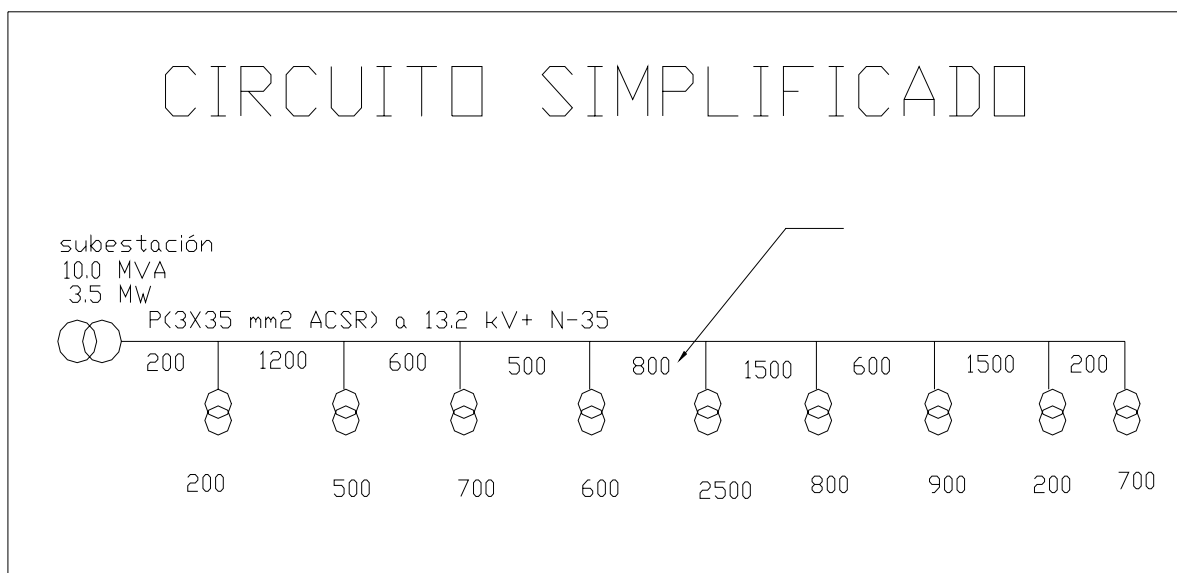


Figura.2.1 Circuito simplificado con la demanda de una subestación.

Utilizando el programa Radial, Versión 7,7 programa para el análisis de circuitos de distribución primaria tenemos dos (2) corridas de flujo, la primera en la situación actual y la segunda cercana al centro de carga y veremos la diferencia.

Considerando una demanda máxima en la subestación de 3.5 MW las pérdidas totales son 1918 kW(35%) y un voltaje al final del circuito de 12.207 kV, si ubicamos la subestación frente a la carga de 2500 kW el ramal final tendría pérdidas por valor de 307 kW(19%) y voltaje al final del ramal de 13.6 kV(2.0 %).

El ramal inicial tendría de pérdidas 168 kW (14%) y voltaje al final de 13.483 kV.

Si sumamos las dos (2) pérdidas tendremos 475 kW lo que da una reducción de 1443 kW de demanda y 6060.6 MW-h/año con un valor de \$787878.0, si construimos los 3.3 km de línea a 34.5 kV hasta el centro de carga, la inversión considerando el costo del km de línea a \$15000.0 se amortiza en menos de un mes.

2.2.2 Nuevas Subestaciones.

Del estudio de desarrollo surgen necesidades de construir nuevas subestaciones para asimilar el crecimiento en nuevas zonas que se hará con calidad óptima por lo que no requiere su estudio en el presente trabajo.

2.2.3 Sustitución de Subestaciones.

Por limitaciones de recursos algunas subestaciones pequeñas surgieron para dar servicio a determinados lugares principalmente en zonas rurales donde se hace difícil llegar con nueva tecnología de remodelación y además por su demanda máxima, por lo que se propone una sustitución general de las mismas por transformadores monofásicos de 19100-120/240 V. Esto conlleva a una reducción de subestaciones de distribución pasando la carga a formar parte de las redes de distribución por 34.5 kV con esto se logra mantener un buen servicio a los clientes con menos pérdidas e inversiones.

2.3 Identificación de los problemas existentes en las Subestaciones.

Teniendo como referencia los proyectos originales de las Subestaciones con sus requisitos técnicos, la base de datos con las descargas de los interruptores de los circuitos de distribución, las propuestas del esquema de la provincia y el defectado de problemas

encontrados en cada una de ellas, podemos plantear las inversiones necesarias en cada caso.

2.3.1 Municipio Calixto García:

Existen 2 subestaciones de distribución, con un grupo electrógeno.

Subestación Cruce de Mir:

Es de 6300 kVA de potencia con 34.5 /13,8 kV y dos unidades de 2360 kVA de grupo electrógeno. Para la construcción del grupo se remodela la subestación y además se certifica: No requiere inversión.

Subestación Cruce de Maceo:

Es de 2500 kVA con una demanda máxima de 1800 kVA de 34.5/13,8 kV dentro de los problemas encontrados tenemos:

- Retirar poste interno sobrante.
- Mejorar los bajantes de tierra.
- Cambio de gabinete intermedio.
- Mejorar las conexiones del uso planta en parte primaria y secundaria.
- Mejorar la fijación del NULEC.
- Mejorar la fijación del drop –out del UP.

Requiere pequeña inversión.

2.3.2 Municipio Antillas:

Existen 3 subestaciones de distribución.

Subestación poblado de Antillas:

Es de 2500 kVA con una demanda máxima de 2300 kVA a 34.5/4.16 kV, dentro de los problemas encontrados tenemos los siguientes:

- Se encuentra el estribo de la fase C en la entrada por 34.5kV en mal estado.
- Posee salidero de aceite.
- No tiene candado.
- Falta carteles de aviso a peligro.

- Falta de cerca perimetral (nueva).
- Cambio de cruceta de 8 pie por 9 pie.
- Cambio de calibre y mantenimiento a la salida de la subestación, reubicar cuchilla en ramal y pasar la carga del otro ramal lo más próximo posible a la subestación.
- Rotular desconectivo.
- Pintar postes y la base del transformador.

Subestación Antillas 2:

Esta Subestación es de 750 kVA y demanda 100 kVA de 34,5/13.8. Su estado técnico es completamente malo con numerosos defectos detectados por lo que se propone conversión a 19100 V.

Subestación Vista Alegre:

La subestación es de 1600 kVA registrando por mediciones 300 kVA de demanda de 34.5/13,8 kV. Proponemos valorar un cambio de transformador de menor capacidad (ejemplo 1000 kVA), se utilizaría el existente en otra necesidad. Su defecto es el siguiente:

- Falta de cerca perimetral incluyendo puerta y candado.

Esta subestación se puede certificar corrigiendo el problema actual y quedando debidamente en norma.

2.3.3 Municipio Banes:

El Municipio tiene 9 Subestaciones de distribución, dentro de ellas tenemos 4 grupos electrógenos debidamente certificados:

Subestación Banes 1:

Con una capacidad total de 6300 kVA y demanda 5200 kVA de 34.5/13,8 kV con 2 grupos electrógenos de 2360 kVA.

Subestación Banes 3:

Esta Subestación tiene un transformador de 4000 kVA con una demanda de 2841 kVA de 34.5/13,8 kV y un grupo electrógeno de 2360 kVA.

Subestación Retrete:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA llevando 600 kVA demanda de 34.5/13,8 kV, con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Poblado Nicaragua:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 600 kVA de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Deleyte:

Esta subestación tiene un transformador de 1600 kVA, demandando 850 kVA. Los problemas encontrados son:

- Cambio de un drop-out por 34.5 kV.
- Cambio de pararrayos de 34.5 kV (viejos) por polímeros.
- Aterrizar estructuras metálicas de la subestación.
- Cambio de drop-out por 13.8 kV.
- No posee pararrayo de punta.
- Falta iluminación o lámpara.
- Cerca perimetral en mal estado (le falta coronación).
- No tiene candado
- Abundante vegetación (chapea).

Requiere de pequeña inversión

Subestación Esterito:

La misma se encuentra totalmente fuera de norma en su estado constructivo, además no tiene cerca perimetral y el transformador esta sobre el suelo, ofrece gran peligro para la vida por tanto proponemos con urgencia acelerar su reubicación con la sugerencia de hacerle aumento de capacidad pues el transformador es de 1000 kVA y demanda 800 kVA (sólo el poblado), siendo de 34.5/13,8 kV su voltaje.

Subestación Los Negritos:

Presenta el mismo estado que la anterior con todo el peligro señalado. Proponemos una reubicación urgente de la misma, pues tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1400 kVA actualmente, debemos tener en cuenta al hacer la reubicación un aumento de capacidad, su voltaje es de 34.5/13,8 kV.

Subestación Banes 2:

Esta subestación es de 1000 kVA y demanda 600 kVA de 34.5/4,16 kV, los problemas encontrados son:

- No tiene pararrayos de punta.
- Se deben aterrizar todas las estructuras.
- Modernizar los pararrayos de 34.5 kV y normalizarlos.
- Normalizar estibo para grampa en caliente por 34.5 kV.
- Instalar pararrayo por 4,16 kV.

Requiere de poca inversión aunque es aconsejable convertir este circuito y pasarlo a otra subestación.

Subestación Monte Feria:

Esta subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 300 kVA con voltaje 34.5/13,8 kV Sus defectos:

- Hacer cambio de Drop-out de 13 kV.
- No posee pararrayo de punta.
- Normalizar la altura del transformador con una base, de tal forma que como mínimo tenga 3,10 m sobre el nivel del suelo a la parte energizada.
- Mantenimiento al transformador para erradicar salidero.

Proponemos Certificar esta subestación cumpliendo las normas establecidas, la misma lleva una pequeña inversión.

2.3.4 Municipio Mayarí:

Cuenta con 24 Subestaciones de distribución, y un grupo electrógeno.

Subestación Cabonico:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA con una demanda de 400 kVA y voltaje de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Poblado Nicaro:

Posee un transformador de 2500 kVA y la demanda es de 2000 kVA y voltaje 34.5/4.16 kV con sus defectos:

- Pintar parte faltante del transformador.
- Cambiar el U/P.
- Colocar manguera flexible a los cables del uso planta por el secundario.
- Normalizar la conexión de alimentación del alumbrado.
- Pintar los puntos de tierra de amarillo.
- Mejorar la conexión a tierra de la cerca perimetral, fijar tornillo con electrodo y conectores ponchables, para su aterramiento.
- Lavar o barnizar los NULEC.
- Reponer los bajantes de tierra desde los pararrayos de punta ya que se encuentran empatados.
- Colocar los carteles de aviso a peligro
- Poner candado en la puerta.
- Cambio de tensores y retenidas que se están en mal estado.

Erradicando estos problemas la subestación se encuentra lista para certificar teniendo en cuenta que la mayor inversión la tiene hecha.

Subestación Mayarí 2:

Esta subestación tiene un transformador de 4 MVA y demanda 2000 kVA de 34.5/13,8 kV, fueron detectados los siguientes problemas:

- Falta tarjeta de aviso a peligro.
- No tiene iluminación.
- No posee candado.
- Completar nivel de aceite al tanque conservador del transformador.
- Pintura a la cerca perimetral.

- Reparar coronación.
- Pintar los puntos de tierra.

Proponemos remodelar esta subestación con vista a su certificación y todas sus partes técnicas en norma.

Mayarí 1:

La subestación está en estado técnico y civil malo por lo que proponemos que se elimine y se reubique en otra parte con un transformador de más capacidad que el actual, pues el que tiene es de 4000 kVA y la subestación está demandando en ocasiones 4300 kVA, es de 34.5/13,8 kV.

Subestación Poblado Guatemala:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Su defectado arroja los siguientes problemas:

- Falta candado a la puerta.
- Pintar la cerca perimetral.
- Rotular número de empresa al transformador.
- Cambiar drop-out del by pass.

Se le propone la remodelación, llevando una pequeña inversión para lograr su certificación final.

Subestación Ocuja:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 700 kVA, es de 34.5/13,8 kV en ella tenemos los problemas siguientes:

- Deterioro de las barras.
- Cerca perimetral en mal estado.
- No posee puerta.
- No tiene candado.
- Altura del transformador fuera de norma.
- Mantenimiento al transformador (pintura al mismo, cambio de Sílica Gel, limpieza, prueba, faseo con pintura de colores).

- Chapea del área.
- No tiene iluminación.

Esta subestación requiere de un estudio de Proyecto para evaluar la posible certificación.

Subestación Cajimaya Batey:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 300 kVA, es de 34.5/13,8 kV se detectaron los siguientes problemas:

- Barras fuera de norma y en mal estado.
- No posee cerca perimetral.
- Rotular valor de fusible en los postes.
- Cambio de drop-out por 34.5 kV.
- Cambio de bajante de los pararrayos por 34.5 kV.
- Completar nivel de aceite al transformador, incluyendo mantenimiento al mismo (pintarlo, cambio de Sílica Gel, limpieza, pruebas pertinentes).

La subestación se encuentra en un estado malo y requiere de mediana inversión, proponemos su estudio para certificarla.

Subestación Guerrita:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Proponemos el cambio de transformador por uno de menor capacidad, se puede dar uso al existente en otra subestación pues está muy sub cargado. En su defectado tenemos:

- No tiene cerca perimetral.
- Cambiar estribos de grampas en caliente.
- Rotular en poste valor de fusible.
- No tiene pararrayo de punta.
- Completar nivel de aceite al transformador.
- Mantenimiento al transformador (pintura, pruebas y limpieza).
- Vegetación en la parte interior de la subestación.
- Transformador fuera de norma con respecto a la altura a la parte energizada.

Proponemos el cambio de transformador y remodelación de la subestación para certificarla, lleva gran inversión.



Figura 2.2 Subestación Guerrita.

Subestación Vuelta larga:

La misma tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 200 kVA, es de 34.5/4,16 kVA. Proponemos convertir a 19100 V. Su defectado es:

- No posee cerca perimetral.
- Le falta el valor de fusibles rotulado en los postes.
- Cambiar drop-out a 4, 16 kV.
- Cambiar bajantes de tierra.
- Fuera de norma los pararrayos.
- No tiene pararrayos de punta.
- Mantenimiento al transformador.

Esta subestación se encuentra en estado crítico y se deben tomar medidas urgentes.

Subestación Poblado de Levisa:

Esta subestación tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 3200 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Su defectado es el siguiente:

- Sustituir conectores ya que están en mal estado.
- No tiene cerca perimetral.
- Rotular desconectivo.
- Fasear el transformador con pintura de colores.
- Pintar los puntos de tierra de amarillo.
- Colocar mangueras flexibles a cables de control.

Se debe continuar el trabajo con vista a certificar la subestación quedando debidamente en norma, requiere mediana inversión.



Figura 2.3 Subestación Levisa.

Subestación Poblado Felton:

La subestación tiene un transformador de 1000 KVA y demanda 800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Tiene los defectos siguientes:

- Rotular desconectivo.
- Faseo con pintura de colores al transformador.

- Pintar puntos de tierra de amarillo.
- Colocar manguera flexible a cables de control.
- Reparar la cerca perimetral o hacer nueva.
- No posee puerta, candado.
- Mantenimiento al transformador (prueba, cambio de Sílica Gel, limpieza y pintura).
- Postes inclinados.
- No tiene pararrayos de punta.

Proponemos su remodelación y aumentar capacidad con vista a su certificación, lleva una mediana inversión.

Subestación Guatemala 1:

Esta subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 300 kVA, es de 34.5 /13,8 kV. Se detectaron los defectos:

- Un pararrayo por 34.5 Kv desconectado.
- Sustitución del interruptor por baja, el mismo no está apto para manipular.
- El transformador tiene salidero por las válvulas.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel, faseo, rotular número de empresa, completar nivel de aceite, cambiar el indicador de nivel de aceite).
- Vegetación en la parte interior.
- No tiene iluminación.
- No tiene pararrayo de punta.
- Reparar cerca o sustituir.

Proponemos el estudio de su estado, para valorar conversión o una remodelación, lleva una gran inversión.

Subestación Arrollo del Medio:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 1800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Su único problema es un punto caliente localizado en la fase C por 34.5 kV, se propone certificarla.

Subestación Herrera:

Tiene un transformador de 750 kVA y demanda 650 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Su único problema es que no presenta coronación y además proponemos un aumento de capacidad (no urgente), para su certificación.

Subestación Nipe:

Su transformador es de 1000 kVA y demanda 300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Sus defectos son los siguientes.

- Postes inclinados.
- No tiene cerca perimetral.
- Pintar los puntos de tierra de amarillo.
- Colocar mangueras flexibles a cables de control.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel, limpieza, prueba).
- No posee cartel de aviso a peligro.
- Rotular valor de los desconectivos y de la malla de tierra en los postes.

Esta subestación requiere de una mediana inversión para lograr certificarla.

Subestación Dos Bahía:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 300 kVA, es de 34.5/13,8 kV, tiene los siguientes defectos:

- Normalizar entrada por 34.5 (fuera de norma).
- Pararrayos de 34.5 kV desconectados.
- Cerca perimetral en mal estado.
- Falta la puerta y el candado.
- No iluminación.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel y prueba).

Proponemos un análisis para reubicar la subestación, es de gran inversión.

Subestación Torula Guatemala:

Esta Subestación es de 1000 kVA y demanda 100 kVA. Es de 34.5/0.480 kV. Se debe analizar de forma urgente su conversión a 19100 V ó eliminación, tiene un alto grado de

corrosión, contaminación en herrajes y equipos, salideros, resumideros y además tiene en mal estado la cerca perimetral. Podemos apreciar que la misma está sub cargada.

Subestación La Mensura:

La subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 400 kVA, es de 34.5/13,8 kV .Presenta los siguientes problemas:

- Cerca perimetral en mal estado.
- Se debe mejorar el aterramiento.
- Base de transformador no cumple la altura necesaria.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel y prueba).

Después de erradicar estos problemas que requieren de poca inversión proponemos su certificación, encontrándose debidamente en norma.

Subestación Melones:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 600 kVA, su voltaje es de 34.5/2,4 kV. Sus problemas:

- No posee pararrayo de punta.
- Mantenimiento al U/P.
- Falta iluminación.
- Cerca perimetral en mal estado.
- No tiene NULEC.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel y prueba).

Valorar el montaje de NULEC, si es necesario, esto requiere de gran inversión.

Subestación Talleres Minas Pinares:

Esta subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 109 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Se propone conversión a 19100 V ó eliminación por estar sub cargada, además podemos agregar que su estado técnico es muy malo.

Subestación Piedra Gorda:

La subestación tiene un transformador de 300 kVA y demanda 200 kVA, es de 34.5/2,4 kV.

Problemas encontrados:

- No tiene cerca perimetral.
- No tiene grampa en caliente.
- Tiene drop-out rígidos por 2,4 kV.
- Estado técnico malo.

Proponemos reubicarla de lugar con urgencia, pues se encuentra ubicada en una propiedad privada y posee gran peligro para la vida por su estado.

Subestación Arroyo Seco:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 400 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los problemas siguientes:

- No tiene cerca perimetral.
- Fuera de norma la base del transformador.
- Mantenimiento al transformador (Pintura, cambio de Sílica Gel y prueba).
- Estado técnico malo.

Proponemos su remodelación para certificarla.

Subestación Guaro:

Tiene un transformador de 2500 KVA y consume 1650 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta certificada.

Subestación Platanillo:

La misma tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 500 kVA, es de 34.5/13,8 kV.

Está certificada

2.3.5 Municipio Holguín:

Cuenta con 17 subestaciones de distribución, de ellas tres grupos electrógenos y una subestación compleja.

Subestación El Coco:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2400 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Dos grupos electrógenos pendientes a montar.

Subestación Cruce de Purnio:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 960 kVA, es de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación poblado San Andrés:

Cuenta con un transformador de 4000 kVA y demanda 3200 kVA, es de 34.5/13,8 kV con dos grupos electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Holguín 34.5:

Tiene tres transformadores de 4000 kVA de capacidad y demanda 11500 kVA, es de 34.5/4,16 con tres circuitos de salida.

Subestación Las Biajacas:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 1700 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La misma está certificada.

Subestación El Zarzal:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Sus defectos son:

- Falta pararrayo al U/P.
- Faltan dos postes por pararrayo de punta.
- Los NULEC están sin rotular.
- Reparar cerca y coronación.
- No tiene puerta ni candado.
- Normalizar ángulo de drop-out por 34.5 kV para ser operables.
- Eliminar la medición dentro de la subestación.
- Normalizar todas las tierras y bajantes.

- Aterrizar todas las estructuras metálicas.
- Normalizar U/P.
- Levantar altura del transformador (construcción de base).
- Acometida de aluminio fuera de norma.

Proponemos remodelar la subestación con vista a certificarla.

Subestación Guirabo:

Esta subestación tiene un transformador de 6300 kVA y demanda 5000 kVA, es de 33/13,8 kV. La misma se eliminará con la construcción de Holguín-3 de 25 MVA 110/13.8 kV.

Subestación Aguas Claras:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1000 kVA, es de 34.5/13,8 kV. El defectado es:

- No tiene cerca perimetral.
- Le falta coronación.
- Normalizar pararrayos de un NULEC.
- Normalizar bajantes de tierra de un NULEC.
- Base del transformador fuera de norma.
- Transformador con resumidero.

Se propone reubicar, pues se encuentra ubicada en terreno particular y ofrece peligro para la vida.

Subestación Alcides Pino 2:

Tiene dos transformadores de 1600 kVA cada uno y demanda 3400 kVA, es de 34.5/13,8 kV.

Los problemas encontrados son:

- No tiene grampa en caliente dentro de la subestación.
- La cerca perimetral esta en mal estado, no tiene puerta ni candado.
- Los transformadores no se encuentra con la altura debida.
- Completar nivel de aceite a un transformador.
- No tiene coronación.

- No tiene gabinete intermedio por la parte secundaria.

La subestación se encuentra sobrecargada, por lo que proponemos se debe hacer estudios con el fin de alimentarla por otro circuito de 34.5 kV.

Subestación Guajabales:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 3200 kVA, es de 34.5/13,8 kV: Sus defectos:

- Resumidero de aceite en el transformador.
- Falta un radiador al transformador.

Después de erradicar los problemas encontrados proponemos certificarla, requiere de una pequeña inversión.

Subestación Vocacional:

Con un transformador de 6300 kVA y demanda superior a la capacidad instalada, es de 34.5/13,8 kV. Esta subestación será eliminada con la construcción de Holguín 2.

Subestación Plaza de la Revolución:

Esta subestación tiene un transformador de 2500 kVA y una demanda de 2700 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La subestación se eliminara con el calentamiento de Holguín-2.

Subestación La Rotonda:

Esta subestación tiene un transformador de 6300 kVA y demanda 5125 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La misma será reubicada con el calentamiento de Holguín 3.

Subestación Aeropuerto:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2600 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta subestación posee un punto caliente localizado en la grampa Ampac fase C. Se le propone aumento de capacidad para su certificación.

Subestación 6 Columna:

Esta subestación tiene un transformador de 4000kVA y tiene una demanda de 3200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La misma será eliminada con el calentamiento de Holguín 3.

Subestación El Clínico:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La subestación se elimina con el calentamiento de Holguín 2.

Subestación Guayacán:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 400 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Los defectos que presenta son:

- Cambio de pararrayos por 34.5 kV.
- No posee cerca perimetral.
- No tiene iluminación.
- Tierras fuera de norma.
- Base del transformador oxidada.
- No tiene pararrayo de punta.

Proponemos estudio de la subestación teniendo en cuenta cambio de transformador por encontrarse sub cargado. Solucionando estos problemas proponemos remodelarla y a su vez la certificación. Estando debidamente en norma.

2.3.6 Municipio Cacocun:

En el mismo tenemos 4 subestaciones de distribución, de ellas dos grupo electrógeno:

Subestación poblado Maceo:

Tiene un transformador de 2500kVA y demanda 2750 kVA. Es de 34.5/13.8kV, con dos grupos electrógenos de 1150kVA. La S/E está sobrecargada, proponemos un aumento de capacidad.

Subestación poblado Cacocún:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 2830 kVA, de 34.5/13,8 kV, con dos grupos electrógenos de 1150 kVA.



Subestación Yaguabo:

Esta Subestación tiene un transformador de 2000 kVA y demanda 250 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Por estudios realizados se propone convertir a 19100 V por estar sub cargada.

Subestación Poblado Cristino Naranjo:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Drop-out con cañas amarradas, fusibles fuera de la caña.
- Subestación Fuera de norma por 34.5 kV.
- Cambio de pararrayos por polímeros.
- Normalizar la conexión de pararrayos a tierra con conductor adecuado.
- U/P directo a la barra.
- By pass fuera de norma.
- Mantenimiento al transformador.

Esta subestación se le propone una remodelación con aumento de capacidad para su certificación, lleva gran inversión.

2.3.7 Municipio Urbano Noris:

Cuenta con 5 subestaciones de distribución de ellas dos grupos electrógenos:

Subestación poblado de Urbano Noris -2:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 4300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Con dos grupos electrógenos de 2360 kVA. Proponemos un aumento de capacidad o reducir carga.

Subestación Lote Seco:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Poblado Urbano Noris -1:

Tiene un transformador de 6300 kVA y demanda 2120 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Esta subestación por estudios realizados y por la alta contaminación a que está expuesta ya que está ubicada dentro del CAI se determinó su reubicación para su certificación.

Subestación La Julia:

Esta subestación tiene un transformador de 500 kVA y demanda 200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La subestación se encuentra en mal estado técnico, por su ubicación intrincada y poca carga se propone eliminarla y convertir a 19100 V.

Subestación La Pata:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 600 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes problemas:

- No tiene cerca perimetral.
- Le falta coronación.

Proponemos remodelación, erradicando los problemas mencionados y luego su certificación. Lleva pequeña inversión.

2.3.7 Municipio Rafael Freyre:

Cuenta con 9 subestaciones de distribución, de ellas una es compleja:

Subestación Guardalavaca:

Tiene dos transformadores de 10 MVA cada uno y demanda 8 MVA, es de 34.5/13,8 kV con cuatro circuitos de salida, además es atendida por operarios y se encuentra en buen estado.

Subestación Cantón:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los problemas siguientes:

- Falta manguera flexible para la conexión por el secundario del U/P.
- Pintar con óxido rojo los cortes en las crucetas.
- Pararrayos de fase B al revés en las dos salidas del circuito.

Erradicando los problemas que presenta proponemos su certificación, lleva pequeña inversión.



Figura 2.3 Subestación remodelada.

Subestación Pesquero:

Tiene dos transformadores a 6,3 MVA que demandan 6 MVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Paneles sin uso y en mal estado (retirarlos).
- Cambio de pararrayos por polímeros.
- Resumidero en un transformador.

Solucionando estos problemas encontrados proponemos su certificación, con un costo pequeño de inversión.

Subestación Don Lino:

Tiene un transformador de 1600 kVA que demanda 1300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes defectos:

- Aterramientos con conductor fuera de norma (cambio de conductor)
- Reparar cerca o sustituir.
- Le falta coronación.
- No tiene iluminación.

Solucionando estos problemas proponemos certificarla con una pequeña inversión.

Subestación Cañadón:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes problemas.

- No tiene grampa en caliente.
- Aterramiento de la cerca fuera de norma (aterrar cada 5 m).
- Rotular desconectivos.
- Pintar puntos de tierra de amarillo.
- Le falta puerta y candado.
- No posee coronación, ni carteles de aviso a peligro.
- Dar mantenimiento a cuchillas de salida de circuitos.
- Poner gabinete intermedio para alumbrado y NULEC.
- Existe vegetación en la parte interior de la subestación.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambiar Sílica Gel, rotular número de empresa y capacidad).

Solucionando estos problemas se encuentra lista para certificar.

Subestación Poblado La Caridad:

Esta subestación tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Por su estado técnico y ubicación geográfica, ofrece peligro para la vida, se le propone su reubicación quedando debidamente certificada.

Subestación Poblado Rafael Freyre:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 4100 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Cerca perimetral en mal estado.
- Falta coronación, cartel de aviso a peligro y candado.
- Pintar puntos de aterramientos de amarillo.
- Mantenimiento al U/P.
- Fasear con pintura de colores el transformador.

Esta subestación se encuentra sobrecargada por lo que proponemos un aumento de capacidad ó quitarle carga. Logrando esto se puede proceder a su certificación después de eliminar los defectos, esto requiere una pequeña inversión.

Subestación Fray Benito:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda de 1200 kVA, es de 34.5/13.8 kV: Presenta los defectos siguientes:

- No posee cerca perimetral.
- Falta carteles de aviso a peligro.

Solucionando estos problemas la subestación queda certificada con una pequeña inversión.

Subestación Yaguajay:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 700 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los siguientes defectos:

- No tiene pararrayos de punta
- Fuera de norma la entrada por 34.5 kV.
- Base del transformador fuera de norma.
- Falta de candado.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel y prueba).

Se le propone una remodelación con vista a certificar, llevando una pequeña inversión.

2.3.8 Municipio Báguano:

Cuenta con 6 subestaciones de distribución de ellas una con dos grupos electrógenos:

Subestación Poblado Tacajó:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 2800 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Con dos grupos electrógenos de 2360 kVA en cada uno.

Subestación Poblado Báguano:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2300 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Presenta los problemas siguientes:

- No tiene candado.
- Faltan cárteles de aviso a peligro.
- No tiene grampa en caliente por la entrada.
- Los drop – out del By pass de ambos circuitos están sin caña (esto se puede sustituir por un enlace cuando se modifique la subestación).
- El transformador de U/P esta fuera de norma.
- Mantenimiento al transformador (coger resumidero, pintarlo, cambiar Sílica Gel, hacer prueba).

Esta subestación se le propone una remodelación teniendo en cuenta los problemas detectados para una posible certificación. Estudiar carga de la subestación.

Subestación Unión 6:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los problemas siguientes:

- Cerca en mal en mal estado incluyendo la puerta.
- Falta candado.
- Cerca perimetral oxidada, se debe pintar.
- Falta un pararrayo por 34.5 kV.
- Base del transformador inclinada.
- No tiene iluminación.

Esta Subestación después de solucionar los problemas encontrados podemos certificarla, llevando una pequeña inversión.

Subestación Los Jobs:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 300 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta Subestación por tener un mal estado técnico se le propone directamente su conversión con transformadores de 19 100 V.

Subestación La Esperanza:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 1100 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Sus problemas:

- No tiene cerca perimetral.
- No tiene iluminación.
- Le faltan pararrayos de punta a los postes.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel, hacer prueba).

Esta subestación por estar ubicada fuera del centro de carga proponemos reubicarla y hacerle un aumento de capacidad, si se aprueba la variante de construir un enlace con la subestación Poblado Báguano que permita doble alimentación y a la vez quitar carga a Báguano.

Subestación Centro de limpia Macías:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 122 kVA, es de 34.5/0,480 kV. Esta subestación por estudios realizados sobre su cargabilidad y mal estado técnico proponemos conversión a 19100 V.

2.3.9 Municipio Gibara:

Cuenta con 7 subestaciones de distribución y dos grupos electrógenos:

Subestación Poblado de Uñas:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 3100 kVA, es de 33/13,8 kV con dos grupos electrógenos de 2360 kVA.

Subestación Iberia:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2600 kVA, es de 34.5/13,8 kV. La misma se encuentra ubicada en terrenos de difícil acceso. Tiene un estado técnico malo y está sobrecargada. Se le propone una reubicación con aumento de capacidad quedando certificada, esto llevaría una inversión completa.

Subestación Poblado Velasco:

Tiene un transformador de 4000 kVA demanda 2600 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Por estudios realizados a esta Subestación se le propone reubicarla, quedando certificada con una inversión completa.

Subestación La Sirena:

Tiene un transformador de 1000 kVA demanda 400 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Sus defectos:

- No tiene cerca perimetral.
- No está rotulado el número de los desconectivos.
- No tiene tensores entre postes.
- NULEC fuera de norma.
- Tierras por fuera del área.
- No tiene iluminación.
- Faltan pararrayos de punta a los postes.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel, faseo, pruebas).

Esta Subestación solucionando todos sus problemas podemos proponer su certificación, llevando una mediana inversión.

Subestación Santa María:

Tiene un transformador de 1600 kVA demanda 500 KVA, es de 34.5/13,8 kV. Presenta los problemas siguientes:

- Mantiene base vieja de los pararrayos en poste por 34.5 kV
- Angular en V sin tornillos en poste por 34.5 kV.
- Cruceta virada en poste por 34.5 kV.
- U/P con corrosión (pintarlo).
- No tiene Angulo los drop-out por 34.5kV.
- La salida de la subestación a línea no tiene grampa ampac.
- Mal estado de los bajantes de tierra.
- Conductor de aterramiento por fuera del área.
- Bajo nivel de aceite en el transformador.
- Tornillería oxidada.

Esta Subestación solucionando sus problemas podemos proponer certificarla, llevaría una pequeña inversión. Recomendamos estudiar la posibilidad de cambio del transformador pues se encuentra sub cargada.

Subestación Gibara 2:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1400 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Retirar angular sobrante de la base del transformador.
- Pintar base del transformador, cerca perimetral.
- Falta candado.
- Postes virados.
- Eliminar la alimentación del U/P a una escuela del vecindario.
- Eliminar By pass del NULEC.
- Mantenimiento al transformador (pintura, cambio de Sílica Gel, hacer prueba).

Dando solución a los problemas detectados proponemos su certificación, teniendo en cuenta un posible aumento de capacidad por la carga que está llevando, requiere de una pequeña inversión.

Subestación Gibara 1:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2300 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Por su mal estado técnico proponemos su remodelación quedando reducida a tres postes y de esta forma certificarla con una mediana inversión.

2.3.10 Municipio Moa:

Cuenta con 7 subestaciones de distribución:

Subestación Farallones:

Tiene dos transformadores con una capacidad total de 1666 kVA, demandando 400 kVA, es de 34.5/2,4 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Conectores de bajantes por 34.5 kV en mal estado.
- Calibre de conductor por 34.5 y 2,4 kV fuera de norma.

- La cerca perimetral es muy bajita, falta pintarla.
- Aterrizar cada cinco metros la cerca incluyendo la puerta.
- Pintar los puntos de tierra de amarillo.
- Falta pararrayo de punta a los postes.
- Estructuras metálicas sin aterrizar.
- NULEC sin candado.
- Puerta de la subestación en mal estado.
- No está normalizada por 34.5 kV.
- Pararrayo de salida de circuito explotado.
- No tiene pararrayo por 34.5 kV.
- Mantenimiento a los transformadores (pintura, cambio de Sílica Gel, hacer pruebas).

Proponemos remodelar la Subestación teniendo en cuenta los defectos detectados para una certificación, requiere de mediana inversión.

Subestación Moa Poblado:

Tiene un transformador de 6300 kVA y demanda 7200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Teniendo en cuenta su mal estado técnico y además por estar sobre cargada proponemos reubicarla, con una total inversión.

Subestación Viviendas Checas:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 3800 kVA, es de 34.5/13.8 kV. Por su deterioro y mal estado técnico proponemos su reubicación para certificarla con una total inversión.

Subestación Cayo Chiquito:

Tiene un transformador de 50 kVA monofásico y demanda 75 kVA, es de 34.5/0.240 kV. Por su mal estado técnico proponemos su estudio para conversión a 19100 V.

Subestación La Rusky.

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 2000 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Por su estado técnico malo necesita una remodelación (posee gran contaminación debido al lugar en se encuentra ubicada), esto lleva una inversión completa.



Figura 2.4 Subestación Rusky.

Subestación Miraflores:

Tiene un transformador de 1000 kVA y una demanda de 800 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Tiene seis puntos calientes.
- Instalación fuera de norma.
- Salidero de aceite en el transformador.
- Estado técnico malo.

Para esta Subestación proponemos una remodelación, con una mediana inversión. Logrando su certificación.

Subestación Punta Gorda Nueva:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 600 kVA, es de 34.5/0.480 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Cerca perimetral incompleta.
- Base del transformador incompleta.
- Normalizar poste de entrada por 34.5 kV.
- Normalizar puentes desde el transformador hacia el NULEC.

Le proponemos su certificación después de solucionar los problemas encontrados llevando una pequeña inversión.

2.3.11 Municipio Sagua de Tánamo:

Cuenta con 4 subestaciones de distribución y dos grupos electrógenos:

Subestación El Carmen:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1200 kVA, es de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Sagua 2:

Tiene un transformador de 4000 kVA y demanda 3600 kVA, es de 34.5/13,8 kV con dos grupos electrógenos de 2360 kVA.

Subestación Sagua 1:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 2000 kVA, es de 34.5/4,16 kV. Presenta los siguientes problemas:

- Falta aterramiento en la puerta.
- No tiene cartel de aviso a peligro.
- Falta pinta postes de la cerca perimetral.
- No tiene iluminación.
- El transformador no tiene número de empresa.

Por estudios realizados en la zona se propone convertir el circuito a 13,8 kV previendo un aumento de capacidad en la subestación para un enlace con Sagua 2.

Subestación Bombeo J. P. Camejo (Juan Díaz):

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 600 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Por estudios realizados se propone conversión a 19100 V.

2.3.12 Municipio Frank País:

Cuenta con 4 subestaciones de distribución de ellas dos grupos electrógenos, los mismos son:

Subestación Poblado Frank País:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 2000 kVA, es de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA. Esta subestación se encuentra sobrecargada, por lo que proponemos un aumento de capacidad.

Subestación Barredera:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 600 kVA, es de 34.5/13,8 kV, con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación La Camaronera.

Tiene un transformador de 1600 kVA demanda 1200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta subestación tiene un estado técnico malo por lo que proponemos una remodelación para lograr su certificación llevando una mediana inversión.

Subestación Los Indios:

Tiene un transformador de 1600 kVA y demanda 1000 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta subestación tiene un estado técnico malo por lo que proponemos una remodelación para lograr su certificación llevando una mediana inversión.

2.3.13 Municipio Cueto:

Cuenta con 5 subestaciones de distribución y un grupo electrógeno.

Subestación Marcané:

Tiene un transformador de 2500 kVA y demanda 1825 kVA, es de 34.5/13,8 kV con un grupo electrógeno de 1150 kVA.

Subestación Acuícola de Nipe:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 200 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Esta subestación por problemas técnicos y por encontrarse sub cargado se propone conversión a 19100 V.

Subestación Blanco 1:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 79 kVA, es de 34.5/0,480 kV. Esta subestación por problemas técnicos y su poca demanda se propone conversión a 19100 V.

Subestación Poblado de Cueto:

Tiene un transformador de 4000 kVA con una demanda de 3800 kVA, es 34.5/13,8 kV. Tiene un estado técnico grave, la zona en que está ubicada geográficamente es inundable, se encuentra fuera del centro de carga, por lo que le proponemos una reubicación urgente quedando debidamente certificada, con una inversión completa.



Figura 2.5 Subestación Cueto.



Subestación Birán:

Tiene un transformador de 1000 kVA y demanda 1050 kVA, es de 34.5/13,8 kV. Presente los siguientes problemas:

- No tiene cerca perimetral.
- Vegetación en el interior de la subestación.

Proponemos su remodelación teniendo en cuenta los problemas detectados y un aumento de capacidad, está sobrecargada, quedando así debidamente certificada con una mediana inversión.

CAPITULO III. Inversiones necesarias en las subestaciones de distribución.

3.1 Introducción.

Ya están identificados los problemas en las distintas subestaciones de distribución en la provincia, y clasificados de acuerdo a la magnitud de las inversiones, lo que permitirá dar un orden de prioridad, estando en primer lugar las que requieren pequeñas inversiones y peligro para personas y animales por no tener cerca ni puerta, Las que presentan gran nivel de interrupción por los elementos defectuoso, Las que llevan varias manipulaciones por 34.5kV por no estar normalizada, Las que están en las principales vías de acceso, Las que están en poblados importantes con gran concentración de clientes y lugares de difícil acceso .Pasando a una segunda prioridad las subestaciones que deben remodelarse, reubicarse o hacer cambio de esquema siempre y cuando no estén dentro del primer grupo.

3.2 Subestaciones que requieren pequeñas inversiones:

Tabla 3.1 S/E con pequeñas inversiones.

- S/E Guajabales	- S/E Cañadón
- S/E Las Biajacas	- S/E Cantón
- S/E Herrera	- S/E Pesquero 34.5
- S/E Poblado Levisa	- S/E Fray Benito
- S/E Poblado Guatemala	- S/E Don lino
- S/E Arroyo del Medio	- S/E Guardalavaca
- S/E Antilla	- S/E Unión 6
- S/E Vista Alegre	- S/E Nicaro
- S/E Punta gorda nueva	- S/E Cruce Maceo
- S/E Santa maría	- S/E Holguín 33
- S/E Gibara II	

3.3 Subestaciones que requieren remodelación:

Tabla 3.2 Subestaciones que requieren remodelación.

S/E El Zarzal	S/E Guayacán	S/E Planta Rusky
S/E Alcides Pino II	S/E Melones	S/E Farallones
S/E Guayacán	S/E Mensura	S/E Los Indios
S/E La Pata	S/E Mayarí II	S/E Sagua I
S/E Pob. Cristino naranjo	S/E Guatemala I	S/E Gibara I
S/E Biran	S/E Dos Bahía	S/E La Sirena
S/E Nipe	S/E Arroyo Seco	S/E Yaguajay
S/E Ocujal	S/E Monte Feria	S/E Aeropuerto
S/E Cajimaya Batey	S/E Deleyte	S/E Rafael Freyre
S/E Vuelta larga	S/E Banes II	S/E Mira Flores
S/E Pob. Felton	S/E Pob. De Báguano	S/E Guerrita

3.4 Subestaciones que requieren reubicación:

Tabla 3.3 Subestaciones que requieren reubicación.

S/E Aguas Claras	S/E Piedra Gorda	S/E Vivienda Checa
S/E Rotonda	S/E Los negritos	S/E Camaronera
S/E Pob. de U. Noris I	S/E Esterito	S/E Iberia
S/E Cueto	S/E La Esperanza	S/E Pob. de Velasco
S/E Mayarí I	S/E Moa	S/E La Caridad

3.5 Propuestas de conversión, grupos electrógenos y subestaciones a eliminar.

Existe 11 subestaciones con propuesta a convertir a 19 100 V. Se cuenta con 20 grupos electrógenos certificados y 6 subestaciones que se eliminarán con la construcción y calentamiento de dos subestaciones de 110 kV/13.8 kV en el municipio Holguín y Antilla.

3.6 Tipo de inversión que requieren

Las Subestaciones que se clasifican en pequeñas inversiones es producto al poco costo de la inversión ya que el trabajo que requiere es mínimo, comparado con las demás. Estos trabajos se realizan en Subestaciones con pocos problemas o si llevara mantenimiento el costo sería de \$2986 en CUC. Para las subestaciones que se remodelan la inversión es mayor de a la magnitud del trabajo y problemas que tenga, El costo aumenta por la cantidad de recursos que lleva ya que el trabajo se hace dentro de la misma subestación sustituyendo equipos viejos por modernos y en caso de que sea necesario un aumento de capacidad. Esto se puede ver en las fichas de costo en el (anexo 6) el costo es de \$ 3286. Las reubicaciones son las que llevan el costo total de aproximadamente \$ 87560 en una inversión a una subestación nueva. Pues al trasladarla de lugar se construye desde el principio con todo.

3.7 Tiempo de amortización de las inversiones.

En nuestro trabajo no se calcula el tiempo de amortización porque no son inversiones para obtener ganancias monetarias sino para aumentar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Esto se puede observar en las subestaciones que requieren cerca o están bajo condiciones peligrosas por la altura de la parte energizada fuera de norma, Se evita el acceso a personal ajeno a la entidad. En las reubicaciones, para mejorar la seguridad de la operación y en algo se influye en el tiempo de duración de afectación que ocurra dentro de la subestación. Debemos recordar que la distribución eléctrica persigue en el sector residencial el mejoramiento de la calidad de vida y no de obtención de ganancias con prioridad para la seguridad de la persona, ya que una vida que se salve justifica cualquier inversión.

3.8 Cambios de configuración de esquema.

En nuestro trabajo existe cambios de configuración de los esquemas de las subestaciones ya que garantiza mayor confiabilidad, menos averías, se reduce en algunos casos el esquema, Quedando la subestación mejor operable y con mejor vista y acceso. En los

(anexos 1,2, 3 ,4 ,5) están los esquemas de 3, 4,5 y 6 postes. En el trabajo los más usados son los de 3 postes con una y dos salidas de circuitos.

3.9 Valoración preliminar de las inversiones necesarias.

La realización de los cálculos se basó primeramente en proyectos ya realizados y no ejecutados en los últimos años que permitía tener valores de presupuesto muy aproximados, en algunos casos estos valores incluyeron pedazos de línea inducidas con la nueva ubicación de la subestación, los precios de los materiales se anexan al final y también se incluye un nuevo modelo de ficha costo más práctico que los presupuestos originales, diseñado a partir del modelo oficial aparecido en la Resolución Conjunta No 1/2005 del MEP y MFP pero adaptado a inversiones que no se utilizarán para producir algo para vender y por tanto se elimina el margen de utilidad y el % sobre el total de gastos en divisa y la componente en divisa, este modelo es un aporte del presente trabajo a la empresa eléctrica de Holguín, el cual puede completarse en el caso de trabajos a terceros.

Actualmente no existe una ficha costo oficial para estos trabajos a terceros.

Para la valoración preliminar de las remodelaciones se utilizaron los listados de defectos detectados en las subestaciones y se estimó el tiempo de ejecución de los trabajos así como el consumo de combustible.

En la evaluación de los costos aproximados se utilizaron valores actualizados de materiales en CUC y tiempos reales para la realización de los trabajos, se dividió la actividad inversionista en Estudio, Proyecto y Ejecución de la inversión. En los casos que existieran proyectos ya terminados, se volcó el resultado del presupuesto a la ficha de costo, en los casos que no existen proyectos se realizó un estimado basado en la experiencia de trabajo y algunos criterios prácticos. El resultado de los cálculos se recoge en las fichas de costo siguientes:

3.10 Fichas de Costo.

Tabla 3.4 Ficha de costo de Subestaciones que requiere de pequeñas inversiones.

Ficha de costo			
EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN			
Organismo: MINBAS			
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Fray Benito			
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC	
1	2	3	
1.-Valoración de la inversión			
Salario	114.48		
Descanso retribuido (9.09%)	10.41		
Seguridad social (12.5%)	15.61		
Dietas	7.00		
Transporte y combustible	40.80	16.80	
Gastos técnico administrativo	20.00		
Sub total valoración de la inversión	208.30	16.80	
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo			
Salario			
Descanso retribuido (9.09%)			
Seguridad social (12.5%)			
Dietas			
Transporte y combustible			
Gastos técnico administrativo			
Insumos de proyecto en MLC		4.39	
Otros gastos			
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	146.19	4.39	
3.-Costo de la ejecución de la inversión			
Materiales	643.03	590.50	
Salarios	489.10		
Descanso retribuido (9.09%)	44.46		
Seguridad social (12.5%)	66.70		
Fuerza de trabajo	133.39		
Dieta	52.00		
Transporte y combustible	290.95	558.46	
Gastos técnico administrativo	430.21		
Metros y transformadores			
Insumos de construcción y montaje en MLC		59.71	
Otros gastos directos			
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	2149.84	1208.67	
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	2504.33	1229.86	
Tiempo cronograma: 10 días			
Aprobado por:	Firma:	Cargo:	Fecha:

Tabla 3.5 Fichas de costo de subestaciones con remodelación
Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Guaro		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	45.84	21.84
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	213.34	21.84
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		14.17
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	472.30	14.17
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	1606.85	1545.24
Salarios	2026.72	
Descanso retribuido (9.09%)	184.23	
Seguridad social (12.5%)	276.37	
Fuerza de trabajo	572.74	
Dieta		
Transporte y combustible	309.83	527.31
Gastos técnico administrativo	1988.97	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		154.52
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	6945.70	2227.07
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	7631.34	2263.08
Tiempo cronograma: 38 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Tabla 3.6 Fichas de costo de subestaciones con remodelación
Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Los Indios		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	71.60	47.60
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	239.10	47.60
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		10.75
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	358.18	10.75
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	964.76	601.87
Salarios	996.18	
Descanso retribuido (9.09%)	90.55	
Seguridad social (12.5%)	135.84	
Fuerza de trabajo	271.68	
Dieta	693.00	
Transporte y combustible	790.28	258.90
Gastos técnico administrativo	754.03	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		123.38
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	5267.30	1609.46
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5864.58	1667.81
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Tabla 3.7 Fichas de costo de subestaciones que requieren reubicación.
Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Iberia		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	32.40	8.40
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	199.90	8.40
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		33.57
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	1119.10	33.57
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	8779.15	5936.67
Salarios	1186.72	
Descanso retribuido (9.09%)	107.87	
Seguridad social (12.5%)	161.82	
Fuerza de trabajo	323.65	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	345.34	573.59
Gastos técnico administrativo	1009.31	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		3496.04
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	13012.83	10631.61
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	14331.88	10673.58
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Tabla 3.8 Fichas de costo de subestaciones con remodelación

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Camaronera		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	64.60	40.60
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	232.10	40.60
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		7.70
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	256.64	7.70
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	903.30	475.69
Salarios	951.04	
Descanso retribuido (9.09%)	86.45	
Seguridad social (12.5%)	129.69	
Fuerza de trabajo	259.37	
Dieta	65.42	
Transporte y combustible	623.28	47.25
Gastos técnico administrativo	725.50	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		48.23
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	3774.05	571.13
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4262.79	619.43
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

CONCLUSIONES

1. Se realizó un estudio de las subestaciones identificando los principales problemas.
2. Se determina el costo de inversión y el tiempo para las mejoras propuestas.
3. Se está trabajando en este sentido como lo demuestra la existencia de más de 20 proyectos de reubicar subestaciones y certificarla pero aunque algunos tienen años no están ejecutados.
4. Para realizar pequeñas inversiones en sólo 21 subestaciones y dejarlas certificadas se requieren 42 días y \$146 774.94 CUP y \$ 63 989.38 CUC.
5. Para remodelar 33 subestaciones se requieren 428 días y \$169 687.72 CUP y \$ 45 287.53 CUC.
6. Para reubicar 15 subestaciones se requieren 356 días y \$354 328.24 CUP y \$ 246 684.19 CUC.
7. Estas 69 inversiones requieren 826 días y \$ 670790.90 en CUP más \$ 355961.10 en CUC. Contando con una brigada de subestaciones 165 día/año se requieren 5 años como mínimo, trabajando contra un programa concreto para certificar las 69 Subestaciones.



RECOMENDACIONES

1. Confeccionar un mecanismo de control del proceso de certificación para poder alcanzar la meta de tener todas las subestaciones de distribución certificadas para el año 2015.
2. Certificar primero las subestaciones sobrecargadas y las que requieran pocas inversiones.
3. Evaluar el cambio de transformadores entre las subestaciones sobrecargadas y las subcargadas.
4. Completar los proyectos de las subestaciones que no lo tienen para tener una evaluación completa de los recursos necesarios para su certificación.
5. Teniendo en cuenta el estudio presente y las posibilidades de la empresa elaborar un plan anual de inversiones en Subestaciones para alcanzar la meta de certificar todas las Subestaciones como límite en el año 2015.

BIBLIOGRAFIA

1. Ricardo Sarmiento, Abel. "Análisis de transformadores sobrecargados y sub cargados en la Empresa Eléctrica de Holguín".
2. H. Lee Willis. "Distribution Systems Electric Utility Engineers of the Westinghouse Electric Corporation".
3. Guerra Castro, Augusto. Equipos eléctricos de plantas y subestaciones. Tomo-1. Editorial Pueblo y Educación. 1983.
4. Ley Eléctrica, Ley 1287.1975.
5. Manual para el diseño y construcción de mallas a tierra para subestaciones y equipos. Puerto Rico.
6. NC-IEC 60050-605. Norma en subestaciones hasta 500 kV.
7. NC-IEC 60050-605 Vocabulario Electrotécnico. Subestaciones.
8. NC-62-22 Subestaciones reductoras con voltaje de 34.5 kV y mayores.
9. NC-96-01-15 Subestaciones Eléctricas. Requisitos generales.
10. NC-96-01-15 Subestaciones Eléctrica.
11. NC-96-06-79 Locales o áreas con peligro de explosión o incendio. Clasificación
12. NC-11-80 Protección contra incendio. Construcción de edificios industriales y almacenes. Requisitos generales.
13. NC-365:2004 Tensiones normalizadas.
14. Roselló García, Santiago. Temas avanzados de suministro eléctrico. Facultad Energética ISPJAE MES La Habana 1985.
15. Proyectos de archivo del Grupo de Proyecto. Empresa Eléctrica de Holguín.
16. Resolución Conjunta N° 1/2005 MES y MFP.
17. Technical Manual U27-12 Pole Mounted recloser UN-LEC Industries
18. UNE. 207003- Diseño MT. Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna.
19. Kersting, W. H. Distribución análisis de sistemas. Nueva York. 1992



ANEXOS

Anexo-1 Listado de precios actualizados, Diciembre/2009

Anexo-2 Fichas de costo.



Anexo -1 Listado de precios actualizados, Diciembre/2009

DESCRIPCION	UM	PRECIO CUC
AISLADORES		
Aislador pedestal de porcelana 6 campanas	U	8.89
Aislador disco vidrio 10"-7Ton	U	6.13
Aislador de 34.5 kv	U	14.40
Aislador para cable tensor	U	1.51
Aislador de Suspencion Silicona 24 Kv	U	17.13
Aislador de suspencion Silicona 34.5Kv	U	18.05
Aislador de disco 12 Tn	U	9.04
Aislador de Disco Neblinero 7Tn	U	9.19
Aislador de Disco Neblinero 12 Tn	U	9.19
Aislador tipo line post 110Kv ceramica	U	324.03
Aislador de Polea	U	0.29
ACOMETIDAS		
Acometida 2x6 Al (km)	km	37.25
Acometida 3x6 Al (km)	km	109.10
Acometida 3x4 (km)-Cu-(km)	km	319.85
Acometida 4x6 (km)-Cu-(km)	km	361.82
Acometida 4x4 (km)-Cu-(km)	km	444.74
CONDUCTOR DESNUDO DE ALUMINIO		
Cable de Aluminio segun la norma ASTM B-399,Conductor Butte AAAC-312.8 MCM	ton	4147.58
Cable de Aluminio segun la norma ASTM B-399,Conductor Canton AAAC-394.5 MCM	ton	4147.58
Cable de Aluminio segun la norma ASTM B-399,Conductor Anaheim AAAC-2/0 AWG	ton	4147.58
Cable de Aluminio segun la norma ASTM B-399,Conductor Darien 559,5MCM AAAC	ton	4147.58
Cable de Aluminio segun la norma ASTM B-231,Conductor Phlox AAC-3/0 AWG	ton	306.51
CONDUCTOR DESNUDO DE COBRE		
Cable Cobre desnudo 1/0	ton	323.44
Cable Cobre desnudo 3/0	ton	425.60
Cable cobre desnudo duro - No 4 -AWG	ton	424.23
Cable cobre desnudo duro - No2 -AWG	ton	428.99
Cable de cobre 500MCM	ton	428.99
Cable de cobre 350 MCM	ton	428.99
CABLES AISLADOS DE BAJA TENSION		
Cable THW- 12- 0,6/1,0 kv (km)	km	16.04
Cable THW- 10- 0,6/1,0 kv (km)	km	24.92
Cable THW- 6- 0,6/1,0 kv (km)	km	70.67
Cable THW- 4- 0,6/1,0 kv (km)	km	104.79
Cable THW- 2- 0,6/1,0 kv (km)	km	199.38
Cable THW- 1/0- 0,6/1,0 kv (km)	km	312.21
Cable THW- 2/0- 0,6/1,0 kv (km)	km	364.86
Cable THW- 3/0- 0,6/1,0 kv (km)	km	449.05



Cable THW- 4/0	km	589.35
Cable THW- 250 mcm- 0,6/1,0 kv (km)	km	679.27
Cable THW- 350 mcm- 0,6/1,0 kv (km)	km	968.07
Cable cotrol TW - 0,6/ 1,0 kv - 7x2,5mm ² (Km) para enterramiento directo	km	5702.92
CABLE TENSOR		
Camisa de empalme para cable de acero 9,1mm	U	3.47
Amarra preformada para cable de acero 8,4	U	3.33
Cable de acero B 1x7+0 A-363 9.1 mm	ton	1851.60
Cable de acero B 1x7+0 A-363 8.4 mm	ton	1777.54
CONECTORES		
KVS28	U	7.83
KVS31	U	13.95
KVS34	U	15.61
KVSU28	U	11.68
KVSU31	U	29.63
QGFL31B1	U	21.31
QGFL34B1	U	22.44
NAR32A-4N	U	39.90
NAR29A-4N	U	46.10
NAR32A-2N	U	32.47
NAR29A-2N	U	28.42
DROP OUT y PARARRAYOS		
Drop-out 15kv.-100A	U	24.53
Drop-out 34.5 kv.-100A	U	43.27
Pararrayos 12kv	U	21.15
Pararrayos 3kv	U	11.57
Pararrayos de 110kV	U	1115.38
Pararrayos de 30 kV	U	39.64
HERRAJES DE IMPORTACIÓN		
Eslabón bola y ojo 12 ton. Cat.Nanjing QP-10(chino)	U	1.41
Eslabón soket y ojo. 12 ton. Cat.Nanjing W1-10	U	1.56
Eslabón soket y ojo. 7 ton. Cat.Nanjing W-7A (chino)	U	1.41
Eslabón grillete 12 ton. Cat.Nanjing U-12 (chino)	U	2.50
Eslabón grillete 7 ton. Cat.Nanjing U-7 (chino)	U	1.41
Eslabón bola y gancho 12 Tn QG-12	U	4.33
Eslabón bola y gancho 7 Tn QG-7	U	3.30
Grampa de remate tipo pistola p/78mm. Cat Nanjing NLL-1, (China)	U	6.93
Grampa de remate tipo pistola para shield. Cat Nanjing NLD-1(China)	U	2.18
Grampa de remate tipo pistola p/ 3/0, 4/0 , 150 mm. Cat Nanjing NLL-2(China)	U	10.41
Grampa de remate tipo pistola p/ 185 mm- 240 mm. Cat Nanjing NLL-4(China)	U	24.97
Grampa de Remate de 10.1-14.0mm Cat Nanjing NLD-2(China)	U	3.59
Grampa de Remate de 14.1-18.0mm Cat Nanjing NLD-3(China)	U	7.65
Grampa de Remate de 18.1.1-23.0mm Cat Nanjing NLD-4(China)	U	11.86
Grampa suspensión p/ 3/0 y shield, Cat Nanjing, XGU-2(China)	U	3.28
Grampa suspensión p/ 4/0, 150-185 mm, Cat Nanjing ,XGU-3(China)	U	3.43
Grampa suspensión p/ 240 mm ² ,Cat Nanjing,XGU-4(China)	U	3.43



Grampa preformada para conductor 266MCM ACSR Modelo FYH-210/10	U	3.33
Grampa preformada para conductor Darien 300 MCM ACSR Modelo FYN - 400/25	U	3.33
Grampa preformado para conductor Canton 200mm ² FYH-185/45	U	3.33
Grampa preformada para reparar conductor 150mm ²	U	3.33
Grampa preformada para reparar conductor 185mm ²	U	3.33
Grampa preformada para reparar conductor 240mm ²	U	3.33
Amortiguadores de vibraciones Cat FD-4,1(Chino).	U	7.02
Amortiguadores de vibraciones Cat FD-5,1(Chino).	U	7.02
OTROS HERRAJES		
Varilla de tierra con su conector 5/8 X 6	U	13.10
Varilla de tierra con su conector 5/8 x 8	U	17.00
Camisas de empalme por compresión (para Conductor AAAC 2/0, 7 hilos 78mm ² ANAHEIM, equivalente a Hubell FTR 2/0.5)	U	2.68
Camisas de empalme por compresión (para Conductor AAAC 336 MCM, 7 hilos 158mm ² BUTTE, equivalente a Hubell FTR 336)	U	3.70
Empalmes automaticos para conductor AAAC 2/0 78mm ² modelo GL-407 de la HUBELL	U	13.33
Empalmes automaticos para conductor 2/0-1/0 Cobre modelo GL-117 de la HUBELL	U	9.91
Empalmes automaticos para conductor 3/0-2/0 Cobre modelo GL-118 de la HUBELL	U	16.29
Empalmes automaticos para conductor AAAC 158 mm ² modelo GL-410 de la HUBELL	U	18.61
Perno de ojo con eslabon (Ferrogalvan) 251F04	U	4.6
TORNILLOS Y ARANDELAS		
Tornillo máquina 1/2"x1/2"a.g	U	0.41
Tornillo máquina 1/2"x10	U	0.59
Tornillo máquina 1/2"x12	U	0.70
Tornillo máquina 1/2x 14	U	0.76
Tornillo máquina 5/8"x2".	U	0.56
Tornillo maquina 3/4x2.	U	0.56
Tornillo máquina 5/8"x10".	U	0.90
Tornillo máquina 5/8"x12".	U	1.07
Tornillo máquina 5/8"x14".	U	1.09
Tornillo máquina 5/8x16	U	1.21
Tornillo espárrago 5/8"x10"	U	1.32
Tornillo espárrago 5/8"x12"	U	1.36
Tornillo espárrago 5/8"x14"	U	1.38
Tornillo espárrago 5/8"x16"	U	1.46
Tornillo de ojo soporte shield BD-1839	U	1.44
Tornillo ojo 5/8"x10"	U	1.45
Tornillo ojo 5/8"x14"	U	1.66
Tornillo de ojo 5/8"x12 a.g	U	1.51
Tornillo máquina 3/4 "x 14".	U	1.68
Tornillo máquina 3/4 x 16	U	1.88
Tornillo máquina 3/4 x 18"	U	2.16
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		
7620/13200-120/240 V		
15KVA	U	923.00
25 KVA	U	1,159.71
37.5 KVA	U	1,529.85
50 KVA	U	1,785.60
2400/13200-120/240 V		



15KVA	U	923.00
25 KVA	U	1,159.71
37.5 KVA	U	1,529.85
50 KVA	U	1,785.60
19100-120/240 V		
25 KVA	U	1,680.00
37.5 KVA	U	2,319.00
50 KVA	U	2,654.00
75KVA	U	3,573.00
100KVA	U	4,462.00
19100-240/480 V		
25 KVA	U	1,680.00
37.5 KVA	U	2,319.00
50 KVA	U	2,654.00
75KVA	U	3,573.00
100KVA	U	4,462.00
7620/13200-120/240 V		
167KVA	U	5,297.00
250 KVA	U	7,510.00
334.5 kVA	U	9,749.00
2400-120/240 V		
167KVA	U	5,297.00
250 KVA	U	7,510.00
334.5 kVA	U	9,749.00
3F100 KVA 33/0,48kV	U	8,056.73
3F160KVA 33/0,48kV	U	8,303.02
3F250KVA 33/0,48kV	U	11,916.32
3F400KVA 33/0,48kV	U	15,967.32
3F800KVA 33/0,48kV	U	24,251.12
3F1600KVA 33/4.33kV	U	38,181.66
3F1600KVA 33/13.8kV	U	38,733.68
3F2500KVA33/13.8kV	U	49,498.15
3F2500KVA 33/4.33kV	U	48,854.12
3F4000KVA33/4.33kV	U	67,622.94
3F4000KVA 33/13.8kV	U	68,542.98
POSTES		
Poste de 30 importacion	U	135.03
Poste de 30 ECIE	U	27.72
Postes de 65	U	1152.81
EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA 110 KV		
INTERRUPTORES DE SF6 GL-312		
110kV Disconnecting Switch - Type: DR-125-NM	U	25,922.40
1600A,31.5kA/1sec,60Hz,3-poles,motor operated,without earthing blade.	U	4,258.68
110kV Disconnecting Switch - Type: DR-125-EM	U	553.01
1600A,31.5kA/1sec,60Hz,3-poles,motor operated,with one earthing blade.	U	5,369.64
Transformadores de Potensial	U	733.04
X Bracos de 3-3/4 x 5-3/4	U	750.16
	U	3,573.59
	U	393.79



Transformadores de Corriente	U	3,573.59
Ventiladores para el sistema de enfriamiento de los transformadores	U	185.16
EQUIPOS, ACCESORIO Y PARTES PARA 34.6 KV		
36kV Disconnecting Switch-Type: DR-36-NM 1250A,31.5kA/1sec,60Hz,3-poles,motor operated,without earthing blade.	U	3,851.33
36kV Disconnecting Switch-Type: DR-36-EM 1250A,31.5kA/1sec,60Hz,3-poles,motor operated,with one earthing blade.	U	4,175.36
Transformadore de Corriente	U	3,518.04
Interruptores de 34,5 Kv para subestaciones mayores de 2500kVA	U	21,000.00
Nulec 34,5	U	18,000.00
Recerrador 27 Kv	U	10,000.00
Transformadore de Potencial	U	1,018.38
BATERÍAS DE PLOMO ÁCIDO FORMADAS POR 60 VASOS	U	5,554.80
Cables deMT		
Cables soterrados para enterramiento directo en media tensión, con aislamiento EPR, voltaje de 12/20 KV con conductor de Cobre y pantallas de hilos de cobre, 1 x 240 mm ² ,Clase 2. Tipo: RG7H1R-12/20 KV	Km	44,732.50
Cables soterrados para enterramiento directo en media tensión, con aislamiento EPR, voltaje de 18/30 KV con conductor de Cobre y pantallas de hilos de cobre, 1 x 240 mm ² ,Clase 2. Tipo: RG7H1R-18/30 KV	Km	49,662.50
Cables soterrados para enterramiento directo en media tensión, con aislamiento XLPE, voltaje de 12/20 KV con conductor de aluminio y pantallas de hilos de cobre, 1 x 240 mm ² ,Clase 2. Tipo: RHV	Km	14,790.00
Cables soterrados para enterramiento directo en media tensión, con aislamiento XLPE, voltaje de 12/20 KV con conductor de aluminio y pantallas de hilos de cobre, 1 x 95 mm ² ,Clase 2. Tipo: RHV	KM	6,630.00
Cables soterrados para enterramiento directo en media tensión, con aislamiento XLPE, voltaje de 12/20 KV con conductor de aluminio y pantallas de hilos de cobre, 1 x 70 mm ² ,Clase 2. Tipo: RHV	KM	5,590.00
Empalme recto contráctil en frío tipo ELASPEED, para cable EPR 12/20KV. 1 x 240 mm ² , Aluminio (conector incluido). Tipo: ELASP-F-150-240/24-HEPR-TF 1x150-240 12-20	U	177.00
Terminación moldeada de silicona contráctil en frío uso exterior tipo ELASTICFIT para cable EPR 12/20 KV, sección de 240mm ² , Aluminio (terminal bimetálico incluido). Nota: Se suministra en kits de 3 uds.Modelo: TMF3-00/24-E-HEPR-P3 12-20	U	43.66
Terminación moldeada de silicona contráctil en frío uso exterior tipo ELASTICFIT para cable EPR 12/20 KV, sección de 240mm ² , Cobre (terminal cobre incluido). Nota: Se suministra en kits de 3 uds.Modelo: TMF3-00/24-E-HEPR-P3 12-20	U	47.61
Terminación moldeada de silicona contráctil en frío uso exterior tipo ELASTICFIT para cable EPR 18/30 KV, sección de 240mm ² , Cobre (terminal cobre incluido). Nota: Se suministra en kits de 3 uds.Modelo: TMF3-00/36-E-HEPR-P3 18-30		57.80



Anexo-2 Ficha de costo de subestaciones que requiere de pequeñas inversiones

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Guaro		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	45.84	21.84
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	213.34	21.84
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		14.17
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	472.30	14.17
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	1606.85	1545.24
Salarios	2026.72	
Descanso retribuido (9.09%)	184.23	
Seguridad social (12.5%)	276.37	
Fuerza de trabajo	572.74	
Dieta		
Transporte y combustible	309.83	527.31
Gastos técnico administrativo	1988.97	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		154.52
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	6945.70	2227.07
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	7631.34	2263.08
Tiempo cronograma: 38 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Don Lino		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	45.00	21.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	212.50	21.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		9.0
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	300.03	9.0
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	1517.22	986.43
Salarios	708.08	
Descanso retribuido (9.09%)	64.36	
Seguridad social (12.5%)	96.55	
Fuerza de trabajo	193.11	
Dieta	545.50	
Transporte y combustible	293.52	538.11
Gastos técnico administrativo	593.85	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		99.31
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	4012.19	1623.84
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4524.72	1653.84
Tiempo cronograma: 10 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Cantón		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	42.20	18.20.
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	209.70	18.20
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		13.81
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	460.26	13.81
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	3459.18	2689.38
Salarios	1250.18	
Descanso retribuido (9.09%)	113.64	
Seguridad social (12.5%)	170.48	
Fuerza de trabajo	340.96	
Dieta		
Transporte y combustible	324.28	539.99
Gastos técnico administrativo	1109.88	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		269.93
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	6768.60	3499.30
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	7437.86	3537.31
Tiempo cronograma: 20 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Vista Alegre Antilla		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	49.20	25.20
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	216.70	25.20
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		59.61
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	1986.85	59.61
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	7992.26	6058.44
Salarios	1672.30	
Descanso retribuido (9.09%)	152.01	
Seguridad social (12.5%)	228.04	
Fuerza de trabajo	456.08	
Dieta		
Transporte y combustible	333.35	446.83
Gastos técnico administrativo	1240.96	
Metros y transformadores	17143.37	18999.55
Insumos de construcción y montaje en MLC		3925.72
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	29218.37	29430.54
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	31421.92	29515.35
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Levisa		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	54.80	30.80
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	222.30	30.80
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		75.00
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	2500.18	75.00
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	30832.65	2834.99
Salarios	2054.47	
Descanso retribuido (9.09%)	186.75	
Seguridad social (12.5%)	280.15	
Fuerza de trabajo	560.30	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	313.91	531.18
Gastos técnico administrativo	2011.09	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		284.50
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	36767.32	3650.67
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	39489.80	3756.47
Tiempo cronograma: 38 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Nicaro		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	56.20	32.20
Gastos técnico administrativo	20	
Sub total valoración de la inversión	223.70	32.20
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		17.96
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	598.67	17.96
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	4876.70	3253.05
Salarios	1277.12	
Descanso retribuido (9.09%)	116.09	
Seguridad social (12.5%)	174.15	
Fuerza de trabajo	348.30	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	330.69	551.60
Gastos técnico administrativo	1152.95	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		326.30
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	8804.00	4130.95
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	9626.37	4181.11
Tiempo cronograma: 21 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ Es Guardalavaca, Holguín 33, Pesquero 33, Cañadón, Gibara II, Santa María, P.G. Nueva, Unión 6, Antilla, Arrollo del Medio, Guatemala, Herrera, Guajabales.		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	57.34	33.34
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	225.04	33.34
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		6.03
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	200.85	6.03
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	2793.51	2941.57
Salarios	126.36	
Descanso retribuido (9.09%)	11.49	
Seguridad social (12.5%)	15.80	
Fuerza de trabajo		
Dieta		
Transporte y combustible	16.48	27.96
Gastos técnico administrativo		
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	2953.64	2969.53
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	3379.53	3008.90
Tiempo cronograma: 2 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Los Indios		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	71.60	47.60
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	239.10	47.60
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		10.75
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	358.18	10.75
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	964.76	601.87
Salarios	996.18	
Descanso retribuido (9.09%)	90.55	
Seguridad social (12.5%)	135.84	
Fuerza de trabajo	271.68	
Dieta	693.00	
Transporte y combustible	790.28	258.90
Gastos técnico administrativo	754.03	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		123.38
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	5267.30	1609.46
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5864.58	1667.81
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Farallones		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	74.40	50.40
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	241.90	50.40
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		7.46
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	248.55	7.46
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	573.21	342.41
Salarios	987.34	
Descanso retribuido (9.09%)	89.75	
Seguridad social (12.5%)	134.64	
Fuerza de trabajo	269.27	
Dieta	165.00	
Transporte y combustible	687.45	47.26
Gastos técnico administrativo	748.36	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		34.91
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	3655.03	424.58
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4145.48	482.44
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Mira Flores		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	80.00	56.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	247.50	56.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		6.91
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	230.16	6.91
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	512.01	352.71
Salarios	928.19	
Descanso retribuido (9.09%)	840.37	
Seguridad social (12.5%)	126.57	
Fuerza de trabajo	253.14	
Dieta	137.50	
Transporte y combustible	631.76	47.26
Gastos técnico administrativo	711.10	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		35.94
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	3384.63	435.91
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	3862.29	498.82
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Zarzal		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	26.80	2.80
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	194.30	2.80
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		18.33
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	610.95	18.33
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	2434.28	1723.50
Salarios	1414.92	
Descanso retribuido (9.09%)	128.62	
Seguridad social (12.5%)	192.94	
Fuerza de trabajo	385.88	
Dieta	309.00	
Transporte y combustible	294.98	406.00
Gastos técnico administrativo	3823.97	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		235.55
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	8984.59	2365.05
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	9789.84	2386.18
Tiempo cronograma: 20 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN			
Organismo: MINBAS			
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Yaguajay			
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC	
1	2	3	
1.-Valoración de la inversión			
Salario	114.48		
Descanso retribuido (9.09%)	10.41		
Seguridad social (12.5%)	15.61		
Dietas	7.00		
Transporte y combustible	47.10		23.10
Gastos técnico administrativo	20.00		
Sub total valoración de la inversión	214.60		23.10
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo			
Salario			
Descanso retribuido (9.09%)			
Seguridad social (12.5%)			
Dietas			
Transporte y combustible			
Gastos técnico administrativo			
Insumos de proyecto en MLC			
Otros gastos			12.47
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	415.59		12.47
3.-Costo de la ejecución de la inversión			
Materiales	1757.54		1203.13
Salarios	498.79		
Descanso retribuido (9.09%)	45.34		
Seguridad social (12.5%)	68.02		
Fuerza de trabajo	136.03		
Dieta	2757.00		
Transporte y combustible	291.59		558.46
Gastos técnico administrativo	436.31		
Metros y transformadores			
Insumos de construcción y montaje en MLC	120.98		
Otros gastos directos			
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	6111.60		1761.59
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	6741.79		1797.16
Tiempo cronograma: 8 días			
Aprobado por:	Firma:	Cargo:	Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Cañadón		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	47.80	23.80
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	215.30	23.80
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		4.01
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	133.91	4.01
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	528.30	432.02
Salarios	459.68	
Descanso retribuido (9.09%)	41.79	
Seguridad social (12.5%)	62.68	
Fuerza de trabajo	125.37	
Dieta	7.00	
Transporte y combustible	288.98	558.46
Gastos técnico administrativo	411.68	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC	43.87	
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	1969.35	990.48
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	2318.56	1018.29
Tiempo cronograma: 8 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Gibara I		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	35.20	11.20
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	232.70	11.20
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		12.31
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	410.43	12.31
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	3513.87	2474.74
Salarios	727.74	
Descanso retribuido (9.09%)	66.15	
Seguridad social (12.5%)	99.24	
Fuerza de trabajo	198.47	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	296.04	540.29
Gastos técnico administrativo	606.24	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		248.14
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	6035.75	3263.17
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	6678.88	3286.68
Tiempo cronograma: 10 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Pdo. Rafael Freyre		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	39.40	15.40.
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	206.90	15.40
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		3.99
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	133.06	3.99
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	1015.46	775.90
Salarios	706.81	
Descanso retribuido (9.09%)	64.25	
Seguridad social (12.5%)	96.38	
Fuerza de trabajo	192.77	
Dieta	22.00	
Transporte y combustible	281.63	516.29
Gastos técnico administrativo	593.06	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		78.59
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	1956.90	1370.78
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	2296.86	1390.17
Tiempo cronograma: 10 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Aeropuerto		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	26.80	2.80
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	194.30	2.80
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		10.88
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	362.63	10.88
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	2067.97	1668.48
Salarios	1232.38	
Descanso retribuido (9.09%)	112.02	
Seguridad social (12.5%)	168.05	
Fuerza de trabajo	336.10	
Dieta		
Transporte y combustible	323.61	540.21
Gastos técnico administrativo	1092.63	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		167.84
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	5332.76	2376.53
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5889.69	2390.21
Tiempo cronograma: 20 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:



Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Cristino Naranjo		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	31.00	7.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	198.50	7.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		10.53
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	350.93	10.53
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	1914.45	1453.75
Salarios	1215.02	
Descanso retribuido (9.09%)	110.45	
Seguridad social (12.5%)	165.68	
Fuerza de trabajo	331.37	
Dieta		
Transporte y combustible	320.04	540.21
Gastos técnico administrativo	1103.81	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		146.37
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	5160.82	2140.33
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5710.25	2157.86
Tiempo cronograma: 20 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E Pob. Felton		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	52.00	28.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	219.50	28.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		8.27
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	275.37	8.27
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	792.14	479.07
Salarios	1062.79	
Descanso retribuido (9.09%)	96.61	
Seguridad social (12.5%)	144.92	
Fuerza de trabajo	289.85	
Dieta	105.00	
Transporte y combustible	740.71	22.06
Gastos técnico administrativo	817.47	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		48.57
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	4049.49	549.70
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4544.36	585.97
Tiempo cronograma: 13 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E Mayarí II		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	45.00	21.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	212.50	21.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		9.79
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	326.30	9.79
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	608.07	439.47
Salarios	1365.74	
Descanso retribuido (9.09%)	124.15	
Seguridad social (12.5%)	186.24	
Fuerza de trabajo	372.47	
Dieta	140.00	
Transporte y combustible	943.97	66.84
Gastos técnico administrativo	1057.76	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		44.61
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	4798.40	550.92
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5337.20	581.71
Tiempo cronograma: 17 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E La Sirena, Báguano, Monte Feria, Banes II, Deleyte, Arroyo Seco, Dos Bahía, Guatemala I, La Mensura, Vuelta Larga, Cajimaya Batey, Biran, Guayacán,		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	57.34	33.34
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	224.84	33.34
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		8.27
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	275.37	8.27
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	792.14	479.07
Salarios	1062.79	
Descanso retribuido (9.09%)	96.61	
Seguridad social (12.5%)	144.92	
Fuerza de trabajo	289.85	
Dieta	105.00	
Transporte y combustible	740.71	22.06
Gastos técnico administrativo	817.47	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		48.57
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	4049.49	549.70
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4549.70	591.31
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ Es Sagua I, La Rusky, Melones, Guerrita, OcujaI, Nipe, La Pata, A Pino II.		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	57.34	33.34
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	224.84	33.34
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		10.88
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	362.63	10.88
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	2067.97	1668.48
Salarios	1232.38	
Descanso retribuido (9.09%)	112.02	
Seguridad social (12.5%)	168.05	
Fuerza de trabajo	336.10	
Dieta		
Transporte y combustible	323.61	540.21
Gastos técnico administrativo	1092.63	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		167.84
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	5332.76	2376.53
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	5920.23	2420.75
Tiempo cronograma: 20 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:



Fichas de costo de subestaciones que requieren reubicación

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Iberia		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	32.40	8.40
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	199.90	8.40
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		33.57
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	1119.10	33.57
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	8779.15	5936.67
Salarios	1186.72	
Descanso retribuido (9.09%)	107.87	
Seguridad social (12.5%)	161.82	
Fuerza de trabajo	323.65	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	345.34	573.59
Gastos técnico administrativo	1009.31	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		3496.04
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	13012.83	10631.61
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	14331.88	10673.58
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Mayari I		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	46.96	22.96
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	214.46	22.96
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		215.19
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	7172.98	215.19
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	8402.71	5704.29
Salarios	3134.18	
Descanso retribuido (9.09%)	284.90	
Seguridad social (12.5%)	427.39	
Fuerza de trabajo	854.77	
Dieta	772.00	
Transporte y combustible	597.44	884.38
Gastos técnico administrativo	7884.18	
Metros y transformadores	79395.39	69168.29
Insumos de construcción y montaje en MLC		11287.92
Otros gastos directos	3732.00	277.50
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	105484.96	87322.38
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	112872.40	87560.53
Tiempo cronograma: 32 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV La Caridad		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	34.64	10.64
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	202.14	10.64
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		18.70
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	623.26	18.70
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	5333.91	3687.12
Salarios	1015.12	
Descanso retribuido (9.09%)	62.27	
Seguridad social (12.5%)	138.42	
Fuerza de trabajo	276.85	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	335.86	575.43
Gastos técnico administrativo	874.22	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		1851.17
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	9165.62	6739.03
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	9991.02	6768.37
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Velasco		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	31.00	7.00
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	198.50	7.00
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		20.92
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	697.65	20.92
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	6033.53	3719.72
Salarios	1189.91	
Descanso retribuido (9.09%)	107.62	
Seguridad social (12.5%)	161.44	
Fuerza de trabajo	322.88	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	345.12	573.59
Gastos técnico administrativo	1006.08	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		434.50
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	10259.56	5353.12
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	11155.71	5381.04
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Cueto		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	42.20	18.20
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	209.70	18.20
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		201.59
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	6719.75	201.59
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	7992.26	6058.44
Salarios	1672.30	
Descanso retribuido (9.09%)	152.01	
Seguridad social (12.5%)	228.04	
Fuerza de trabajo	456.08	
Dieta		
Transporte y combustible	6816.88	948.65
Gastos técnico administrativo	1240.96	
Metros y transformadores	80261.33	70328.00
Insumos de construcción y montaje en MLC		3925.72
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	98819.86	81260.81
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	105749.31	81480.06
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ E 33/13.8 KV Camaronera		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	64.60	40.60
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	232.10	40.60
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		7.70
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	256.64	7.70
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	903.30	475.69
Salarios	951.04	
Descanso retribuido (9.09%)	86.45	
Seguridad social (12.5%)	129.69	
Fuerza de trabajo	259.37	
Dieta	65.42	
Transporte y combustible	623.28	47.25
Gastos técnico administrativo	725.50	
Metros y transformadores		
Insumos de construcción y montaje en MLC		48.23
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	3774.05	571.13
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	4262.79	619.43
Tiempo cronograma: 12 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ Es La Esperanza, Esterito, Los Negritos, Piedra Gorda,		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	57.34	33.34
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	224.84	33.34
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		18.70
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	623.26	18.70
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	5333.91	3687.12
Salarios	1015.12	
Descanso retribuido (9.09%)	62.27	
Seguridad social (12.5%)	138.42	
Fuerza de trabajo	276.85	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	335.86	575.43
Gastos técnico administrativo	874.22	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		1851.17
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	9165.62	6739.03
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	10013.72	6791.07
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha:

Ficha de costo

EMPRESA ELECTRICA HOLGUIN		
Organismo: MINBAS		
INVERSION: S/ Es Moa, U Noris, La Rotonda, Aguas Claras, Vivienda Checa.		
CONCEPTOS DE GASTOS	COSTO CUP	COSTO CUC
1	2	3
1.-Valoración de la inversión		
Salario	114.48	
Descanso retribuido (9.09%)	10.41	
Seguridad social (12.5%)	15.61	
Dietas	7.00	
Transporte y combustible	57.34	33.34
Gastos técnico administrativo	20.00	
Sub total valoración de la inversión	224.84	33.34
2.-Costo del proyecto técnico ejecutivo		
Salario		
Descanso retribuido (9.09%)		
Seguridad social (12.5%)		
Dietas		
Transporte y combustible		
Gastos técnico administrativo		
Insumos de proyecto en MLC		20.92
Otros gastos		
Subtotal costo del proyecto técnico ejecutivo	697.65	20.92
3.-Costo de la ejecución de la inversión		
Materiales	6033.53	3719.72
Salarios	1189.91	
Descanso retribuido (9.09%)	107.62	
Seguridad social (12.5%)	161.44	
Fuerza de trabajo	322.88	
Dieta	528.00	
Transporte y combustible	345.12	573.59
Gastos técnico administrativo	1006.08	
Metros y transformadores	570.97	625.31
Insumos de construcción y montaje en MLC		434.50
Otros gastos directos		
Subtotal costo de la ejecución de la inversión	10259.56	5353.12
VALOR TOTAL DE LA INVERSION	11182.05	5407.38
Tiempo cronograma: 24 días		
Aprobado por:	Firma:	Cargo:
		Fecha: