

UNIVERSIDAD DE HOLGUÍN
“OSCAR LUCERO MOYA”
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE
SUBTRANSMISIÓN DEL POLO TURÍSTICO ATLÁNTICO NORTE**

**TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO ACADÉMICO DE MÁSTER
EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Autor: Ing. José Miguel Pera Garcells

AÑO, 2014

UNIVERSIDAD DE HOLGUÍN
“OSCAR LUCERO MOYA”
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE
SUBTRANSMISIÓN DEL POLO TURÍSTICO ATLÁNTICO NORTE**

**TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO ACADÉMICO DE MÁSTER
EN EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Autor: Ing. José Miguel Pera Garcells

**Tutores: Dr. C. Francisco Octavio Machín Armas, Pro. Titular
MSc. Orlando Ernesto Parra Infante**

AÑO, 2014

PENSAMIENTO

*“Debemos preocuparnos por prestar servicios con **eficiencia y óptima calidad**, y simultáneamente producir el nuevo hombre que constituye y crea la nueva sociedad socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con **eficiencia**”*

Ernesto “Che” Guevara

AGRADECIMIENTOS

Mi mayor agradecimiento a mi querida familia, quienes me apoyaron y dieron ánimos a seguir cuando pensé que no podría alcanzar la meta trazada.

A mis Tutores Dr. C Francisco Octavio Machín Armas y el MSc. Orlando Ernesto Parra Infante, por su ayuda y tiempo dedicado.

A todo el personal de la Empresa Eléctrica Holguín por su ayuda prestada.

Al claustro de profesores de la maestría por transmitirnos sus conocimientos y experiencias.

DEDICATORIA

A mis hijos

A mi esposa

A mis padres

A mis hermanos

RESUMEN

Las redes eléctricas de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte en la provincia de Holguín se encargan de transferir la energía eléctrica de las líneas de transmisión a las de distribución y garantizar con ello el servicio a los diferentes consumidores. En el régimen de explotación actual se opera con un bajo voltaje, lo que trae como consecuencia un incremento de las pérdidas eléctricas y por lo tanto, una baja eficiencia energética.

En el trabajo, se realiza un estudio de las redes de subtransmisión con el programa PSX, que es un simulador de redes eléctricas, el cual permite determinar cómo se comportan las pérdidas de energía al elevar el voltaje a 34.5 kV, así como el ajuste de la derivación óptima del conmutador del transformador de fuerza de las subestaciones de distribución para el nuevo nivel de voltaje.

Como resultado, se logra una disminución de las pérdidas eléctricas en 23554 kWh al año y un ahorro de 8,9 toneladas de combustible y se deja de emitir a la atmosfera 20.4 toneladas de CO₂; lo que se traduce en una mayor eficiencia y calidad del servicio eléctrico. Al evaluar los indicadores técnicos – económicos se arriba a la conclusión de que es factible ejecutar la propuesta.

ABSTRACT

The electric nets of subtransmisión of the Tourist Pole North Atlantic in the county of Holguín take charge of to transfer the electric power from the transmission lines to those of distribution and to guarantee with it the service to the different consumers. In the régime of current exploitation it is operated with a low voltage, what results in an increment of the electric losses and therefore, a low energy efficiency.

In the work, he/she is carried out a study of the subtransmisión nets with the program PSX that is a shammer of electric nets, which allows to determine how the energy losses behave when elevating the voltage to 34.5 kV, as well as the adjustment of the good derivation of the switch of the transformer of force of the substations distribution for the new voltage level.

As a result, a decrease of the electric losses is achieved in 23554 kWh to the year and a saving of 8 tons of fuel and it is stopped to emit to the atmosphere 20.4 tons of CO₂; what is translated in a bigger efficiency and quality of the electric service. When evaluating the technical indicators - economic you arrives to the conclusion that it is feasible to execute the proposal.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. ESTUDIO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE SUBTRANSMISIÓN	6
1.1 Eficiencia electroenergética en las redes eléctricas de subtransmisión.....	6
1.1.1 Características generales de los elementos que conforman el SEN ...	9
1.1.2 Características del sistema eléctrico de la provincia de Holguín	16
1.1.3 Características de las redes eléctricas de subtransmisión	20
1.2 La eficiencia energética en los sistemas eléctricos de potencia	29
1.2.1 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica	29
1.2.2 Balance de energía en los sistemas electroenergéticos.....	35
1.3 Características de técnicas de la subestación transformadora de voltaje de 110 kV a 34.5 kV La Canela	39
CAPÍTULO II. DIAGNOSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES DE SUBTRANSMISIÓN DEL POLO TURÍSTICO ATLÁNTICO NORTE.	44
2.1 Caracterización y diagnostico de los circuitos de subtransmisión del Polo Turístico.....	44
2.1.1 Características del voltaje de operación en las barra de 34,5 kV de la subestación La Canela 110 kV	50
2.1.2 Descripción del software utilizado para determinar las pérdidas eléctricas y los voltajes en las redes eléctricas.....	51
2.2 Proyecto de mejora de la eficiencia electroenergética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte	53

2.2.1	Metodología utilizada para la evaluación de las pérdidas de energía	53
2.2.2	Ajuste de las derivaciones de los transformadores para el nuevo nivel de voltaje de 34.5 kV	61
2.3	Análisis de factibilidad del proyecto de mejora de la eficiencia electroenergética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte	63
2.3.1	Evaluación económica y financiera de la propuesta de reducción de pérdidas	63
2.3.2	Evaluación de los costos asociados para la reducción de las pérdidas por elevación de voltaje de 33,5 a 34,5 kV	67
2.3.3	Análisis de factibilidad de ejecución el proyecto mejora de la eficiencia electroenergética	72
2.3.4	Aporte social y evaluación ambiental	72
	CONCLUSIONES GENERALES.....	75
	RECOMENDACIONES	76
	BIBLIOGRAFÍA	77
	ANEXOS	81

INTRODUCCIÓN

El elevado crecimiento de la economía en los últimos años se ha traducido en una extraordinaria expansión del consumo de energía, mientras la humanidad vive el corto período de los combustibles fósiles, en el que sólo en el siglo XX se consumió más energía que en todos los siglos precedentes (González, 2005).

Durante los últimos años, mundialmente crece la conciencia acerca de la importancia del uso eficiente de los recursos energéticos, y en particular, del control de las pérdidas eléctricas. El ahorro se ha tomado como la mejor forma de contribuir a optimizar los requerimientos de inversión en el sector electroenergético.

La energía eléctrica es de vital importancia en la sociedad debido a que esta sienta las bases del desarrollo de cualquier país, por ello, deben ser buscados las mejores soluciones y alternativas para brindar un servicio con mayor calidad y eficiencia a los consumidores. La utilización tan amplia de la energía eléctrica en la industria y los servicios ha convertido la generación electroenergética en unas de las ramas básicas de la Economía Nacional, y de su oportuno desarrollo depende la planificación de toda la economía del país y la elevación del nivel de vida de la sociedad.

Como forma fundamental de organización de la industria eléctrica está el sistema eléctrico y este tiene como misión garantizar el suministro de energía eléctrica a los diferentes usuarios en la cuantía que estos la demanden en cada momento y con la calidad requerida.

El **Sistema Electroenergético Nacional (SEN)**, es el conjunto de todas las instalaciones destinadas a la generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica en todo el archipiélago cubano, estén o no interconectados, de acuerdo con la Resolución 373 del 2010 dictada por el Ministerio de la Industria Básica, hoy Ministerio de Energía y Minas (RS-373,2010).

Toda mejora de la eficiencia en cualquiera de los componentes de un sistema eléctrico tiene repercusiones en sus partes y en el todo, y al final, se refleja en el sector energético y en la economía del país. La disminución de las pérdidas a todo nivel, se traduce en una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y menor consumo de combustible para un mismo nivel de beneficio social y económico de consumo de energía eléctrica. Esto implica a nivel de sector energético, una menor utilización de energía primaria y una eventual disminución de inversiones en el sector eléctrico.

Estudios realizados en los sistemas eléctricos demuestran que las pérdidas totales con respecto a la energía total generada en los países industrializados oscilan alrededor de un 10 %, con una eficiencia del 90 %, y en algunos países se consiguen valores superiores al 90 %. En Latinoamérica y el Caribe las pérdidas se encuentra alrededor de un 25 al 30 %, mientras en Cuba fluctúan entre el 16 y 17 %, y el objetivo propuesto por la Unión Nacional Eléctrica (UNE) es alcanzar un valor aproximado al 10 % antes del año 2020.

Con vista a lograr este objetivo, en el lineamiento 245 del VI Congreso del PCC se plantea: *“proseguir el programa de rehabilitación y modernización de redes y subestaciones eléctricas, de eliminación de zonas de bajo voltaje, logrando los ahorros planificados por disminución de las pérdidas en la distribución y transmisión de energía eléctrica. Avanzar en el programa aprobado de electrificación en zonas aisladas del Sistema Electroenergético Nacional, en correspondencia con las necesidades y posibilidades del país, utilizando las fuentes más económicas”*.

La provincia de Holguín es la tercera más grande del país, con una extensión de 9 209,71 kilómetros cuadrados, la cual representa el 8,4 por ciento de la superficie total del país, y actualmente es una de las principales zonas industriales de Cuba. Esta es considerada el tercer Polo Turístico en importancia del país y su demanda promedio en el horario pico en el año 2012 fue de 177900 kW, lo que

representa el 6.34 % con respecto a la demanda nacional y el consumo de energía de 130000 MWh, lo que constituye el 9.29 % de la demanda de energía del país.

Se inició la electrificación del Polo Turístico Atlántico Norte, cuando se aprobó el desarrollo acelerado del turismo en la costa norte de la provincia Holguín en la década de los 90. La zona de desarrollo turístico se encontraba muy distante de las subestaciones Holguín 220/110/34.5 kV que mantenía una línea a 33 kV hasta Don Lino y la subestación Nipe 110/34.5 kV que alcanzaba la subestación Cuatro Caminos de Yaguajay con una línea a 13.2 kV hasta Guardalavaca.

Una demanda máxima se esperada en la zona del orden de los 20 MW, por lo tanto se decidió construir un simple circuito a 110 KV desde la subestación Holguín 220/110/34,5 kV hasta La Caridad 110/34.5 KV y continuar con la línea rumbo a La Canela 110/34,5KV, y a finales del año 2003 queda en servicio garantizando el suministro eléctrico a través de las redes de 33 KV a los diferentes consumidores.

Las redes de subtransmisión del Polo Turístico se operan con un **bajo voltaje**, lo que incrementan las **pérdidas eléctricas**, pues las caídas de voltaje son mayores al final de las líneas al tener que transferir mayor carga. Lo expuesto anteriormente trae como resultado que la explotación de estas redes no es lo más eficiente.

En el trabajo se realiza un estudio con el auxilio del software PSX, el cual permite simular y analizar la eficiencia de los sistemas eléctricos, y se precisa como **problema de investigación** el siguiente: ¿Cómo elevar la eficiencia energética en las redes de subtransmisión eléctrica del Polo Turístico Atlántico Norte?

Se define como **objeto de estudio** las redes de subtransmisión eléctricas **y el campo de acción** la transformación del voltaje en las subestaciones. Mientras como **objetivo de la investigación** se toma el elaborar un proyecto de mejora de la eficiencia energética en las redes eléctricas de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte.

El estudio de los referentes teóricos ha permitido el planteamiento de la **Hipótesis** siguiente: **si** se modifica el voltaje de trabajo en las barras de 33 kV de la S/E La Canela 110 kV, al elevarlo a 34,5 kV, **entonces** se podrá lograr una operación más eficiente desde el punto de vista energético y además más confiable.

En esta etapa de la investigación se proponen las siguientes tareas:

1. Estudiar las fuentes bibliográficas para conformar el marco teórico práctico de la investigación, que favorezca la fundamentación del problema y el estado del objeto y el campo.
2. Diagnosticar las causas que provocan la ineficiencia energética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte. Caracterizar el comportamiento energético de las redes de subtransmisión.
3. Elaborar un proyecto de mejora de la eficiencia energética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico.
4. Comprobar la factibilidad del proyecto de mejora de la eficiencia según los resultados de los indicadores económicos y financieros.

Para el desarrollo de estas tareas se proponen los siguientes métodos:

Métodos teóricos

Análisis y síntesis: permitió llegar a conclusiones concretas con respecto al funcionamiento de la Gestión Energética en la Empresa Eléctrica de Holguín y por consiguiente en las redes de subtransmisión del Polo Turístico.

Inducción y deducción: para definir los factores que están afectando la eficiencia energética, así como la elaboración de las propuestas de mejoras en las redes de subtransmisión.

Métodos empíricos

Observación científica: para el diagnóstico de la gestión energética, obtener el conocimiento del comportamiento del objeto de la investigación y acceder a la información directa e inmediata.

Criterio de expertos: brindó conocimiento al determinar los parámetros fundamentales a revisar para disminuir las pérdidas eléctricas en la entidad y elaborar un proyecto de mejora de la eficiencia.

Métodos estadísticos: para determinar la magnitud promedio horaria anual de las mediciones de potencia activa, reactiva y voltaje, se utilizó la base de datos de lecturas del año 2012 del módulo Sistema de Gestión de Redes (SIGERE).

Aportes:

Ofrece un proyecto de mejora en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico donde se cuantifica en cuanto disminuyen las pérdidas eléctricas al elevar el voltaje a 34.5 kV, los niveles de tensión en cada uno de los nodos fundamentales y la derivación óptima en cada una de las subestaciones transformadora, su aporte económico - financiero, así como la cantidad de CO₂ dejado de emitir a la atmósfera por concepto de reducción de generación.

Contenido del trabajo

La tesis cuenta con una introducción donde se resumen los aspectos esenciales que fundamentan y caracteriza la situación problemática. Un capítulo I, dedicado al estudio de las fuentes bibliográficas y la construcción del marco teórico referencial donde se exponen las ideas generales referentes al funcionamiento y gestión energética de los sistemas eléctricos en el marco del contexto que vive nuestro país. En el capítulo II, se exponen los elementos del diagnóstico, se detallan los escenarios que se modelaran para cuantificar las pérdidas de energía, el proyecto de mejora de la eficiencia energética, con el análisis económico y financiero para determinar su factibilidad; un cuerpo de conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación; la bibliografía consultada y finalmente, un grupo de anexos de necesaria referencia, como complemento de los resultados expuestos.

CAPÍTULO I. ESTUDIO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES ELÉCTRICAS DE SUBTRANSMISIÓN

En el capítulo, se presentan los principales elementos que caracterizan la eficiencia energética en los sistemas eléctricos de potencia y en particular del nivel de subtransmisión. Se tratan los criterios básicos para la reducción de las pérdidas de energía en las redes eléctricas del citado nivel, con énfasis en la transformación del voltaje en las subestaciones mediante el conmutador de derivaciones, al cual se describen sus características técnicas.

1.1 Eficiencia electroenergética en las redes eléctricas de subtransmisión.

Es la energía la medida cuantitativa del movimiento de la materia, por lo que las diferentes formas de energía se corresponden con los diferentes tipos de movimiento. Interesa esta al ingeniero porque expresa la capacidad de un sistema de realizar trabajo.

Todos los sistemas físicos existentes, los naturales o los tecnológicos diseñados por los humanos, se sustentan mediante transformaciones energéticas de un tipo en otro. Busca el hombre en sus diseños tecnológicos obtener trabajo, calor, luz y para ello dispone de los convertidores energéticos, ya sean máquinas térmicas o

refrigeradoras, generadores electroenergéticos o motores, lámparas fluorescentes, hornos y otros (Machín, 2013),

Una de las más importantes leyes de la naturaleza es la “Ley de Conservación de la Energía”, que expresa el hecho de que la misma al transformarse de un tipo en otro se conserva, por lo que se aprecia que la no aprovechada en los procesos tecnológicos pasa al medio ambiente a través de los sistemas de enfriamiento. Elevar la eficiencia energética en un proceso productivo significa aumentar la cantidad de energía aprovechada en el proceso de conversión y por tanto reducir la que va al medio ambiente, pues esta última se pierde o desvaloriza porque la Segunda Ley de la Termodinámica “prohíbe” su reutilización.

La energía posibilita y facilita toda la actividad humana, y no significa nada si no entrega lo que se necesita de ella: luz, frío, calor, fuerza y movimiento, transporte y comunicación. Es en el uso final donde se concreta el beneficio de la energía. Antes no significa nada (Borroto Nordelo y otros, 2006).

Es la eficiencia energética la relación entre la cantidad de energía útil empleada en un servicio energético (cocción, transporte, climatización, maquinado, entre otros) y la cantidad de energía puesta en juego para ello. La cantidad de energía útil siempre es menor que la cantidad de energía puesta en juego, de modo que al dividir ambas se obtiene un número que es menor que uno, y al multiplicarlo por 100 la eficiencia energética queda dada en porciento.

Hacer un uso eficiente de la energía significa producir, a partir de una cierta cantidad disponible, la mayor cantidad posible de cambios o transformaciones. Las acciones de eficiencia energética permiten optimizar la relación entre la energía usada y los productos y servicios obtenidos.

Puede ser considerada la eficiencia energética como una «fuente» de energía limpia, aunque si se habla estrictamente no es así. Sin embargo, en términos prácticos se comporta como tal, pues al usar eficientemente la energía disminuye la cantidad empleada en satisfacer determinado servicio energético y es como si

se introdujera una fuente de energía. Es limpia porque la energía menos contaminante es la que no se utiliza.

El incremento de la eficiencia energética tiene un beneficio ambiental inmediato y directo, ya que implica una reducción en el uso de recursos naturales y en la emisión de contaminantes, incluido el CO₂. Sin lugar a dudas, la energía más limpia es la energía ahorrada (Borroto Nordelo y Monteagudo Yanes, 2006).

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica. La posibilidad de explotar distintos tipos de fuentes de energía como corrientes de ríos, combustóleo, gas, uranio, carbón, la fuerza de los mares y vientos, géiser, etc. de sitios alejados de los centros de consumo, hace posible que la energía eléctrica se transmita a grandes distancias, lo que resulta relativamente económico, ya que es necesaria en la gran mayoría de procesos de producción de la sociedad actual.

El sistema electroenergético es la parte de un sistema energético en la que el calor y diferentes formas de energía se transforman en energía eléctrica, la cual se transmite a distancia, se distribuye a los consumidores donde de nuevo es transformada.(Vénikov, 1988). Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), puede ser definido como el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

En la Figura 1.1 podemos apreciar una representación simplificada de cómo está configurado el SEN. El nivel de voltaje en la transmisión es 220 y 110 KV, la subtransmisión es 34.5 KV y la distribución está dividida en primaria 13.8 KV, aunque todavía existen redes de 4 kV las cuales llevan un proceso de conversión a 13.8 kV, la distribución secundaria cuyo nivel de voltaje es de 110, 220, 380 y 440 V. El SEN se encuentra enlazado desde la provincia de Pinar del Rio hasta Guantánamo, existiendo sistema independiente en la Isla de la Juventud y en los Cayos Turísticos.

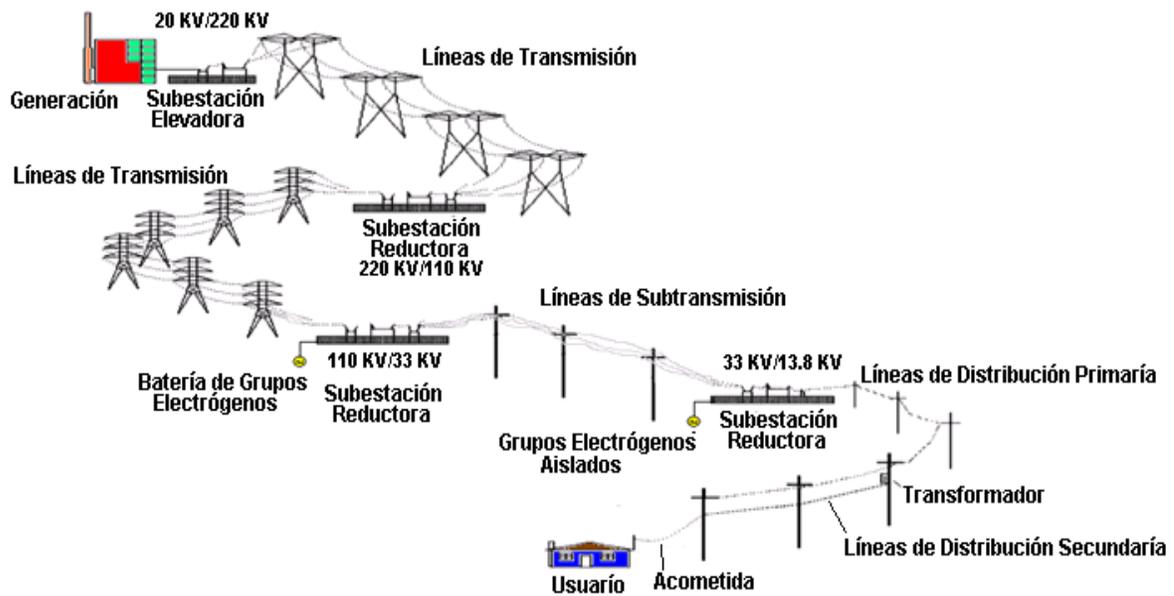


Figura 1.1. Representación simplificada del SEN.

1.1.1 Características generales de los elementos que conforman el SEN

Generación: En la estación generadora se transforma la energía mecánica (cinética de rotación) en eléctrica mediante el sistema motor primario-generador, además intervienen equipos de control. Las estaciones pueden ser de diversos tipos tales como:

- Estaciones Termoeléctricas
- Estaciones Hidroeléctricas
- Estaciones con fuentes renovables de energía

En el año 2012 la potencia instalada en el SEN era de 5909 MW y la generación bruta fue de 18183757 MWh. En la Figura 1.2 podemos observar cómo está estructurada la generación en el país.

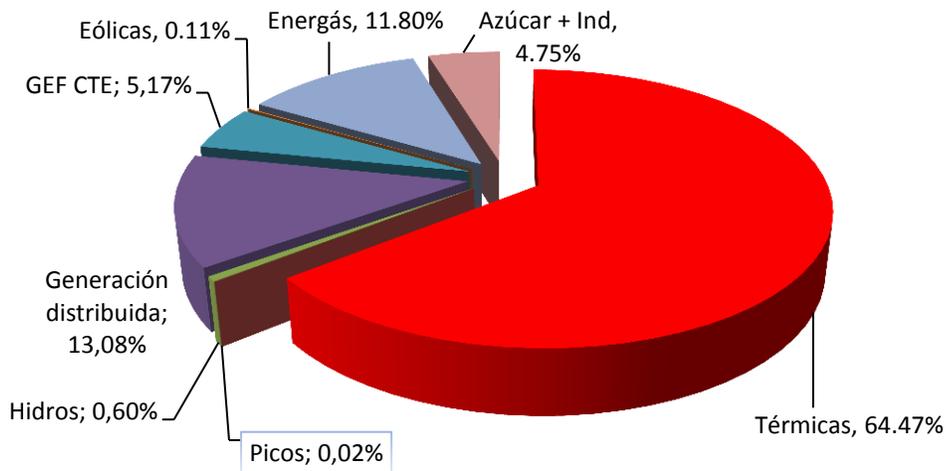


Figura 1.2. Estructura de la generación 2012 en porcentaje.

Las Centrales Térmicas representaban el 64,47 % y constituyen las plantas con mayor potencia instaladas como son: Lidio Ramón Pérez (500 MW), Guiteras (317 MW), Antonio Maceo (280 MW), 10 de Octubre (420 MW), Máximo Gómez (270 MW) y Carlos Manuel de Céspedes (316 MW). La fuente de energía primaria lo constituyen el crudo nacional y el fuel, mientras las Centrales Hidroeléctricas representan el 0.6 % y la forman la Robustiano León con una capacidad de 43 MW situada en la provincia de Villa Clara y las demás son plantas minihidroeléctricas.

La Generación Distribuida representa el 13.08 % y está dispersa en todo el país, la conforman los Grupos Electrógénos Diesel que pueden ser en baterías o aislados y de Fuel en Baterías. Estos últimos en grandes baterías Fuel de las se encuentran situados en las centrales termoeléctricas de mayor capacidad, y su objetivo fundamental es garantizar el arranque de estas plantas ante caídas del SEN.

Las plantas generadoras Energás son productores de energía independientes que en convenio con la Empresa Sherry de Canadá tienen una capacidad total instalada de 355 MW, y se encuentran situados en Varadero, Puerto Escondido y

Jaruco. Las mismas utilizan como portador primario el gas acompañante del proceso de extracción de Petróleo.

Una capacidad instalada de 10.4 MW tienen las Centrales Eólicas, las cuales se encuentran emplazadas en Gibara y el Parque de Turiguano. Por otra parte, para los horarios de máxima demanda se utilizan las denominadas plantas picos, que son turbinas, de gas por lo general, que se sincronizan con el SEN en el horario de máxima demanda.

En los complejos agroindustriales (CAI) la fuente principal de energía es el bagazo de caña, cuya combustión sostiene los ciclos de vapor y la cogeneración eléctrica, la cual es de un valor apreciable. Además, las plantas industriales que se encuentran situadas en la provincia de Holguín son sistemas turbogeneradores que sincronizan al SEN, y en el caso de la fábrica de níquel Ernesto Che Guevara tiene una potencia instalada de 24 MW y en la Pedro Soto Alba de 12 MW.

En la Figura 1.3 se muestra que en nuestro país las fuentes de energía renovables representan el 5 % del total de las fuentes de energía primaria por lo que en el lineamiento 247 del VI Congreso del PCC se plantea: *“potenciar el aprovechamiento de las distintas fuentes renovables de energía, fundamentalmente la utilización del biogás, la energía eólica, hidráulica, biomasa, solar y otras; priorizando aquellas que tengan el mayor efecto económico”*.

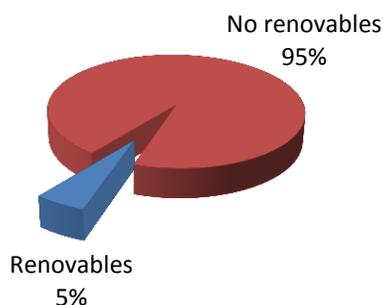


Figura 1.3. Relación entre fuentes de energías renovables y no renovables en el año 2012 en Cuba

Líneas de transmisión

La interconexión de las diferentes plantas generadoras se realiza por medio de las líneas de transmisión. La magnitud de la potencia manejada por la red de transmisión es la mayor del sistema, y el recorrido de estas líneas cubre prácticamente toda el área en que opera el mismo, por lo que los voltajes más elevados corresponden a este nivel.

Como la función más importante las líneas de transmisión tiene la de efectuar el intercambio de potencia mutua entre las diferentes regiones del sistema. Comúnmente las líneas de transmisión operan a 110 y 220 kV. En el mundo hay diversos niveles de tensión tales como: 345, 400, 500, 765 kV, etc.

En la salida de los generadores de las diferentes plantas de generación de electricidad se suministra un voltaje que oscila entre 2.4 y 24 kV, y al transferir valores altos de energía a lugares distantes es necesario elevar el voltaje para disminuir las pérdidas y la caída de tensión. Esto se logra con subestaciones elevadoras de tensión, que en Cuba el nivel de voltaje de transmisión es de 220 KV y 110 KV.

Las líneas de transmisión son las encargadas de transferir la energía hasta los diferentes subestaciones reductoras de voltaje, y como se aprecia en la Figura 1.4, se encuentran enlazadas en todo el territorio, y por lo general, las líneas de 220 KV son en doble circuito.



Figura 1.4. Representación de la redes de transmisión en Cuba

Líneas de subtransmisión

Los circuitos de subtransmisión nacen generalmente en una subestación de transmisión y distribuyen la energía a los consumidores mayores y a las subestaciones de distribución en un área geográfica limitada; su alimentación es por un solo extremo (radial) y operan independientemente unos de otros.

El número de circuitos de subtransmisión para servir a una región dada depende fundamentalmente de la extensión y de la densidad de carga de la misma, la longitud de cada uno es un factor que no puede ser generalizado, pudiendo unos tener varias decenas de kilómetros, mientras que otros, alimentan áreas de mayor densidad de carga, por ejemplo, en las ciudades tienen recorridos de muy poca extensión. El voltaje en Cuba es de 34,5 kV.

Líneas de distribución

La función del sistema de distribución es similar al de subtransmisión, en una proporción mucho menor; en este sistema están los circuitos de distribución primaria y los circuitos de distribución secundaria. La distribución primaria recibe la energía de la subestación de distribución y en su recorrido la traspasa directamente a los consumidores medianos, talleres, centros comerciales, etc., y a los consumidores pequeños –residencias- a través de la distribución secundaria.

En Cuba, la distribución primaria los niveles de voltajes son 7,620 – 13,8 kV y 2,4 – 4.16 kV, correspondiendo en cada caso a los voltajes de fase y de línea de los secundarios de las subestaciones conectadas en estrella con el neutro sólidamente aterrado, respectivamente; a veces este neutro corre simultáneamente con las tres fases, formando un sistema de 4 hilos.

Los circuitos de 13.8 kV pueden cubrir zonas más extensas que los de 4.16 kV por lo que pueden absorber con más facilidad el crecimiento de la carga y la ampliación de las líneas para cubrir las nuevas necesidades de servicio. La distribución primaria está formada por circuitos trifásicos en sus secciones

principales, pero en los ramales de poca carga, generalmente existen 1 ó 2 fases, además del conductor neutro.

Generalmente, la subestación está ubicada en las afueras de la ciudad y después de pasar de una zona de la misma se extiende hacia las áreas rurales. En Cuba se lleva a cabo un amplio plan de mejora de conversión de los circuitos de 4.16 a 13.8 kV con el fin de reducir las pérdidas eléctricas.

Los transformadores de distribución reducen los voltajes primarios a los valores de utilización. Estos transformadores son monofásicos con voltaje por primario de 7,620 kV y 2,4 kV para ser conectadas 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. Los transformadores de distribución monofásicos tienen capacidades desde 1.5 kVA hasta 333 KVA, y los mismos se colocan en los postes de los circuitos o en una plataforma construida para ese fin, cuando por su peso se dificulta su ubicación en el poste. Dos o tres transformadores pueden conectarse en banco para los servicios trifásicos.

El voltaje por secundario de los transformadores de distribución, 120/240 V, dan origen a los circuitos secundarios. Estos circuitos parten desde el transformador o banco y tienen un recorrido que salvo raras ocasiones no llega a los 300 m de longitud, su función es dar servicio directo a los consumidores pequeños.

Los circuitos de distribución secundaria pueden ser monofásicos si parten de un transformador aislado, o trifásicos si tienen su origen en un banco. Estos últimos se conectan en delta – banco de tres transformadores- o en delta abierta – banco de dos transformadores- por secundario y se toma el centro del devanado de uno de los transformadores conectado a tierra, el del mayor potencia, conocido como transformador de alumbrado, que puesto a tierra constituye la referencia para el sistema trifilar.

El neutro del sistema secundario es común para el primario, este parte de la red del neutro de la subestación de distribución y se extiende por todo el circuito, se

aterra a intervalos más o menos regulares a través de una varilla de tierra colocada junto al poste; la frecuencia de estos aterramientos depende de las condiciones del terreno.

Los conductores de la distribución primaria y secundaria corren conjuntamente sobre el mismo poste; los primarios se colocan horizontalmente sobre las crucetas en aisladores de pedestal, mientras que los del secundario se disponen verticalmente directamente sobre el poste, como se indica en la Figura. 1.5.

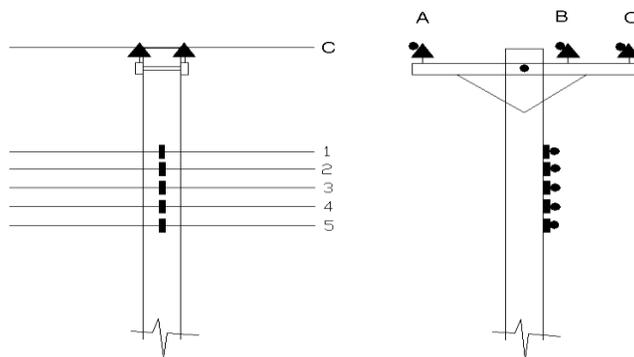


Figura 1.5. Disposición de los circuitos primarios y secundarios: A, B, C conductores del circuito primario con tensión de 7,62/13,8kV o 4.16/2.4 kV; 1, 2, 3, 4,5 conductores del circuito secundario con tensión de 120/240.

El número de conductores del secundario depende de sí el servicio es monofásico o trifásico; y se identifican del superior al inferior. El conductor superior (1) es el neutro común del circuito primario y secundario, mientras entre los conductores (2) y (3) aparece el voltaje pleno del transformador de distribución, 240 V, y entre estos y el centro del devanado, 120 V.

La mayor parte de las instalaciones domésticas, se conectan entre los conductores 1 y 2 ó 1 y 3; si el servicio lleva voltajes 120/240 V, se coloca una acometida trifilar desde los conductores 1,2 y 3.

El cuarto conductor solo existe si el secundario nace de un banco formado por 2 ó 3 transformadores monofásicos, y estos están conectados en delta abierta o delta

respectivamente, como se señaló, y ofrecen la oportunidad del servicio trifásico a 240 V, con los conductores 2, 3 y 4.

El conductor número (5) es el del alumbrado público; se encuentra desenergizado de día y de noche se energiza, por medio de los contactos de un relé desde el conductor (3) ó (4) y que da una tensión de 220 V. Las luminarias se conectan entre fases. Existen varias formas de accionar este relé, y una de las más usadas son las celdas fotoeléctricas que los operan dependiendo de la intensidad de la luz solar.

1.1.2 Características del sistema eléctrico de la provincia de Holguín

Para garantizar la transferencia de la energía hasta los consumidores en el territorio se necesitan las siguientes instalaciones: Subestaciones de transmisión 25, de distribución 177; circuitos de transmisión 17 (329.04 Km), subtransmisión 39 (1107.52 Km), distribución 147 (3598.14 Km) y secundarios 8232 (3285.08 Km). bancos de transformadores 10244, transformadores de distribución 12720 y bancos de capacitores 48.

La Figura 1.6 representa cómo se ha comportado la demanda promedio la provincia en el horario de mínima, media y máxima en el año 2011, si se compara con la demanda del 2012 (Figura 1.7), puede ser apreciado el incremento con respecto a la anterior símbolo de que la economía se ha dinamizado.

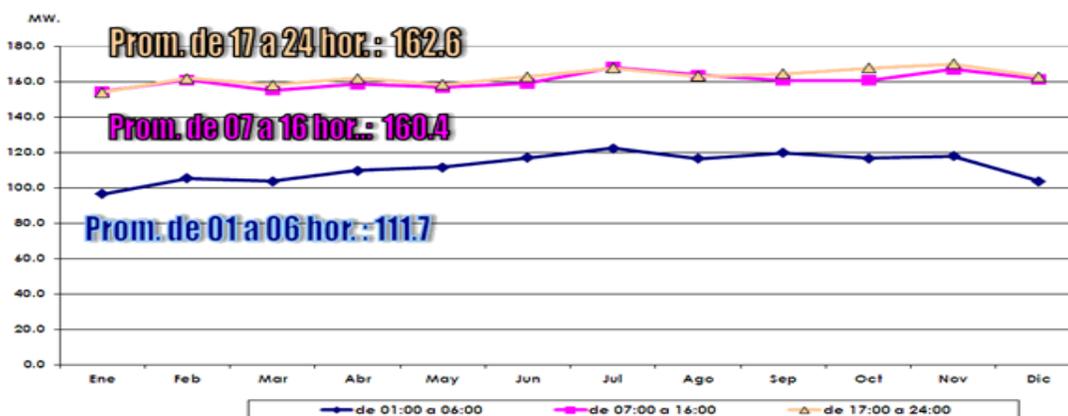


Figura 1.6. Demanda promedio en barra provincia Holguín año 2011.

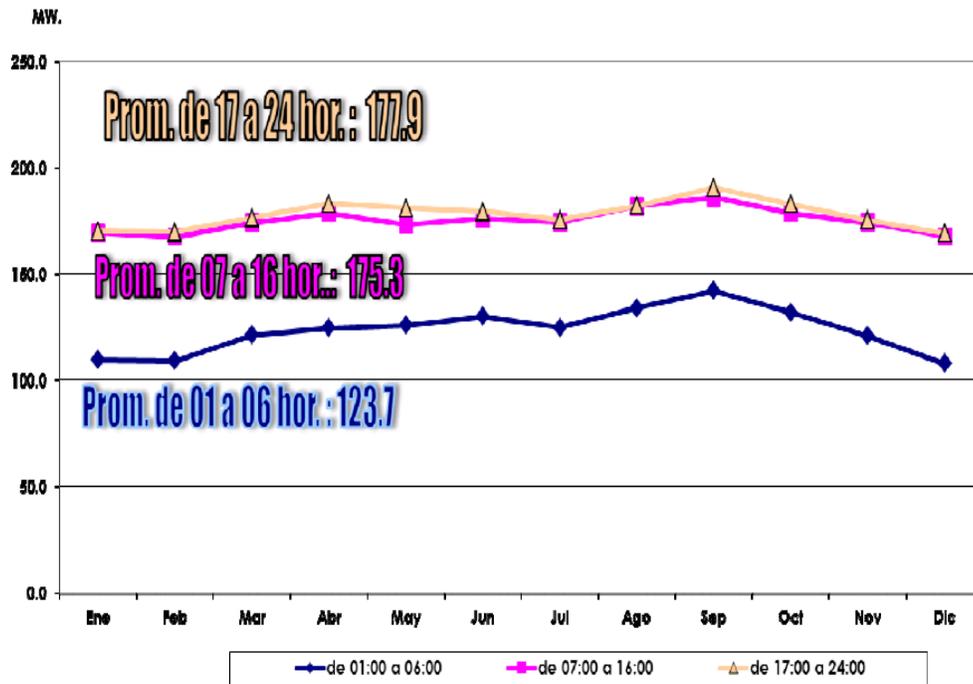


Figura 1.7. Demanda promedio en barra provincia Holguín año 2012.

Para garantizar el servicio eléctrico se cuenta con capacidad de generación instalada que se muestra en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Capacidad de generación instalada en MW de la provincia de Holguín.

Nombre de la planta	Potencia Instalada en MW	Portador energético
CTE Lidio Ramón Pérez	500	Crudo
Fuel Lidio Ramón Pérez	60	Fuel
GE Diesel	202	Diesel
Fabricas de Níquel	36	Fuel
CAI	60	Bagazo
Parque Eólico Gibara	10	Aire
PCHE Nuevo Mundo Moa	2	Agua
Total	870	

Como se puede apreciar en la Figura 1.8, se cuenta con la termoeléctrica más grande del país, la CTE Lidio Ramón Pérez con una capacidad de 500 MW y la mayor generación distribuida en grupos electrógenos diesel, de 202 MW. En relación con la demanda de la provincia se tiene un superávit de generación,

energía excedente que se transfiere para otras provincias deficitarias gracias a la particularidad de nuestro sistema de encontrarse enlazado a nivel nacional. En la Figura 1.9 podemos apreciar el porcentaje de cada planta de generación con respecto a la capacidad total instalada.

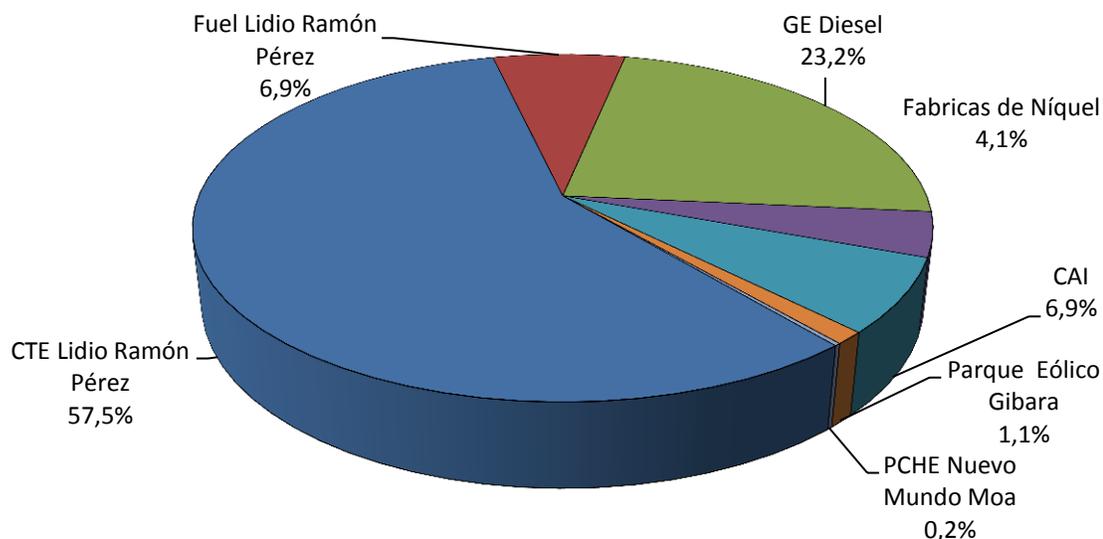


Figura 1.8. Porcentaje por planta con respecto a la capacidad total instalada

En la Figura 1.8 se valora que el mayor peso de la generación es mediante el crudo nacional, se debe seguir potenciando las fuentes de energías renovables, ya que en este momento representa solo un 8.3 % de la potencia instalada (Figura 1.10), el mayor peso lo tiene la generación a partir del bagazo de la caña de azúcar.

Se potencia el desarrollo de la energía eólica como fuente renovable de energía, y en la actualidad está en estudio la construcción de un parque eólico de 50 MW en el litoral norte de las provincias orientales.

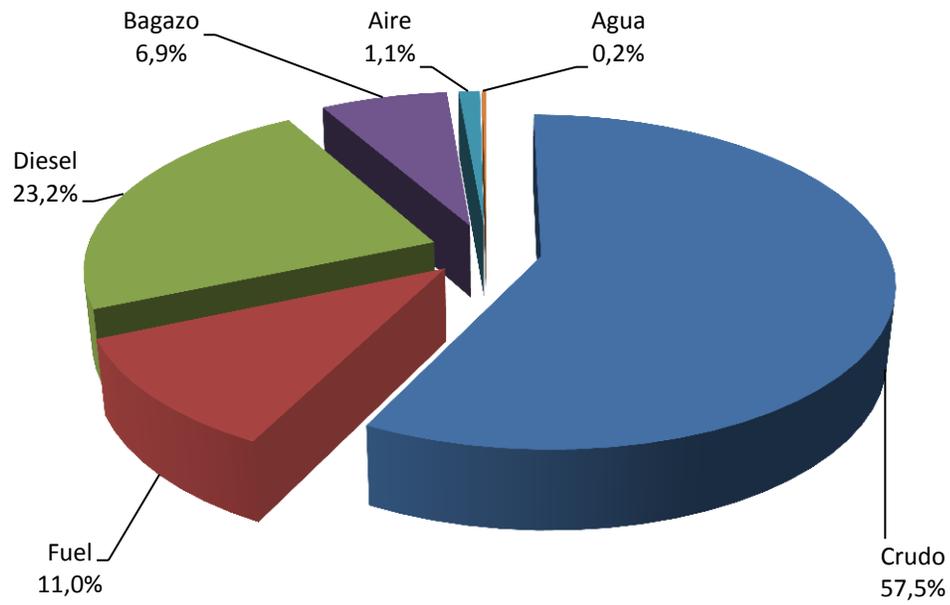


Figura 1.9. Porcentaje por portador energético con respecto a la capacidad total instalada

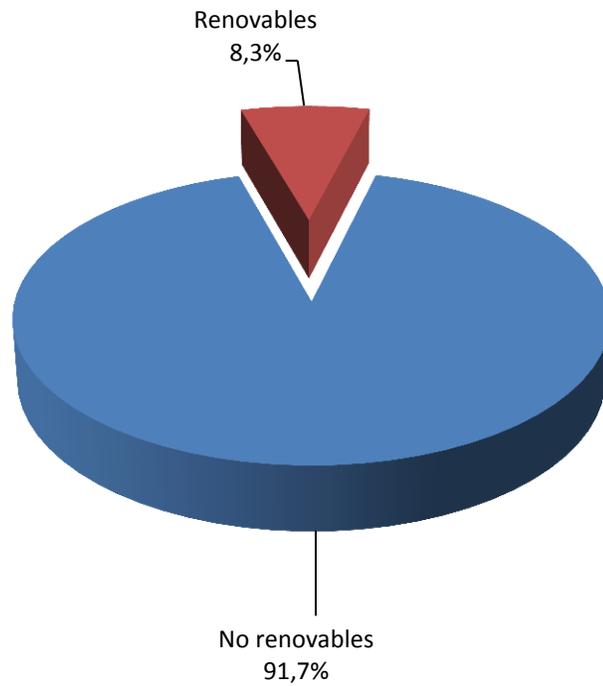


Figura 1.10. Relación entre los tipos de fuentes de energía en porcentaje

1.1.3 Características de las redes eléctricas de subtransmisión

Las redes eléctricas de subtransmisión están formadas por conjunto de estructuras, conductores, aisladores y accesorios destinados a transmitir energía eléctrica a una o varias subestaciones, sin afectar el medio ambiente (visual, acústico o físico). Se trata de lograr en su diseño y operación la máxima eficiencia, al hacer las pérdidas por calor o por radiaciones lo más pequeñas posibles, cuyos componentes son:

Estructuras

Pueden ser de tres tipos, postes de maderas, hormigón y de acero.

- **Postes de madera:** Se obtienen a partir de árboles vivos, seleccionados por su esbeltez, tamaño y diámetro, mediante un sistema de selección y tala en los bosques. Los postes deberán ser rectos y estar bien proporcionados de la base a la rabiza (Conicidad). No todas las especies maderables son útiles para la fabricación de poste para uso eléctrico, las más utilizadas son:

- ✓ Eucalipto
- ✓ Pino Amarillo del este
- ✓ Pino rojo del oeste
- ✓ Pino caribeño
- ✓ Cedro rojo

Deberán estar exentos de defectos tales como curvaturas, torceduras, alabeos, nudos, que por su importancia puedan afectar su resistencia mecánica del poste, la cantidad y tamaño de estos defectos son definidos en las normas.

Las dimensiones fundamentales que definen los postes son:

- Longitud total (Lt)

- Perímetro en la rabiza, (Circunferencia en al rabiza)
- Perímetro de carga a 1,80 m de la base (Circunferencia de carga)
- Clase del poste (clasificación mecánica)

En el Sistema Eléctrico Cubano las especies maderables más empleados son el Pino, Eucalipto y el Cedro rojo. La vida útil de los postes de madera sin tratar es relativamente corta, alrededor de 10 años y 25 años cuando es tratada con sales hidrosolubles.

Postes de hormigón: Están contruidos por el método llamado postensionado (se funden y posteriormente se la aplica tensión mecánica a unos cables colocados longitudinalmente) poseen una resistencia mecánica en voladizo entre de 66 y 100 toneladas en función del número de cables instalados, el peso de alrededor de 6000 kg.

Postes de aceros: pueden estar formado por tubos cónicos o piramidales truncados de acero laminados en caliente sin o con costura de diferentes diámetros soldados para obtener la longitud deseada o fabricados de chapa de acero conformado de una o varias piezas formado una pirámide truncada con sección de poliedro de varios lados (de 8 a 12 lados), unidos con juntas metálicas, de emboquillado directo, con juntas atornilladas o juntas soldadas a tope.

Aislamiento

El mejor aislamiento eléctrico que existe en estado natural es el aire seco, por lo que se puede decir que este es el aislamiento primario de los conductores desnudos, pero para mantenerlos separados eléctricamente de las estructuras que lo soportan, se hace necesario utilizar un elemento aislante que recibe el nombre de aislador Figura 1.11.

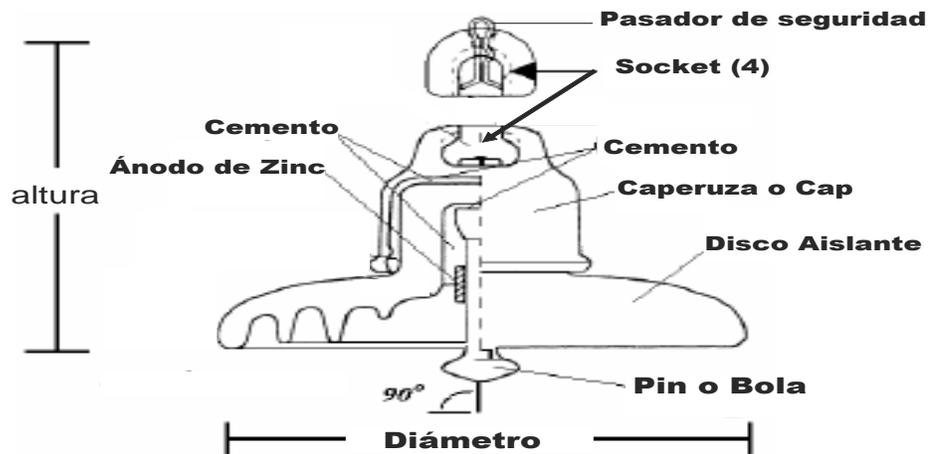


Figura 1.11 Partes de un aislador

Los parámetros fundamentales de un aislador son su resistencia mecánica para soportar la tensión y/o el peso de los conductores, así como, proporcionar un buen aislamiento eléctrico bajo las peores condiciones climáticas. El aislador básico utilizado en las líneas de subtransmisión es el de pedestal y disco que es uno de los componentes de las líneas aéreas más atacado por el medio ambiente y está conformado por los siguientes elementos:

El elemento aislante (Campana), que puede ser de porcelana electro-aislante o vidrio, los de porcelana electro-aislante por ser un material higroscópico (que absorbe el agua), para lograr su hermeticidad se recubre su superficie con una capa de barniz vidriado, por lo que en caso de rotura de este barniz se debe retirar ya que comienza a adsorber agua degradando su aislamiento.

Las partes metálicas del aislador de disco se fabrican de hierro maleable o acero forjado, el cual se galvaniza en caliente para protegerlo del ataque del medio ambiente. Para disminuir el número de aisladores en zonas de alta contaminación se utilizan aisladores con configuración más compleja llamados de contaminación y/o anticontaminación.

Cada aislador de disco no debe tener aplicado un voltaje mayor de 15 kV por lo que al instalarse en líneas con voltajes mayores, se tienen que colocar en serie

varias unidades, que reciben el nombre de ristas o cadenas, hasta que la sumatoria de los voltaje sea igual o mayor al voltaje de trabajo de la línea.

Conductores eléctricos

Se define como conductor eléctrico todos aquellos materiales que en el momento de ponerse en contacto con un cuerpo cargado eléctricamente, trasmite la electricidad a todo lo largo de su superficie. Son elementos que contienen electrones libres en su interior por lo que facilitan el desplazamiento de las cargas, los mejores conductores eléctricos son los metales y sus aleaciones, aunque existen materiales no metálicos que tienen la propiedad de conducción de la electricidad, un ejemplo de esto es el grafito y la soluciones salinas.

La Comisión Electrónica Internacional (IEC) en el año 1913 adoptó la conductividad eléctrica del cobre como una referencia para obtener la magnitud y se dice que el cobre recocido a 20 grados es el valor reconocido como el estándar de conductividad o IACS, de ahí en adelante la conductividad de otros materiales se representa como un porcentaje de la IACS. Los valores de conductividad de ciertos metales están por debajo del 100 % mientras que en el caso de otros, como la plata, tienen valores superiores debido a su gran conductividad.

Para el transporte de la energía eléctrica, se utiliza varios materiales como conductores, sobre todo, el aluminio, que tiene las ventajas frente al cobre de que es un material mucho más barato y abundante en la naturaleza, por lo que su utilización en líneas de transmisión extensas se ha generalizado.

Características particulares de los materiales para conductores

Cobre: Buen conductor eléctrico con una alta resistencia mecánica, resiste el ataque de atmósferas de casi todos los tipos (naturales, química y/o salinas). Hoy en día por su alto costo, su utilización está limitada a usos muy específicos.

Aluminio y sus aleaciones: Aunque tiene menor conductividad que el cobre (alrededor del 62% el tipo EC y el 54% cuando es aleado), su relativo bajo costo

en comparación con el cobre su uso es el más difundido en la construcción de las líneas aéreas de transmisión. En Cuba se utilizan tres tipos fundamentales, Aluminio aleado (AAAC), Aluminio EC con refuerzo de acero (ACSR), con temperatura máxima de trabajo de 75 °C y Aluminio aleado termo resistente con refuerzo de acero (TACSR), con temperatura máxima de trabajo de 150 °C

Clasificación de los conductores

Según su formación: Se clasifican en alambres cuando están formados por un solo hilo del material con que estén contruidos y cable cuando tiene dos o más hilos.

Según su construcción: Se construyen de aluminio con refuerzo de acero, aluminio aleado y cobre de los tipos que se utilizan en el SEN, y se muestran a continuación en la Figura 1.12.

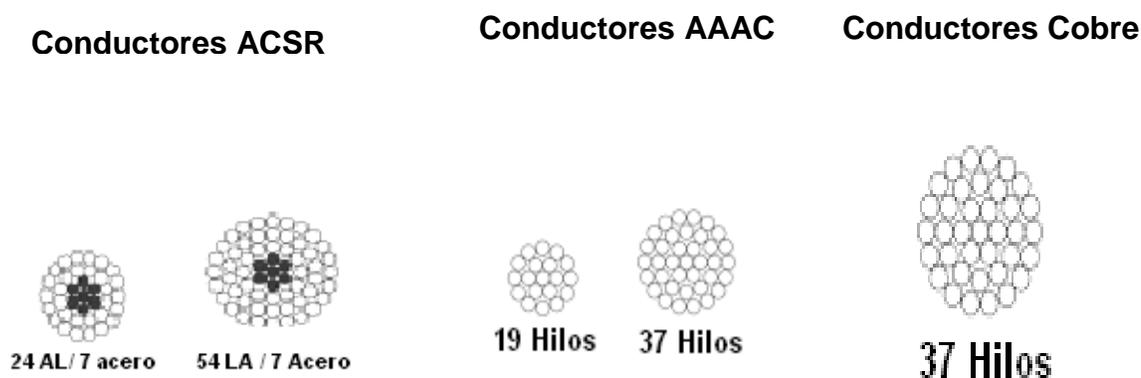


Figura 1.12 Clasificación de los conductores según su construcción

Según su área conductora: Los conductores se clasifican de acuerdo a su sección conductora, y se utilizan dos métodos fundamentales, que son el Sistema Métrico y el Sistema Americano de Calibres (AWG) con la siguiente equivalencia para conductores de ACSR, TACSR y AAAC como se muestra en la Tabla 1.1

Tabla 1.1 Clasificación de los conductores según su área

CÓDIGO	Tipo	CALIBRE A.W.G. MCM	ÁREA ALUMINIO (mm²)	Área acero (mm²)	Diámetro Total (mm)	Peso (Kg. /m)	Tensión Rotura (kgf)
CANTÓN	AAAC	394.5	199.90	-	18.31	0.547	6016
DARIEN	AAAC	559.5	283.50	-	21.79	0.776	8525
GREELEY	AAAC	927.2	469.80	-	28.14	1.287	13868
ACO 300 / 39	ACSR	-	300.00	39.00	24.0	1.32	9057
AC2K 400 / 51	ACSR	-	400.00	51.00	28.00	1.832	15290
CONDOR	ACSR	795.0	402.33	52.00	27.56	1.521	12792
LGJ 400/51	ACSR	-	399.73	51.82	27.64	1.511	12340

Herrajes: Nombre genérico que incluye todos los elementos utilizados para soportar la ristra de aisladores a la estructura, conductores a la ristra y los cables protectores a estructura. Se fabrican de varios materiales y aleaciones. Se utilizan los fabricados de hierro maleable con protección anticorrosiva por galvanizado en caliente y/o los de Aluminio aleado.

Las reglas básicas para la utilización de los herrajes son su resistencia mecánica, el material con que se fabricaron, las dimensiones de los elementos y el apriete de las tuercas de los tornillos. En la Figura 1.13 se pueden observar los diferentes tipos de eslabones.

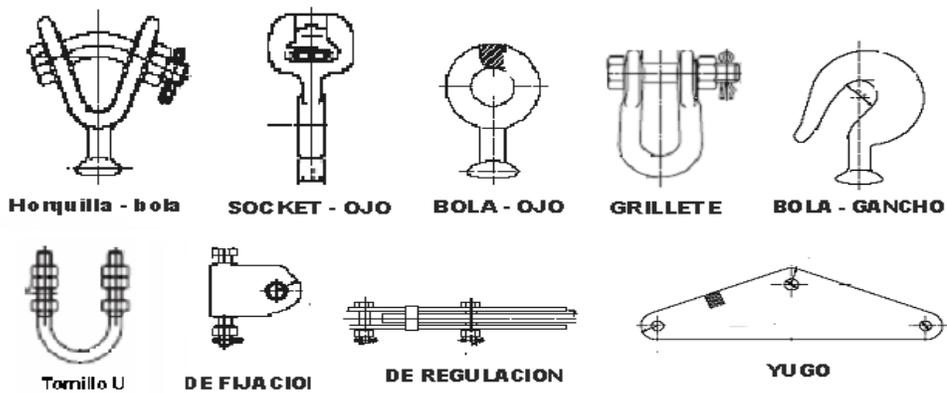


Figura 1.13 Tipos de eslabones

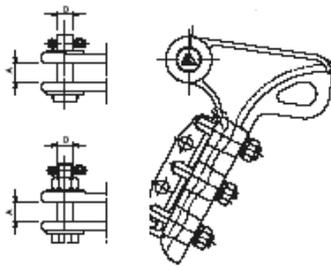
Grampas de suspensión: Se fabrican de hierro maleable y aleaciones de aluminio con componentes maquinados o estampados de acero, y se utilizan para agarrar los conductores y cables de acero en las estructuras tangentes Figura 1.14



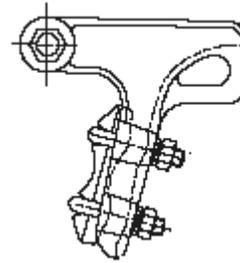
Figura 1.14 Tipos de grampas de suspensión

El apriete de las tuercas de los tornillos es de alta importancia por garantizar que al partirse el conductor las grampas soporten hasta el 20% de la tensión mecánica aplicada al conductor, lo que evita que se deslice en varias estructuras.

Grampas de tensión y amarre: Se fabrican de hierro maleable y/o aleaciones de aluminio con componentes maquinados o estampados de acero, su función es retener los cables de acero y conductores, en este caso reciben el nombre de grampas atornilladas a causa de ser los tornillos U el sistema de agarre como se muestra en la Figura 1.15.



Conductor



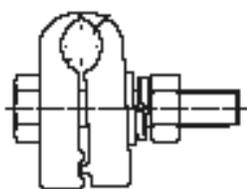
Cable Protector

Figura 1.15 Grampas de tensión y amarre

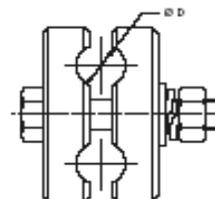
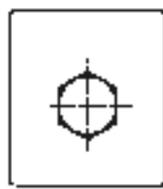
Conectores: Elemento cuya función es garantizar el flujo de corriente entre dos tramos de conductor, lo que garantiza la integridad física de los mismos.

Conectores estáticos: Son aquellos que no disponen de un medio para mantener la presión inicial de la conexión, lo cuales pueden aplicarse por tornillos, compresión con una matriz o por torsión.

Conectores estáticos atornillados: En estos la presión de contacto se establece mediante el apriete de uno o más tornillos y solo sirven para establecer la conexión eléctrica entre dos secciones de conductores, así como la conexión de los cables protectores a la estructura. Se fabrican de acero forjado, aleación de aluminio o cobre (ver Figura 1.16).



Cable - angular



Cable - Cable

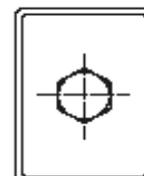


Figura 1.16 Tipos de conectores estáticos atornillados

Conectores estáticos comprimido (empalmes): La presión de contacto se establece mediante el apriete logrado mediante la compresión del empalme con una matriz determinada colocada en una prensa con los conductores puestos a tope en su interior. Estos sirven para establecer la conexión eléctrica y mecánica entre los dos secciones de conductores y se fabrican de aleación de aluminio, cobre y acero.

Empalmes para cable de acero, conductores de cobre y aluminio: Están compuestos por un sólo empalme del mismo material o aleaciones de estos para unir las dos secciones de cable o conductor a tope (Figura 1.17).

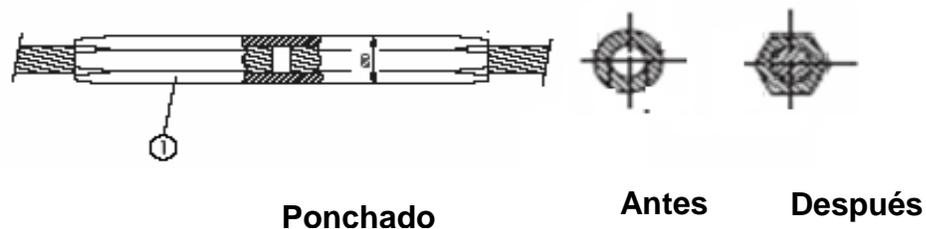


Figura 1.17 Conectores estáticos comprimidos.

Empalmes para conductores de aluminio con refuerzos de acero: Están compuestos por dos empalmes, uno interior para el centro de acero (2) y otro exterior para unir las capas de aluminio (2) (Figura 1.18).

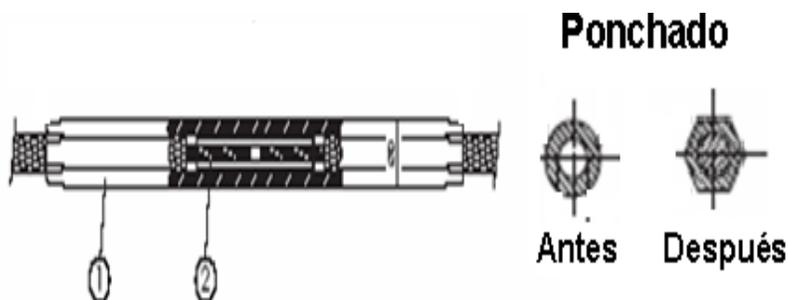


Figura 1.18 Empalmes para conductores de aluminio con refuerzos de acero.

Conectores elásticos: Son aquellos que tienen por su diseño y estructuras forma de cuñas, y poseen medios propios para mantener la presión de contacto de la conexión. Sólo sirven para la conexión eléctrica y se fabrican de aleaciones de aluminio y cobre (Figura 1.19).

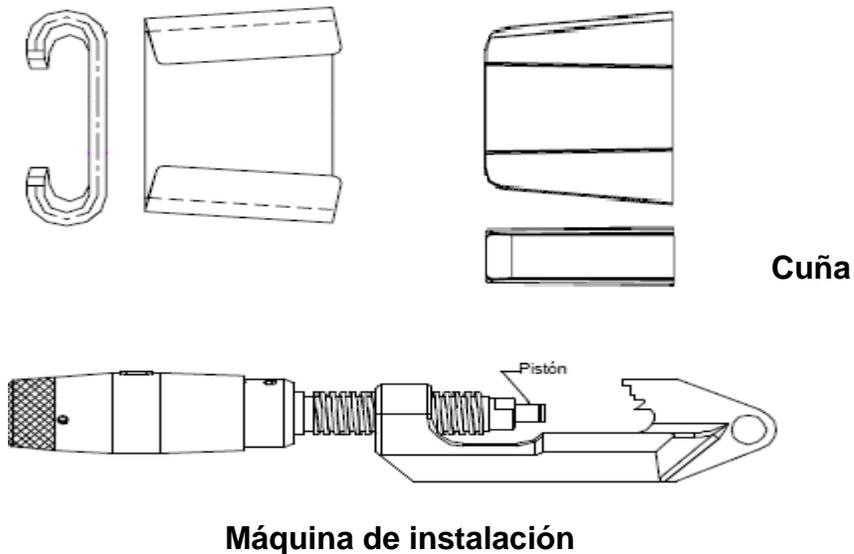


Figura 1.19 Conectores elásticos.

1.2 La eficiencia energética en los sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico está integrado por una serie de elementos encargados de la generación, transformación, transporte y conversión de la energía eléctrica, y en cada elemento debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una eficiencia limitada en la función que realiza el elemento, estas pérdidas pueden medirse, además de disminuirse o minimizarse mediante la realización de acciones adecuadas a este fin, nunca se pueden eliminar completamente.

1.2.1 Clasificación de las pérdidas de energía eléctrica

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debido a fenómenos físicos son las denominadas **pérdidas técnicas** del mismo. Estas se deben a

condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a según la función del componente y según las causas que la origina.

1. Por función del componente.

- Pérdidas por transporte.
 - En líneas de transmisión.
 - En líneas de subtransmisión.
 - En circuitos de distribución primaria.
 - En circuitos de distribución secundaria.
- Pérdidas por transformación.
 - En transmisión /subtransmisión.
 - En subtransmisión/distribución.
 - En transformadores de distribución.

2. Por causas.

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por corrientes parasitas e histéresis.

Las **pérdidas no técnicas** son calculadas como la diferencia entre las totales de un sistema eléctrico y las técnicas estimadas para el mismo. Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar según la causa que las produce y su relación con las actividades administrativas de la empresa.

1. Clasificación según sus causas:

- Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando.

- Conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato.
- Usuarios que habiendo tenido un contrato son desconectados de la red y se vuelven a conectar sin autorización.
- Error en la contabilización de energía.
 - Errores en la de medición de contadores, lecturas y facturación de suscritores.
 - No simultaneada de la medición de los contadores.
- Error en consumo estimado.
 - Usuarios que por cualquier motivo se facturan por una estimación del consumo.
 - Usuarios temporales a los cual la empresa no decide instalar un contador.
- Fraude o Hurto.
 - Alteración de equipo de medida.
 - Toma directa de la energía.
- Error en consumo propio de la empresa.
 - No contabilización de la energía consumida por la empresa encargada de la distribución (Consumo no medido por auxiliares de la subestación, alumbrado público, etc.).

2. Clasificación según relación con las actividades administrativa de la empresa:

- Por registro o medición deficiente del consumo.
- Por facturación incorrecta de los usuarios.

La disminución de las pérdidas de energía en las redes puede elevar notablemente los índices económicos de un sistema energético. Las medidas para reducir estas pueden agruparse en constructivas y operativas.

Las medidas constructivas requieren inversiones complementarias y pueden resumirse así:

- Refuerzo de las redes, construcción de circuitos complementarios, cambio de conductores en las líneas por otro de mayor calibre.
- Instalación de equipos que liberen las redes de la transmisión de capacidad reactiva, a condensadores sincrónicos y estáticos, etc.
- Instalación de equipos que eleven el voltaje de operación en las redes, condensadores sincrónicos y estáticos, etc. Estas medidas son particularmente para los sistemas energéticos que sufren déficit de capacidad reactiva, en vista de lo cual operan en el periodo de mayores cargas reactivas con un voltaje bajo.
- Paso de las redes al nivel siguiente de voltaje nominal ejemplo de 4 kV a 13.8 kV, de 13.8 kV a 33 KV, etc.

Las medidas operativas no requieren inversiones complementarias y pueden resumirse como:

- Operar las redes del sistema por el esquema más ventajoso por ejemplo una red radial dividida en puntos determinados por las mínimas pérdidas de capacidad activa y reactiva.
- Desconexión de los transformadores con poca carga, para obtener las mínimas pérdidas totales de capacidad activa en el cobre y en el hierro en los transformadores que quedan en operación.
- Elevación máxima del nivel de voltaje de operación, así como una elección correcta de las derivaciones (**tap**) de los transformadores en plantas y subestaciones, ello está determinado por el hecho que las pérdidas del

cobre son inversamente proporcionales al cuadrado del voltaje. Puede decirse que un aumento de un 1% disminuye las pérdidas totales de capacidad activa aproximadamente en un 1.2%.

- Distribución económica de las capacidades activas y reactivas en el sistema.
- Eliminación de los desbalances y dispersión en las redes de distribución.

La electricidad es comprada para darle un determinado uso final. Los clientes de las empresas eléctricas compran electricidad para darle un determinado uso, y es la electricidad el medio para obtener el fin. Estos diferentes objetivos y necesidades son llamados uso final, tienen una gran cantidad de usos.

Cada uso final que se le da a la energía eléctrica requiere de un elemento que convierte la electricidad al producto deseado. Diferentes tipos de clientes compran la electricidad: uso residencial, uso comercial (iluminación, refrigeración, cajas registradoras, maquinaria de oficina, etc.) y uso industrial con una gran cantidad de diferentes aplicaciones.

Como resultado de lo anterior, la carga en un sistema eléctrico se caracteriza por cuantos y que tipo de clientes se les suministra potencia por ese elemento del sistema y cuáles serán los usos finales que se le dará a esa potencia.

En la Tabla 1.2 se relaciona el comportamiento de la demanda máxima y el consumo anual de energía desde el 1976 hasta el 2012 en Cuba y en la Fig. 1,20 se observa que la demanda máxima en el año 1976 fue de 1070.8 MW y creció hasta el año 1989 hasta alcanzar el valor de 2471.5 MW, lo que representa una tasa de incremento del 2.4 %, símbolo del desarrollo alcanzado por el país hasta ese año.

A partir del año 1990 y hasta 1993, se aprecia un decremento de la demanda de potencia, producto a la entrada del país en un periodo especial o crisis económica de los 90. En 1994 comienza a reactivarse la economía y a crecer la demanda eléctrica, hasta que en el año 2012 alcanza un valor máximo de 3156 MW.

Tabla 1.2 Demanda máxima y energía eléctrica anual en Cuba.

Año	Demanda Máxima MW	Energía entregada MWh	Año	Demanda Máxima MW	Energía entregada MWh
1976	1,070.8	6,102,977.1	1995	2,066.0	12,310,822.2
1977	1,158.5	6,556,888.8	1996	2,099.0	12,760,071.6
1978	1,293.9	7,223,811.3	1997	2,153.0	13,664,073.6
1979	1,417.6	8,134,611.8	1998	2,078.0	13,772,678.6
1980	1,513.4	8,730,154.2	1999	2,101.0	14,129,536.0
1981	1,564.9	9,339,091.2	2000	2,138.0	14,670,512.3
1982	1,673.2	9,802,914.4	2001	2,172.0	14,867,163.5
1983	1,786.5	10,266,746.2	2002	2,229.0	15,240,350.4
1984	1,885.4	11,132,399.2	2003	2,199.0	15,456,176.1
1985	1,835.5	11,199,303.9	2004	2,203.0	15,240,804.0
1986	2,063.6	12,236,294.6	2005	2,311.0	14,950,522.6
1987	2,127.8	12,847,188.9	2006	2,767.0	16,089,181.6
1988	2,378.3	13,856,563.3	2007	2,940.0	17,094,485.3
1989	2,471.5	14,631,291.5	2008	2,941.0	17,125,354.9
1990	2,228.3	14,363,177.1	2009	2,958.0	17,305,123.0
1991	1,926.7	12,741,443.0	2010	2,939.0	17,046,302.0
1992	1,667.9	11,127,882.9	2011	3,049.0	17,440,161.2
1993	2,075.0	10,632,996.4	2012	3,156.0	18,183,757.0
1994	2,194.0	11,609,764.3	2013	-	-

La Figura 1.16 representa la energía eléctrica anual entregada al SEN en ese intervalo de fechas. Desde el año 1976 hasta el 2012 se ha triplicado la generación de energía eléctrica.

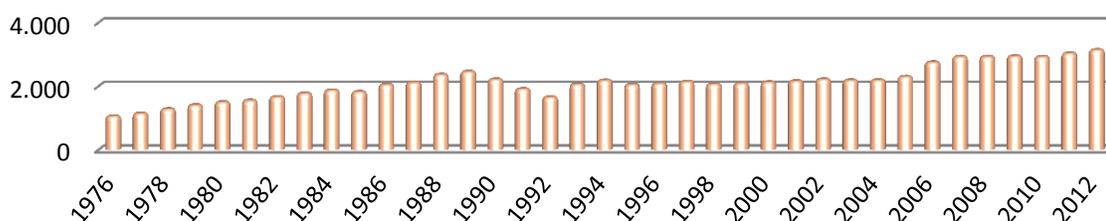


Figura 1.15. Variación de la demanda eléctrica máxima en MW anual en Cuba

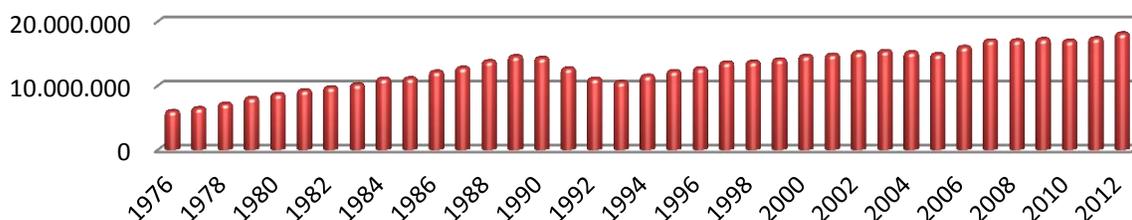


Figura 1.16. Comportamiento de la energía eléctrica en MWh entregada al SEN

1.2.2 Balance de energía en los sistemas electroenergéticos

El balance de energía en los sistemas eléctricos tiene como propósito consignar los datos más importantes de la operación del sistema durante el periodo considerado. Al igual que la contabilidad de una empresa, el balance de energía y su análisis debe dar información suficiente para indicar diferentes aspectos de las

formas como se efectuó la operación, incluido el comportamiento de sus principales subsistemas y componentes.

Todo balance debe cumplir dos condiciones básicas: la exactitud y detalle. La exactitud se refiere a que los datos del balance deben estar libres de errores de lectura, procesamiento, etc. que afecten los datos consignados. El detalle del balance se refiere a que esta debe contener suficiente información para responder a las necesidades del reporte, estadística, control, análisis históricos, etc. de cada sistema.

La precisión de los instrumentos de medida y la simultaneada de las lecturas son dos aspectos importantes que influyen en los datos del balance de energía y por consiguiente en la precisión. En la Figura 1.17 se muestra como se realiza el balance de energía en un sistema eléctrico de potencia.

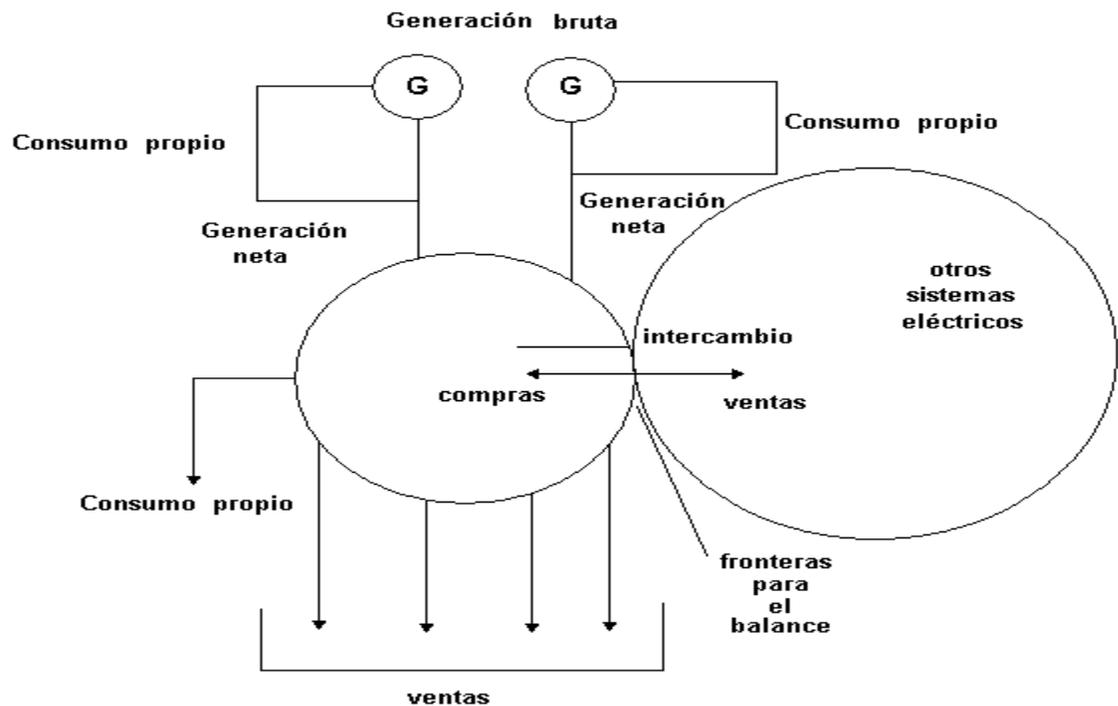


Figura 1.17 Balance global de un sistema eléctrico.

Los puntos fronteras del sistema se pueden clasificar en los siguientes grupos:

1. **Generación:** En estos puntos se contabiliza el aporte de energía de las unidades del sistema. Dado que parte de esta se utiliza directamente en las plantas en el proceso de generación y al tener en cuenta que la misma no entra al resto del sistema, la generación que se lleva al balance debe estar dada por:

$$\textit{Gen. neta del sist.} = \textit{Gen. bruta planta} - \textit{Consumo propio planta}$$

$$\textit{Generación neta del sistema} = \sum_{i=1}^n \textit{Generación neta planta } i$$

2. **Intercambio:** En estos puntos se efectúan las transacciones o compras - ventas de energía del sistema eléctrico considerado con otros sistemas eléctricos.

$$\textit{Intercambio neto sitio} = \textit{Compra de energía sitio} - \textit{Venta de energía sitio}$$

$$\textit{Intercambio neto sistema} = \sum_{i=1}^m \textit{Intercambio neto sitio } i$$

3. **Venta:** Estos puntos agrupan los de ventas de energía a sistemas distribuidores, los de ventas a grandes y pequeños consumidores usuarios del servicio eléctrico, alumbrado público, etc.

$$\textit{Ventas sistemas} = \sum_{i=1}^k \textit{Ventas por sitio } i$$

El balance global de pérdidas de energía del sistema se representa por la siguiente ecuación:

$$\textit{Generación neta} + \textit{Intercambio neto} - \textit{ventas} = \textit{Pérdidas del sistema}$$

El balance global permite determinar la totalidad de las pérdidas pero sin identificar ni su localización geográfica ni el reparto de la misma en los diferentes niveles de tensión ni en los diferentes componentes del sistema. Para obtener una información más detallada de pérdidas es necesario efectuar balance por subsistemas, el cual se representa en Figura 1.18 mediante la eficiencia del flujo de energía en el mismo.

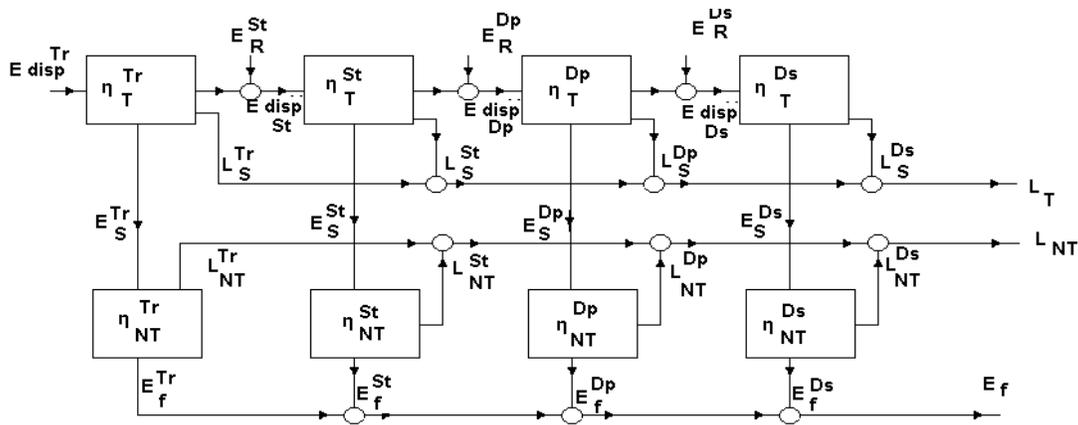


Figura 1.18. Esquema general para el control de pérdidas

En la Figura 1.18 se han utilizado las siguientes abreviaturas:

- Tr** : Transmisión
- St** : Subtransmisión
- Dp** : Distribución primaria
- Ds** : Distribución secundaria
- Er** : Energía recibida por un subsistema.(generación más compras)
- Es** : Energía suministrada por el subsistema.(incluye pérdidas no técnicas)
- Edisp** : Energía disponible para un subsistema (generación más compras y energía recibida de otro subsistema)
- Ef** : Energía facturada (ventas del subsistema)
- T** : Técnicas.(referido a pérdidas técnicas)
- NT** : No técnicas.(referido a pérdidas no técnicas)
- η** : Eficiencia

1.3 Características de técnicas de la subestación transformadora de voltaje de 110 kV a 34.5 kV La Canela

Es función de la subestación transformadora “La Canela”, reducir el nivel de voltaje de 110 kV a 34.5 kV y transferir la energía eléctrica a las redes de 33 KV del Polo Turístico Atlántico Norte que constituyen el enlace entre las líneas de transmisión y distribución. Para garantizar este objetivo la energía es recibida por una línea de 110 kV que parte desde la subestación Holguín 220 kV hasta la subestación La Caridad 110 kV y de aquí a la Canela 110 kV como se aprecia en la Figura 2.1. La Canela 110/34.5/6.3 Kv está situada a 500 metros del poblado Cuatro Palmas en la carretera de Holguín – Guardalavaca.



Figura 1.19. Representación de las líneas de transmisión que garantizan servicio eléctrico a La Canela.

Como equipos fundamentales posee un transformador de fuerza de 16 MVA de potencia con voltajes de 110/34.5 KV y cuatro salidas a un voltaje de 33 kV, además de una batería de Grupos Electrónicos Diesel que sincroniza a la barra 1 de 33 kV como se muestra en el (Anexo I). Con ello garantiza el suministro eléctrico a los importantes objetivos del turismo de la zona de Guardalavaca y Pesquero.

Esta subestación eléctrica consta de los equipos e instalaciones siguientes:

Por el lado de 110 kV

- Una cuchilla tripolar de operación manual conjunta con cuchilla de tierra asociada hacia el lado línea
- Dos cuchillas tripolares de operación manual conjunta
- Tres transformadores de corriente (TC) a la intemperie
- Tres transformadores de potencial (TP) de fabricante ARTECHE
- Tres pararrayos de 110 kV ASLTOM
- Tres interruptores tipo S1-145-F1 de SF6
- Un transformador de fuerza de 110/34.5 kV de 16 MVA de potencia, de fabricación francesa

Por el lado de 34,5 kV

- Seis interruptores de SF6 del tipo S152F1
- Cinco juegos de cuchillas tripolares de operación manual conjunta con tierras asociadas ubicadas en cada una de las salidas de líneas
- 13 cuchillas tripolares de operación manual conjunta para seccionalizar el resto de los equipos
- Un transformador de uso planta, conectado a la barra - dos
- Tres transformadores de potencial para las mediciones y protecciones
- Seis juegos de transformadores de corriente situado uno en cada interruptor para las mediciones y protecciones
- Un juego de pararrayos para el Grupo Electrónico (valvulares)
- Un juego de pararrayos para cada barra (valvulares)
- Un juego de pararrayos para el transformador de fuerza (valvulares)
- Un juego de fusibles para el transformador de uso de planta y 1 juego para los potenciales

El equipo fundamental de la subestación lo constituye el transformador de fuerza el cual reduce el voltaje de 110 kV a 34.5 kV (Anexo II). Tiene tres enrollados, uno a 110 kV, con tres bushings para las fases y uno neutro, un enrollado a 34,5 kV, con tres bushings para las fases y uno neutro, ambos están conectados en estrellas. Además tiene un enrollado terciario a 6,3 kV, conectado en “DELTA”, con un bushings para realizar pruebas, este enrollado no se usa para dar servicio.

El sistema de enfriamiento es del tipo ONAN (Aceite natural Aire Natural), posee cuatro radiadores por el lado de 110 kV y tres por el lado de 33 kV para un total de siete, cuya función es permitir el enfriamiento del aceite del tanque principal, Estos están unidos por dos válvulas, una superior y otra inferior, que deben estar abiertas en operación normal.

El **conmutador de derivaciones** permite variar el voltaje de salida sin retirar el servicio, y en el (Anexo III) se muestra la relación entre la posición del tap y el voltaje. Este se puede dividir en tres partes, y la primera es el conmutador propiamente localizado en un pequeño depósito que se encuentra dentro del tanque principal (no existe comunicación de aceite entre los dos), y está inmerso en aceite y es del tipo “Jansen” o de resistencia y es capaz de realizar 100 000 conmutaciones sin requerir mantenimiento.

Los selectores, que conforman la segunda parte del conmutador de derivaciones se encuentran dentro del tanque principal, exactamente debajo del tanque del conmutador, mientras que la tercera parte es la caja mando, que está situada en un lateral del tanque principal, y se une al conmutador mediante una transmisión mecánica, por lo que en ella se encuentra un motor eléctrico para el control a distancia, que puede girar tanto en un sentido como en otro y dispone también de una palanca para accionamiento manual, cuando se usa esta se bloquea el motor eléctrico para evitar simultaneidad.

Mando a distancia: La acción de subir la derivación y por tanto subir voltaje se ejecuta oprimiendo el botón rotulado **S** en el panel #4, se chequea la variación de

la derivación por el logómetro y se lee el valor de voltaje obtenido en kV en el panel #3. Si se desea bajar la derivación y por tanto voltaje se oprime el botón **B**, la lámpara debe encender cada vez que se realice una operación.

Mando local: Se conecta el interruptor en el gabinete de mando del conmutador en posición local y se procede a oprimir el botón subir o bajar según sea lo deseado. En ambos casos se observa el número de la derivación en el disco indicador.

Operación por manivela: Para ejecutar ésta operación se introduce la manivela en el cilindro ranurado destinado para la transmisión a mano, con esta acción el mando eléctrico se bloquea. Para subir taps se gira la manivela en sentido horario y para bajar en sentido contrario. Para ambos casos la cantidad de 33 vueltas significan el cambio de una derivación. Este transformador posee además un conmutador de 5 posiciones por el lado de 34.5 kV, para operar el mismo es necesario desenergizar el transformador.

El regulador de voltaje se compone de las siguientes unidades de montaje:

1. Contactor (conmutador): Dispositivo de corte utilizado con un selector de taps (derivaciones) para conducir, establecer y cortar las corrientes en los circuitos seleccionados previamente.
2. Impedancia de paso: Resistencia o reactancia que comprende uno o varios elementos que “puentean” el tap en servicio con el nuevo tap que se va a poner en funcionamiento con el fin de transferir la carga de un tap a otro sin interrumpir la corriente de carga ni modificarla sensiblemente, para así limitar la corriente de circulación durante el tiempo de “puenteo”. La corriente de circulación es debida a la diferencia de tensión entre los taps.
3. Selector de taps: Dispositivo destinado para seleccionar previamente los taps del devanado de regulación y ser recorrido por la corriente aunque no puede establecerla o cortarla y se utiliza conjuntamente con un conmutador.
4. Preselector: Dispositivo destinado a ser recorrido por la corriente aunque no puede establecerla o cortarla. Se utiliza en combinación con un selector de

taps para poder manipular sus contactos y los taps conectados más de una vez en el curso del desplazamiento de una posición extrema a la otra. Hay dos tipos de preselector:

- Preselector de grado o paso grueso de regulación: Preselector que conecta el devanado de regulación PO con un devanado grueso, con el devanado principal o con una porción de este.
 - Preselector inversor: Preselector que conecta el devanado principal con cualquiera de los extremos del devanado de regulación PO.
5. Mando a motor: Dispositivo con el que se consigue el movimiento del Regulador Bajo Carga, posee un indicador de la posición de tap, además comprende un motor eléctrico, reductor, contador, circuitos de mando y de control alojados en un gabinete. Puede ser maniobrado manualmente por palanca, durante esta acción se impide eléctricamente el accionamiento por el motor eléctrico.

Conclusiones del Capítulo I

1. La demanda y el consumo de energía eléctrica en Cuba se incrementan con el crecimiento económico como es de esperar, por lo que el ahorro energético se convierte en una importante reserva o fuente de energía. El uso óptimo de las redes de subtransmisión puede potenciar la eficiencia energética al reducir las pérdidas técnicas por efecto joule.
2. El amplio plan de mejoras en las redes eléctricas implementado por la Unión Nacional Eléctrica de Cuba, contribuye a la disminución de las pérdidas de energía, elevando notablemente los índices técnicos y económicos del Sistema Electroenergético Nacional.
3. La transformación de voltaje a un nivel superior constituye una de las mejoras para elevar la eficiencia de los sistemas eléctricos, y la calidad del servicio a los clientes.

CAPÍTULO II. DIAGNOSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LAS REDES DE SUBTRANSMISIÓN DEL POLO TURÍSTICO ATLÁNTICO NORTE.

En el presente capítulo se caracterizan las redes de subtransmisión eléctrica del Polo Turístico Atlántico Norte, así como el software para simular las corridas de flujo de potencia, el cual va a permitir calcular el valor actual de las pérdidas eléctricas y compararla con los resultados obtenidos para el nuevo nivel de voltaje de 34.5 kV. Por último, se realiza una valoración económica, financiera y socio - ambiental con el objetivo de determinar la factibilidad del proyecto de mejora propuesto para elevar la eficiencia energética.

2.1 Caracterización y diagnostico de los circuitos de subtransmisión del Polo Turístico

Los circuitos de subtransmisión de la subestación la Canela garantizan el servicio eléctrico a consumidores importantes de los municipios Rafael Freyre y Banes. El turismo tiene un peso determinante en la economía, con un amplio plan de inversiones en el sector. Otra actividad significativa es la agricultura, orientada esta a la producción de frutos menores, granos, hortalizas y la crianza de diferentes tipos ganado.

Características de los circuitos de subtransmisión de la subestación la Canela

- **Circuito Guardalavaca 1 (O-065):** Tiene una longitud de 22,3 Km y un total de 658 clientes, entre los que se destacan los poblados de Cañadón y

Yaguajay. La demanda máxima en el horario pico es de 1460 kW, y en la Figura 2.1 se aprecia el comportamiento de la carga promedio diaria en el año 2012. Esta red constituye la segunda alimentación de la subestación Guardalavaca 33 kV y es el enlace con la subestación Banes 110 Kv, encargada de suministrar la energía eléctrica a los municipios de Banes y Antilla. En casos de emergencia o trabajos planificados en la S/E Banes 110 kV puede ser una alternativa para dar continuidad al servicio eléctrico para los clientes.

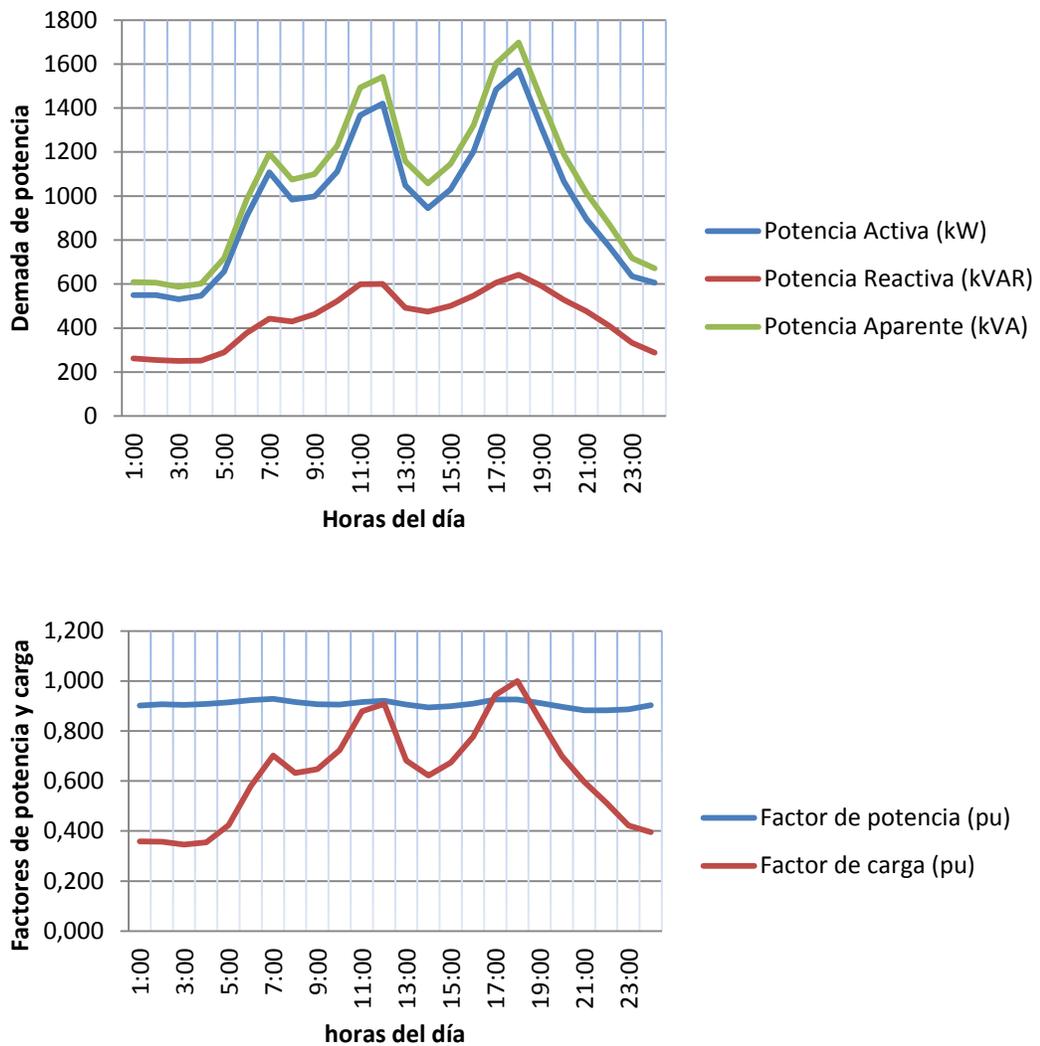


Figura 2.1 Característica de la carga promedio del circuito Guardalavaca 1

- **Circuito Pesquero 1 (O-070):** Tiene una longitud de 14.2 Km, con un total de 1362 clientes entre los que se destacan el Poblado de Vita, Puerto y Marina de Vita, barrio La Escondida, barrio Los Rojas, barrio Cantón, Comunidad Melilla, Cuatro Palmas, Presa de Naranjo, Yamagual, barrio y bombeo La Canela. La demanda máxima en el horario pico es de 4779 kW, y en la Figura 2.2 se puede apreciar el comportamiento de la carga. Además, esta red constituye el enlace por 33 kV con la subestación La Caridad 110 Kv, la cual es la encargada de dar servicio eléctrico a parte de los municipios Rafael Freyre y Gibara.

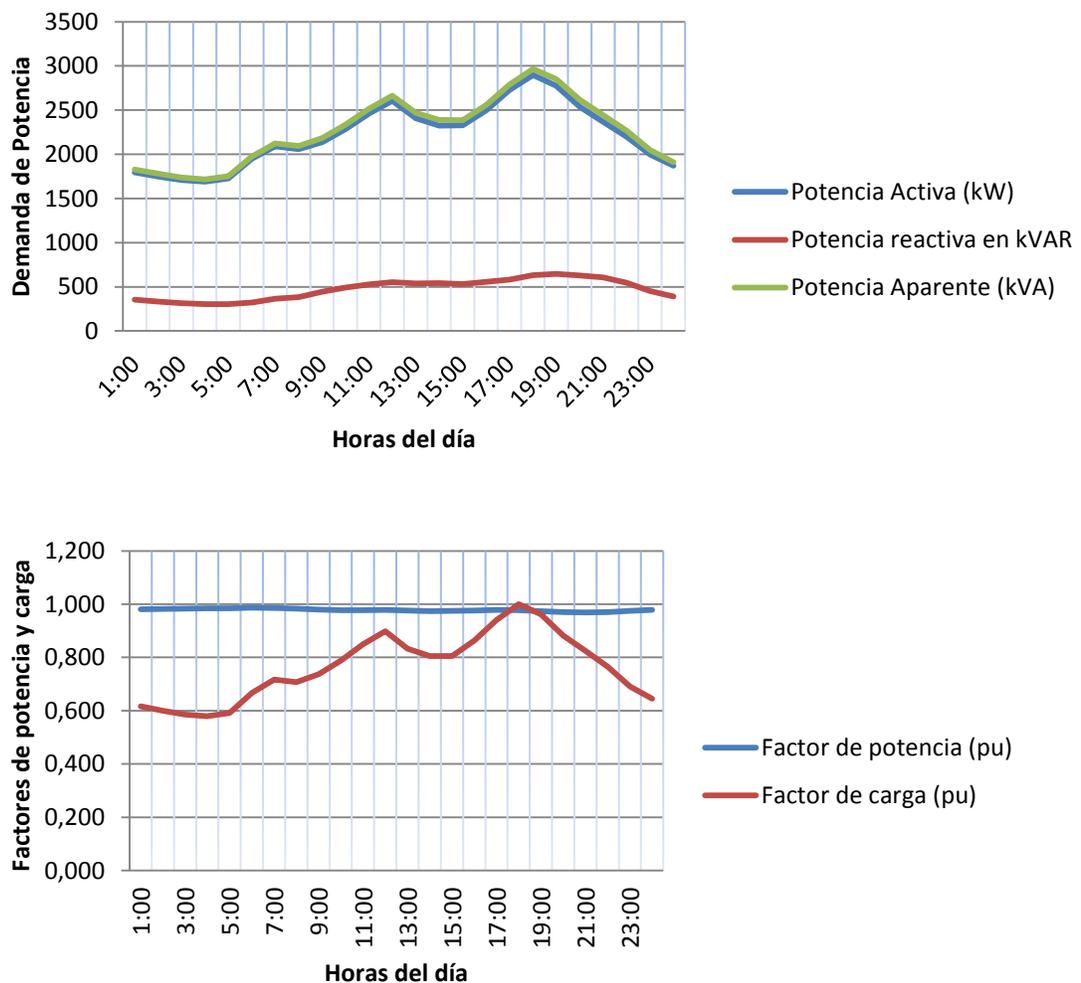


Figura 2.2 Característica de la carga promedio anual del circuito Pesquero 1

- **Circuito Guardalavaca 2 (O-075):** Tiene una longitud de 10.4 Km, con un total de 1184 clientes entre los que se destacan Aeropuerto, Centro de Elaboración, Aguada La Piedra, Cayo Jutía, Hotel Río de Oro, Hotel Delta Las Brisas, Hotel Villa Las Brisas, Hotel Atlántico, Villa Cabañas, Pizza Nova, Villa Turey, Hotel Guardalavaca, barrio Los Pozos, Bahía Naranja, Piedra Pica, Hotel Ríos de Mares, su demanda máxima en el horario pico es de 3930 kW. Este circuito constituye la alimentación principal de la subestación Guardalavaca 33 kV, en la Figura 2.3 se puede apreciar el comportamiento de la carga diaria la cual es predominantemente turística.

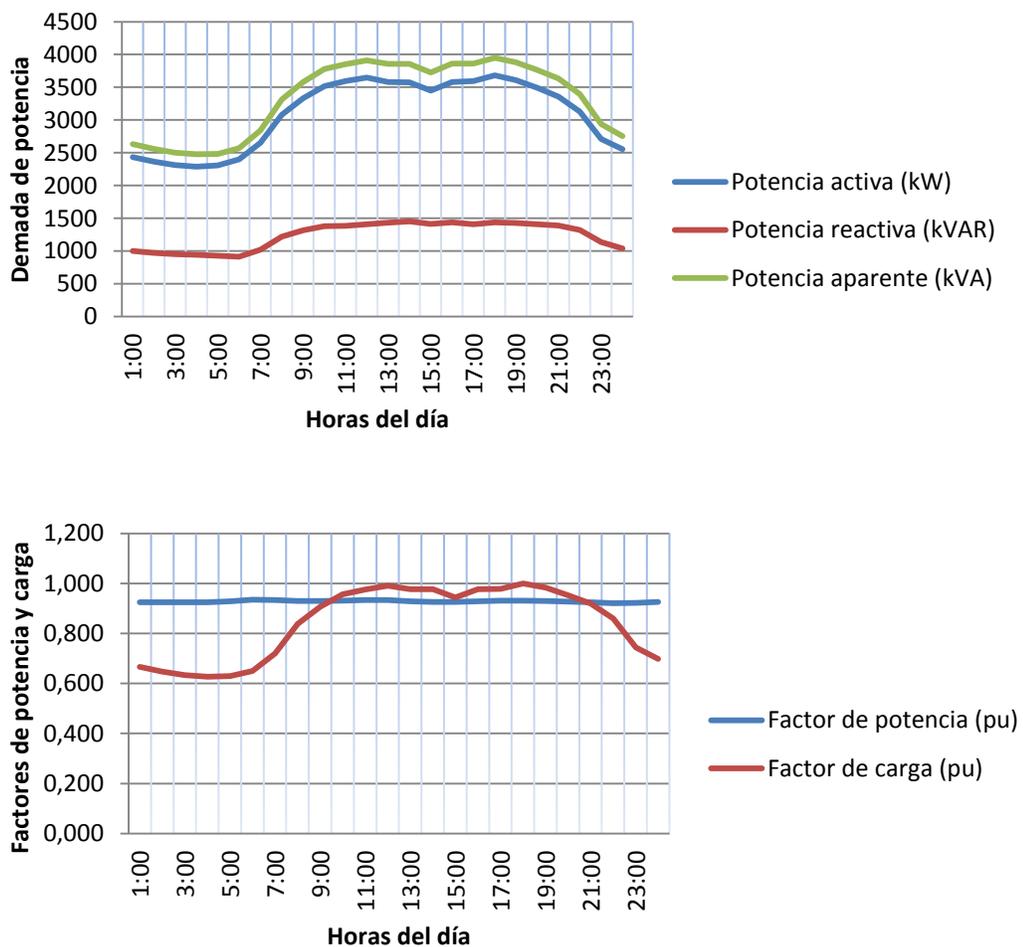


Figura 2.3 Característica de la carga diaria promedio anual del circuito Guardalavaca 2

- **Circuito Pesquero 2 (O-080):** Tiene una longitud de 6.4 Km, con un total de 7 clientes entre los que se destacan Planta de Residuales, Jagüeyes, Puerto Arturo, Oficinas Francesas, Radio Cuba, Hoteles Pesquero 1, 2 y 3. Su demanda máxima en el horario pico es de 1881 kW. En la Figura 2.4 se puede apreciar el comportamiento de la carga en el transcurso del día, y se espera un aumento progresivo del consumo de energía debido a la ampliación de inversiones en el aumento de las capacidades habitacionales de los hoteles ubicados en esa área.

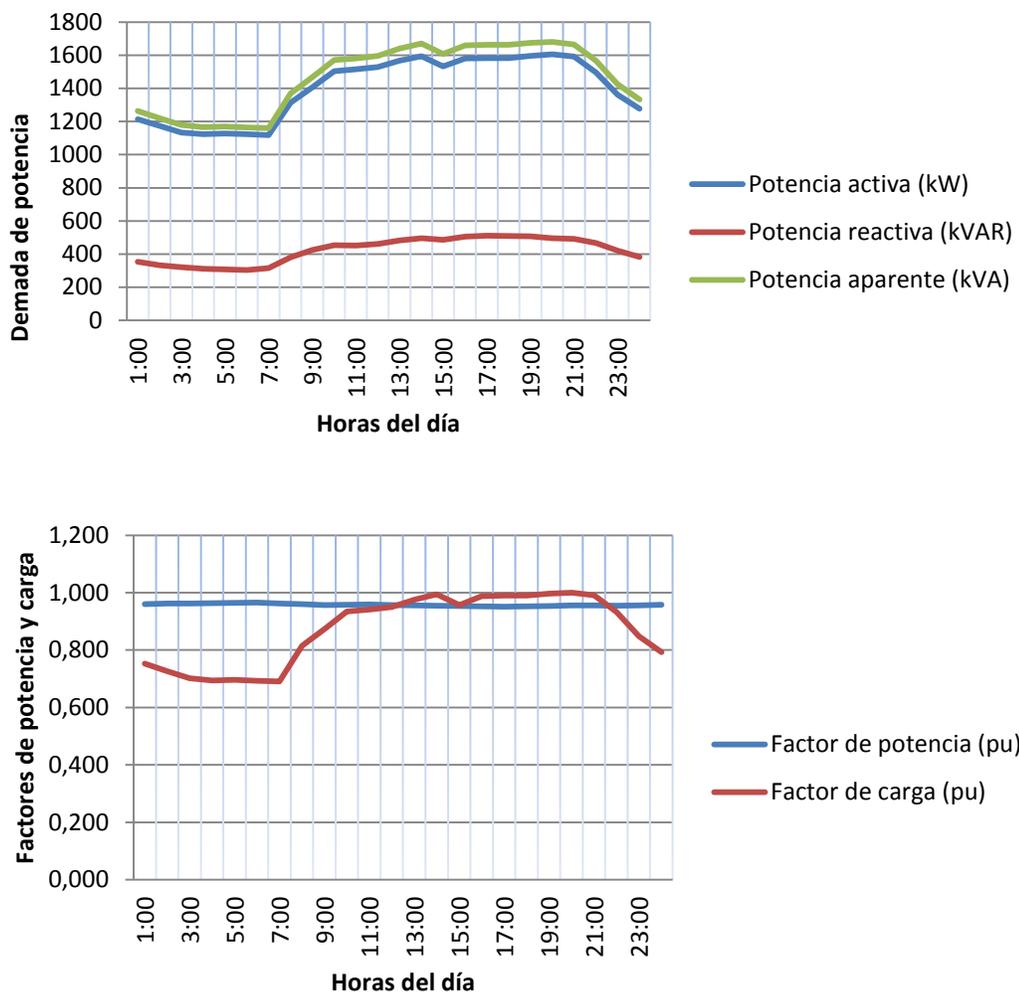


Figura 2.4 Característica de la carga diaria promedio anual del circuito Pesquero 2

- **Circuito Batería MTU (O-215):** Constituye la alimentación de la Batería de Grupos Electrónicos Diesel formada por ocho unidades con una capacidad total instalada de 15100 kW, se encuentra situada en la misma subestación La Canela; por lo general sincroniza al Sistema Electroenergético Nacional en el horario pico al haber déficit de generación o en situaciones de emergencia para dar servicio en isla.

El estudio de carga cada uno de los circuitos de subtransmisión permitió definir las características de la carga del totalizador de la subestación La Canela como se muestra en la Figura 2.5

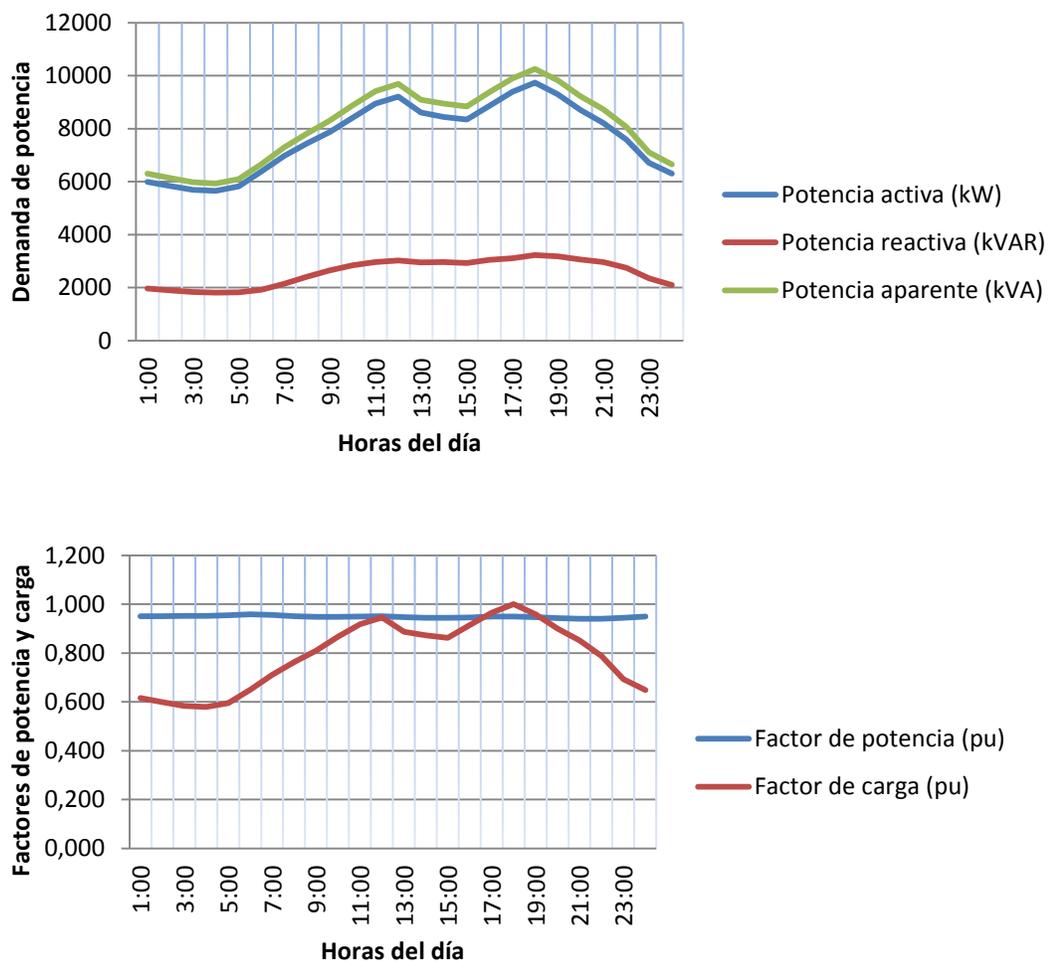


Figura 2.5 Característica de la carga diaria promedio anual del totalizador (O-055) de La S/E La Canela 110 kV

El (Anexo VII), muestra un ejemplo de cómo se confeccionaron las tablas para determinar las carga promedio de cada uno de los circuitos de subtransmisión.

2.1.1 Características del voltaje de operación en las barra de 34,5 kV de la subestación La Canela 110 kV

El voltaje nominal en Cuba en la subtransmisión es 34.5 kV con un margen de regulación de $\pm 5\%$. En la Figura 2.6 se aprecia que el voltaje promedio anual en la S/E La Canela 110 kV es menor con respecto a las otras subestaciones.

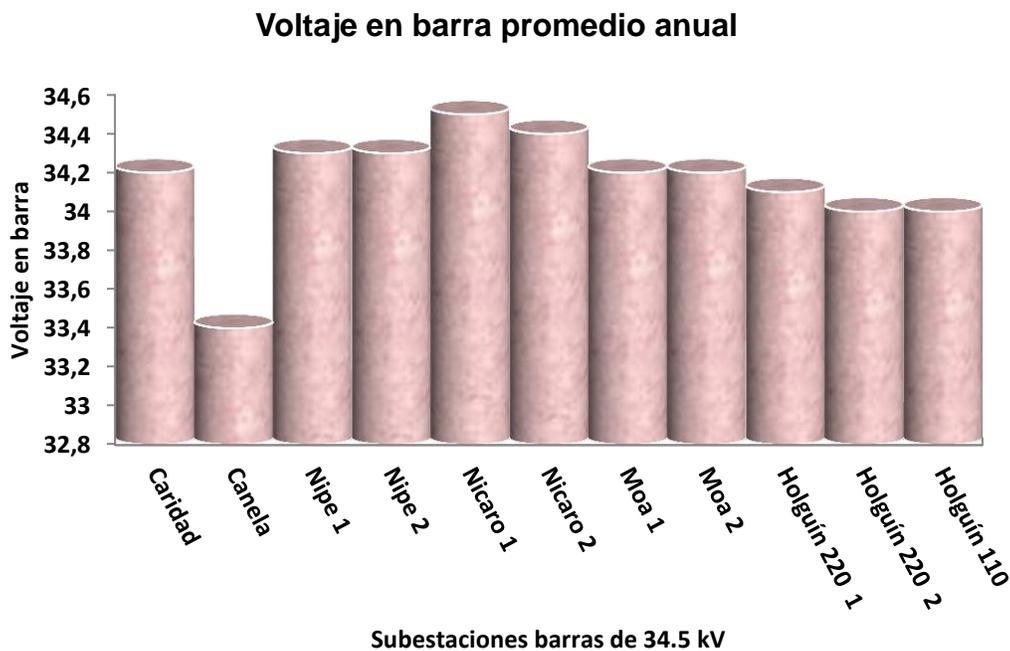


Figura 2.6 Voltaje en las barras de 34.5 kV en las subestaciones de la provincia

Operar a un voltaje bajo trae consigo un incremento de las pérdidas eléctricas, y por lo tanto una baja eficiencia electroenergética; además disminuye la capacidad de transferencia por las redes al tener que necesitar una mayor corriente eléctrica para una misma potencia de demanda.

Cuando es bajo el voltaje la caída es mayor en los diferentes nodos y también limita la estabilidad de operación del sistema eléctrico. El proyecto de mejora para realizar consiste en elevar el voltaje a 34.5 kV, en comparación con el valor actual

de 33.4 kV en las barras de La Canela, con el objetivo de elevar la eficiencia energética en cada uno de los circuitos y determinar la derivación óptima en los transformadores de fuerza de las subestaciones de 34.5/13.8 kV, para las nuevas condiciones de operación.

2.1.2 Descripción del software utilizado para determinar las pérdidas eléctricas y los voltajes en las redes eléctricas

El cálculo y análisis del flujo de potencias en la red de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es uno de los aspectos más importantes de su comportamiento en régimen permanente. Consiste en determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea del sistema y las tensiones en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación.

Hasta el año 1990 el cálculo del flujo de potencias (CFP) se realizaba utilizando principalmente los Analizadores de Redes de Corriente Alterna (ARCA) y en algunos casos, los Analizadores de Redes de Corriente Continua (ARCC), que corresponden a una simulación a escala del sistema real. En la actualidad, el CFP se realiza fundamentalmente, utilizando los computadores digitales por las grandes ventajas que estos presentan respecto a los analizadores de redes.

A principio de la década de los 60 en la Unión Nacional Eléctrica (UNE) se explotaba un analizador de redes de la General Electric, con prestaciones limitadas en cuanto al número de elementos del sistema eléctrico de potencia a modelar, generadores, barras, líneas (incluyendo transformadores) y las cargas, para realizar estudios de flujo de carga, cortocircuitos y estabilidad transitoria.

A partir del año 1998 se explota en la UNE el programa Power Systems Explorer(PSX), ver (Anexo VIII), desarrollado en la Universidad Central de Las Villas por investigadores del Centro de Estudios Electroenergéticos, creado con una configuración general para operar sobre Windows-95 o Windows XP.

Este programa introduce un diseño gráfico el cual permite la construcción de un diagrama lineal en forma rápida y simple. La impresión puede realizarse en forma

gráfica o tabulada de acuerdo a como se desee, constituye uno de los programas oficiales de la UNE.

El PSX es un paquete integrado que incluye los siguientes módulos:

- Flujo de carga
- Flujo de carga óptimo
- Cortocircuito
- Estabilidad

En el trabajo el paquete a utilizar es el flujo de carga que consiste en determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea del sistema y las tensiones en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación y nos permite conocer:

1. Tensión y ángulo de todas las barras del SEP
2. Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores
3. Potencia reactiva de las unidades de generación
4. Potencia activa de determinado nodo para compensar las pérdidas de potencia en el SEP y cumplimentar el déficit de generación
5. Pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema

Las técnicas de solución para el problema del flujo de potencia son:

- Métodos de Ybus (fundamentalmente algoritmo de Gauss y de Gauss-Seidel)
- Métodos de Zbus (algoritmo de la matriz Z, método iterativo de Gauss-Seidel usando Zbus, método híbrido de Newton, otros).
- Métodos de Newton (Newton - Raphson formal, Newton - Raphson desacoplado, Newton - Raphson desacoplado rápido)

Este software emplea para los cálculos de los flujos de potencia el método Newton - Raphson acoplado o desacoplado y para los cálculos de los

cortocircuitos y otras fallas realiza una modelación matricial de fallas mediante componentes de secuencia y aplica el método trapezoidal implícito a la solución de las ecuaciones diferenciales y la formulación de los modelos matemáticos de reguladores de voltaje y gobernadores para la simulación en régimen dinámico.

Otro programa utilizado es el **Módulo de Lectura** del Sistema de Gestión de Redes (**SIGERE**), que permite llevar un registro diario cada una hora de las lecturas de los diferentes circuitos de la provincia, como son: potencia activa, potencia reactiva, energía consumida, voltaje en barra, etc. Brinda la posibilidad de realizar unas series de reportes, los cuales pueden ser configurados por el usuario.

Las lecturas de los instrumentos de medición son de gran precisión, ya que son digitales con multifunciones. Las lecturas se pueden introducir de forma manual por un personal que trabaja diario las 24 horas o de forma automática, ya que hay un enlace con cada una de las subestaciones de la provincia y el servidor de la empresa.

2.2 Proyecto de mejora de la eficiencia electroenergética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte

Toda idea de mejora en las redes eléctricas tiene como finalidad la reducción de las pérdidas de energía, lo que se traduce en ahorro de combustible, capacidad liberada en plantas y redes; por lo tanto, se recapitalizan las redes eléctricas con un incremento de la regulación del voltaje y disminuye el índice de fallas, aumentando la calidad del servicio eléctrico a los consumidores.

2.2.1 Metodología utilizada para la evaluación de las pérdidas de energía

La metodología utilizada recurre a modelos estadísticos, que permiten evaluar las pérdidas en demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación del sistema) y mediante una serie de factores se determina el tiempo equivalente de

pérdidas, estimándose las pérdidas de energía eléctrica durante el periodo de estudio, de forma general se puede describir en los siguientes pasos:

1. Determinar el gráfico de demanda promedio anual del circuito: para conformarlo se utilizan todas mediciones horarias por día, promedio del mes y anual de potencia activa, reactiva, aparente.
2. Calcular las pérdidas de potencia en horario de máxima demanda de cada uno de los circuitos para cada una de las condiciones de voltaje: como herramienta para realizar las corridas de flujo y determinar las pérdidas se utilizó el software PSX.
3. Estimar las pérdidas de energía anuales para cada uno de los circuitos: se utilizó el método del tiempo equivalente (método oficial de la UNE).

$$\Delta E = \Delta P * \tau$$

Donde:

ΔP : Pérdidas de potencia (kW)

τ : Tiempo equivalente de pérdidas (h)

El tiempo equivalente de pérdidas se determina por las siguientes expresiones:

$$\tau = fp * t$$

Donde:

fp : Factor de pérdidas.

t : tiempo en el que se va a realizar el estudio (h).

El factor de pérdidas se determina por la expresión siguiente:

$$fp = 0.3 * fc + 0.7 * fc^2$$

Donde:

fc: Factor de carga del circuito

$$fc = \frac{P_{med}}{P_{m\acute{a}x}}$$

Cálculo de las pérdidas eléctricas anuales en el circuito Guardalavaca 1 (O-065)

El cálculo de las pérdidas de potencia se efectúa realizando corridas de flujo con el programa **PSX** (ver anexo IX) utilizando como base el valor de la potencia máxima obtenida del gráfico de carga promedio anual como de muestra en la Figura 2.7

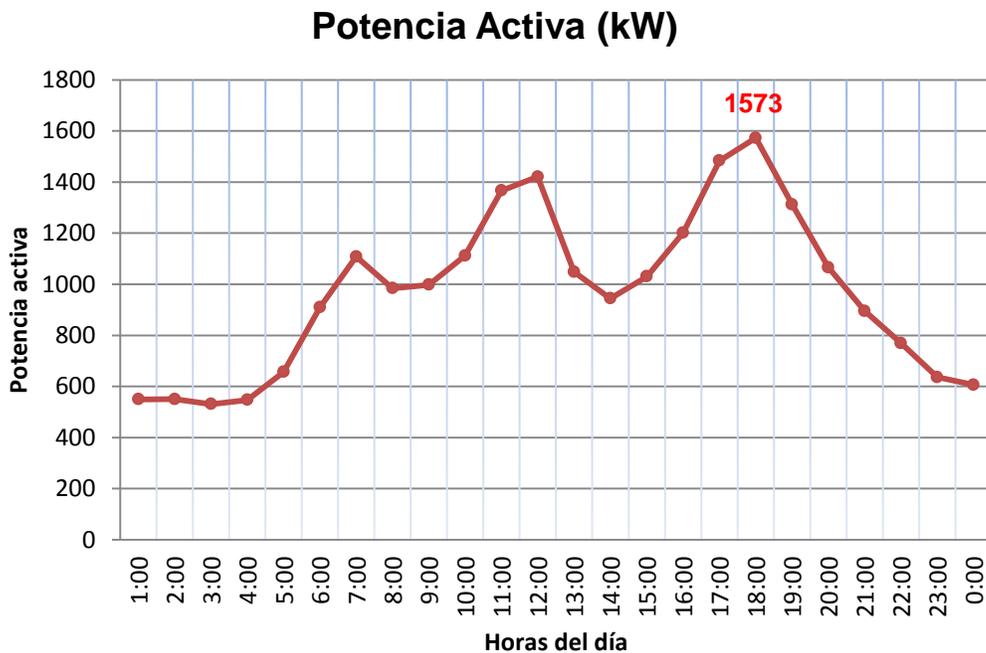


Figura 2.7. Demanda de potencia activa anual promedio circuito O-065

En la Tabla 2.1 se observa el factor de carga, valor típico de un circuito donde la carga predominante es residencial. El factor de pérdidas inferior a 0.5 debido a que la carga de este circuito no es muy grande, y en la Tabla 2.2 se aprecia el

valor de las pérdidas de potencia para el horario de máxima demanda y las pérdidas de energía anuales para los niveles de voltaje de 33.5 kV y 34.5 kV.

Tabla 2.1 Factor de carga, de pérdidas y tiempo equivalente de pérdidas.

Circuito	fc	fp	T(h)
O-065	0.617	0.452	3960

Tabla 2.2 Pérdidas de potencia en el horario pico y pérdidas de energía anuales estimadas.

Circuito	ΔP (33.5 kV) kW	ΔP (34.5 kV) kW	ΔE (33.5 kV) kWh	ΔE (34.5 kV) kWh
O-065	9.940	9.320	39358	36903

Cálculo de las pérdidas eléctricas anuales en el circuito circuito Pesquero 1 (O-070)

El cálculo de las pérdidas de potencia se efectúa realizando corridas de flujo con el programa PSX, utilizando como base el valor de la potencia máxima obtenida del gráfico de carga promedio anual (Figura 2.8).

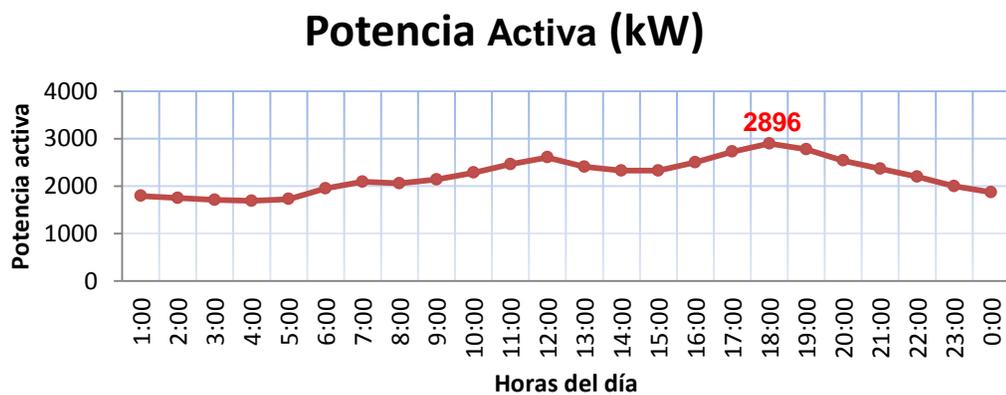


Figura 2.8. Demanda de potencia activa anual promedio circuito O-070

En la Tabla 2.3 se observa el factor de carga, valor típico de un circuito donde la carga predominante es residencial, pero mayor a la del circuito Guardalavaca 1. El factor de pérdidas es superior debido a que la carga se incrementa, y en la Tabla 2.4 se aprecia el comportamiento del valor de las pérdidas de potencia para el horario de máxima demanda y las pérdidas de energía anuales para los niveles de voltaje predefinidos.

Tabla 2.3 Factor de carga, de pérdidas y tiempo equivalente de pérdidas

Circuito	fc	fp	T(h)
O-070	0.765	0.639	5600

Tabla 2.4 Pérdidas de potencia en el horario pico y pérdidas de energía anuales estimadas

Circuito	ΔP (33.5 kV) kW	ΔP (34.5 kV) kW	ΔE (33.5 kV) kWh	ΔE (34.5 kV) kWh
O-070	11.060	10.390	61940	58188

Cálculo de las pérdidas eléctricas anuales en el circuito Guardalavaca 2 (O-075)

El cálculo de las pérdidas de potencia se efectúa realizando corridas de flujo con el programa PSX, utilizando como base el valor de la potencia máxima obtenida del gráfico de carga promedio anual como de muestra en la (Figura 2.9).

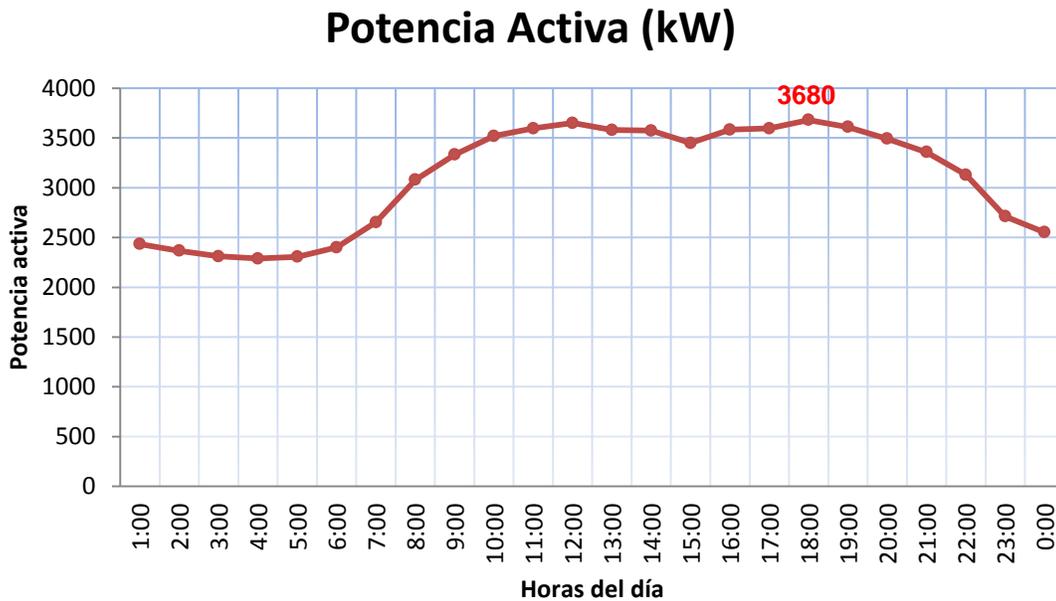


Figura 2.9. Demanda anual promedio circuito O-075

En la Tabla 2.5 se puede observar cómo se comporta el factor de carga, valor típico de un circuito donde la carga predominante son los hoteles y en menor porcentaje el residencial. El factor de pérdidas es superior a 0.5 debido a que la carga de este circuito se incrementa en comparación con la de los anteriores, y en la Tabla 2.6 se examina el valor de las pérdidas de potencia para el horario de máxima demanda y las pérdidas de energía anuales para los niveles de voltaje de 33.5 kV y 34.5 kV:

Tabla 2.5: Factor de carga, de pérdidas y tiempo equivalente de pérdidas

Circuito	fc	fp	T(h)
O-075	0.841	0.747	6543

Tabla 2.6: Pérdidas de potencia en el horario pico y pérdidas de energía anuales estimadas

Circuito	ΔP (33.5 kV) kW	ΔP (34.5 kV) kW	ΔE (33.5 kV) kWh	ΔE (34.5 kV) kWh
O-075	36.830	34.430	240996	225292

Cálculo de las pérdidas eléctricas anuales en el circuito Pesquero 2 (O-080)

El cálculo de las pérdidas de potencia se efectúa realizando corridas de flujo con el programa PSX, utilizando como base el valor de la potencia máxima obtenida del gráfico de carga promedio anual como de muestra en la Figura 2.10.

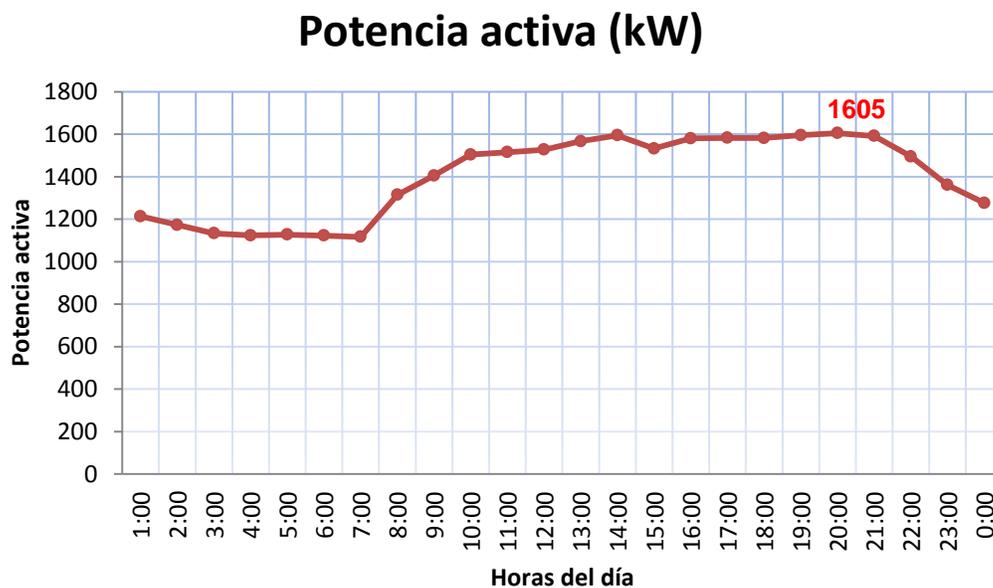


Figura 2.10. Demanda anual promedio circuito O-080 en MW

En la Tabla 2.7 se puede observar cómo se comporta el factor de carga de valor típico de un circuito, donde la carga predominante son los hoteles. El factor de pérdidas es superior a 0.5 debido a que la demanda en este circuito se incrementa

durante la etapa alta del turismo y en la Tabla 2.8 se puede apreciar cómo se comporta el valor de las pérdidas de potencia para el horario de máxima demanda y las pérdidas de energía anuales para los niveles de voltaje estudiados:

Tabla 2.8: Factor de carga, de pérdidas y tiempo equivalente de pérdidas

Circuito	fc	fp	T(h)
O-080	0.886	0.815	7141

Tabla 2.9: Pérdidas de potencia en el horario pico y pérdidas de energía anuales estimadas

Circuito	ΔP (33.5 kV) kW	ΔP (34.5 kV) kW	ΔE (33.5 kV) kWh	ΔE (34.5 kV) kWh
O-080	3.760	3.530	26849	25207

De los resultados anteriores se llega a la conclusión de que en total disminuyen las pérdidas de energía anuales en 23554 kWh, representando un 6.2 % de ahorro de energía, con la mejora de subir en un kV el voltaje de operación en las barras de 34.5 kV de La Canela (ver Tabla 2.10).

Tabla 2.10. Reducción de las pérdidas de energía al año

Circuito	Reducción de las pérdidas de energía al año (kWh)	Reducción de las pérdidas de energía al año (%)	
O-065	2455	6.2	
O-070	3752	6.1	
O-075	15704	6.5	
O-080	1642	6.1	
Total	23554	Promedio %	6.2

En la Figura 2.11 apreciamos la reducción de las pérdidas de energía anuales en cada uno de los circuitos, el de mayor ahorro es el circuito Guardalavaca 2 que es el de mayor carga.

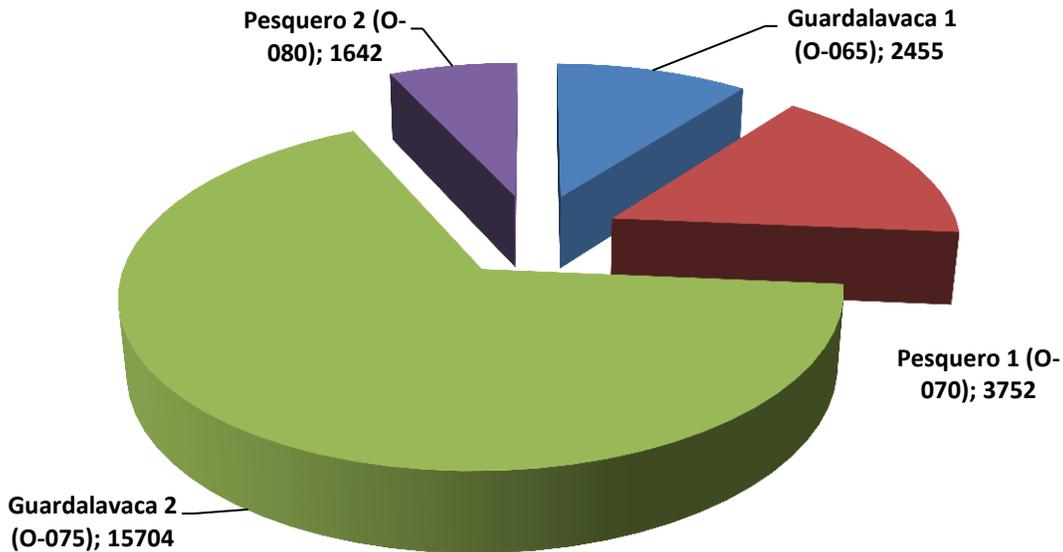


Figura 2.11. Reducción de las pérdidas de energía anuales por circuitos

2.2.2 Ajuste de las derivaciones de los transformadores para el nuevo nivel de voltaje de 34.5 kV

El ajuste se realiza de acuerdo a las derivaciones disponibles en el transformador y a los rangos de variaciones permisibles de voltaje. La ley eléctrica determina los voltajes nominales a utilizar en el país; en Cuba estos son para subtransmisión 34.5 kV; para redes de distribución primaria 7620/13800 V; 2400/4160 V (fase/línea) y para la distribución secundaria 120/240 V. En las líneas de 34,5 kV se permite una variación del 10% ($\pm 5\%$) que corresponde con las derivaciones que poseen los transformadores de las subestaciones de distribución, las cuales no tienen por lo general conmutador de derivación bajo carga.

Conocidos los límites de variación de los voltajes en los diferentes niveles, así como los valores de las derivaciones o "taps" de los transformadores conectados a estos, se puede analizar la forma de realizar el ajuste de las mismas, con el fin de obtener un voltaje lo más estable posible, independientemente de las fluctuaciones de las cargas. En el cumplimiento de esta tarea debe tenerse en cuenta que los transformadores que alimentan a las líneas de subtransmisión cuentan con dispositivos automáticos que varían las derivaciones del transformador bajo régimen de carga según las variaciones del voltaje, lo que permite reajustar la tensión de suministro.

Metodología para el ajuste de las derivaciones de los transformadores en líneas de subtransmisión con dos o más cargas

El voltaje en los diferentes nodos de un circuito depende del estado de carga del mismo, es por eso que la selección de las derivaciones de los transformadores que garanticen un voltaje adecuado a los consumidores para cualquier estado de carga del circuito debe tener en cuenta esta particularidad. Esto se logra mediante un conjunto de acciones que pueden resumirse y sistematizarse en los siguientes pasos:

1. Calcular los voltajes en los nodos para máxima y mínima demanda
2. Determinar el voltaje promedio en cada nodo
3. Elegir las derivaciones de los transformadores lo más próxima a los valores de los voltajes promedios.
4. Ajustar el voltaje de suministro.

En la Tabla 2.11 se puede apreciar el número de la derivación óptima de cada transformador de fuerza después de subir el voltaje a 34.5 kV en las barras de la subestación la Canela 110 kV, el cual sería el voltaje máximo debido a que provocaría una alta tensión en la S/E Pesquero 33 kV.

Tabla 2.11: Derivación óptima de los transformadores para el nuevo voltaje de 34.5 kV

Subestaciones	Vnp (kV)	Vns (kV)	Vmín	Vmáx	Vprom	Tap optimo
S/E Cantón 33 kV	34.5	13.8	34.40	34.41	34.41	3
S/E Pesquero 33kV	33	13.8	34.31	34.40	34.35	1
S/E Guardalavaca 33 kV	34.5	13.8	34.20	34.03	34.12	10
S/E Cañadón 33 kV	34.5	13.8	34.36	34.17	34.27	3
S/E Yaguajay 33 kV	34.5	13.8	34.39	34.24	34.32	3
Batería Canela	34.5	13.8	34.50	34.50	34.50	3

2.3 Análisis de factibilidad del proyecto de mejora de la eficiencia electroenergética en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte

Toda la gama de actividades que van desde la intención o, pensamiento de ejecutar algo hasta el término de su ejecución y su puesta en marcha normal, constituye un proyecto.

Como documento de análisis, tiene la finalidad de brindar los elementos de juicio necesarios para la ejecución de una obra. Implica realizar estudios técnicos, económicos, financieros, administrativos e institucionales; que integrados conforman dichos elementos

2.3.1 Evaluación económica y financiera de la propuesta de reducción de pérdidas

En vista del papel que juega el sector eléctrico en el desarrollo económico de una comunidad como en el nivel de su bienestar y, además por los grandes recursos

que los proyectos requieren (escasos en países en desarrollo) es vital que la evaluación de estos proyectos se realice bajo una perspectiva económica, social y ambiental.

La **evaluación financiera** procura estimar el rendimiento de un proyecto en términos de recursos monetarios (precios de mercado) para un agente específico (la empresa, por ejemplo), a la luz de su entorno financiero. El proyecto es el origen de un flujo de fondos provenientes de ingresos y egresos de caja, que ocurren a lo largo del tiempo. Su desafío es determinar si los flujos de dinero son suficientes para cancelar la deuda.

La **evaluación económica** se interesa en identificar los costos y beneficios que representa un flujo neto para el conjunto de individuos y entidades que componen una sociedad y así medir el rendimiento del proyecto en términos de recursos reales para la sociedad como un todo.

La metodología a emplear para realizar la evaluación económica y financiera de un proyecto, utiliza una serie de indicadores básicos como posteriores criterios de decisión, los cuales se definen a continuación:

1. Valor Presente Neto ó Valor Actual Neto del proyecto (VPN ó VAN):

Es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. El **VAN** mide la rentabilidad del proyecto en valores monetarios deducida la inversión.

Este indicador permite seleccionar la mejor alternativa de inversión entre grupos de alternativas mutuamente excluyentes, equivale a la diferencia del valor actualizado de los cobros esperados y el valor actualizado de los pagos previos, o sea, la diferencia entre la inversión que se hace hoy y el valor actual de los flujos de caja que esta pudiera generar en el futuro.

Pasos para calcular el **VAN**:

- Cuantificación del valor actual neto de la inversión (**VANC**)

$$VANC = \sum_{t=0}^n \frac{It}{(1+i)^n}$$

Donde:

It : Costo de la inversión en el año t

i : Tasa de descuento.

n : Vida útil del proyecto.

- Cuantificación del valor actual neto de los beneficios (**VANB**)

$$VANB = \sum_{t=0}^n \frac{Bt - (o + m)_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

B_t : Beneficios en el año t .

$(o + m)_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año t , definidos como los costos con el proyecto menos los costos sin el proyecto.

i : Tasa de descuento.

n : Vida útil del proyecto.

- Cálculo del valor actual neto del proyecto:

$$VAN = VANB - VANC$$

Criterio de decisión:

VAN > 0 (se acepta el proyecto)

VAN < 0 (se rechaza el proyecto)

2. Tasa interna del retorno del proyecto (TIR):

Es la tasa de interés a la cual se igualan los costos de inversión y beneficios del proyecto, descontados los costos de operación y mantenimiento (para determinar dichos beneficios en términos netos), es decir tasa a la cual el VAN es igual a cero.

La **TIR** representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que la vida del proyecto, el saldo no recuperado sea igual a cero. El saldo no recuperado de la inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto es la fracción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese momento.

Criterio de decisión:

TIR > tasa de descuento (se acepta el proyecto)

TIR ≤ tasa de descuento (se rechaza el proyecto)

3. **Relación beneficio - costo (B/C):** es el cociente de valor actualizado de los beneficios, descontado el costo de operación y mantenimiento, y el valor actualizado de los costos de inversión. Se debe utilizar la misma tasa de descuento que para el cálculo del valor actual neto del proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{VANB}{VANC}$$

Criterio auxiliar:

B/C > 1 (Mientras mayor sea esta relación, la oportunidad aumenta).

4. **Periodo de recuperación (PR):** El período de recuperación, marca un momento (en años, meses), en que los costos del proyecto se suplen con los beneficios logrados. La limitante de este criterio está en no permitir el análisis de la naturaleza de los flujos de efectivos antes y después de ese momento.

El objetivo fundamental de la evaluación del proyecto es conformar los elementos que me permitan tomar una decisión, aprobar o rechazar el proyecto.

2.3.2 Evaluación de los costos asociados para la reducción de las pérdidas por elevación de voltaje de 33,5 a 34,5 kV

- **Costo de la energía dejada de servir:** Para realizar el trabajo de reajuste de las derivaciones de los transformadores de las subestaciones de Pesquero, Cantón, Guardalavaca, Cañadón y Yaguajay, con la finalidad de garantizar un voltaje normal en la barras de 13.8 kV, se puede planificar para realizarlo en 4 horas con dos brigadas en el horario de 08:00 a 12:00, por lo tanto, de la curva de demanda la promedio anual (Figura 2.11), se puede calcular la energía dejada de servir al usuario en ese horario.

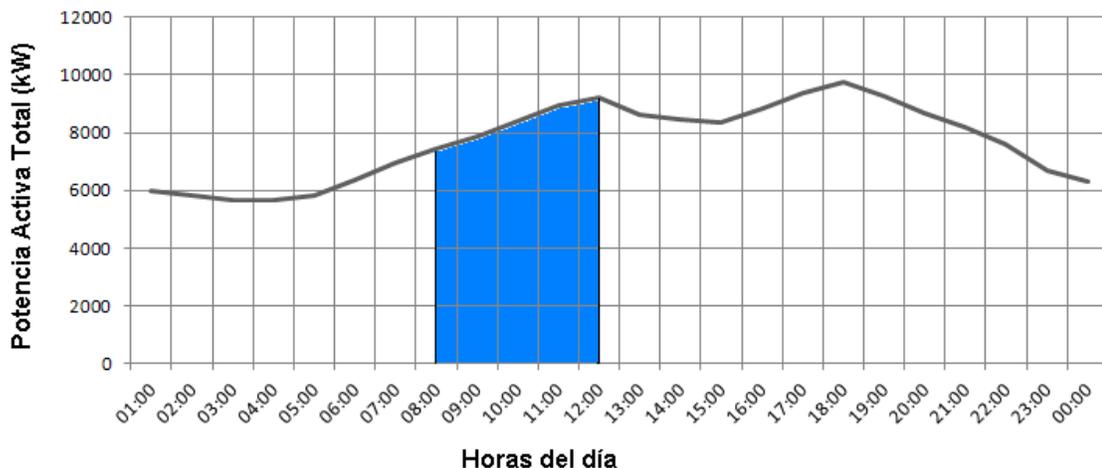


Figura 2.11. Demanda anual total promedio de La Canela en kW

$$C \Delta E = \sum_{i=8}^{12} P * \text{costo del kWh}$$

$$C \Delta E = 32665 \text{ kWh} * 0,186 \text{ \$/kWh}$$

$$C \Delta E = \$ 6076$$

- Costo de la mano de obra calificada, del combustible empleado en la transportación y otros consumos: Están relacionados con el trabajo a

realizar con dos brigadas formadas por cuatro hombres, en total ocho, transportadas en dos camionetas, el combustible es gasolina con un consumo de 6 litros por km. Se tuvo en cuenta el salario equivalente por hora de cada miembro de la brigada arrojando un costo total de \$ 464.

El costo total previsto de la inversión es de \$ 6540, como se puede apreciar el valor es bajo ya que no hay que invertir en la adquisición de nuevos equipos para las instalaciones, solo invertir en la mano de obra del personal encargado de realizar el trabajo.

Indicadores económicos y financieros del proyecto de mejora de eficiencia energética

Para realizar los cálculos de la evaluación de proyectos de mejora, se utilizan varios indicadores técnicos, financieros y económicos, como se muestra en la Tabla 2.12, los cuales son actualizados anualmente por la UNE.

Tabla 2.12, Indicadores principales para el cálculo de factibilidad del proyecto de mejora.

Indicadores.	Símbolo	A.M.	Valor
Costo del Combustible	C	P / Ton	680
Consumo Específico	C.E.	Ton / Mph	0.287
Factor de Insumo	F.I.	%	7.3
Factor de Reserva	F.R.	%	20
Factor de pérdidas en la Transmisión	F.P.T.	%	5.08
Factor de Pérdidas en la Distribución	F.P.D.	%	14
Costo del kW Instalado en Planta	C.I.g	P / kW	800
Costo Incremental Medio del kW Instalado en la Distribución	Cimid	P / kW	60
Costo Incremental Medio del kW Instalado en la Transmisión	Cimit	P / kW	100
Factor de Liberación de Redes	F.L.R	P / kW	175
Costo del Combustible Ahorrado por kWh	C*	P / kWh	0.258
Factor de liberación de plantas	F.L.P	P / Ton	925
Tasa de descuento	T.D	pu	0.12
Factor de contribución al pico	F.C.P	pu	0.7
Factor de recuperación capital	F.R.C	pu	0.277

En la tabla 2.13 apreciamos la relación entre los costos del proyecto, reducción de pérdidas de energía eléctrica y en la Tabla 2.14 los ahorros en el primer año.

Tabla 2.13 Relación entre los costos, reducción de potencia en el horario pico y pérdidas de energía anuales.

Resultados de la elevación del voltaje de 33,5 a 34,5 kV	Costo de inversión (Pesos/U)	Valor recuperado (Pesos/U)	Reducción de potencia en demanda máxima (kW)	Reducción pérdidas (kW) al año
	6540	1814	3,3	23554

Tabla 2.14 Ahorros en el primer año de ejecución del proyecto

Ahorros al año (Total 6912 Pesos/U)			
Combustible (Pesos/U)	Plantas (Pesos/U)	Redes (Pesos/U)	Combustible (TON/U)
6075	704	133	8,9

En el (Anexo X) se puede apreciar el flujo de caja realizado para determinar los indicadores técnicos, económicos y financieros considerando un tiempo de amortización de cinco años.

En la Figura 2.12 se aprecia el ahorro por reducción pérdidas de energía anuales, alcanzando un valor en el quinto año de 42107 kWh.

Ahorro incremental por año

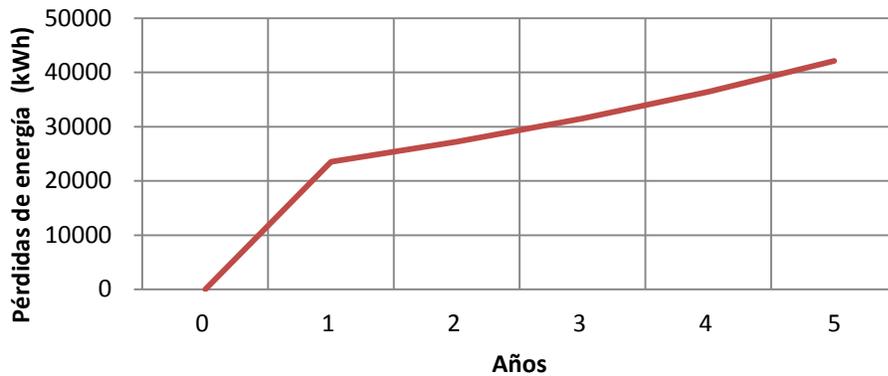


Figura 2.12. Ahorros anuales por reducción de pérdidas en kWh.

El ahorro anual por combustible se observa en la Figura 2.13 podemos apreciar cómo se comporta, alcanzando un valor en el quinto año de 10859 pesos.

Ahorro incremental por año

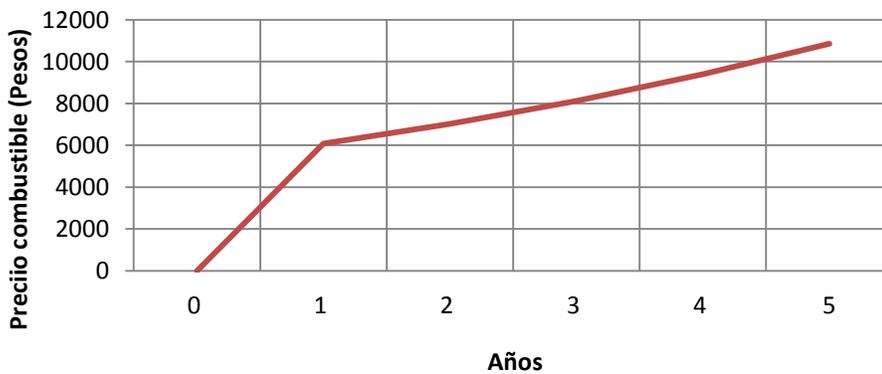


Figura 2.13. Ahorro anual por combustible en pesos.

El flujo de caja aporta información sobre el ahorro anual equivalente de capacidad liberada en plantas de generación, alcanzando un valor en el quinto año de 811 pesos y de capacidad liberada en redes, alcanzando un valor de 153 pesos.

El ahorro total del proyecto de mejora se aprecia en la (Figura 2.13), al quinto año se alcanza un valor de 11823 pesos.

Ahorro total incremental

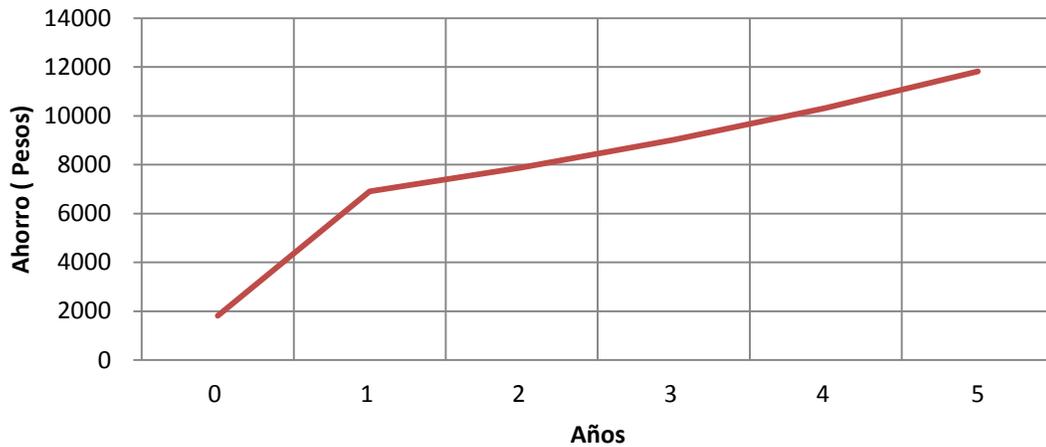


Figura 2.13. Ahorro total en pesos por año.

En la Figura 2.14 podemos apreciar cómo se comporta el ahorro menos los costos, alcanzando un valor en el quinto año de 18055 pesos.

Ahorros - Costos

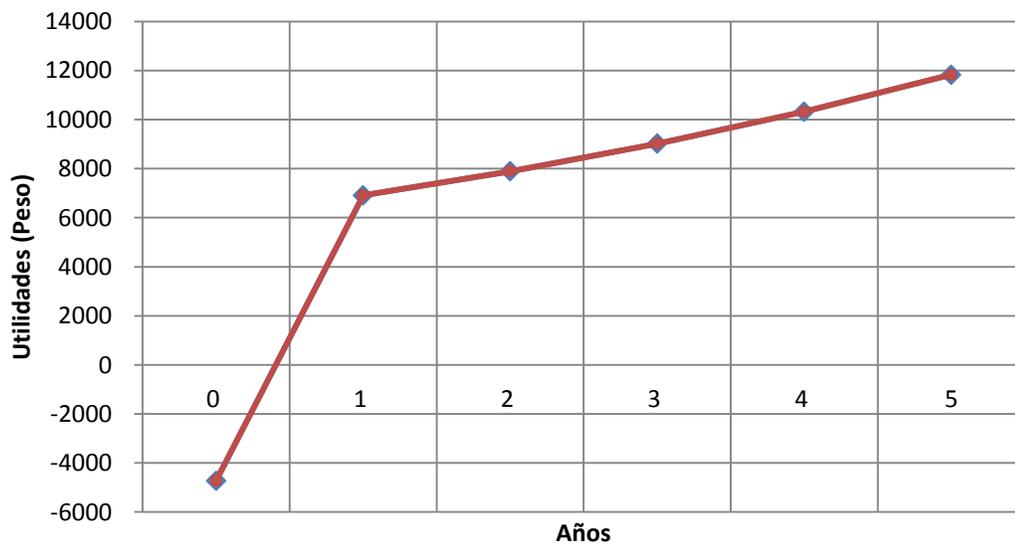


Figura 2.14. Ahorro menos los costos por año.

2.3.3 Análisis de factibilidad de ejecución el proyecto mejora de la eficiencia electroenergética

➤ **Valor Actual Neto (VAN) = 24487 pesos**

Significa que al término de cinco años de ejecutado el proyecto, las utilidades serán de 24487 pesos con una tasa de descuento del 12 %, es el beneficio en el termino de tiempo definido después descontar el costo de la inversión.

➤ **Tasa Interna de Rendimiento (TIR) = 158 %**

Al comparar con la tasa de actualización o costo de oportunidad 12 % con la TIR del proyecto de mejora de la eficiencia energética (158 %), existe un superávit, que de mantenerse esa tasa de actualización el negocio tendrá un rendimiento, en la medida que se amplíe esa diferencia a favor de la TIR mayor serán los beneficios a obtener en la inversión.

➤ **Relación Beneficio/Costo(B/C) = 5.2**

El proyecto es rentable, por cada peso invertido, se obtienen 5,2 pesos de beneficios, o sea cinco pesos con 20 centavos a los cinco años de ejecución.

➤ **Periodo de Recuperación(PR) = 0.463 años**

Los beneficios acumulados resultado del proyecto se igualan a los costos incurridos en un periodo de 5 meses y 17 días.

2.3.4 Aporte social y evaluación ambiental

Con la propuesta de mejora se puede obtener que el servicio se entregue con mayor calidad y eficiencia, debido a que se produce una menor caída de tensión y una disminución de las pérdidas con un costo de inversión pequeño. Al subir el voltaje aumenta la estabilidad de operación y disminuye el tiempo de interrupción al usuario, por lo tanto se logra un mayor crecimiento industrial y económico,

debido a que estas redes transfieren la energía eléctrica a los consumidores del Polo Turístico Atlántico Norte, para el cual está previsto un ritmo de crecimiento acelerado en los próximos años y es este una importante fuente de ingresos a la economía nacional y una potencial de fuente de empleo.

La solución propuesta no genera residuos contaminantes, ni provoca impactos negativos sobre el medio ambiente. Incluso, debido al ahorro de energía eléctrica y por tanto de combustibles fósiles no empleados ni quemados, provocaría la reducción de determinadas cantidades de dióxido de carbono (CO₂) que usualmente se emiten a la atmósfera.

En el proceso de generación de energía eléctrica, según datos aportados por la UNE (Unión Nacional Eléctrica), las emisiones de CO₂ a la atmósfera en los últimos años, expresadas en toneladas de CO₂ que se emiten por cada MWh de energía eléctrica generada, se comportaron como se muestra en la Tabla 2.15.

Tabla 2.15 Factor de emisión (tCO₂/MWh) a la atmósfera años 2009, 2010 y 2011

Año	Factor de emisión (ton CO₂/MWh)
2009	0,8676
2010	0,8625
2011	0,8674

En el año 2011 el factor de emisión a la atmosfera de CO₂ en Cuba era de 0,8674 ton CO₂/MWh. Si se tiene en cuenta el ahorro anual por pérdidas de energía, en cinco años se dejarían de emitir al atmosfera 139.5 toneladas de CO₂, como se observa en la Figura 2.15.



Figura 2.15. Toneladas de CO₂ dejadas de emitir a la atmósfera por año.

Conclusiones del Capítulo II

1. Las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte se operan a un bajo voltaje, lo que incrementa las pérdidas de energía eléctrica y reduce la eficiencia energética.
2. Al elevar el voltaje en un kV en las barras de 33 kV de la subestación La Canela disminuye las pérdidas eléctricas anuales en 23554 kWh, por lo que se obtiene un ahorro de 8,9 toneladas de combustible al año.
3. El voltaje máximo de operación en la subestación “La Canela” será de 34.5 kV, de lo contrario provocaría un alto voltaje en la subestación Pesquero.
4. El costo del proyecto de mejora es reducido, por lo que económicamente resulta viable y tiene la posibilidad de ejecutarse en un corto plazo, según los resultados obtenidos de los indicadores técnicos, económicos, financieros y medio ambientales.

CONCLUSIONES GENERALES

1. La tendencia al aumento de la demanda y del consumo eléctrico debido al crecimiento económico de Cuba, ha situado el tema de la eficiencia energética y en general del ahorro y la búsqueda de fuentes renovables, en el centro de las estrategias para un desarrollo sostenible. A este problema se le brinda particular atención en los lineamientos del VI Congreso del PCC.
2. Operar a un voltaje 34.5 kV (Voltaje máximo de operación) en las redes de subtransmisión del Polo Turístico Atlántico Norte permite reducir las pérdidas de energía en 23554 kWh al año, lo que implica un ahorro de combustible de 8,9 toneladas, equivalente a 6075 pesos, que en esencia son 6075 dólares en el mercado internacional.
3. La solución propuesta no genera residuos contaminantes a la atmósfera, ni provoca impactos negativos sobre el medio ambiente, y por concepto de liberación de capacidad de generación eléctrica al año se deja de emitir a la atmósfera 20,4 toneladas de CO₂.
4. Es factible ejecutar el proyecto en corto plazo, ya que el mismo se amortiza en los primeros seis meses de puesto en marcha. Al término de cinco años las utilidades serán de 24487 pesos, con una tasa de rendimiento del 158% y el peso invertido tendrá un valor de cinco con 20 centavos.

RECOMENDACIONES

1. Concluir la construcción de la línea 110 KV “La Canela – Banes”, por lo que se garantiza doble alimentación a la subestación “La Canela” y disminuye el tiempo de interrupción a los clientes.
2. Realizar estudios para el cambio de los transformadores de la subestación Pesquero por unos con relación nominal de 34,5/13,8 kV, ya que se limita el voltaje máximo de operación a 34,5 kV.
3. Realizar el estudio para el cambio del calibre en el circuito Guardalavaca 1 de 75 mm a 150 mm, con el fin de contribuir a disminuir las pérdidas de energía y las caídas de tensión, al transferir mayor carga.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alguacil Conde, N., Regulación de las Instalaciones Eléctricas, Universidad de Castilla –La Mancha, Curso 2008/2009
2. Álvarez, C.; Navarro, J. L., Vargas Marín, J.: Manejo de reserva de potencia reactiva mediante un sistema de control jerárquico distribuido, Scientia Et Technica N° 21, Julio / 2003 / 8
3. Borroto Nordelo, Aníbal y Monteagudo Yanes, José, 2006. Gestión y Economía Energética. Editorial Universidad de Cienfuegos. ISBN 959-257040-x. 104 p
4. Borisov, P., I.: "Metodología para el empleo de la optimización en la solución de problemas de perfeccionamientos de las redes eléctricas", Energética Izvestiia V.U.Z.O.V., URSS, No. 7, 1984
5. Cárcamo-Gallardo, A., García Santander, L., Pezoa, J. E., Reconfiguración de redes eléctricas de media tensión basada en el algoritmo de Prim, Revista chilena de ingeniería, Vol. 15 N° 1, 2007, pp. 83-91.
6. Casas Fernández, Leonardo, Compensación de la potencia reactiva de los pequeños y medianos consumidores. Aplicaciones industriales, Revista Energética Vol. XXV, No. 2/2004.
7. Casas Fernández, Leonardo: "Sistemas electroenergéticos" Tomo I y II, Pueblo y Educación, 1985
8. Christian Puret, Las redes de distribución pública de MT en el mundo, Cuaderno Técnico nº 155Schneider Electric España S. A, mayo 1995,
9. Corrección del Factor de Potencia, Catálogo General de Productos, Representante de Epcos en Argentina, 2005
10. Cursos para despachos de carga. Conferencia Flujo de potencia. Ing. Alberto Pérez Clavillart, ENUNE, Mayo 2009

11. De la Fé D, Sergio P, Fundamento de los Sistemas Eléctricos, 2008
Intranet.uo.edu.cu/eeserver/disciplias/sistemas electroenergéticos
12. De la Fé D, Sergio P., Calidad de la Energía y Eficiencia Industrial, Departamento de Electroenergética, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2002.
13. Espinosa Lara, Roberto, "Sistemas de Distribución". Noriega y Lara Editores.2000
14. Fernández, L.:"Evaluación financiera de proyectos energéticos", seminario de economía de la energía, CEPAL - Ministerio de economía y planificación de Cuba. La Habana, febrero, 1997
15. Flamenco López, L.M., Factor de Potencia: Cómo Obtener el Máximo Beneficio de su Generación Eléctrica, Inelap, S.A. de C.V, T&D Power Mex Expo 2002
16. Gallego, L. A., Francisquini, A., Gómez Carmona, O., Padilha Fertrin, A., Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución, Revista Scientia et Technica Año XIII No.35, Agosto de 2007, Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701. pp. 107-112.
17. García Neri, R., Optimización del factor de potencia y calidad de la energía, 4º. FORO DE AHORRO DE ENERGÍA, San Luis Potosí, S.L.P, 25 de marzo de 2009
18. Grainger, John J., William D. Stevenson, Jr., Análisis de sistemas de potencia, Ciudad de México, 2001, 731 p
19. González Francés, José P., 2005. La Energía en el mundo ¿Cuál es el futuro?
20. Granada Echeverri, M., Escobar Zuluaga, A., Gallego Rendón, R. A. Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas – Fase I, Universidad Tecnológica de Pereira, Facultad de Ingeniería Eléctrica,

Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada, ISSN: 1692-7257 Volumen 1 – 2006.

21. H. L. Willis, et al, "Load Transfer Coupling Regression Curve Fitting for Distribution Load Forecasting," IEEE Trans, PAS-103, no 5, May 1984.
22. H. Tram, et al, "Load Forecasting Data and Data Base Development for Distribution Planning," IEEE, PAS-102, No 11, November 1983.
23. H. K. Tyll, FACTS Technology for Reactive Power Compensation and System Control, SM IEEE, 2004
24. Instrucción OO-IE-UDRA 0022 Planeamiento y Desarrollo de las Redes Eléctricas.
25. Lacroix, B., Calvas, R., Los esquemas de las conexiones a tierra en el mundo y su evolución, Cuaderno Técnico nº 173 de Schneider Electric S.A, Octubre 2000.
26. Machín Armas, Francisco O y Aleida Riverón Mena (2013), "Sostenibilidad del desarrollo y formación de ingenieros". Editorial Universitaria del MES. La Habana. Cuba. 367 p. Disponible en: <http://revistas.mes.edu.cu/>. Consultado en, enero 15 de 2013, pág 34.
27. Manual para las aplicaciones docentes del PSX. Universidad Central de Las Villas. 55 p
28. Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas, editado por la OLADE. Disponible CD ROM UNE. La Habana
29. Puerto Ordaz, Primer Seminario Internacional sobre planificación de sistemas de distribución. Septiembre 1997.
30. Procedimiento de Operación del Sistema Electroenergético Nacional. RS-373. Ministerio de la Industria Básica. Octubre 2004. 34 p
31. Puentes, Víctor O, 2012. La energía eléctrica. Su uso eficiente. 11 p

32. Ramírez Castaño, Samuel, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional De Colombia, Tercera Edición, Manizales, 2002
33. Redondo Quíntela, F, Energía reactiva y disminución de las pérdidas en distribución de energía eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad de Salamanca, Revista ENERGÍA - Julio/Agosto 1998
34. Reglamento Electrotécnico Cubano. Parte 1: Baja Tensión, NC XXX-1: 2008, Edición Noviembre 2008.
35. Remedios L., R.; De la Fé D, S. a Algunas consideraciones sobre la introducción de la Generación Distribuida en la red de Transmisión Oriente Norte. 7^{ma} Conferencia Provincial Sociedad Ingenieros Mecánicos, Eléctricos e Industriales. UNAIC. Santiago de Cuba. 2007.
36. Remedios L., R.; De la Fé D, S. b Efecto de la Generación Distribuida sobre la calidad del suministro en la red de Transmisión Oriente Norte. XIII Simposio de Ingeniería Eléctrica SIE' 2007 Junio, 2007
37. Sastre, A., Protección de redes de Alta Tensión (AT) industriales y terciarias, Cuaderno Técnico nº 174 de Schneider Electric, S.A, Noviembre 1995.
38. Stevenson, William.; Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia, La Habana: Edición Revolucionaria, 1986 – 391p
39. VI Congreso del Partido Comunista de Cuba, 2011. "Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución". La Habana
40. Vénikov. V. Procesos transitorios electromecánicos en los sistemas eléctricos de potencia. Editorial Mir Moscú. 502 p
41. Viego Felipe, Percy y otros, 2002. Ahorro de energía en sistemas de suministro eléctrico industrial. Universidad de Cienfuegos. ISBN 959-257-041-8. 146 p
42. Von Meier Alexandra, Electric Power Systems A Conceptual Introduction John Wiley & Sons, 2006.

ANEXOS

ANEXO I. Tipos de aisladores eléctricos.

Pedestal Polímetro



Aisladores de disco



Porcelana



Vidrio

Ristra o cadena



ANEXO II. Características generales de los conductores

<i>TIPOS</i>	<i>CALIBRE A.W.G (MCM)</i>	<i>ÁREA ALUMINIO (mm²)</i>	<i>DIÁMETRO TOTAL (mm)</i>	<i>PESO TOTAL (Kg. /Km)</i>	<i>FUERZA ROTURA (Kg.)</i>
ACSR	2	35	7,5	311	1290
	2/0	70	10,7	612	2522
	4/0	95	12.6	850	3502
	250	120	14.00	1050	4360
	-	150	17.10	599	5 227
	-	185	18.80	722	5 963
AAC	2	35	7.42	92.7	611
	1/0	55	9.36	147.5	897
	3/0	85	11.80	235.0	1375
AAAC	2/0	78	11.35	217	2452
	4/0	107	13.25	296.0	3335
	300	158	15.96	419.0	4766

<i>Tipo de conductor</i>	<i>Uso</i>	<i>Calibre (mm²)</i>
AAAC	primario	78
		100
		158
AAC	Neutro	35
		85
	Secundario	55
		85

ANEXO III. Características generales de los conductores

CALIBRE A.W.G (MCM)	Cantidad Hilos/Φ	ÁREA (mm²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	PESO (Kg./m)	FUERZA ROTURA (Kg.)
2	3/3.37	33.6	8.13	0.302	1361
1/0	7/3.12	53.6	9.35	0.485	2155
3/0	7/3.93	85.0	11.79	0.771	3341
250	12/3.67	126.7	15.24	0.115	5103
300	12/4.02	152.0	16.89	0.138	6123

Sistema AWG

Circular mil (CM) = Área de  **D= 0.001plg.**

Área un alambre = 3.14 x $\frac{1}{4}$ D² [plg.]

CM = 3,14 x $\frac{1}{4}$ (10⁻⁶ plg.) = 3.14 x 0.25 x 10⁻⁶ = 0.000000785 [plg.]

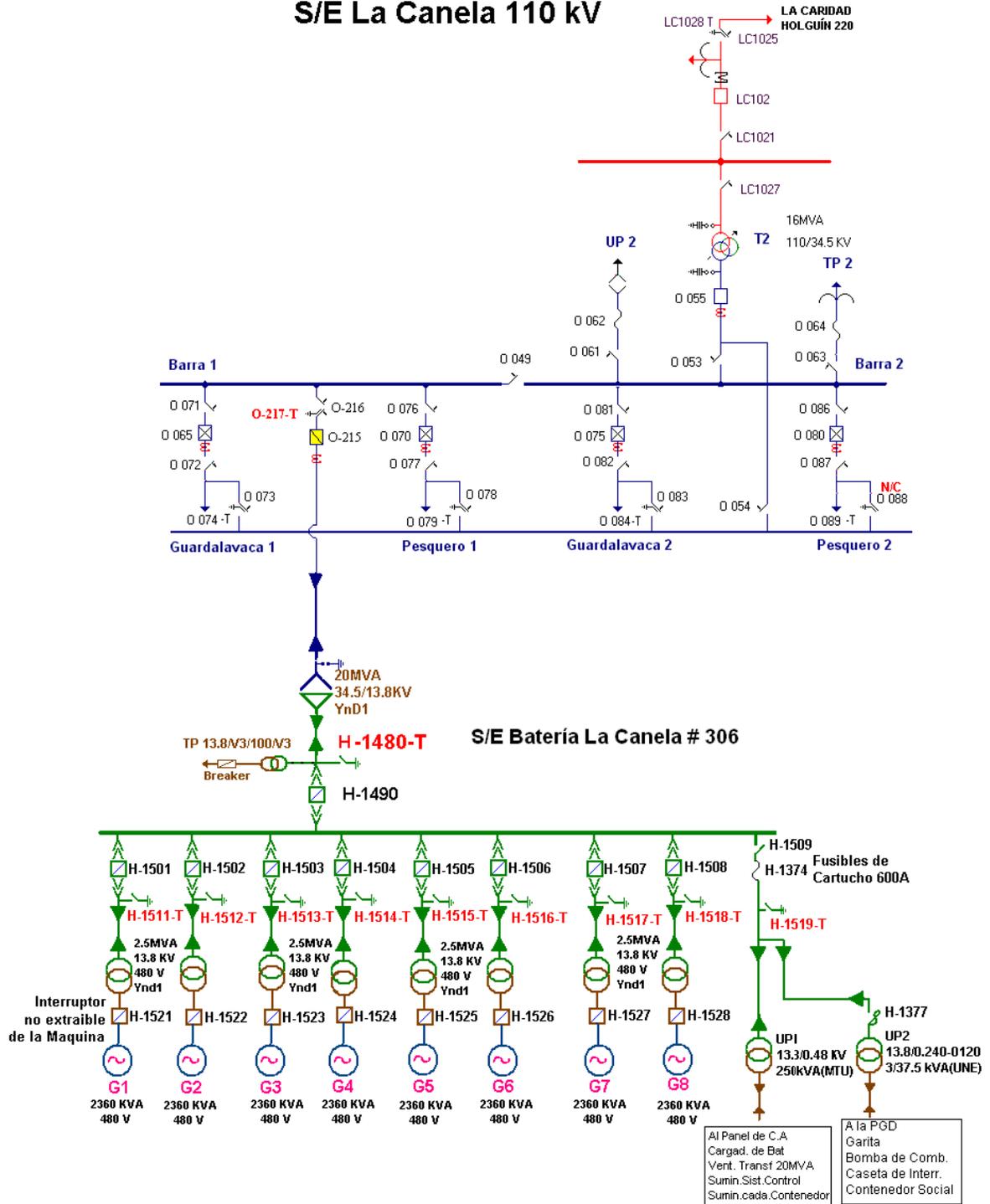
Área Total en CM = No. hilos x $\frac{\text{Área un alambre en plg.}}{\text{CM}}$

En la práctica se utiliza el MCM = 1000 CM

Área Total MCM = $\frac{\text{Área Total en CM}}{1000}$

ANEXO IV. Diagrama monolineal S/E La Canela 110 kV

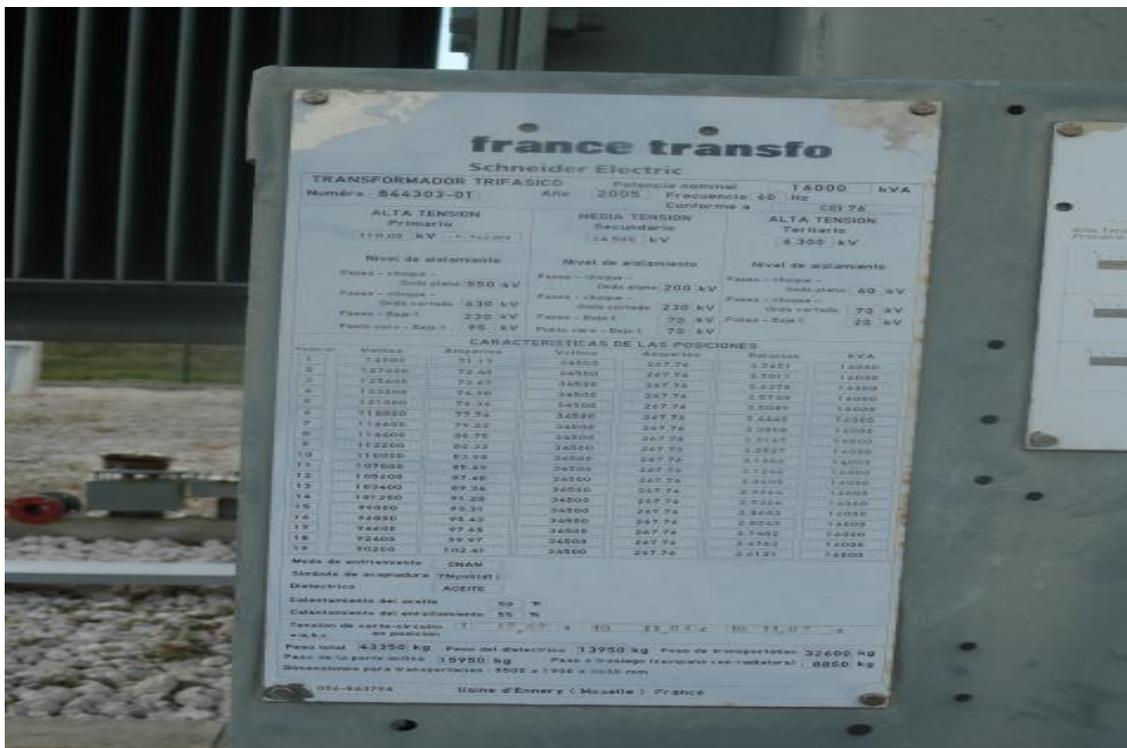
S/E La Canela 110 kV



ANEXO V. Transformador de fuerza S/E La Canela 110 kV



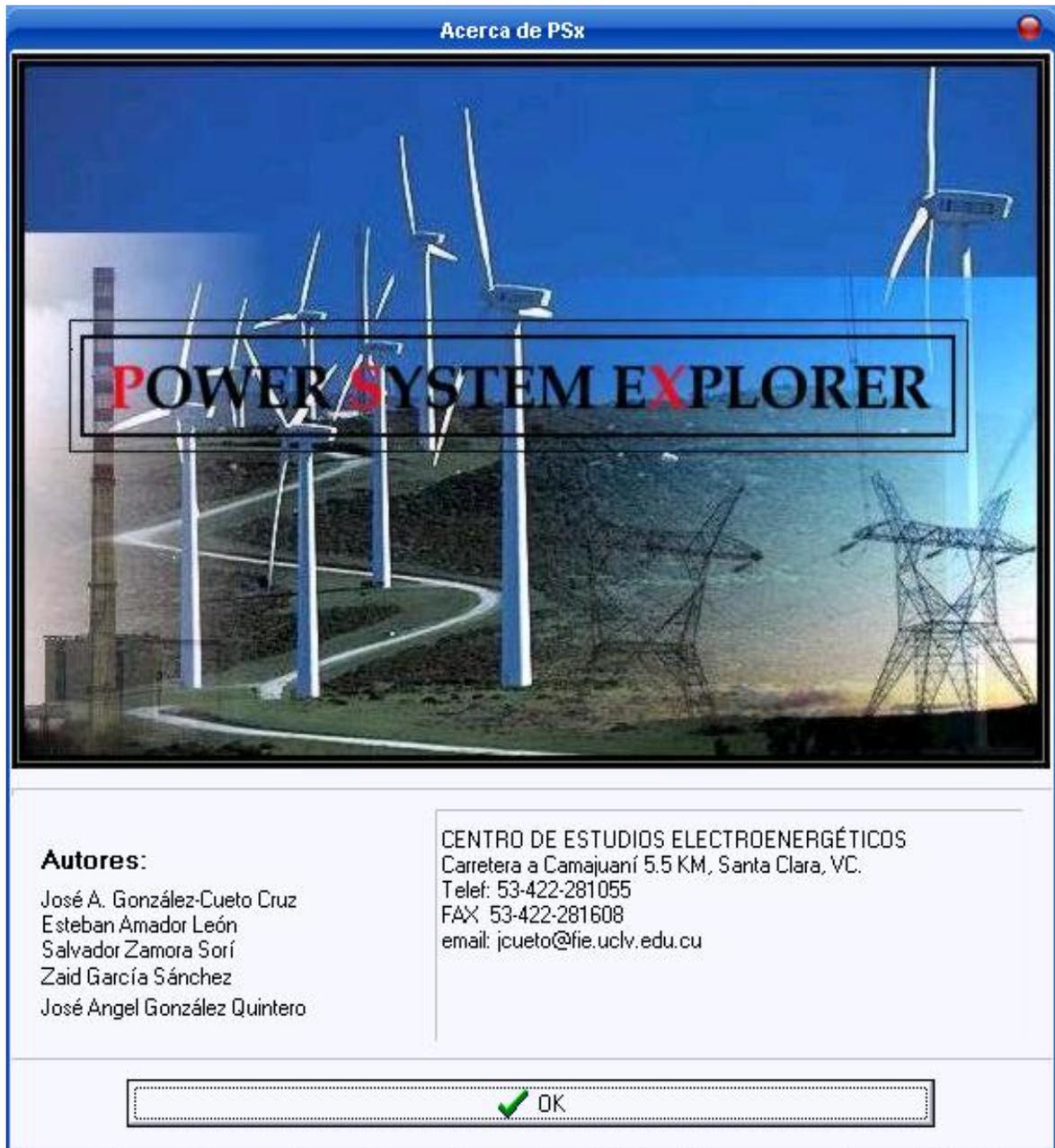
ANEXO VI. Conmutador de derivaciones del transformador de fuerza La Canela 110 kV



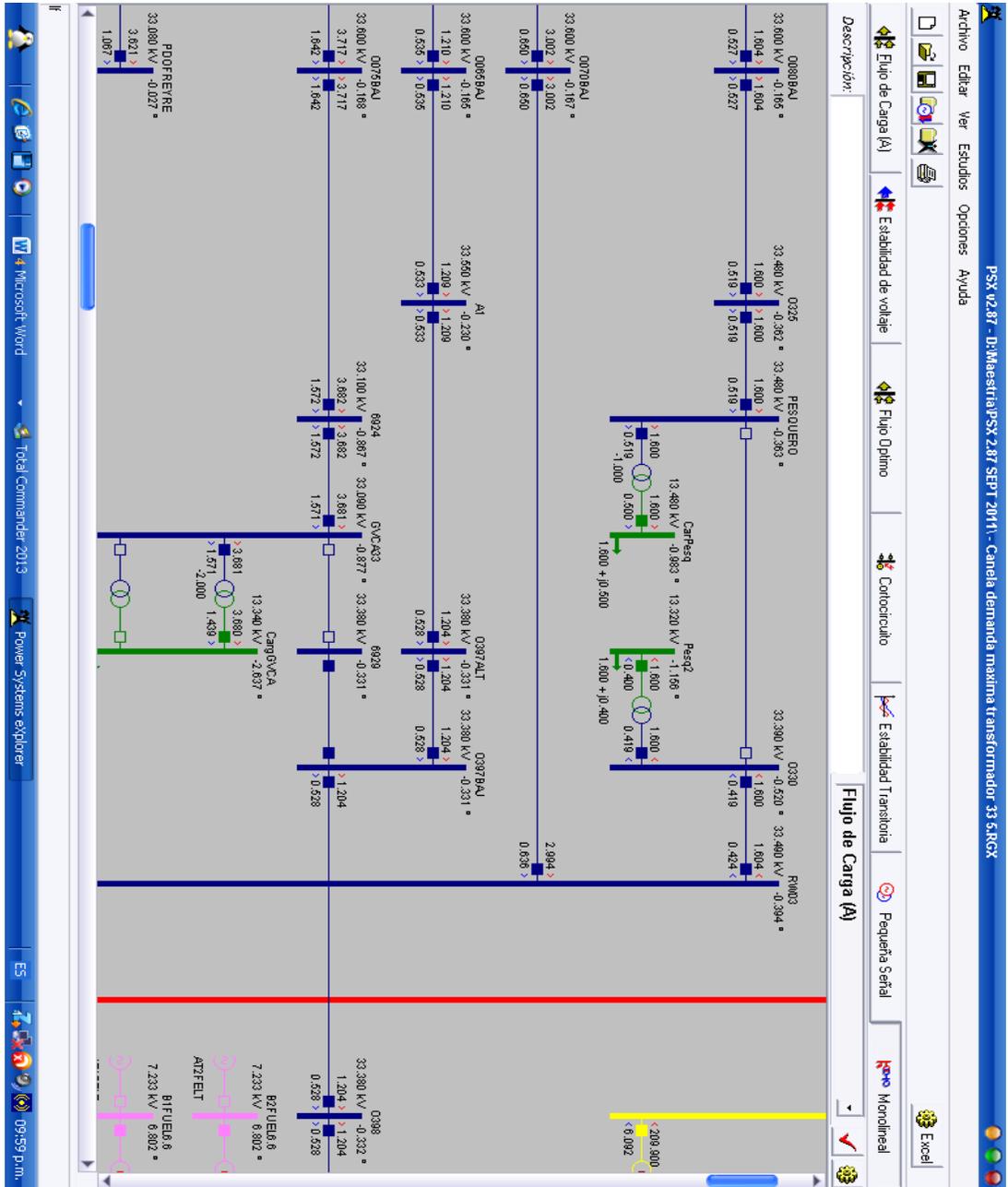
Anexo VII. Potencia activa mensual horaria y promedio circuito Guardalavaca 1

	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
Enero	602	590	579	643	914	1247	1719	1452	1472	1639	2054	2110
Febrero	620	770	594	650	941	1278	1642	1487	1736	1948	2477	2469
Marzo	320	285	282	307	430	709	1039	706	878	1030	1224	1138
Abril	351	335	328	344	405	615	819	720	705	771	961	1087
Mayo	515	503	498	490	557	801	871	787	782	854	1048	1094
Junio	758	746	744	736	789	1206	1277	1163	1168	1254	1482	1529
Julio	653	645	633	619	655	798	932	878	847	886	1080	1215
Agosto	591	576	573	565	602	734	913	891	849	874	1072	1222
Septiembre	576	570	562	574	635	847	971	877	835	862	1084	1216
Octubre	532	529	513	519	610	798	910	841	797	854	1079	1232
Noviembre	750	731	744	744	849	1210	1345	1308	1260	1316	1544	1630
Diciembre	329	323	323	374	497	668	861	700	645	1052	1297	1106
Promedio	550	550	531	547	657	909	1108	984	998	1112	1367	1421
	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
Enero	1432	1322	1565	2042	2534	2622	1751	1326	1088	868	682	642
Febrero	1785	1691	1869	2301	2915	2611	1962	1434	1181	946	744	695
Marzo	886	854	994	1071	1344	1460	1265	822	568	472	361	345
Abril	758	614	672	837	1074	1241	1141	963	710	581	455	402
Mayo	823	735	807	923	1135	1260	1136	1002	873	755	615	554
Junio	1231	1128	1114	1101	1278	1393	1293	1154	1052	952	831	766
Julio	889	761	810	919	1110	1230	1137	990	906	806	703	640
Agosto	877	746	775	858	1039	1226	1132	1024	852	780	684	627
Septiembre	880	747	787	904	1127	1280	1194	1018	861	762	668	613
Octubre	896	765	807	924	1113	1322	1229	929	816	716	633	557
Noviembre	1300	1229	1333	1623	1893	1837	1587	1414	1258	1105	850	717
Diciembre	826	742	829	919	1242	1387	926	713	574	487	406	717
Promedio	1049	944	1030	1202	1483	1573	1313	1066	895	769	636	606

Anexo VIII. Programa Power Systems Explorer (PSX)



Anexo IX. Corrida de flujo de potencia realizada con el programa PSX



Anexo X. Hoja en Excel con el flujo de caja para determinar los indicadores técnicos, económicos y financieros.

		0	1	2	3	4	5
Total		0	1	2	3	4	5
AHORRO VALOR RECUPERADO		1	2	3	4	5	6
FLUJO DE CASH	UM	2014	2015	2016	2017	2018	2019
COSTO DE INVERSION	(P)	6540					
AHORRO VALOR RECUPERADO	(P)	1814					
AHORRO ANUAL DE PERDIDAS DE ENERGIA	(KWH/ANO)	0	23554	27235	31492	36415	42107
AHORRO ANUAL POR COMBUSTIBLE	(P)	0.000	6075	7024	8122	9391	10859
AHORRO ANUAL DE PERDIDAS DE POTENCIA	(KW)	0.000	3	3	4	4	4
AHORRO ANUAL EQUIVALENTE CAPACIDAD LIBERADA EN PLANTAS	(P)	0.000	704	729	755	782	811
AHORRO ANUAL EQUIVALENTE CAPACIDAD LIBERADA EN REDES	(P)	0.000	133	138	143	148	153
AHORRO TOTAL	(P)	1814	6912	7891	9020	10322	11823
AHORROS MENOS COSTOS	(P)	-4726	6912	7891	9020	10322	11823
AHORROS MENOS COSTOS ACTUALIZADOS ACUMULADOS.	(P)	-4219	1290	6907	12640	18496	24486
	TASA DESCUENTO		12%				
VAN	(P)	24486	TIR	150%			
RELACION BENEFICIO/COSTO	PU	5.2					