



Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Corredor Técnico Península Ancón.

Autor: Raulien Alejandro Fernández Torres.

Tutor(es): Dr. C. Ángel Valcárcel Rojas.

Ing. Kemel Díaz Ramírez

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"





UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS

VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

Corredor Técnico Península Ancón

Autor: Raulien Alejandro Fernández Torres

e-mail rftorres@uclv.edu.cu

Tutor: Dr.C. Ángel Valcárcel Rojas

e-mail valca@uclv.edu.cu

Ing. Kemel Díaz Ramírez

e-mail kemel@elecssp.une.cu

Santa Clara

2014

"Año 56 de la Revolución"





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

Firma del Autor

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

Firma del Tutor

Firma del Jefe de
Departamento donde se
defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

“... a la patria no se la ha de servir por el beneficio que se pueda sacar de ella, sea de gloria o de cualquier otro interés, sino por el placer desinteresado de serle útil”.

José Martí.

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos.

A quienes siempre me alentaron a seguir adelante aún en las peores
circunstancias.

A todos los que creyeron en mí.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por su apoyo incondicional en buenos y malos momentos.

A mi padre por siempre creer en mí.

A mis hermanos y abuela por comprenderme y ayudarme en todo.

A todas mis amistades en especial a la tropa de Elena, Humbe, Riki, el flaco, Charliston con los que compartí momentos inolvidables, Yuri, Robe, al bobo Lisnier y todos los que son.

A mis tutores por guiarme en la realización de este trabajo, y a los compañeros del Departamento de Investigación y Desarrollo de la empresa Eléctrica Provincial Sancti Spíritus.

A todas las personas que ocuparon parte de su tiempo para lograr la culminación del mismo.

TAREA TÉCNICA

Para lograr los objetivos propuestos en este trabajo se proponen las siguientes tareas técnicas:

1. Realizar una revisión bibliográfica y su posterior análisis, que permita fundamentar teóricamente el trabajo.
2. Recorrido en el terreno, actualizando el levantamiento existente de los circuitos en la Península.
3. Plantear las diferentes variantes a tener en cuenta para la alimentación de la península.
4. Montar sobre la plataforma del Radial 8.0 cada una de las variantes y hacer las corridas para la obtención de datos.
5. Comparar los resultados obtenidos de cada variante analizada.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Este trabajo surge como una necesidad de la Empresa Eléctrica Sancti Spíritus de dar respuesta ante el inminente desarrollo hotelero previsto en la Península Ancón, ubicada en el municipio de Trinidad, se propone dar una solución a partir de diferentes variantes de alimentación, implementándolas de forma independiente en el software Radial 8.0 a tenor de lo establecido en la política energética cubana de proseguir con el programa de rehabilitación y modernización de redes y subestaciones eléctricas, logrando los ahorros planificados por disminución de las pérdidas en la distribución y transmisión de energía eléctrica. Como resultado se obtuvo la variante más económica y factible desde el punto de vista de la fiabilidad, la cual conlleva a la construcción de una nueva subestación en la curva de Alfredo 110/34,5 kV.

TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	v
TABLA DE CONTENIDOS	vi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y MARCO TEÓRICO.	4
1.1 Definición de líneas de transmisión y distribución.....	4
1.2 Clasificación de las redes.....	4
1.2.1 Circuitos radiales.	5
1.2.2 Circuitos en lazo.	6
1.2.3 Circuitos en malla.	6
1.3 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	7
1.3.1 Generación.	7
1.3.2 Transmisión.	8
1.3.3 Subtransmisión.....	9
1.3.4 Distribución.	9
1.4 Subestaciones de distribución.....	10
1.4.1 Ubicación de la subestación.....	12
1.5 Tipos de estructuras utilizados en la distribución eléctrica:	13

1.6 Tecnologías de transmisión y distribución, claves para la eficiencia energética.....	14
1.7 Pérdidas de electricidad en sistemas T+D.	15
1.8 Tecnologías para mejorar la eficiencia de los sistemas de transmisión y distribución.	16
1.8.1 Más capacidad de transmisión para un despliegue y uso óptimos de los recursos de generación.	16
1.8.1.1 HVDC.	17
1.8.1.2 Eficiencia de HVDC.	17
1.8.2 Nuevos y mayores conductores.	18
1.9 Ventajas potenciales de la construcción y funcionamiento de redes de transmisión sin limitaciones.	19
1.10 Reducción de las pérdidas T+D de energía por medio de un diseño optimizado y determinadas prácticas de operación.	20
1.11 Otras importantes tecnologías y prácticas de diseño que pueden aumentar la eficiencia de la red:	21
1.12 Transformadores.	22
1.13 Características generales de los sistemas T+D en Cuba.	23
1.13.1 Conductores más utilizados.	24
1.13.2 Redes de distribución aéreas en Cuba.	25
1.13.3 Redes de distribución subterráneas.	27
1.13.4 Componentes de un sistema subterráneo:	27
CAPÍTULO 2: ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVO.	29
2.1 Proyecciones del desarrollo turístico en la Península Ancón.	29
2.1.1 Pronóstico del desarrollo turístico en la Península Ancón.	30
2.2 Caracterización de la subestación y el circuito de distribución del Polo.	31

2.3 Estado actual y perspectivo.....	33
2.4 Análisis de las cargas.	35
2.5 Actualización de los circuitos de distribución.	35
2.6 Cálculo de los parámetros de operación actuales.	35
2.7 Principales variantes para alimentar la Península.....	37
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE CASOS.	38
3.1 Cálculo de los parámetros de operación perspectivos.	38
3.2 Análisis de la factibilidad económica.	43
3.3 Análisis de resultados.	46
CONCLUSIONES	49
RECOMENDACIONES.....	50
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
ANEXO	53

INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución constituyen la parte más extensa de los sistemas eléctricos de potencia, ellas están conformadas por un conjunto de dispositivos cuya función principal es suministrar energía eléctrica a todo un grupo de consumidores garantizándose el correcto funcionamiento de todas las cargas conectadas al sistema.

Cuando se diseña un sistema eléctrico se hace pensando en suministrar energía aún en las peores condiciones de operación, aunque cuando el sistema eléctrico sea estable a nivel de pequeños y medianos consumidores, siguen existiendo diversos problemas de estabilidad como son los desbalances y picos de tensión, que son muy perjudiciales para la mayoría de las cargas.

De forma general en Cuba, gran parte de los sistemas de transmisión y distribución están expuestos a los efectos de fenómenos hidrometeorológicos extremos, que en algunos casos hace que estos no funcionen de manera eficiente o que se afecte su funcionamiento de manera total, máxime si se trata de asentamientos costeros expuestos de manera directa a los efectos del cambio climático. [1]

El área de estudio, es el Polo turístico Península Ancón, que se extiende desde la desembocadura del Río Guaurabo hasta Punta Calisí, ubicada en la porción suroeste del municipio Trinidad, provincia de Sancti Spíritus con una extensión de 1179.3 km², el cual es servido a 110 kV desde Cienfuegos a través de una línea de 84 km de longitud.

Después del azote del huracán Dennis, en el mes de julio del 2005, dicha línea quedó destruida de manera parcial en zonas límites con Cienfuegos, su estado técnico actualmente no es el más adecuado y se encuentra totalmente expuesta. En aquel entonces la ciudad de Trinidad quedó sin servicio eléctrico 11 días y sus redes eléctricas de distribución fueron reconstruidas a 13,8 kV. En la actualidad la Península es alimentada de manera radial a 13,8 kV desde la Subestación (S/E) Ancón 34,5/13,8 kV. [2]

Por otra parte el desarrollo vertiginoso del turismo en esta área y la infraestructura que ello demanda, sobrepasa en muchos casos puntuales, lo convenido en los planes de ordenamiento territorial, por lo que la infraestructura eléctrica de la zona debe sufrir una reconfiguración con el objetivo de dar respuesta a dicha demanda de manera fiable, eficiente y con calidad en el servicio. [3]

Ante estas problemáticas, surge como problema científico de nuestra investigación el siguiente: ¿Qué sistema de suministro eléctrico es más conveniente implantar de forma tal que sea capaz de responder a la demanda actual y futura del desarrollo turístico de la península Ancón y resistir ante el embate de los fuertes fenómenos hidrometeorológicos asociados al cambio climático?

En este trabajo se estudiaron de manera diferenciada cuatro variantes que pueden potencialmente dar solución a la problemática previamente identificada, las cuales se corrieron de forma independiente sobre la plataforma del software Radial 8.0 de modo tal que nos permitiera arribar a conclusiones sobre la propuesta más conveniente teniendo en cuenta la sostenibilidad y fiabilidad del sistema.

Luego de realizada la Revisión Bibliográfica, teniendo en cuenta la posible respuesta a la problemática científica y después de fomentado el marco teórico; se plantea la siguiente hipótesis de investigación: la implementación en la Península de Ancón de un nuevo sistema de transmisión y distribución de electricidad que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos actuales, permitirá brindar un servicio eléctrico fiable, eficiente y con calidad que dará

respuesta a la demanda actual y futura del desarrollo turístico en esta área y el enfrentamiento al cambio climático.

Dentro de este contexto, se pretende con el trabajo de investigación, cumplir el siguiente objetivo general: obtener sobre la base de la plataforma Radial 8.0 una solución que permita reconfigurar el sistema de transmisión y distribución del Polo Turístico Ancón teniendo en cuenta la factibilidad técnica, económica y ambiental de la propuesta.

Como objetivos específicos o metas parciales se precisan los siguientes: determinar los fundamentos teóricos referenciales sobre redes de transmisión y distribución, conformar las posibles variantes de sistema de suministro eléctrico para la alimentación de la península, implementar en la plataforma Radial 8.0 para validar las posibles variantes de alimentación a utilizar en la península y evaluar técnica y económicamente las variantes para así tomar la decisión más adecuada.

Para ello el trabajo fue estructurado en tres capítulos de la siguiente manera: En el primero de ellos se abarca los principales aspectos relativos al tema de las redes de transmisión y distribución, para ello fueron consultados tanto artículos científicos como libros que conforman la literatura clásica de esta temática. En el próximo, se describe la situación actual en lo referente a la infraestructura eléctrica de la península Ancón, implementando dichas redes de transmisión y distribución, utilizando el software Radial 8.0, teniendo en cuenta la actualización de los gráficos de carga de las instalaciones existentes, además se da una idea de cómo quedaría formada eléctricamente luego de los cambios realizados. Por último se hacen varias corridas de las variantes para la reconfiguración de dicha red, obteniéndose así, las más factibles en cuanto a pérdidas. También se realiza el estudio de la factibilidad económica, para lograr de esta manera arribar a conclusiones.

CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y MARCO TEÓRICO.

Introducción:

En este capítulo se presenta un análisis teórico de los principales aspectos y conceptos relacionados con los sistemas de transmisión y distribución en el ámbito nacional e internacional, todo ello sobre la base de un estudio de las principales normas a las que se pudo tener acceso.

1.1 Definición de líneas de transmisión y distribución.

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas), estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando se afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las pérdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles. [4]

1.2 Clasificación de las redes.

En dependencia de la función que realizan en la interconexión de circuitos, las redes eléctricas son clasificadas en:

- Radiales
- Lazo
- Malla

1.2.1 Circuitos radiales.

El sistema de tipo radial (Figura 1) es el más simple, barato y el más comúnmente usado. Comprende alimentadores separados o circuitos que parten desde la subestación o la fuente, cada alimentador usualmente abarca un área dada. El alimentador puede ser considerado como consistente en un tronco principal o la porción del tronco de la cual parten ramales en los cuales se conectan los transformadores de distribución. Su regulación de voltaje es grande y posee una baja fiabilidad ya que una falla puede afectar un gran número de clientes.

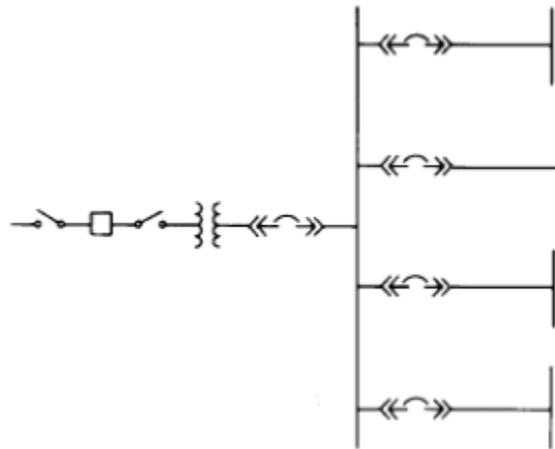


Figura 1: Esquema de un circuito radial.

Los ramales están usualmente conectados al tronco a través de fusibles, de modo que una interrupción en un ramal no extienda la falla a todo el tronco. Para minimizar la duración y extensión de las interrupciones se seccionaliza el alimentador principal y se hacen conexiones de emergencia para que las partes no falladas del circuito puedan reenergizarse lo más rápido posible mediante una unión al tronco adyacente para lo cual se diseñan estos trocos de manera que soporten la carga adicional aunque en la muchos casos hay suficiente diversidad entre los horarios de conexión de las cargas adyacentes por lo que no se requiere que se le diseñen capacidad adicional.

La conexión de consumidores de gran importancia como hospitales y unidades militares no permite interrupciones largas. En esos casos se proveen

alimentadores secundarios los que usualmente vienen por distintas rutas para mantener otra alternativa de suministro. [5]

1.2.2 Circuitos en lazo.

Estos circuitos operan en lazo teniendo la desventaja de que pueden quedar completamente desenergizados por la apertura de los interruptores de la subestación ante un cortocircuito en cualquier punto, pero presentan como ventajas su buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio, es necesario equiparlos con medios de protección adecuados como relevadores direccionales e interruptores en los puntos de toma de las cargas. [5]

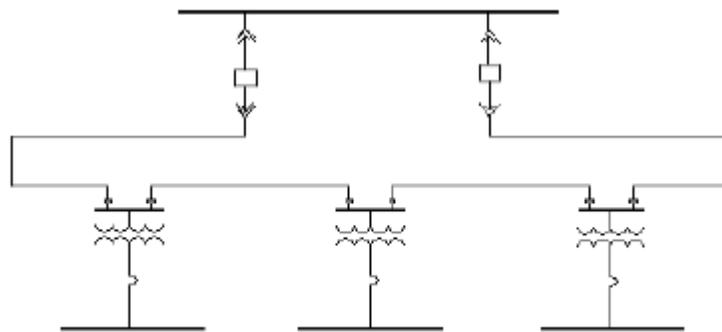


Figura 2: Esquema de una red en lazo.

1.2.3 Circuitos en malla.

Una malla se define como un lazo independiente, es decir en cada lazo que constituye una malla existe al menos un elemento que no está incluido en los otros lazos.

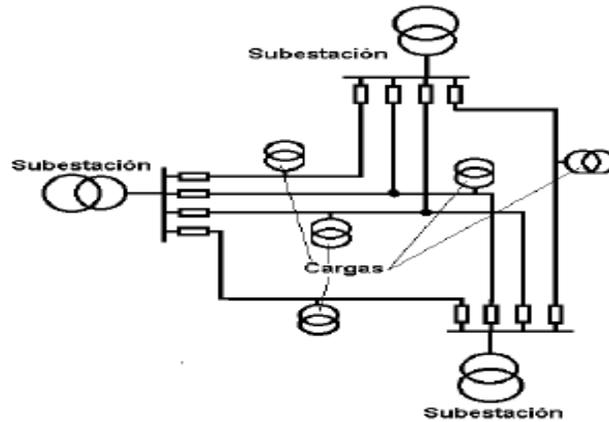


Figura 3: Circuito en malla.

1.3 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia puede considerarse formada por los siguientes niveles. [6] [7]

- Nivel de generación.
- Nivel de transmisión.
- Nivel de subtransmisión.
- Nivel de distribución primaria y secundaria.

1.3.1 Generación.

La generación corresponde a las centrales eléctricas. Estas instalaciones emplean una fuente de energía para hacer girar una turbina y así producir energía de corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6000 y 23000 Volts. Cifras superiores a esas no son adecuadas por las dificultades que presenta su aislamiento evitando el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. En el mundo existen y se desarrollan a diario nuevos métodos de obtención de energía. El país tiene como objetivo satisfacer las necesidades de los consumidores, tanto en los más alejados, como los más sobrecargados, introduciendo nuevas técnicas, haciendo uso de grupos electrógenos que brindan servicio al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en condiciones determinadas, también con

fuentes renovables como: generadores eólicos y paneles solares, como los de mayor prioridad.

Los voltajes más altos que se generan en nuestro país son: a 24 kV en la Central Termoeléctrica Antonio Guiteras, 17 y 13,8 kV en la Central Termoeléctrica Carlos Manuel de Céspedes y 15,75 kV en la Central Termoeléctrica Lidio Ramón (Felton). En Cuba los voltajes más usados en la distribución primaria son 2,4/4,16 kV y 7,6/13,2 kV, voltajes de fase y línea respectivamente en los secundarios de las subestaciones, cuyos transformadores están conectados en estrella con el neutro sólidamente aterrado.

1.3.2 Transmisión.

Para transferir la energía, el voltaje se eleva mediante transformadores ubicados en subestaciones cerca de las Centrales Eléctricas, a tensiones desde 110 kV hasta 1000 kV, pasando después a las líneas de transmisión (a mayor tensión en la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que éstas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente). Los diferentes niveles de transmisión tienen límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y los costos económicos asociados.

Las líneas de transporte constituyen el medio que se utiliza para la transmisión y un uso racional de la energía. Estas se encuentran interconectadas entre sí con una estructura en forma de malla; dichas líneas son construidas habitualmente sobre grandes torres metálicas y a tensiones que superan los 66 kV. Tradicionalmente tenemos una imagen de las torres de transmisión de energía eléctrica como estructuras de acero en celosía, a modo de una Torre Eiffel en miniatura. Estas se consideran a menudo como un mal inevitable en el medio ambiente, algo que uno tiene que acostumbrarse a ver. En Cuba se transmite a 110 y 220 kV y las estructuras que se usan son Torres metálicas, Benetty, tipo H, etc.

1.3.3 Subtransmisión.

La subtransmisión no está dada por un voltaje en específico, sino por la función que realiza. Esta nace en las subestaciones, plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras y en los alrededores de zonas de consumo de energía eléctrica. El voltaje se transforma en tensiones entre 69 kV y 138 kV para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. En Cuba la subtransmisión se realiza a 34,5 kV y se transfiere mediante diferentes estructuras entre ellas; tipo H, postes de hormigón, etc.

1.3.4 Distribución.

En la distribución, la tensión es transformada reiteradamente mediante los transformadores instalados en cada punto. La industria trabaja a tensiones entre 380 y 415 V, a diferencia de la pesada, que opera a 34,5 kV. Mientras que el sector residencial recibe voltajes que oscilan entre 110 y 240 V. Las redes de distribución son las que se establecen en áreas urbanas y rurales, las mismas pueden ser aéreas o subterráneas y tienen como función proporcionar electricidad al sector industrial y residencial para que alimenten sus instalaciones.

La distribución primaria recibe la energía de una subestación de distribución y en su recorrido la transfiere directamente a los consumidores medianos ya sean: pequeñas industrias talleres de maquinaria ligera, establecimientos comerciales, y a los consumidores pequeños (residenciales), a través de la distribución secundaria. En Cuba los voltajes más usados en la distribución primaria son 2,4/4,16 kV y 7,6/13,2 kV, voltajes de fase y línea respectivamente en los secundarios de las subestaciones, cuyos transformadores están conectados en estrella con el neutro sólidamente aterrado.

Constituye un voltaje preferido por el sistema 13,2 kV, debido a que estos circuitos pueden cubrir zonas más extensas, que los de 4,16 kV, llegando en circuitos rurales, a tener longitudes entre 10 a 15 km y a veces más, además pueden asumir con más facilidad los crecimientos de las cargas y ampliación de las líneas para cubrir las nuevas necesidades de servicio.

Esta forma de distribución es típica de los circuitos urbano-rurales, donde generalmente la subestación está ubicada en las afueras de la ciudad y después de pasar por una zona de la misma se extiende hacia las áreas rurales. Los transformadores de distribución reducen los voltajes de valores primarios a valores de utilización, es aquí donde aparece la distribución secundaria, en el país son muy utilizados los transformadores monofásicos con voltajes por primario de 2,4 kV ó 7,6 kV para ser conectados entre una fase y el neutro o tierra; existen también transformadores con voltaje nominal por primario, igual al voltaje de línea de los circuitos primarios pero son menos comunes.

En Cuba el voltaje por secundario de los transformadores de distribución que brindan servicio a las viviendas tienen valores de 120/240 voltios. Estos circuitos parten desde el transformador o banco y tienen un recorrido que salvo raras ocasiones no llegan a 300 m de longitud, su función es dar servicio directo a los consumidores pequeños.

1.4 Subestaciones de distribución.

Se le llama subestación de distribución a una subestación que se ubica centralmente dentro del área de carga, estas son la fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local. La función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión al nivel de distribución. Para alcanzar este objetivo, las subestaciones emplean varios dispositivos de seguridad, de conmutación, de regulación de tensión y de medición. Estas pueden ser operadas manual o automáticamente.

Las subestaciones pueden estar próximas a áreas densamente pobladas. En ocasiones es aconsejable llevar las subestaciones de distribución a las afueras de la zona que se debe atender, para que esto sea posible, el área que se debe cubrir no puede ser muy grande. Las ciudades pequeñas pueden ser atendidas fácilmente con las subestaciones ubicadas en su periferia, lógicamente el crecimiento de la zona urbana lleva a que más tarde queden integradas en el área de la ciudad. Las subestaciones de distribución frecuentemente deben realizarse

con importantes limitaciones de espacio, y entonces esta es la base del diseño. Se deben buscar las soluciones compactas, por lo que los esquemas se han ido modernizando más cada día, aprovechando equipos más confiables y que ocupan menos espacio. Al estar en el centro de una zona de carga, el espacio es valioso por lo que debe ser bien aprovechado, muchas veces este espacio es preexistente y ya no puede ser ampliado.

Hay cuatro tipos principales de subestaciones eléctricas. El primer tipo es el que se encuentra en el patio de maniobras en una estación de generación. Estas instalaciones conectan los generadores con la red eléctrica y también proveen de energía a la propia planta generadora. Otro tipo de subestación es típicamente conocida como la subestación del cliente. Este tipo de subestación es la fuente principal de suministro de energía eléctrica para un cliente comercial. Los requisitos técnicos para este tipo de instalación dependen altamente de los requisitos del cliente y de las necesidades de utilidad.

El tercer tipo de subestación es el que implica la transferencia de potencia a gran escala.

Estas estaciones grandes típicamente son el final de las líneas de transmisión que se originan en los centros de generación. Son integrales para la fiabilidad de largo plazo y la integridad del sistema eléctrico y permiten que grandes bloques de energía sean llevadas desde los generadores hacia los centros de carga, son instalaciones usualmente muy caras de construir y mantener. El cuarto tipo de subestación es la subestación de distribución. Éstas son las instalaciones más comunes en los sistemas de energía eléctrica y proveen energía los circuitos de distribución que directamente suministran la energía a la mayoría de clientes eléctricos. [8]

1.4.1 Ubicación de la subestación.

Un problema de fundamental importancia en la proyección de sistemas de suministro electroenergético de empresas industriales y ciudades lo constituye la determinación de la localización óptima de las subestaciones de alimentación. La aplicación de criterios cualitativos en el análisis de este problema regularmente conduce hacia soluciones que no cuentan con un amparo de una adecuada fundamentación técnico económica. La correcta ubicación de la subestación en el centro de las cargas favorece una mayor ventaja o conveniencia económica, posibilita la construcción de un sistema de suministro más confiable, se reduce la longitud de los circuitos de voltaje secundario, se reduce las pérdidas de energía y desviaciones de voltaje, se reduce la zona de falla.

Es evidente que la ubicación de la subestación tiene dos aspectos: la ubicación técnicamente correcta en el centro de las cargas que la misma debe alimentar y la ubicación real dada por las condiciones objetivas y las posibilidades reales de ubicación definida por el tipo de terreno, la posibilidad de acceso y el área disponible. Debido a la complejidad del tema, profesionales de la rama han posibilitado la utilización de métodos que permiten la localización de la subestación dentro de la zona de centro de cargas, ejemplo de estos es el Método de la Elipse y el de los $kVA \cdot km$, los cuales ofrecen ventajas o conveniencia económica, a la vez posibilitan la construcción de un sistema de suministro más confiable desde el punto de vista técnico. Con ello, se reduce la longitud de los circuitos de voltaje secundario, se reducen las pérdidas de energía y desviaciones de voltaje, etcétera. [9]

Para la ubicación de la subestación, se partió sobre las bases de los estudios previos y se llegó a la conclusión de que el lugar óptimo para la ubicación de esta en caso que ello fuera la variante más eficaz, sería en el mismo lugar donde está ubicada la existente (Ancón 34,5/13,8 kV).

1.5 Tipos de estructuras utilizados en la distribución eléctrica:

- ✓ *Estructura de paso*: se utiliza en redes y líneas de distribución urbanas y rurales. En el área urbana el tramo entre postes será de 40 metros con el aislador del centro, invariablemente del lado de la calle. En el área rural, el tramo entre postes será hasta 100 metros máximo con la fase del centro en zig-zag.
- *Estructura de paso doble*: Esta estructura se utiliza cuando la línea primaria sufra un cambio de dirección de hasta 15° , ocasionados por la geografía de la urbanización. Las consideraciones de la fase del centro y distancias entre postes, son las mismas que las de las estructuras de paso.
- *Estructura semi-volada*: Esta estructura se utiliza en la construcción de redes de distribución, en donde la urbanización presente la banqueta entre 1 y 1.50 metros de ancho. El claro entre postes será de 40 metros.
- *Estructura de paso con cruceta volada*: Esta estructura se utiliza en la construcción de redes de distribución, cuando la urbanización presenta banquetas menores a un metro. El tramo entre postes será de 40 metros.
- *Estructura de paso doble cruceta semi-volada*: Esta estructura se utiliza cuando la línea sufra un cambio de 15° , motivado por la geografía del lugar y en áreas urbanas con banquetas de hasta 1.50 m de ancho.
- *Estructura de paso volada con doble cruceta*: Esta estructura se utiliza cuando la línea sufra un cambio de 15° , motivado por la geografía del lugar y en áreas urbanas con banquetas menores a un metro, con tramos interpostales de 40 m.
- *Estructura de 2 niveles de remate*: Para cambios de dirección mayores a 15° , motivados por la geografía del lugar o diseño de la red eléctrica. Los tramos entre postes se ajustarán dependiendo de si es un área urbana o rural.
- *Corte intermedio*: Se utilizará cuando existan diferencias en los calibres o materiales de conductor o para futuras instalaciones de equipos de seccionalización o protección, o cuando la línea sufra una desviación mayor a 15° por diseño de proyecto o geografía de la urbanización.

1.6 Tecnologías de transmisión y distribución, claves para la eficiencia energética.

En el comercio de energía subyace la idea de que el consumidor ha de tener la posibilidad de comprar la energía de la fuente más barata, más eficiente y menos contaminante. Esto, sin embargo, aún no es plenamente realidad. La capacidad de la red, insuficiente, requiere con frecuencia centrales eficientes funcionando a baja capacidad, lo que obliga al cliente a adquirir energía de fuentes menos eficientes pero cercanas.

La solución está en combinar nuevos corredores de transmisión con un mejor uso, más eficiente, que los existentes mediante la adopción de nuevas tecnologías. La energía eléctrica generada por las centrales se suministra a los usuarios finales, situados a cientos o miles de kilómetros, a través de una red de cables de transmisión y distribución interconectados.

Entre los componentes básicos de esta red están las torres de transmisión, conductores/cables, transformadores, interruptores, condensadores/reactores, dispositivos HVDC/FACTS y equipos de supervisión, protección, y control. En general, la red que transmite energía a largas distancias, desde las centrales eléctricas hasta las subestaciones próximas a los núcleos de población, se denomina red de transmisión masiva de energía eléctrica y opera a altas tensiones. El sistema de distribución, que entrega energía desde la subestación hasta los usuarios finales, a distancias más cortas, está menos interconectado y opera con tensiones más bajas. *El sistema de Transmisión y Distribución (T+D)* se diseña para garantizar una operación fiable, segura y económica de la entrega de energía, sujeta a la demanda de la carga y a limitaciones del sistema. [10]

Un sistema T+D puede diseñarse para que proporcione tres niveles de servicios:

El primer nivel: proporciona el mínimo nivel de conectividad y capacidad de transferencia de energía en condiciones normales de operación. Es el servicio

más básico. Si este servicio no satisface sus requisitos, peligrará el desarrollo de las áreas servidas.

El segundo nivel: tiene en cuenta un margen de seguridad para proporcionar un servicio seguro y fiable a los consumidores en caso de que en los componentes se produzcan averías admisibles. Este nivel requiere rutas redundantes entre las centrales eléctricas y los consumidores y, por tanto, un mayor nivel de redundancia de la capacidad T+D.

El tercer nivel: permite optimizar diversos recursos de energía distribuidos geográficamente para conseguir el máximo bienestar social. Esto puede incluir el optimizar el uso de las diversas centrales eléctricas para reducir los gases de efecto invernadero, que pueden contribuir al calentamiento global, y maximizar el rendimiento económico total satisfaciendo la demanda de energía con transacciones energéticas hechas según las reglas del mercado. Tales optimizaciones son simplemente imposibles si no se dispone de suficiente capacidad T+D, más allá del nivel requerido por el segundo nivel de servicio.

1.7 Pérdidas de electricidad en sistemas T+D.

El transporte de energía desde la fuente de generación hasta el punto de consumo siempre implica algunas pérdidas.

Estas aumentan la carga eléctrica total y, por tanto, requieren generar más electricidad, con la consiguiente pérdida de recursos. En conjunto, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución representan entre el 6 y el 7,5 % de la energía eléctrica total producida. Típicamente, las pérdidas son, aproximadamente, 3,5 % en el sistema de transmisión y 4,5 % en el sistema de distribución. Las pérdidas varían mucho según la configuración de la red, la ubicación y la producción de los generadores y la localización y demanda de los clientes. En particular, las pérdidas durante períodos de fuerte carga o en líneas fuertemente cargadas, suelen ser mucho mayores que en condiciones de carga ligera. Esto se debe a que para la mayor parte de los dispositivos de entrega de

energía eléctrica se puede suponer que existe una relación cuadrática entre las pérdidas y el flujo de la línea. Las pérdidas T+D anuales estimadas superan los 21.000 millones de dólares. [11]

1.8 Tecnologías para mejorar la eficiencia de los sistemas de transmisión y distribución.

Las opciones tecnológicas para mejorar la eficiencia de un sistema de transmisión y distribución se pueden clasificar en las tres categorías siguientes:

- Tecnologías que amplían la capacidad de transmisión y permiten un despliegue y uso óptimo de los recursos de generación.
- Tecnologías que optimizan el diseño y las operaciones del sistema de transmisión y distribución para reducir las pérdidas totales de energía.
- Normas industriales para equipos eléctricos energéticamente eficientes.

1.8.1 Más capacidad de transmisión para un despliegue y uso óptimos de los recursos de generación.

Existen tres opciones tecnológicas principales para aumentar la capacidad de transmisión: construir nuevas líneas (de CA o CC), ampliar la capacidad de las líneas existentes y utilizar las líneas existentes más cerca de sus límites térmicos.

1-Construcción de nuevas líneas.

Hay dos opciones tecnológicas para las nuevas líneas: CA de alta tensión (HVAC) y CC de alta tensión (HVDC).

Los imperativos térmicos limitan generalmente las capacidades de transmisión de las líneas HVAC a 400 MW para 230 kV, 1100 MW para 345 kV, 2300 MW para 500 kV y unos 7000 MW para 765 kV. Sin embargo, además de estas restricciones térmicas, la capacidad de los sistemas de transmisión de CA también depende de las limitaciones de tensión, de estabilidad y de operación del sistema. En consecuencia, la capacidad de entrega de energía eléctrica de largas líneas de transmisión HVAC suele ser inferior a estos valores.

1.8.1.1 HVDC.

La transmisión HVDC es más eficiente para la transferencia masiva de energía a largas distancias (por ejemplo, más de 600–1.000 km) con líneas aéreas. Los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de CA de tensión similar.

1.8.1.2 Eficiencia de HVDC.

Las pérdidas en un sistema HVDC incluyen las que tienen lugar en la línea y en los convertidores de CA a CC. Las pérdidas en los terminales de convertidores están en torno al 1,0–1,5 % de la potencia transmitida, un valor bajo en comparación con las pérdidas en la línea, que dependen de la corriente y de la resistencia de los conductores.

Puesto que en las líneas de CC no se transmite potencia reactiva, las pérdidas en la línea son menores para CC que para CA. En casi todos los casos, el total de pérdidas por transmisión HVDC son menores que las pérdidas de CA para la misma transferencia de energía.

2-Ampliación de líneas existentes.

Hay tres formas de aumentar la capacidad de las líneas existentes: elevar la tensión, aumentar las dimensiones y/o el número de conductores por fase o usar materiales conductores a alta temperatura.

Elevar la tensión de una línea reduce la corriente requerida para transferir la misma potencia. Por ejemplo, un aumento desde 230 kV hasta el siguiente nivel de tensión de 345 kV, aumenta la capacidad de una línea desde unos 400 MW a 1100 MW.

3-Uso pleno de la capacidad de transmisión.

En muchos casos, las líneas de transmisión operan muy por debajo de su capacidad de carga térmica debido a limitaciones de tensión, de estabilidad o de operación del sistema. Existen varias tecnologías que mejoran el uso de la capacidad de transmisión. El regulador del ángulo de fase (PAR) se utiliza de

forma generalizada para superar las limitaciones térmicas asociadas a problemas de “flujo en caminos paralelos” o de “flujo en bucles”. La compensación de condensadores en serie es otra tecnología comúnmente utilizada para aumentar la capacidad de transferencia de las líneas de transmisión HVAC de larga distancia. Se puede utilizar una familia de dispositivos basados en tecnología electrónica de corrientes fuertes, conocidos frecuentemente como dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System), para habilitar un mejor uso de líneas, cables y otros equipos asociados como son los transformadores.

El más sencillo de estos dispositivos lo constituyen las baterías de condensadores y reactores controlados mediante tiristores (SVC), que se han utilizado frecuentemente para proporcionar una rápida compensación de potencia reactiva en puntos críticos de la red de transmisión. Otro dispositivo comúnmente utilizado son los condensadores en serie controlados mediante tiristores (TCSC), que pueden proporcionar compensación de potencia reactiva además de amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico. Un uso más sofisticado de la electrónica de corrientes fuertes se emplea en los llamados compensadores síncronos estáticos (STATCOM). Este dispositivo puede absorber y entregar potencia reactiva al sistema en función de las fluctuaciones de tensión del sistema. El más refinado de estos dispositivos es el Unified Power Flow Controller (UPFC). El UPFC puede regular tanto la potencia real como la reactiva en una línea, permitiendo un rápido soporte de tensión y control del flujo de potencia. Se estima que los dispositivos FACTS pueden ampliar la capacidad de transmisión de líneas actualmente limitadas por consideraciones de tensión o de estabilidad hasta entre el 20 y el 40 %.

1.8.2 Nuevos y mayores conductores.

Puesto que, aproximadamente, la resistencia de un conductor es inversamente proporcional a su sección transversal, aumentar la sección transversal o añadir conductores paralelos aumenta la capacidad de transporte de corriente de la línea. Por ejemplo, una línea de 230 kV puede aumentar su potencia de 400 MW a 1100 MW añadiendo nuevos conductores, mayores y dispuestos en haz.

Los recientes avances tecnológicos en el área de conductores a alta temperatura proporcionan una forma efectiva de mitigar cuellos de botella limitados térmicamente para líneas de corta y media longitud. Un conductor a alta temperatura es capaz de transmitir entre el doble y el triple de corriente que las líneas eléctricas convencionales (es decir, conductores reforzados de aluminio-acero, ACSR) del mismo diámetro sin aumentar cargas estructurales. Para las opciones mencionadas (aumento de tensión o conductores nuevos y más grandes) se usa el mismo derecho de paso y normalmente no se necesita utilizar nuevos terrenos. Sin embargo, debido al mayor peso de los nuevos conductores o a los nuevos requisitos de aislamiento, puede ser necesario reforzar o reconstruir las torres. Es posible también, que sea necesario sustituir el equipo principal de las subestaciones, como los transformadores e interruptores. [11]

1.9 Ventajas potenciales de la construcción y funcionamiento de redes de transmisión sin limitaciones.

I. Reducir los precios de la electricidad.

La operación de las redes de transmisión sin restricciones proporciona un acceso rentable de los generadores a la carga y aumenta, por tanto, la eficiencia del mercado de la energía eléctrica.

La operación de una red de transmisión sin restricciones tiene la ventaja potencial de que permite aprovechar al máximo la diversidad de la forma de carga regional que puede resultar de diferentes condiciones climáticas y diferentes usos horarios. Consecuentemente, se pueden expedir recursos eficientes de generación a plena capacidad durante más horas, lo que permite reducir el uso de recursos menos económicos.

II. Mejorar la fiabilidad del sistema.

Las redes de transmisión sin restricciones mejorarán potencialmente la fiabilidad global del sistema. Para un nivel dado de reserva de capacidad, una red de transmisión sin restricciones puede proporcionar la energía de emergencia adecuada desde regiones contiguas interconectadas a la región que sufre

múltiples averías catastróficas, como pueden ser las pérdidas simultáneas de varias unidades de generación y líneas de transmisión.

III. Promover la reducción de emisiones y la diversidad de combustibles.

Las redes de transmisión sin restricciones proporcionan oportunidades para el uso de fuentes de generación menos contaminantes y de energía renovable, situadas lejos de núcleos importantes de población. Esto contribuirá, además, a mantener una mezcla equilibrada de recursos de generación regional, de modo que la falta temporal de un tipo de recurso no causará problemas importantes.

1.10 Reducción de las pérdidas T+D de energía por medio de un diseño optimizado y determinadas prácticas de operación.

A continuación se enumeran algunas de las técnicas de reducción de pérdidas más utilizadas en el diseño y funcionamiento de sistemas T+D y que permiten conseguir más eficiencia.

- Los conductores: sustituir un conductor por otro mayor o añadir otros conductores en paralelo.

- Ajustes de la tensión: adaptar una parte de la red de transmisión o distribución para un nivel de tensión más alto.

- Optimización de la tensión compensando la potencia reactiva: instalar recursos de potencia reactiva en puntos seleccionados para minimizar la transferencia de potencia reactiva en las redes T+D.

- Uso de HVDC para entregar energía directamente a los mayores centros de carga.

- Igualación de carga de fases.

- Los materiales superconductores a temperaturas iguales o cercanas a la del nitrógeno líquido tienen la capacidad de conducir electricidad con una resistencia nula. Los Cables Superconductores a Alta Temperatura (HTS), actualmente en desarrollo, pueden transportar entre tres y cuatro veces la

potencia de los cables convencionales con conductores de cobre, y pueden sustituir a las líneas o cables de transmisión en aquellos puntos donde las limitaciones medioambientales y de espacio imposibilitan el uso de líneas aéreas.

Las pérdidas de carga de los cables HTS serán mucho menores que las de las líneas aéreas o cables convencionales, incluso considerando la potencia requerida para refrigeración.

Un importante suministrador de superconductores alega que las pérdidas en los cables HTS son sólo el 0,5 % de la potencia transmitida en comparación con el 5-8% que se pierde en los cables de potencia tradicionales.

Además, el uso de superconductores sustituyendo al cobre en los devanados de transformadores puede reducir notablemente las pérdidas de carga. En el caso de un transformador de 100 MVA, las pérdidas totales (pérdidas de carga, pérdidas en el núcleo y potencia de refrigeración) pueden ser del 65 al 70 % de las pérdidas producidas en un transformador convencional. [12]

1.11 Otras importantes tecnologías y prácticas de diseño que pueden aumentar la eficiencia de la red:

- Más líneas de distribución subterráneas, que podrían reducir hasta el 80 % de las pérdidas de distribución.
- Redes de distribución de CC.
- Microrredes para eliminar la transmisión a larga distancia.
- Diseño de redes inteligentes automatizadas.
- Sistemas de control online en tiempo real.
- Gestión de carga con mediciones inteligentes.
- Dispositivos de almacenaje de energía.

1.12 Transformadores.

En particular, las pérdidas de los transformadores de distribución constituyen una parte considerable de las pérdidas totales de los sistemas de transmisión y distribución.

A partir de un estudio de los sistemas de transmisión y distribución del Noroeste del Pacífico se comprobó que los transformadores de distribución acumulaban más del 30 % de las pérdidas, mientras que los transformadores de las subestaciones contribuían sólo con el 2 %. Dada su extendida aplicación y su larga vida útil, los transformadores de distribución tienen un gran potencial de ahorro de energía. Desde el punto de vista del ahorro energético, incluso un mínimo incremento del 0,1 % en la eficiencia de un transformador origina grandes ahorros de energía, ya que casi todos los transformadores están energizados las 24 horas del día.

Con las tecnologías disponibles actualmente es posible reducir rentablemente las pérdidas en los transformadores en un 15 % como mínimo.

Para reducir las pérdidas, generalmente se evalúan dos tipos, las pérdidas en el núcleo y las pérdidas de cobre. Las pérdidas en el núcleo se denominan pérdidas no relacionadas con la carga, ya que se producen en el núcleo de un transformador energizado, independientemente de sus condiciones de carga. Cuando un transformador está energizado las 24 horas del día durante todo el año, las pérdidas equivalen a un importante consumo de energía durante toda la vida útil del transformador (20–30 años).

Por otro lado, las pérdidas de cobre se producen en los devanados del transformador y varían con las condiciones de la carga. De aquí que se denominen pérdidas de carga.

Las pérdidas del transformador no debidas a la carga se pueden reducir usando materiales de acero para el núcleo magnético u optimizando la forma geométrica. A aumentar la sección transversal del núcleo o reducir los voltios por vuelta disminuye la densidad de flujo en el núcleo y por tanto las pérdidas en el mismo.

Si se reduce la sección transversal de los conductores también se reducen las pérdidas no debidas a la carga, ya que disminuye la longitud del camino del flujo magnético.

El problema que implican estos pasos es que normalmente conllevan mayores pérdidas de carga. Estas se pueden reducir de varias formas, por ejemplo utilizando materiales con mayor conductividad como conductores de mayor sección transversal o adoptando conductores de cobre en vez de aluminio. Una forma de reducir las pérdidas en los devanados es reducir la longitud de los conductores de los mismos. Menores secciones transversales del núcleo magnético y un pequeño número de vueltas reducen también las pérdidas en los devanados. Los transformadores superconductores, en particular, tienen pérdidas mínimas en los devanados.

Estas explicaciones muestran que los pasos para reducir las pérdidas no debidas a la carga a menudo originan mayores pérdidas debidas a la carga y viceversa. Por consiguiente, reducir las pérdidas del transformador es un proceso de optimización que implica factores físicos, tecnológicos y económicos regulados por cierta forma de análisis económico del ciclo de vida. Casi siempre es necesario considerar una solución alternativa o de equilibrio sobre el material del núcleo/devanado y el diseño, y sobre el modo en que el comprador evalúa el Coste Total para la Propiedad (TCO) del transformador. [13]

1.13 Características generales de los sistemas T+D en Cuba.

Cuba realiza un extraordinario esfuerzo para eliminar los apagones a la mayor brevedad posible y crear una capacidad de generación eléctrica por encima de la demanda del país, este esfuerzo demanda inversiones de miles de millones de dólares que incluyen grupos electrógenos en toda la nación. Ejemplo de ello es el moderno grupo electrógeno anexo a la veterana termoeléctrica Martí, en el puerto yumurino, otro ejemplo es la inversión realizada en equipos de emergencia para asegurar electricidad a hospitales y otras entidades priorizadas ante fenómenos que interrumpan el servicio normal. El país se propone garantizar el

mantenimiento y modernización de las viejas plantas eléctricas, alguna de las cuales quedarán como reservas.

Más del 50% del gasto de electricidad en Cuba está asociado al abasto de agua, razón por la cual se impone un mayor uso de fuentes renovables de energía, ese líquido resulta imprescindible para garantizar la soberanía alimentaria y la seguridad energética en el país, y en la medida que se reduzcan los gastos relacionados con su obtención y consumo, más se avanzará hacia un desarrollo verdaderamente sostenible. Cuba gasta anualmente ocho millones 800 mil toneladas de combustibles fósiles, más de la mitad importados y por los cuales eroga alrededor de tres mil millones de dólares. La necesidad de disminuir paulatinamente la dependencia hacia los combustibles fósiles, y aprovechar las enormes posibilidades de las fuentes alternativas se ha convertido en un reto inminente. [14]

1.13.1 Conductores más utilizados.

En Cuba el Sistema Electroenergético presenta disímiles conductores en sus redes, los cuales se diferencian tanto en calibre como en sus características constructivas y técnicas, lo que permite realizar su selección de acuerdo a sus ventajas y desventajas en determinadas ocasiones. En el sistema los conductores pueden ser de cobre o aluminio, los de cobre por sus características son los más estables químicamente, pero por su alto costo inicial obliga a utilizarlos solamente cuando su sustitución no sea posible. Por esta razón en el sistema cubano el conductor más apropiado es el aluminio y sus aleaciones, que aunque su reducido costo es el incentivo principal para su utilización, hay otras ventajas que deben tomarse en cuenta: por ejemplo, tomando conductores de similar capacidad de corriente, el conductor de aluminio tiene mejores características de cortocircuito que su equivalente de cobre. El aluminio tiene una gran afinidad con el oxígeno, y en presencia del aire adquiere rápidamente una película de óxido delgada, resistente y transparente, la cual posee altas propiedades dieléctricas y es químicamente estable y resistente a la corrosión. [15]

1.13.2 Redes de distribución aéreas en Cuba.

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto. Al comparársele con el sistema subterráneo tiene como ventajas que cuentan con un costo inicial más bajo, son las más comunes y materiales de fácil consecución, tienen fácil mantenimiento y las fallas son fáciles de localizar y tienen tiempos de construcción más bajos. Como desventajas tienen mal aspecto estético, menor confiabilidad, menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes), son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo. Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

- ✓ *Postes:* que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 m con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.
- ✓ *Conductores:* son utilizados para circuitos primarios el aluminio y el ACSR desnudos en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y el 2 AWG, el cobre por sus características son los más estables químicamente, pero por su alto costo son menos utilizados. Para los circuitos secundarios los cables desnudos o aislados con los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.

Los calibres más utilizados en la distribución cubana se pueden resumir en: aluminio AAA 158 mm², aluminio ACSR 150 mm², aluminio AAAC 78 mm², aluminio ACSR 70 mm², aluminio ACSR 35mm², aluminio AAC 85 mm², cobre #4 AWG, cobre #6 AWG que se pueden encontrar en los troncos y ramales de los circuitos.

En cuanto a la selección de conductores hay que tener en cuenta que la procedencia de los conductores no es de la misma fuente, por lo que vienen indistintamente marcados en el sistema americano o en el sistema métrico, haciéndose necesario el uso de la tabla de equivalencia entre conductores. Para la selección de conductores en una red eléctrica se debe tener en cuenta una serie de factores. Los cuales se dividen en: técnicos y económicos. Dentro de los factores técnicos se encuentran:

- *Calentamiento* debido al desprendimiento continuado de calor por la corriente.
- *Calentamiento* debido al desprendimiento de calor durante un corto período, producido por la corriente de cortocircuito.
- *Pérdidas* (caídas) de voltaje en los cables o líneas aéreas debido al paso de la corriente en los regímenes normal y de falla.
- Resistencia mecánica, estabilidad ante la carga mecánica (peso propio, tensión, viento).
- *Efecto corona*, factor que depende del voltaje aplicado, de la sección del conductor y del medio ambiente. Después de seleccionado la sección mínima admisible del conductor teniendo en cuenta las condiciones técnicas, se procede a la comparación de esta con la sección económica útil. En la actualidad la selección de la sección económica útil se realiza por medio de la denominada densidad económica de corriente, en dependencia del metal del conductor y el número de horas de utilización de la carga máxima.
- *Crucetas*: son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 m para 13,8 kV y 11,4 kV con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pié de amigo).
- *Aisladores*: son de tipo ANSI 55,5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53,3 para baja tensión (carretes).
- *Herrajes*: todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado (grapaspas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines y espigos).

- *Equipos de seccionamiento*: el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monopolares para operar sin carga (100 A - 200 A).
- *Transformadores y protecciones*: se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 10 – 15 – 25 – 37,5 - 50 - 75 kVA y transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 -112,5 y 150 kVA protegidos con fusibles y pararrayos tipo válvula de 12 kV. [16]

1.13.3 Redes de distribución subterráneas.

Se emplean en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Tiene como ventajas que son mucho más confiables ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas, son más estéticas, pues no están a la vista, son mucho más seguras y no están expuestas a vandalismo. Tienen como desventajas su alto costo de inversión inicial, se dificulta la localización de fallas, el mantenimiento es más complicado, reparaciones más demoradas, están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores. Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

1.13.4 Componentes de un sistema subterráneo:

-*Ductos*: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.

-*Cables*: pueden ser monopolares o tripolares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13,8; 7,6 y 4,16 kV.

A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada - salida. Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 - 350 - 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

-*Cámaras*: que son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.

-*Empalmes uniones y terminales*: que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos. [17]

CAPÍTULO 2: ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVO.

Introducción:

En el presente capítulo se realiza el diagnóstico del estado actual del circuito de distribución referente al Polo Turístico Península Ancón y se proponen nuevas posibilidades de alimentación del mismo, teniendo en cuenta la estimación de los parámetros de operación.

Para llevar a cabo esta tarea se estudiaron diferentes factores como:

1. Proyecciones del desarrollo turístico en la Península Ancón.
2. Caracterización de la subestación y el circuito de distribución del Polo.
3. Estado actual y prospectivo.
4. Análisis de las cargas.
5. Actualización de los circuitos de distribución.
6. Cálculo de los parámetros de operación actuales.
7. Variantes a utilizar para mejorar las condiciones de operación.

2.1 Proyecciones del desarrollo turístico en la Península Ancón.

La Península de Ancón se ubica en la porción suroeste del municipio Trinidad, con más de 4000 m lineales de playa de buena calidad, presencia de espacios marinos y terrestres que permiten desarrollar actividades náuticas, recreativas y deportivas, una barrera coralina de gran interés conformando un producto turístico de sol y playa.

Según el Plan de Ordenamiento de la Península Ancón [18], en el área de estudio, en la actualidad, existen 771 habitaciones destinadas al turismo internacional en tres hoteles, el Hotel Costa Sur con 191 habitaciones; el Hotel Ancón con 339 habitaciones y el Hotel Trinidad del Mar con 241 habitaciones.

Al norte del Hotel Ancón en una pequeña ensenada (Ensenada El Caballo) se encuentra la Marina Cayo Blanco operada por la Cadena Marina Puerto Sol.

2.1.1 Pronóstico del desarrollo turístico en la Península Ancón.

La propuesta de ordenamiento se basa fundamentalmente en el aprovechamiento al máximo de la capacidad del recurso sin perder de vista los distintos intereses de la conservación del medio ambiente en todos sus factores y al mismo tiempo lograr la estimulación inversionista con variaciones en las modalidades y vocaciones presentes en el territorio.

Las principales inversiones se ejecutarán desde playa La Boca pasando por el actual Hotel Ancón hasta el final de la península, se prevé la construcción instalaciones hoteleras con una capacidad estimada de 2650 nuevas habitaciones. El alojamiento turístico se desarrollará en régimen hotelero y se prevé además la inclusión de inmobiliarias como consecuencia de la apertura económica del país hacia ese tipo de negocio.

Las modalidades serán las siguientes:

- ✚Hotel.
- ✚Villas Turísticas.
- ✚Residencias.

A lo largo de los últimos tres siglos, la humanidad ha elevado notablemente la cantidad de gases de efecto invernadero en la atmósfera, quemando enormes cantidades de combustibles: carbón, petróleo y gas natural, como consecuencia, se ha reforzado el efecto invernadero y la temperatura media del planeta está subiendo, este fenómeno se conoce como calentamiento global.

Se prevé que por el cambio climático es muy probable una mayor frecuencia e intensidad de fenómenos hidrometeorológicos severos, como huracanes y tormentas tropicales y que aumenten sus efectos y los daños a infraestructuras económicas, sociales y destrucción de redes vitales, donde las redes eléctricas aéreas se hacen muy vulnerables antes los fuertes vientos que acompañan a estos peligros naturales.

En la actualidad estamos en una etapa ciclónica muy activa; desde el 2001 y hasta la fecha han afectado siete huracanes intensos a nuestro país. [19]

La península Ancón no queda fuera de este escenario, como citamos en la introducción, en el 2005 el huracán Dennis, destruyó la línea de transmisión de 110 kV procedente de Cienfuegos y la ciudad de Trinidad quedó sin servicio eléctrico 11 días.

Por lo que se impone a partir de este epígrafe, teniendo en cuenta el desarrollo turístico del área y proyección futura, así como su gran vulnerabilidad antes los peligros asociados al cambio climático, particularizar en el diagnóstico del estado actual del circuito de distribución.

2.2 Caracterización de la subestación y el circuito de distribución del Polo.

La caracterización de las subestaciones (S/E) y los circuitos está regida por varios criterios, que indican el nivel de carga que tienen que entregar a sus clientes, en comparación con la capacidad instalada en sus transformadores además de la descripción del tipo y distancia en sus conductores, que influyen significativamente en los niveles de pérdidas y de voltajes. Los valores de tensión deben oscilar en un 10 % del nominal, así como el desbalance de potencia que circula entre las fases de una línea, ya que se puede evitar sobrecargar una fase teniendo subcargada otra, influyendo positivamente en la magnitud de las pérdidas y de los voltajes.

SUBESTACIÓN ANCÓN 34,5/13,8 KV.

Dicha subestación está ubicada al sur de la provincia en el municipio de Trinidad, específicamente en la curva de Alfredo dentro del polo turístico Ancón y brinda alimentación al circuito SK-68. Existe instalado en ella un transformador de 1600 kVA en el TAP 1, con una relación de transformación 34,5/13,8 kV la cual abastece la carga actual, la misma está mayormente destinada al sector turístico, que alcanza una potencia máxima de 1278 kW en su horario de máxima demanda sobre las 13:00 horas.

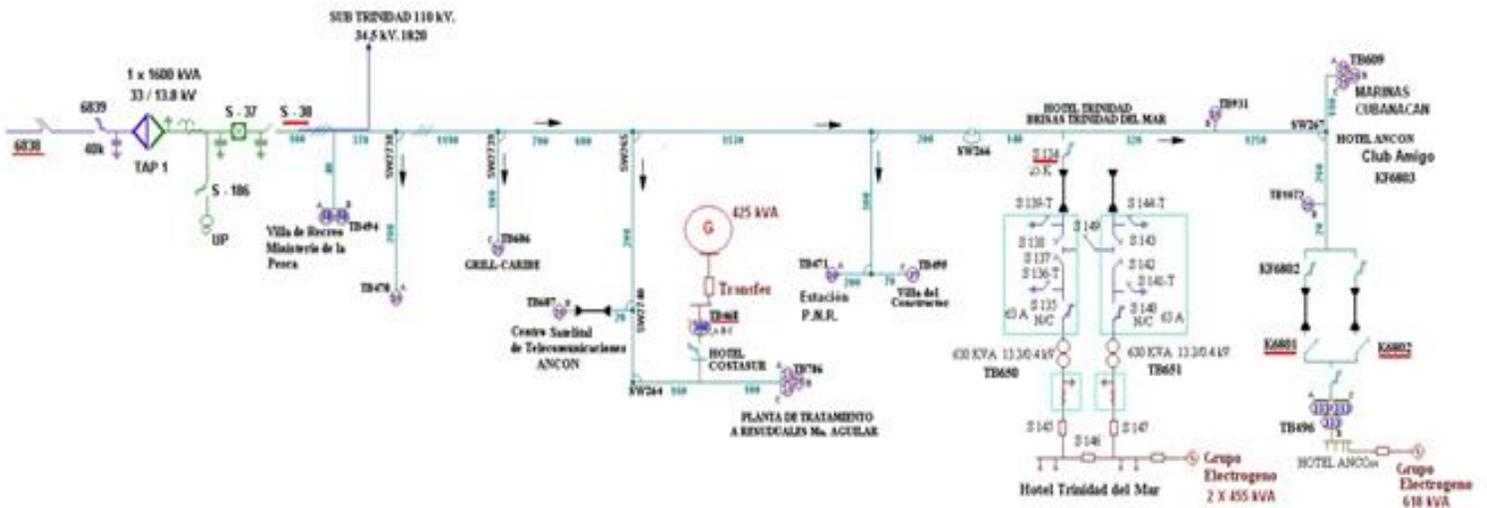


Figura 5: Monolineal del circuito SK-68.

2.3 Estado actual y perspectiva.

Tomando como base la situación actual de las redes, y para la realización de las mejoras o variantes de remodelación se parte del principio del máximo aprovechamiento de los recursos ya existentes, los que solo serán desechados en el caso de que las ventajas de las nuevas propuestas, económicamente justificadas fueran favorables, por otro lado, la profundidad de los análisis permite ejecutar inversiones teniendo en cuenta un plan general a corto, mediano o largo plazo, pero que implica un trabajo más acorde con las exigencias de los tiempos actuales en que debe hacerse cada inversión con máxima eficiencia y mínimos recursos.

El destino turístico Trinidad combina el turismo de sol y playa con el de ciudad y además ofrece excelentes oportunidades al ecoturismo. Según lo establecido en el Plan de Ordenamiento Territorial actualizado en 2013, la Península está expuesta a un vertiginoso crecimiento hotelero, por lo que se hace necesario reconfigurar la infraestructura eléctrica garantizando el servicio de manera fiable y eficiente, acorde a este desarrollo prospectivo la demanda total del área se estima en 10 MVA.

A continuación se muestra el Plan de Ordenamiento Territorial de la Península Ancón, actualizado en 2013.



Figura 6: Estudio por parcelas de la Península Ancón.

La tabla siguiente muestra el desarrollo inminente de tres de las parcelas de estudio previstas en la Península.

Parcela	Uso	Área(Ha)	Habitaciones	COS	Densidad
1	Villa Ecológica	8,5	100	0,09	12
2	Hotel Iberostar	11	409	0,15	37
8	Hotel Toscuba	8	400	0,17	50

COS: Coeficiente de Ocupación de Suelo.

2.4 Análisis de las cargas.

La carga actual de la Península es de 1,436 MVA, se pronostica un incremento de carga para 2657 habitaciones de 7,971 MVA, agregándole el consumo de las estaciones de bombeo (0,5 MVA) y el alumbrado (0,5 MVA) sumarian 8,971 MVA, por lo que la carga total sería de 10,4 MVA.

2.5 Actualización de los circuitos de distribución.

La recopilación de datos está enfatizada en el recorrido del circuito por cada uno de sus postes, actualizando cada uno de sus componentes, con el objetivo de implementarlos en el RADIAL 8.0. Es necesario decir que el circuito analizado presenta una configuración radial, o sea recibe suministro eléctrico desde un solo punto, sus ventajas se basan en su bajo costo de instalación y la simplicidad de operación. Las desventajas que presentan los sistemas radiales son: su pobre regulación de voltaje y su poca confiabilidad, ya que al estar alimentado por un solo punto, cualquier falla en la línea deja sin servicio a los consumidores afectados.

El circuito sometido al estudio está constituido por un total de 6,5 km de líneas, las cuales presentan gran cantidad de conductores de Cobre y Aluminio 35.

2.6 Cálculo de los parámetros de operación actuales.

A continuación se muestran los resultados generales obtenidos con el software Radial 8.0 (flujo de carga trifásico) luego de llevar a cabo las respectivas corridas del circuito analizado en la actualidad.

Circuito SK-68(Península Ancón) hora de máxima.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 13

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	1278	kW	Energía activa de las cargas	25	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	655	kvar	Energía reactiva de las cargas	9	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	392	kW.h
Factor de potencia	0.89		Pérdidas de energía Cu en transf.	287	kW.h
Pérdidas activas en líneas	26	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	272	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	22	kvar	Pérdidas totales de energía	950	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	17	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	11	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	4	%
Pérd. totales de potencia activa	55	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Figura 7: Resultados del flujo de carga trifásico de la Subestación Ancón 34,5/13,8 kV.

Circuito SK-68(Península Ancón) hora de mínima.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 3

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	727	kW	Energía activa de las cargas	25	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	165	kvar	Energía reactiva de las cargas	9	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	392	kW.h
Factor de potencia	0.98		Pérdidas de energía Cu en transf.	281	kW.h
Pérdidas activas en líneas	6	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	272	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	6	kvar	Pérdidas totales de energía	944	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	4	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	11	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	4	%
Pérd. totales de potencia activa	22	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Figura 8: Resultados del flujo de carga trifásico de la Subestación Ancón 34,5/13,8 kV.

2.7 Principales variantes para alimentar la Península.

El crecimiento de la carga instalada en la zona a desarrollar no se puede ver como un fenómeno aislado, sino como un referente inmediato en el desarrollo eléctrico del municipio de Trinidad y su alimentación de manera fiable desde dos líneas de 110 kV desde Cienfuegos y Sancti Spíritus respectivamente, donde la traza de esta última hace su recorrido por la actual S/E Ancón en la curva de Alfredo.

1. Alimentación a 13,8 kV desde la actual Subestación Ancón 34,5/13,8 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador.
2. Alimentación a 34,5 kV desde la actual Subestación Trinidad 110/34,5 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador.
3. Alimentación a 13,8 kV desde una nueva Subestación 110/13,8 kV.
4. Alimentación a 34,5 kV desde una nueva Subestación 110/34,5 kV.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE CASOS.

Introducción:

En el presente capítulo se analizan los parámetros de operación teniendo en cuenta la perspectiva de desarrollo prevista para el área de estudio así como el análisis de la factibilidad económica de las variantes propuestas.

3.1 Cálculo de los parámetros de operación prospectivos.

A continuación se muestran los resultados generales obtenidos con el software Radial 8.0 luego de llevar a cabo las respectivas corridas del circuito analizado en su estado futuro. Para estas corridas se utilizó una carga de 3,588 MVA la cual corresponde a la proyección del crecimiento a corto plazo. En estas condiciones el transformador de la S/E Ancón (25MVA) se encuentra subcargado, lo que trae como consecuencia mayores pérdidas de transformación pero de esta manera se prevé el incremento a largo plazo de la carga no solo de la Península sino de todo el municipio Trinidad.

Variante 1: Alimentación a 13,8 kV desde la actual Subestación (S/E) Ancón 34,5/13,8 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	67	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	1377	kW.h
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	553	kW.h
Pérdidas activas en líneas	104	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	624	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	93	kvar	Pérdidas totales de energía	2554	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	36	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	26	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	4	%
Pérd. totales de potencia activa	166	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Figura 9: Resultados del flujo de carga trifásico del circuito.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	65	MW
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	12	Mva
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	640	kW.
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	84	kW.
Pérdidas activas en líneas	48	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	720	kW.
Pérdidas reactivas en líneas	74	kvar	Pérdidas totales de energía	1444	kW.
Pérdidas de cobre en transf.	6	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
Pérdidas de hierro en transf.	30	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	2	%
Pérd. totales de potencia activa	84	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kva

Figura 10: Resultados del Flujo de Carga Trifásico de la línea S/E Trinidad-S/E Ancón.

En esta variante se procedió a calcular los parámetros del circuito cambiando la capacidad del transformador de la S/E Ancón. Las cargas de los tres nuevos

hoteles se estimaron teniendo en cuenta la medición real de uno de los hoteles existentes en la Península (Trinidad del Mar). Ver anexo tabla 1. Además se tuvo en cuenta las pérdidas que introduce la línea procedente de la S/E Trinidad hasta la S/E Ancón.

Variante 2: Alimentación a 34,5 kV desde la actual S/E Trinidad 110/34,5 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador.



Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 13

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	67	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	890	kW.h
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	540	kW.h
Pérdidas activas en líneas	66	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	624	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	91	kvar	Pérdidas totales de energía	2054	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	35	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	3	%
Pérdidas de hierro en transf.	26	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérd. totales de potencia activa	126	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Figura 11: Resultados generales del Flujo de Carga Trifásico del circuito.

En esta variante se procedió a reemplazar el transformador de la Subestación de Trinidad por uno de mayor capacidad 25 MVA (para abastecer la carga de 10 MVA de Trinidad y 10 MVA de la Península), alimentando la Península directamente desde este y eliminando la S/E Ancón.

Variante 3: Alimentación a 13,8kV desde una nueva S/E 110/13,8 kV.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	67	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	1377	kW.h
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	553	kW.h
Pérdidas activas en líneas	104	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	624	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	93	kvar	Pérdidas totales de energía	2554	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	36	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	4	%
Pérdidas de hierro en transf.	26	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	4	%
Pérd. totales de potencia activa	166	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Figura 12: Resultados generales del Flujo de Carga Trifásico del circuito.

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	65	MW
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	12	Mvar
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	63	kW
Factor de potencia	0,95		Pérdidas de energía Cu en transf.	81	kW
Pérdidas activas en líneas	5	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	1944	kW
Pérdidas reactivas en líneas	7	kvar	Pérdidas totales de energía	2088	kW
Pérdidas de cobre en transf.	6	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
Pérdidas de hierro en transf.	81	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	3	%
Pérd. totales de potencia activa	91	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Figura 13: Resultados del Flujo de Carga Trifásico de la línea S/E Trinidad-S/E Ancón.

En esta variante se construyó una nueva subestación donde estaba la S/E Ancón, llevándole la doble alimentación a 110 kV desde Trinidad y Sancti Spíritus. Se sustituyó el transformador por uno de mayor capacidad(25 MVA) con 13,8 kV por

secundario, teniendo una posible alimentación en esquema anormal de operación a 13,8 kV desde la actual Subestación Trinidad 110/13,8 kV.

Variante 4: Alimentación a 34,5 kV desde una nueva S/E 110/34,5 kV.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 13

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/M
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	67	MW.h
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	14	Mvar.h
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	220	kW.h
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	520	kW.h
Pérdidas activas en líneas	15	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	624	kW.h
Pérdidas reactivas en líneas	14	kvar	Pérdidas totales de energía	1365	kW.h
Pérdidas de cobre en transf.	34	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
Pérdidas de hierro en transf.	26	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	2	%
Pérd. totales de potencia activa	75	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kvar

Generales Nodos Líneas Cargas

Figura 14: Resultados generales del Flujo de Carga Trifásico del circuito.

Resultados del Flujo de Carga Trifásico

Fichero Salir

Salvar Vista Previa Imprimir Notas Salir

Hora de análisis: 13

Concepto	Valor	U/M	Concepto	Valor	U/ ^
Potencia activa de las cargas	3588	kW	Energía activa de las cargas	65	MW
Potencia reactiva de las cargas	1212	kvar	Energía reactiva de las cargas	12	Mva
Potencia reactiva en capacitores.	0	Ckvar	Pérdidas de energía en líneas	640	kW.
Factor de potencia	0.95		Pérdidas de energía Cu en transf.	84	kW.
Pérdidas activas en líneas	48	kW	Pérdidas de energía Fe en transf.	720	kW.
Pérdidas reactivas en líneas	74	kvar	Pérdidas totales de energía	1444	kW.
Pérdidas de cobre en transf.	6	kW	% de pérdidas de potencia de Distribution	2	%
Pérdidas de hierro en transf.	30	kW	% de pérdidas de energía de Distribution	2	%
Pérd. totales de potencia activa	84	kW	Potencia activa de cogeneración	0	kW
			Potencia reactiva de cogeneración	0	kva

Generales Nodos Líneas Cargas

Figura 15: Resultados del Flujo de Carga Trifásico de la línea S/E Trinidad-S/E Ancón.

En esta variante se utilizó un transformador de la misma capacidad (25 MVA), con el cambio del nivel de voltaje del transformador por baja a 34,5kV, para mejorar los parámetros de operación de la posible alimentación en esquema anormal desde la actual Subestación de Trinidad 110/34.5 kV.

Luego de realizar las respectivas corridas en el software Radial 8.0 (estudio de flujo de carga trifásico), se puede apreciar que los niveles de pérdidas aumentaron respecto al estado actual, esto se debe fundamentalmente a que la carga aumenta aproximadamente 2,8 veces.

	Pérdidas(MW.h)
Variante 1	3,998
Variante 2	2,054
Variante 3	4,642
Variante 4	2,809

Tabla 1: Resumen de las pérdidas.

3.2 Análisis de la factibilidad económica.

Luego del análisis técnico en el punto anterior resulta imprescindible la valoración económica de las variantes propuestas. Como es conocido, un proyecto inversión que lleve implícito una solución a un problema debe estar avalado satisfactoriamente, tanto técnica como económicamente.

Para el estudio de la factibilidad económica se tuvieron en cuenta aspectos como los costos de la inversión inicial del transformador, el kilómetro de línea soterrada a 13,8 kV y 34,5 kV (ver Anexo tabla 2), el kilómetro de línea aérea para 34,5 kV, además del kW.h generado en la provincia (ver Anexo tabla 3), datos que se

obtuvieron del despacho de la Empresa Eléctrica Sancti Spíritus, los otros indicadores se tomaron como valores constantes sobre la base de que eran elementos comunes para cada una de las variantes.

Variante 1 (Alimentación a 13,8 kV desde la actual S/E Ancón 34,5/13,8 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador).

Costo (MT)= costo inicial (1 transformador 110/34,5 kV 25 MVA y 1 transformador 110/13,8 kV 25 MVA)+costo del km de línea soterrada (34,5 kV) + costo de línea aérea (conversión del SK-108) + (costo de las pérdidas de energía por 5 años).

Costo (MT)= 741729,88 + 237645,5 + 51948,19 + 7.4km * 22000 + 163,16\$/MW.h * 3,998MW.h (pérdidas de energía totales) * 365 (días) * 5 (años)

Costo (MT)= \$ 2,385 MP (millones de pesos)

Para este análisis se consideró el aumento de capacidad del transformador 110/34,5 kV de la S/E Trinidad, incrementando de esta manera los costos para esta variante de alimentación.

Variante 2 (Alimentación a 34,5 kV desde la actual S/E Trinidad 110/34,5 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador)

Costo (MT)= costo inicial (transformador)+costo del km de línea soterrada (34,5 kV) + costo de línea aérea (conversión del SK-108) + (costo de las pérdidas de energía por 5 años).

Costo (MT)= 741729,88 + 210087,31 + 7,4km * 22000 + 163,16\$/MW.h * 2,054MW.h (pérdidas de energía totales) * 365 (días) * 5 (años)

Costo (MT)= \$ 1,726 MP

Variante 3 (Alimentación a 13,8 kV desde una nueva S/E 110/13,8 kV)

Costo (MT)= costo inicial (transformador)+costo del km de línea soterrada (13,8 kV) + costo de línea aérea (conversión del SK-108) + (costo de las pérdidas de energía por 5 años).

Costo (MT)= 687107,3 + 51948,19 + 7,4km * 22000 + 163,16\$/MW.h * 4,642MW.h (pérdidas de energía totales) * 365 (días) * 5 (años)

Costo (MT)= \$ 2,284 MP

Variante 4 (Alimentación a 34,5 kV desde una nueva S/E 110/34,5 kV)

Costo (MT)= costo inicial (transformador)+costo del km de línea soterrada (34,5 kV) + costo de línea aérea (conversión del SK-108) + (costo de las pérdidas de energía por 5 años).

Costo (MT)= 741729,88 + 210087,31 + 7,4km * 22000 + 163,16\$/MW.h * 2,809MW.h (pérdidas de energía totales) * 365 (días) * 5 (años)

Costo (MT)= \$ 1,788 MP

A continuación se muestra una tabla resumen de todas las variantes y sus costos.

	Costo(MT)
Variante 1	\$2,385 MP
Variante 2	\$1,726 MP
Variante 3	\$2,284 MP
Variante 4	\$1,788 MP

Tabla 2: Resultados económicos de las variantes propuestas.

3.3 Análisis de resultados.

Variante 1 (Alimentación a 13,8 kV desde la actual S/E Ancón 34,5/13,8 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador).

Ventajas:

1. Presenta como principal ventaja que no se tiene que construir una nueva subestación.
2. Conversión del SK-108 a 34,5 kV, para lograr la doble alimentación de la península, lo cual llevaría la reducción de pérdidas de transmisión a lo largo del circuito.

Desventajas:

1. Presenta mayor nivel de pérdidas de transmisión que las variantes a 34,5 kV.
2. No es fiable. Para llegar a serlo se necesita otro transformador, lo que incrementaría los costos en aproximadamente un 56% de la inversión inicial.

Variante 2 (Alimentación a 34,5 kV desde la actual S/E Trinidad 110/34,5 kV realizando un aumento en la capacidad del transformador)

Ventajas:

1. Presenta como principal ventaja que no se tiene que construir una nueva subestación.
2. Conversión del SK-108 a 34,5 kV, dándole mayor confiabilidad al servicio de los consumidores del poblado La Boca.

Desventajas:

1. Aumentar la capacidad del transformador de la S/E Trinidad a 25 MVA.
2. No existe la posibilidad de alimentar la Península desde otro transformador en caso de mantenimiento.

Variante 3 (Alimentación a 13,8 kV desde una nueva S/E 110/13,8 kV)

Ventajas:

1. La fiabilidad aumenta al poder enlazar el actual SK108 a una de las salidas de la nueva S/E logrando así una segunda alimentación del mismo.
2. Se reduce el tiempo de ejecución y el gasto de recursos en conversión ya que actualmente la península se alimenta a este voltaje.

Desventajas:

1. Mayor incidencia en las pérdidas que el resto de las variantes.
2. Ante una avería en la S/E Ancón, el SK108 no puede asumir la carga de la Península, por la magnitud y lo alejado que se encuentra esta de la S/E Trinidad. Teniendo caídas de voltaje de hasta el 17%.

Variante 4 (Alimentación a 34,5 kV desde una nueva S/E 110/34,5 kV)

Ventajas:

1. Menores pérdidas eléctricas en las líneas, que las variantes 1 y 3.
2. Doble alimentación desde el sistema para todos los circuitos de 34,5 kV del municipio de Trinidad.
3. Permite garantizar una cobertura apropiada de la Península ante determinada avería desde la actual S/E 110/34,5 kV Trinidad.
4. Posibilita enlazar y convertir el asentamiento de Casilda a 34,5 kV y de esa manera liberar carga del transformador de 110/13,8 kV de la S/E Trinidad, contribuyendo indudablemente, a la reducción pérdidas en la subtransmisión.
5. Facilita la doble alimentación en caso de mantenimiento o avería a la nueva S/E Ancón 110/34,5 kV, al usar un esquema a barra partida, que tendrá una salida del soterrado hacia la Península y otra hacia Trinidad, por cada una de las barras, contando con el correspondiente aumento de capacidad del transformador de la S/E de Trinidad para que pueda asumir la carga de la península.

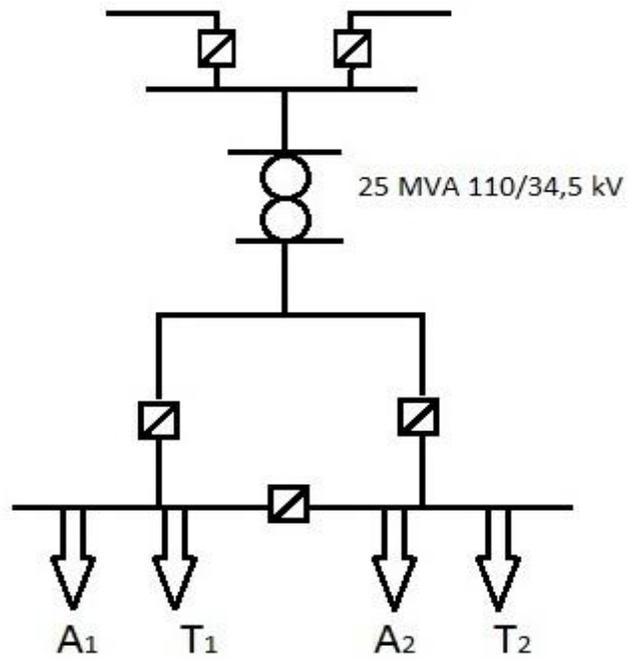


Figura 16: Esquema de la nueva S/E Ancón 110/34,5 kV.

Desventaja:

Mayores costos económicos (soterrado) que las variantes a 13,8 kV.

CONCLUSIONES

1. Los fundamentos teóricos permitieron determinar los principales referentes científicos tecnológicos actuales relacionados con redes de transmisión y distribución y poder sustentar la propuesta de solución al problema científico acordes a las necesidades reales de desarrollo de la Península Ancón.
2. La Variante 4 de alimentar a partir de una nueva S/E 110/34,5 kV, se considera más adecuada, no solo por cumplir las demandas de las nuevas cargas a instalar sino además porque se integraría al sistema actual logrando máxima fiabilidad y por estar acorde con cambios futuros del pronóstico en el crecimiento de infraestructuras turísticas y de los nuevos escenarios que impone el cambio climático.

RECOMENDACIONES

1. Continuar los estudios del desarrollo de la línea de 110 kV que enlazará la ciudad de Trinidad con Sancti Spíritus debido a que esta garantizará una vez construida, la fiabilidad no solo de la península, sino de todo el municipio.
2. Considerar el pronóstico del incremento de la carga de la ciudad de Trinidad por el arribo de turistas (turismo urbano), como consecuencia del desarrollo turístico de la Península.
3. Tener en cuenta que el esquema de la S/E Ancón 110/34,5 kV, que debe ser a barra partida, o sea una salida del soterrado hacia la Península y otra hacia Trinidad por cada una de las barras con el correspondiente aumento de capacidad del transformador de la S/E de Trinidad, para que pueda asumir la carga de la Península en caso de avería del transformador de la S/E Ancón.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

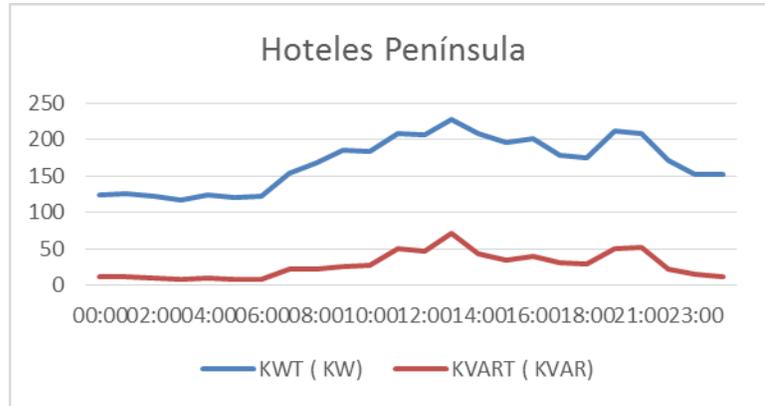
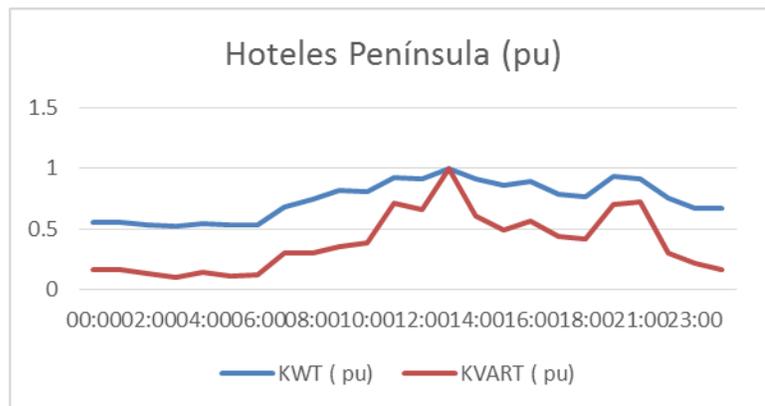
1. Domínguez, Alfredo y otros. 2011. Estudios de Peligro, Vulnerabilidad y Riesgos de la Provincia Sancti Spíritus. Informe Académico. Afectaciones por fuertes vientos, inundaciones por intensas lluvias e inundaciones por penetración del mar. En formato digital, p: 35.
2. García Ruiz, Miguel. 2012. Estudio de la climatología de los ciclones tropicales que han afectado a la provincia de Sancti Spíritus. Departamento Provincial de Meteorología de Sancti Spíritus. En formato digital, p: 27.
3. Domínguez, Alfredo y otros. 2011. Estudios de Peligro, Vulnerabilidad y Riesgos de la Provincia Sancti Spíritus. Informe Académico. Afectaciones por fuertes vientos, inundaciones por intensas lluvias e inundaciones por penetración del mar. En formato digital, p: 37.
4. Ramírez Castaño S. “Redes de Distribución de Energía”. Manizales. Universidad Nacional de Colombia pp. 2-3, pp. 6- 8.(2003)
5. Pansini Anthony J. “Electrical Distribution Engineering” The Fairmont Press, Inc. Lilburn, GA, Estados Unidos pp. 6-7, pp 22, pp. 24, pp 26 (2007).
6. Casa Fernández, Leonardo: “Sistemas Electroenergéticos”.
7. Iriondo Barrenetxea, Andoni. “Protecciones de Sistemas de Potencia”.
8. Feodorov, A.A. Rodríguez López, Eduardo. “Suministro eléctrico de Empresas Industriales”. Editorial Pueblo y Educación. Ministerio de Educación Superior (MES), 1980.
9. Cedeño Remetería, Yunierky. TESIS de diploma titulada: Estudio de las redes de distribución primaria a partir de la ubicación de la subestación de 110/13.8 kV en la zona norte de la ciudad de Sancti Spíritus.
10. U.S Department of Labor. Occupational Safety & Health Administration. (www.osha.gov)
11. Energy Information Administration (<http://www.eia.doe.gov>). Visitado 14-4-2014

12. U.S. Department of Labor Occupational Safety & Health Administration (www.osha.gov y www.dol.gov) Visitado 10/03/2014
13. Hammons, T. J., Kennedy, B., Lorand, R., Thigpen, S., McConnell, B. W., Rouse S., Prevost, T. A., Pruess, C., Dade, S. J., Ramanan, V. R., and Baldwin, T. L., "Future trends in energy efficient transformers", IEEE Power Engineering Review, pp. 5–16, July 1998.
14. Almirall Mesa, Juan. Temas de Ingeniería Eléctrica Tomo 1.
15. http://www.cubaenergia.cu/index.php/es/vii-seminario-nacional-de-energia/cat_view/192-seminario-nacional-de-energia/204-xi-seminario-nacional-de-energia. Visitado 17/03/2014.
16. Ramírez Castaño S. "Redes de Distribución de Energía". Manizales. Universidad Nacional de Colombia pp. 2-3, pp. 6- 8.(2003)
17. Espinosa y Lara, Roberto (1990). Redes Automáticas de Distribución Automática, Sistemas de Distribución.
18. Departamento Provincial de Planificación Física de Sancti Spíritus. Plan de Ordenamiento de Península Ancón. 2014. En formato digital, p: 23 – 34.
19. Informe Técnico Resumen 2009. Peligros y Vulnerabilidad Costera (2050-2100).CITMA. CITMA. La Habana, 24 de febrero de 2010.

ANEXO

1. Gráfico de carga del hotel Trinidad del Mar, medido con un analizador de redes, utilizado para estimar las cargas de las futuras instalaciones hoteleras.

Grafico de Carga TDADDMAI			max	227	71.13		
Record	Date	Time	KWT (KW)	KVART (KVAR)	KWT (pu)	KVART (pu)	
1917	16/04/2014	00:00	124.8	11.32	0.54977974	0.15914523	
2157	16/04/2014	01:00	125.1	11.28	0.55110132	0.15858288	
2397	16/04/2014	02:00	121.4	9.36	0.53480176	0.13159005	
2637	16/04/2014	03:00	117.5	7.49	0.51762115	0.10530015	
2877	16/04/2014	04:00	123.5	10.32	0.54405286	0.14508646	
3117	16/04/2014	05:00	120.1	7.82	0.52907489	0.10993955	
3357	16/04/2014	06:00	121.4	8.35	0.53480176	0.11739069	
3597	16/04/2014	07:00	154.5	21.34	0.68061674	0.30001406	
3837	16/04/2014	08:00	167.8	21.17	0.73920705	0.29762407	
4077	16/04/2014	09:00	185.1	24.96	0.8154185	0.35090679	
4317	16/04/2014	10:00	183	27.23	0.8061674	0.38282019	
4557	16/04/2014	11:00	208.9	50.95	0.92026432	0.71629411	
4797	16/04/2014	12:00	207.2	46.77	0.91277533	0.65752847	
5037	16/04/2014	13:00	227	71.13	1	1	
5277	16/04/2014	14:00	208	42.88	0.91629956	0.60283987	
5517	16/04/2014	15:00	195.4	34.94	0.86079295	0.49121327	
5757	16/04/2014	16:00	201.6	39.99	0.88810573	0.56221004	
5997	16/04/2014	17:00	178	31.44	0.78414097	0.44200759	
6237	16/04/2014	18:00	174.2	29.41	0.76740088	0.4134683	
6477	16/04/2014	19:00	195.1	45.03	0.85947137	0.63306622	
6717	16/04/2014	20:00	211.6	49.7	0.93215859	0.69872065	
6957	16/04/2014	21:00	207.7	51.07	0.91497797	0.71798116	
7197	16/04/2014	22:00	171.6	21.56	0.75594714	0.30310699	
7437	16/04/2014	23:00	152.4	15.15	0.67136564	0.2129903	
7673	16/04/2014	23:59	152.9	12	0.67356828	0.16870519	

Figura 1. Gráfico de carga del Hotel Trinidad del Mar (valores reales)**Figura 2. Gráfico de carga del Hotel Trinidad del Mar (valores pu)**

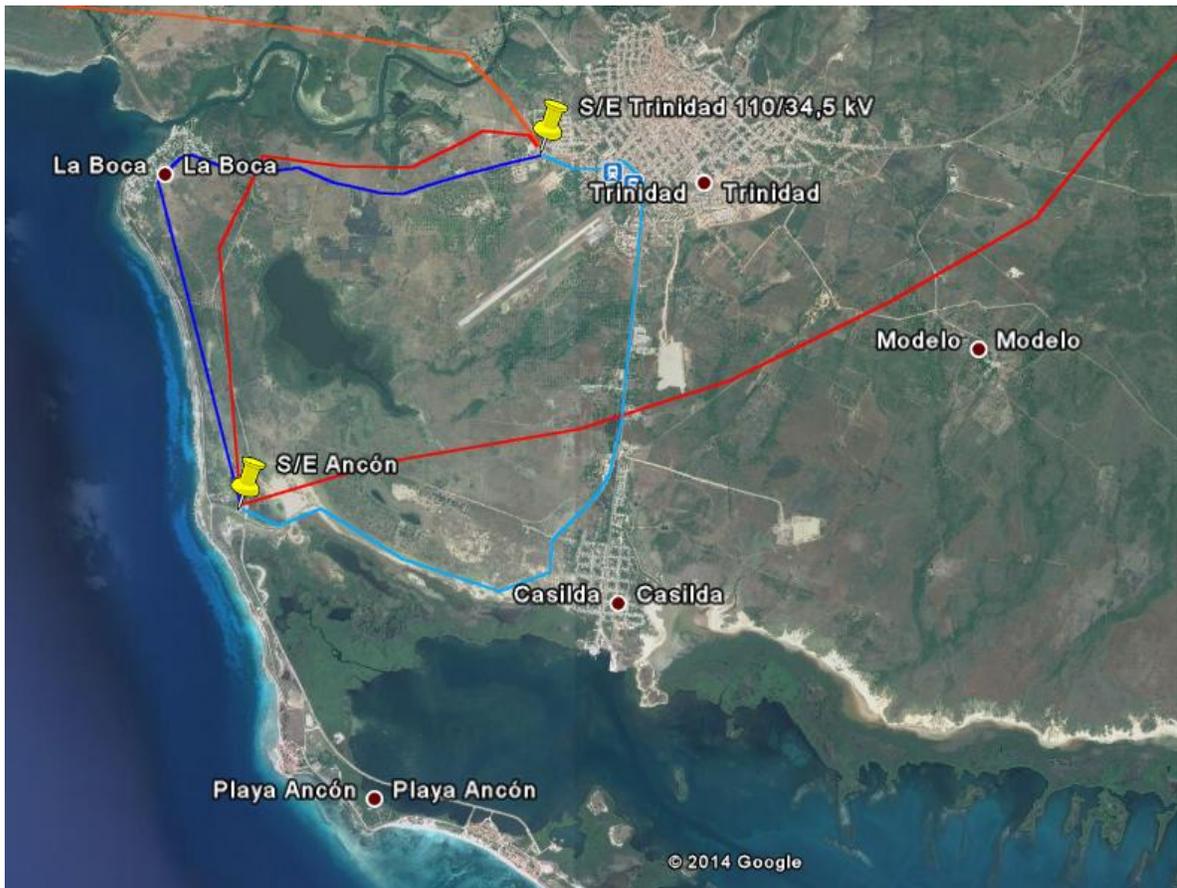
2. Tabla utilizada para el cálculo del km de línea soterrada a 13.8 kV y 34.5kV.

	Material	Unidad	NM	CUC	total	cantidad	Importe
799499925400	CABLE 1/C XLPE CU 15 KV #2/0 AWG (70 MM ²)	Mts	2.4	9.41	11.81		
676412013202	CABLE 1/C XLPE-PVC AL1×120 MM (250 MCM) AL 15 KV	Mts	2.13	5.22	7.35	6500	47775
676401921500	CABLE 1/C XLPE AL 35 KV #150 MM (300 MCM)	Mts	6.41	25.27	31.68	6500	205920
674.4.14.0013.00	EMPALME RECTO 1P HVS-1522S-P/S 250-350MCM TERMORR.	U	672.91	74.77	747.68	5	3738.4
674.4.01.9336.00	TERM 1Ø EXT. 15 KV HVT-152SG (2/0-350)	U	130.44	14.49	144.93	3	434.79
674.4.01.9337.00	TERM 1Ø EXT. 35 KV HVT-353SG (2/0-500)	U	128.68	14.29	142.97	3	428.91

3. Tabla utilizada para el cálculo de las pérdidas de energía.

CUC/Mwh		MN/Mwh		\$/Mwh	
Abril	Acum 2014	Abril	Acum 2014	Abril	Acum 2014
6,58	17,47	156,59	157,05	163,16	174,53

3: Vista aérea de la Península Ancón.



Leyenda:

Azul claro: SK-61 (34,5 kV)

Azul fuerte: SK-108 (13,8 kV)

Rojo: Línea 110 kV procedente de Sancti Spíritus.

Naranja: Línea 110 kV procedente de Cienfuegos.