

UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO Y FINANCIERO PARA LA
PUESTA EN MARCHA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 110-13,8 CÁRDENAS II

Trabajo de diploma presentado en opción al título de Ingeniero Mecánico.

EDWARD GERÓNIMO MENÉNDEZ

Matanzas, 2020

**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO Y FINANCIERO PARA LA
PUESTA EN MARCHA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 110-13,8 CÁRDENAS II**

Trabajo de diploma presentado en opción al título de Ingeniero Mecánico.

Autor: EDWARD GERÓNIMO MENÉNDEZ

Tutor:Dr.C. YanánCamaraza Medina

Matanzas, 2020

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Por medio de la presente declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y, en calidad de tal, autorizo a la Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos” a darle el uso que estime más conveniente. Además, a la Empresa Eléctrica de Matanzas a poner en práctica los resultados expuestos por la investigación realizada.

Edward Gerónimo Menéndez

NOTA DE ACEPTACIÓN

Miembros del Tribunal:

_____	_____	_____
Presidente	Secretario	Vocal

RESUMEN

El siguiente estudio, emplea datos actualizados con el propósito de demostrar la necesidad de la construcción y puesta en marcha de la Subestación Eléctrica Cárdenas II 110-13,8 kV, debido al acelerado crecimiento poblacional que ocurre en dicho municipio. Esto ha provocado que las subestaciones en operación hayan sobrepasado su punto óptimo de operación, mostrando estados de sobrecarga durante los horarios picos. Esto trae consigo el deterioro prematuro de las instalaciones y la disminución de su período de vida útil, lo que provocaría serias afectaciones para los consumidores y gastos adicionales de operación, que repercuten directamente en la economía nacional. Mediante la metodología empleada se evidencia la factibilidad de la construcción y puesta en marcha de esta nueva subestación eléctrica. Para el análisis de la rentabilidad de la inversión se acuden a criterios diferenciales de análisis económico, entre ellos, el período de recuperación de la inversión, VAN y TIR del proyecto, encontrándose indicadores favorables en todos los casos. Se logra disminuir el consumo de combustible por kW generado, al reducir las pérdidas técnicas y mejorando la calidad del suministro eléctrico servido a los clientes. El principal aporte de la investigación radica en la propuesta de las ventajas económicas, sociales y medioambientales que genera la puesta en marcha de dicho proyecto y la planificación programada de las operaciones a realizar para su eficaz desarrollo, eficiente funcionamiento y mejor explotación.

Palabras claves: TIR, VAN, estudio financiero, pérdidas técnicas, tasa de actualización, exergía.

SUMMARY

The current study, uses updated data in order to show the importance of the construction of the electric power station Cárdenas II 110-13,8 kV, due to the accelerated people growth that it happens in this municipality. This has provoked that the existent substations in operation had overtaken his optimal point of operation, showing states of surcharge during the night hourly, This brings along the premature deterioration of the installations and the decrease of its service life period, that would provoke serious affectations for the clients and additional operation expenses, that have directly influence on national economy. The feasibility of the construction and start point of this new electric substation are evidenced by means of the used methodology. Are used the differential criteria of economic analysis for the analysis of the investment profitability, NPV and IRR of the project, finding favorable indicators in all of the cases. Is possible to diminish, the consumption of fuel oil for kW generated, by concept of the reduction of the electrical losses into the power lines of transmission that bring the electric consumption to the final clients. The principal contribution of this thesis consists in the proposal of the cost-reducing, social and environmental advantages that generates the starting of the aforementioned project and the planning programmed of the operations to realize for his efficacious development, efficient functioning and better uses.

Key words: NPV, IRR, financial study, Electrical losses, rate of bringing up to date, exergy.

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE	4
1.1 Elementos vinculados a la generación de potencia y sus principales fuentes de obtención.....	4
1.2 Energías renovables	4
1.2.1 Energía eólica.	4
1.2.2 Energía mareomotriz.....	5
1.2.3 Energía hidráulica.	5
1.2.4 Energía solar.	5
1.2.5 Biomasa.	6
1.3 Energías no renovables	6
1.3.1 Combustibles fósiles.....	6
1.3.2 Energía nuclear.	7
1.4 Subestaciones eléctricas.....	7
1.5 Funciones de las subestaciones.....	8
1.5.1 Tipos de subestaciones.....	8
1.5.2 Clasificación de las subestaciones por el tipo de construcción.	8
1.6 Principales dispositivos y elementos que componen una subestación eléctrica.	9
1.7 Normativa aplicada a subestaciones.	11
1.8 Elementos básicos vinculados a la operatividad de una subestación eléctrica.	12
CAPÍTULO II MATERIALES Y MÉTODOS	13
2.1 Antecedentes y situación actual	13
2.2 Estado actual de la demanda eléctrica en la zona y proyectos de crecimiento previsto.	13
2.2.1 Política para la instalación de la nueva S/E Cárdenas II 110-13,8 kV.	17
2.3 Descripción técnica del Proyecto.....	18
2.3.1 Entidades ejecutores del proyecto.....	19
2.3.2 Compatibilización con la defensa	19
2.3.3 Microlocalización	20
2.3.4 Premisas para la evaluación técnico-económica y financiera del proyecto.....	20
2.4 Diferentes criterios de selección para alternativas de inversión.	21
2.4.1 Valor del dinero invertido a través del tiempo	21
2.4.2 Período de recuperación de la inversión.....	21
2.4.3 Valor actual neto (VAN) y depreciación.....	22
2.4.4 Tasa interna de retorno (TIR).	22
2.4.5 Relación Costo - Beneficio (RCB).	23
2.4.6 Costo de ciclo de vida.....	23
2.4.7 Costo nivelado de la energía.....	23
2.5 Análisis breve de las principales variantes de solución.....	24
CAPÍTULO III ANÁLISIS DE RESULTADOS.	26
3.1 Estudio económico-financiero.	26
3.2 Indicadores económicos.....	26
3.3 Costo de inversión	26
3.4 Costos de operación y mantenimiento	28

3.5 Ingresos o ahorros del proyecto	28
3.6 Flujo de caja del proyecto sin financiamiento	29
3.7 Flujo del proyecto con financiamiento	30
3.8 Análisis del flujo de caja en USD para balance externo	31
3.9 Análisis de sensibilidad	32
CONCLUSIONES	34
RECOMENDACIONES.....	35
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	36
ANEXOS	38

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas son parte esencial en el sistema eléctrico, pues intervienen en la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía a los lugares de consumo. Gracias a las subestaciones eléctricas, el consumo de los portadores energéticos se hace de forma racional, los usuarios pueden tener seguridad y continuidad en el suministro de energía, y los costos por el suministro disminuyen. Estas son esenciales dentro del sistema de potencia, ya que son instalaciones con un conjunto de dispositivos y circuitos que tienen la finalidad de modificar las variables de tensión y corriente y de dar un medio de interconexión y despacho entre las líneas del sistema.

La ciudad de Cárdenas, ubicada al noreste de la provincia Matanzas, se asienta en la zona costera del litoral norte, muy próxima a la bahía que se nombra igual a la Ciudad. Su red eléctrica puede considerarse una de las más antiguas de la provincia y del país, ya que se vió por primera vez la luz eléctrica en Cárdenas el 7 de septiembre 1889. En la actualidad está caracterizado por ser un territorio con un gran desarrollo industrial en la provincia (fábricas de ron, calera, astilleros, perforación y extracción de petróleo, etc.). Además de una población que por la cercanía al primer polo turístico del país (Varadero) posee un alto nivel de vida y gran poder adquisitivo.

El municipio de Cárdenas cuenta con una extensión territorial de 564,9 km cuadrados y 114 640 habitantes que constituyen el 16,4 % del total de la provincia, ellos se agrupan en: 38940 consumidores residenciales con un consumo promedio mensual de 245,1kWh y una potencia activa promedio en máxima demanda igual a 1,1 kW, además de 9 315 consumidores estatales con un demanda promedio de 1 430 kW per cápita. Esta demanda es servida mediante dos subestaciones de 110 kV, una de 110/34,5 kV con una capacidad instalada de 25 MVA y una segunda S/E de 110/13,8 kV, La S/E de 110/34,5kV posee un total de cinco salidas o circuitos a 34,5kV, que alimentan un total de nueve subestaciones con carga predominantemente residencial de 34,5 kV, de ellas cinco entregan por baja una

tensión nominal igual a 13,8 kV y las otras cuatro restantes 4,16 kV. Existen además otras siete expresas a clientes industriales.

Las pérdidas eléctricas en la ciudad Cárdenas son actualmente del orden del 16,5% de la energía consumida, de este valor porcentual total, el 10,2% son técnicas y el resto o sea el 6,3 % son pérdidas no técnicas. El valor numérico de las pérdidas totales en un año es igual a 37,9 GWh, de las cuales 19,6 GWh son en su totalidad pérdidas técnicas.

La demanda eléctrica promedio de la ciudad en este momento asciende a 34,7 MW en horario pico y el consumo promedio mensual a 19 115 MWh. La subestación de 110/13,8 kV que alimenta una gran parte de esta carga está en los momentos actuales al 82,7 % de su capacidad en máxima demanda. Acá vale resaltar que en el presente año la cargabilidad máxima en el pico ha superado en siete ocasiones el 95 % de cargabilidad con un máximo de 96,2% el día 7 de enero del 2019, esto unido a lo recomendado por la ASEE(*American Society of Electrical Engineers*) de que las S/E de potencia logran su punto óptimo de eficiencia en el trabajo en un valor de cargabilidad que oscila entre el 65 y 75% de la capacidad nominal y en último lugar y no menos importante, que la área servida por esta, existen zonas de crecimiento y desarrollo de la ciudad, que también aportaran una curva de crecimiento de la demanda, muestra que la S/E 110-13,8 kV Cárdenas I no puede asimilar más carga que la que posee actualmente, de dicha situación surge el **problema científico**:

En Cárdenas se requiere la puesta en marcha de una nueva S/E para cubrir la creciente demanda eléctrica, porque las instalaciones actuales no son capaces de satisfacerlas con la calidad y efectividad requeridas de acuerdo a las normas vigentes

Para dar respuesta a este problema se plantea como **hipótesis**:

Realizando un estudio de factibilidad se demostrará la efectividad de la puesta en marcha del proyecto de la nueva subestación eléctrica Cárdenas II 110-13,8 kV dándole cumplimiento a las normas vigentes.

Para dar cumplimiento a la hipótesis se propone como **objetivo general**:

Realizar un estudio de factibilidad técnico-económico y financiero de la subestación eléctrica Cárdenas II 110-13,8 kV que demuestre la efectividad del proyecto.

Objetivos específicos:

1. Realizar un balance de cargas y clientes servidos en las condiciones actuales y posteriores a la puesta en marcha de la instalación prevista.
2. Efectuar un análisis de los insumos y la fuerza de trabajo del proyecto.
3. Establecer los requerimientos necesarios desde el punto de vista económico y constructivo de la nueva subestación eléctrica.
4. Desarrollar una evaluación económica y financiera de los egresos e ingresos del proyecto.
5. Definir las condiciones óptimas de operación de la nueva variante propuesta y su efecto sobre las condiciones anteriores de operación.
6. Comparar los resultados obtenidos con respecto a las condiciones de operación existentes antes del proyecto.

CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE

El siguiente capítulo propone suministrar información actualizada sobre las formas de generación de energía eléctrica y su distribución mediante el uso de subestaciones eléctricas a nivel mundial y nacional, además se reflejan algunos conceptos importantes relacionados con la temática.

1.1 Elementos vinculados a la generación de potencia y sus principales fuentes de obtención.

La energía, además de procurar bienestar, es un factor de progreso tecnológico y económico, y que, en definitiva, ha sido la base del desarrollo histórico de la humanidad y lo será también del futuro. Una parte de la energía que posee nuestro planeta se encuentra asociada a la materia (fundamentalmente en forma de energía química y calorífica); otra gran parte proviene del exterior, sobre todo del Sol, cuya luz y calor hacen posible la vida en el planeta y permiten que se lleven a cabo las reacciones químicas necesarias para transformar y acumular energía de muy diversos modos, [1].

Las fuentes de energía son los recursos existentes en la naturaleza de los que la humanidad puede obtener energía utilizable en sus actividades. Las fuentes de energía se clasifican en dos grandes grupos: renovables y no renovables; según sean recursos "ilimitados" o "limitados".

1.2 Energías renovables

1.2.1 Energía eólica.

Energía eólica es la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas de energía aprovechables por el hombre. El recurso para la generación de energía eólica es el viento, el cual es generado por corrientes de aire debido al desigual calentamiento de la superficie de la tierra, [2].

Ventajas: Es una fuente de energía inagotable y, una vez construida la instalación, gratuita. Además, no contamina ni genera residuos.

Inconvenientes: Es una fuente de energía intermitente, ya que depende de la regularidad de los vientos. Además, los aerogeneradores son grandes, caros y de difícil acceso para los mantenimientos.

1.2.2 Energía mareomotriz.

La energía mareomotriz es la producida por el movimiento de las masas de agua provocado por las subidas y bajadas de las mareas, así como por las olas que se originan en la superficie del mar por la acción del viento, [2].

Ventajas: Es una fuente de energía limpia, sin residuos y casi inagotable.

Inconvenientes: Solo pueden estar en zonas marítimas, pueden verse afectadas por desastres climatológicos, dependen de la amplitud de las mareas y las instalaciones son grandes y costosas.

1.2.3 Energía hidráulica.

La energía hidráulica es la producida por el agua retenida en embalses o pantanos a gran altura (que posee energía potencial gravitatoria) y al caer hasta un nivel inferior, pasando por una central hidroeléctrica se convierte en energía eléctrica, [3].

Ventajas: Es una fuente limpia, sin residuos y fácil de almacenar. Además, el agua almacenada en embalses situados en lugares altos permite regular el caudal del río.

Inconvenientes: La construcción de centrales hidroeléctricas es costosa y se necesitan grandes tendidos eléctricos. Además, los embalses producen pérdidas de suelo productivo y fauna debido a la inundación del terreno destinado a ellos. También alteran la calidad de las aguas.

1.2.4 Energía solar.

La energía solar es la que llega a la tierra en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente) procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear. El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión térmica de alta temperatura (sistema fototérmico) y por conversión fotovoltaica (sistema fotovoltaico), [4].

La conversión térmica de alta temperatura consiste en transformar la energía solar en energía térmica almacenada en un fluido. Para calentar el líquido se emplean unos dispositivos llamados colectores.

La conversión fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía luminosa en energía eléctrica. Se utilizan para ello unas placas solares formadas por células fotovoltaicas (de silicio o de germanio).

Ventajas: Es una energía no contaminante y proporciona energía barata en países no industrializados.

Inconvenientes: Es una fuente energética intermitente, ya que depende del clima y del número de horas de Sol al año. Además, su rendimiento energético es bastante bajo.

1.2.5 Biomasa.

La energía de la biomasa es la que se obtiene de los compuestos orgánicos mediante procesos naturales. Con el término biomasa se alude a la energía solar, convertida en materia orgánica por la vegetación, que se puede recuperar por combustión directa o transformando esa materia en otros combustibles, como alcohol, metanol o aceite. También se puede obtener biogás de composición parecida al gas natural, a partir de desechos orgánicos, [4-5].

Ventajas: Es una fuente de energía limpia y con pocos residuos que, además son biodegradables. También se produce de forma continua como consecuencia de la actividad humana.

Inconvenientes: Se necesitan grandes cantidades de plantas y por tanto de terreno. Se intenta fabricar el vegetal adecuado mediante ingeniería genética. Su rendimiento es menor que el de los combustibles fósiles, y por lo tanto, para lograr iguales volúmenes de potencia es requerido utilizar mayores volúmenes de combustibles, lo que produce una sobre-emisión de gases de efecto invernadero.

1.3 Energías no renovables.

1.3.1 Combustibles fósiles.

Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) son sustancias originadas por la acumulación, hace millones de años de grandes cantidades de restos de seres vivos en el fondo de lagos y otras cuencas sedimentarias.

El carbón es una sustancia ligera de color negro, que procede de la fosilización de restos orgánicos vegetales. Existen cuatro tipos: antracita, hulla lignito y turba. El carbón se utiliza como combustible en la industria, en las centrales térmicas y en las calefacciones domésticas, [6].

El petróleo es el producto de la descomposición de los restos de organismos vivos microscópicos que vivieron hace millones de años en mares, lagos y desembocaduras de ríos. Se trata de una sustancia líquida, menos densa que el agua, de color oscuro, aspecto aceitoso y olor fuerte, formada por una mezcla de hidrocarburos, (compuestos químicos que solo contienen en sus moléculas carbono e hidrógeno). El petróleo hoy en día tiene muchas aplicaciones; gasolinas, gasóleo, abonos, plásticos, explosivos,

medicamentos, colorantes, fibras sintéticas, etc. De ahí, la necesidad de su uso racional como fuente primaria de energía, en su aplicación en las centrales térmicas, en el transporte y otros, [7-8].

El gas natural tiene un origen similar al del petróleo y suele estar formando una capa o bolsa sobre los yacimientos de petróleo. Está compuesto fundamentalmente por metano. El gas natural es un buen sustituto del carbón como combustible debido a su facilidad de transporte y elevado poder calorífico y a que es menos contaminante que los otros combustibles fósiles.

1.3.2 Energía nuclear.

La energía nuclear es la energía almacenada en el núcleo de los átomos, que se desprende en la desintegración de dichos núcleos. Una central nuclear es un tipo de central eléctrica en la que, en el lugar de combustibles fósiles, se emplea uranio-235, un isótopo del elemento uranio que se fisiona en núcleos de átomos más pequeños y libera una gran cantidad de energía, la cual se emplea para calentar agua, que convertida en vapor, acciona unas turbinas unidas a un generador que produce la electricidad.

Las reacciones nucleares de fisión en cadena se llevan a cabo en los reactores nucleares, que equivaldrían a la caldera en una central eléctrica de combustibles fósiles.

Ventajas: Pequeñas cantidades de combustibles producen mucha energía y las reservas de materiales nucleares son abundantes.

Inconvenientes: Las centrales nucleares generan residuos de difícil eliminación. El peligro de radiactividad exige la adopción de medidas de seguridad y control que resultan muy costosas.

1.4 Subestaciones eléctricas.

Los sistemas eléctricos de distribución, son el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo, una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas. Un sistema de distribución, como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos, fuentes de generación, a los lugares de utilización; este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos como son: tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad, [24].

La subestación de distribución es un conjunto de equipos eléctricos interconectados para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución, los cuales son circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, [1].

1.5 Funciones de las subestaciones.

Las principales funciones de las subestaciones atendiendo a su finalidad son cambiar el nivel de tensión y regularla para compensar los cambios de voltaje del sistema. Permitir el control, protección y medición de los circuitos de distribución, y el control de reactivos suministrados a las redes de distribución. Permitir la interconexión eléctrica y la transferencia de carga con otras subestaciones, [15]

1.5.1 Tipos de subestaciones.

Dependiendo del nivel de tensión, potencia que manejan, objetivo y tipo de servicio que presentan, las subestaciones se pueden clasificar como, [9]:

Subestaciones elevadoras: Se usan en las centrales eléctricas para elevar la tensión de generación a valores de transmisión.

Subestaciones reductoras: Se usan para reducir la tensión de un sistema de transmisión a subtransmisión, o de subtransmisión a distribución o eventualmente hacia grandes consumidores, [26].

Subestaciones de enlace: En los sistemas eléctricos se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad de servicio y consecuentemente la confiabilidad.

Subestaciones en anillos: Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras, [27].

Subestaciones radiales: Cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras. Normalmente son subestaciones lejanas.

Subestaciones de switcheo o de paso: En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de tensión de las fuentes a alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión, [12].

1.5.2 Clasificación de las subestaciones por el tipo de construcción.

Las subestaciones se pueden clasificar atendiendo al tipo de construcción, existiendo dos tipos o clases fundamentales, las cuales son, [10]:

Aisladas en aire:

- Tipo interperie: se construyen en terrenos o áreas expuestas al medio ambiente. Sus equipos deben diseñarse para estas condiciones
- Tipo interior: Los equipos están diseñados para operar al interior. Su tendencia es a desaparecer.

Aisladas en hexafluoruro de azufre (SF₆) GIS:

Diseñadas para tensiones mayores a 130 kV, hasta 800 kV. Diseñadas cuando existen restricciones de espacio y afección al medio ambiente. Pueden operar al interior como al exterior. Son más confiables, pero más costosas. Pueden tener varias configuraciones, [13].

1.6 Principales dispositivos y elementos que componen una subestación eléctrica.

En una subestación eléctrica se encuentran muchos dispositivos, los cuales cumplen funciones distintas. A continuación, se mencionarán los equipos más importantes de una subestación, [28-30].

Transformador: Es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, opera bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos que están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Transformador de potencia: Es el elemento más importante de la subestación ya que es el encargado de elevar o disminuir los niveles de tensión. Estas máquinas presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, por lo que la potencia que entra a la máquina es mayor a la que sale. Los transformadores usados en las subestaciones son los sumergidos en aceite mineral, los transformadores secos no son utilizados como transformadores de potencia ya que generalmente se fabrican para tensiones que no exceden los 15kV. Los transformadores de potencia son fabricados con capacidades por encima de los 500 kVA. Las relaciones de transformación típicas de los transformadores de potencia son de 230 kV/34.5kV, 138kV/34.5kV, entre otras, [19, 31].

Transformador de potencial y corriente (TC y TP):

Transformadores de corriente: Transforma niveles altos de corriente a valores pequeños para alimentar equipos de medición y control, generalmente el valor para alimentar estos equipos es de 5A. Se da un pequeño desfase entre la corriente del

primario con respecto a la del secundario Se caracterizan por tener tensión variable, la carga del secundario aumenta cuando aumenta la impedancia en el circuito secundario (mayor cantidad de equipos), [11].

Transformadores de potencial: Reduce la tensión de la línea del orden de los kV a niveles bajos de tensión para alimentar equipos de control y medición, este nivel de tensión es generalmente 120V. Hay dos tipos de TP, los inductivos y capacitivos. Los de tipo inductivo responden muy rápidamente a cambios de tensión, esta característica lo hace ideal para ser utilizado en el esquema de protección. El de tipo capacitivo es apto para tele protección, debido a que permite filtrar y sintonizar determinadas frecuencias, este tipo de TP no es el adecuado para el esquema de protección debido a que no detecta rápidamente los cambios de tensión, [17].

Interruptores: Son de suma importancia en la subestación ya que deben operar para la desconexión de carga, para la interrupción de corrientes de falla, para cierre con corrientes de falla, etc. Los interruptores constan de muchos elementos como los aisladores terminales donde generalmente se encuentran los transformadores de corriente (TC), las válvulas para el llenado, descarga y muestreo del fluido aislante de los dispositivos, conectores a tierra, placa de datos, el gabinete que es donde están los dispositivos mecánicos como el compresor, resortes, bobinas de disparo y los equipos de control, protección y medición. Su maniobra puede ser local o remota. Por si solo no puede operar, sobre el actúan, por medio de un conjunto de entradas y salidas, las unidades de control y protección. Ya que operan bajo carga necesitan una cámara de extinción de arco eléctrico; los medios de extinción de arco más utilizados son el aceite y el hexafluoruro de azufre soplado a alta presión. Si los interruptores están ubicados en un módulo de línea, es común que sean de accionamiento monopolar, esto para permitir apertura y cierre en una sola fase, [30].

Interruptor de potencia: Interrumpe y restablece la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción se debe efectuar con carga o corriente de cortocircuito, [16].

Seccionadores: Son usados para maniobra sin carga en la subestación. Poseen una capacidad de interrupción del arco eléctrico casi nula, por lo que se podrían destruir de inmediato con una falla por arco eléctrico. Su aplicación típica es ubicarlas a ambos lados de un interruptor para aislarlo, una vez que el interruptor esté abierto. Su accionamiento puede ser manual o motorizado, [14].

Restaurador: Es un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas bajas. Los restauradores están contruidos para funcionar con tres operaciones de re cierre y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra; en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

Cuchillas fusibles: Son elementos de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tienen dos funciones: una como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y otra como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. **Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba:** Sirven para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites, [22].

Pararrayos: Se encuentra conectado permanentemente en el sistema, descarga la corriente a tierra cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud. Su operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuando se alcanza el valor para el cual esta calibrado o dimensionado.

Barras o buses: Son las terminales de conexión por fase, [23].

1.7 Normativa aplicada a subestaciones.

Para poder estandarizar la construcción de equipos eléctricos, sobre todo en lo que se refiere a dimensiones físicas, características constructivas y de operación, condiciones de seguridad, condiciones de servicios y medio ambiente, la simbología utilizada en la representación de equipos y sistemas, se han creado las normas técnicas. En proyectos eléctricos, las normas indican desde la manera como se deben hacer las representaciones gráficas, hasta especificar las normas de montaje y pruebas a que deben someterse los equipos. Cada país posee sus propias normas, desarrolladas de acuerdo a las necesidades y experiencias acumuladas por los especialistas, [25]. Entre las más utilizadas tenemos:

- Normas IEC: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). es la organización líder a nivel mundial encargada de preparar y publicar Normas Internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y afines.
- Normas ANSI: El *American National Standards Institute* (ANSI), ha mantenido como meta fundamental mejorar la competitividad mundial de las empresas de Estados Unidos así como la calidad de vida, promoviendo y facilitando normas

voluntarias y de consenso, y sistemas para las pruebas de confiabilidad, además de promover su integridad.

- Normas IEEE: *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*(IEEE) determinan especificaciones y procedimientos a fin de garantizar que los productos y los servicios sean idóneos para su propósito y su rendimiento cumpla con lo previsto.

1.8 Elementos básicos vinculados a la operatividad de una subestación eléctrica.

Una subestación eléctrica debe ser confiable, económica, segura y con un diseño tan sencillo como sea posible; éste último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, flexibilidad de operación y bajos costos inicial y final. Debe estar equipada con lo necesario para dar mantenimiento a líneas, interruptores automáticos y disyuntores, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal y los consumidores. La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes 10 años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones, [18].

Las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país, y en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos, [20].

La conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, calzadas metálicas, cercas, montajes de acero estructural de edificios, tableros de conmutación, secundarios de transformadores de medida, etc., garantizan que una persona que toque el equipo o se encuentre cerca del mismo, no pueda recibir descarga peligrosa si un conductor de alto voltaje relampaguea o entra en contacto con cualquier equipo energizado.

Las conexiones a tierra de una subestación eléctrica tienen una importancia capital en el correcto estado operativo de la misma, entre las principales se pueden mencionar las siguientes:

Proporcionar la conexión a tierra para el neutro a tierra para transformadores, reactores y capacitores. Constituyen la trayectoria de descarga a pararrayos de barra, protectores, espinterómetros y equipos similares. Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación,[21].

CAPÍTULO II MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Antecedentes y situación actual.

La ciudad de Cárdenas, ubicada al noreste de la provincia Matanzas, se asienta en la zona costera del litoral norte, muy próxima a la bahía que se nombra igual a la ciudad. Su red eléctrica puede considerarse una de las más antiguas de la provincia y del país ya que se vio por primera vez la luz eléctrica en Cárdenas el 7 de septiembre 1889. Caracterizado por ser uno de los territorios con un gran desarrollo industrial en la provincia (fábricas de ron, calera, astilleros, perforación y extracción de petróleo, etc.). Además de una población que por la cercanía al primer polo turístico del país (Varadero) posee un alto nivel de vida y gran poder adquisitivo.

En el año 2015 se aprobó la Política de Desarrollo prospectivo para el uso de las fuentes renovables de energía y uso racional de la energía en la que se establece el cambio de tecnologías por otras más eficientes con el objetivo de reducir el consumo de energía. Por estas razones se impone diseñar una política coherente que le permita a nuestra organización establecer un trabajo sistemático que revierta la situación actual y encauce la implementación de las políticas aprobadas por la máxima dirección del país.

2.2 Estado actual de la demanda eléctrica en la zona y proyectos de crecimiento previsto.

El municipio de Cárdenas cuenta con una extensión territorial de 564,9 km² y 114 640 habitantes que constituyen el 16,4 % del total de la provincia, ellos se agrupan en: 38 945 consumidores residenciales con un consumo promedio mensual de 245,1 kWh y una demanda promedio en el horario pico igual a 1,11 kW por habitante, además de 9315 consumidores estatales con un demanda promedio de 1,43 kW per cápita. Esto trae consigo que la demanda máxima promedio de la ciudad municipio sea igual a 37,9 MW, y el consumo mensual promedio ascienda a 19 115,4 MWh. En el último año la máxima demanda encontrada ocurrió el día 7 de marzo del 2019 a las 18:15 PM y fue igual a 47,7MW, en ese mismo orden la segunda mayor demanda encontrada en los últimos

365 anteriores al presente estudio ocurrió el día 12 de mayo del 2019 a las 19:15 PM siendo numéricamente igual a 47,1 MW.

Esta demanda es servida mediante dos subestaciones de 110 kV, una de 110/34,5 kV con una capacidad instalada de 25 MVA y una segunda S/E de 110/13,8 kV. La S/E de 110/34,5 kV posee un total de cinco salidas o circuitos a 34,5 kV, que alimentan un total de nueve subestaciones con carga predominantemente residencial de 34,5 kV, de ellas cinco entregan por baja una tensión nominal igual a 13,8 kV y las otras cuatro restantes 4,16 kV. Existen además otras siete expresas a clientes industriales.

Las pérdidas eléctricas en la ciudad Cárdenas son actualmente del orden del 16,5 % de la energía consumida, de este valor porcentual total, el 10,2 % son técnicas y el resto (6,3 % son comerciales, siendo este valor el más alto del país). El valor numérico de las pérdidas totales en un año son iguales a 37.9 GWh, de las cuales 23,4 GWh son en su totalidad pérdidas técnicas.

La demanda eléctrica promedio de la ciudad en este momento asciende a 37,9 MW en horario pico y el consumo promedio mensual a 19 115,4 MWh. La subestación de 110/13,8 kV que alimenta una gran parte de esta carga está en los momentos actuales al 82,7 % de su capacidad en máxima demanda. Acá vale resaltar que en el presente año la cargabilidad máxima en el pico ha superado en siete ocasiones el 95 % de cargabilidad con un máximo de 103,2 el día 7 de enero del 2019.

La **ASEE** (*American Society of Electrical Engineers*) recomienda que las S/E de potencia logran su punto óptimo de eficiencia en el trabajo en un valor de cargabilidad que oscila entre el 65 y 75 % de la capacidad nominal. En la actualidad en Cárdenas existen zonas de crecimiento y desarrollo, que también aportaran una curva de crecimiento de la demanda, sin embargo, el nivel de cargabilidad de las S/E ya sobrepasa los valores admisibles, productos de cargas sostenidas en los umbrales de los valores límites, lo cual reduce apreciablemente el período de vida útil de la instalación.

En las figuras 2.1 y 2.2 se proporciona una representación gráfica del por ciento de cargabilidad promedio de las S/E Cárdenas I 110-13,8 kV y de la S/E Cárdenas 110-34,5 kV.

:

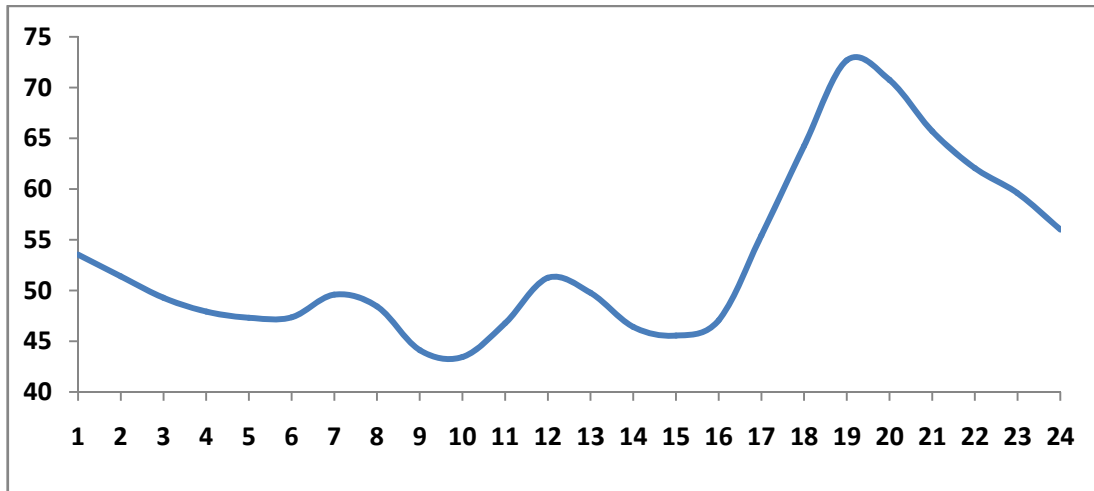


Figura 2.1 Cargabilidad promedio (%) de las S/E Cárdenas I 110-13,8 kV

Fuente: Elaboración propia

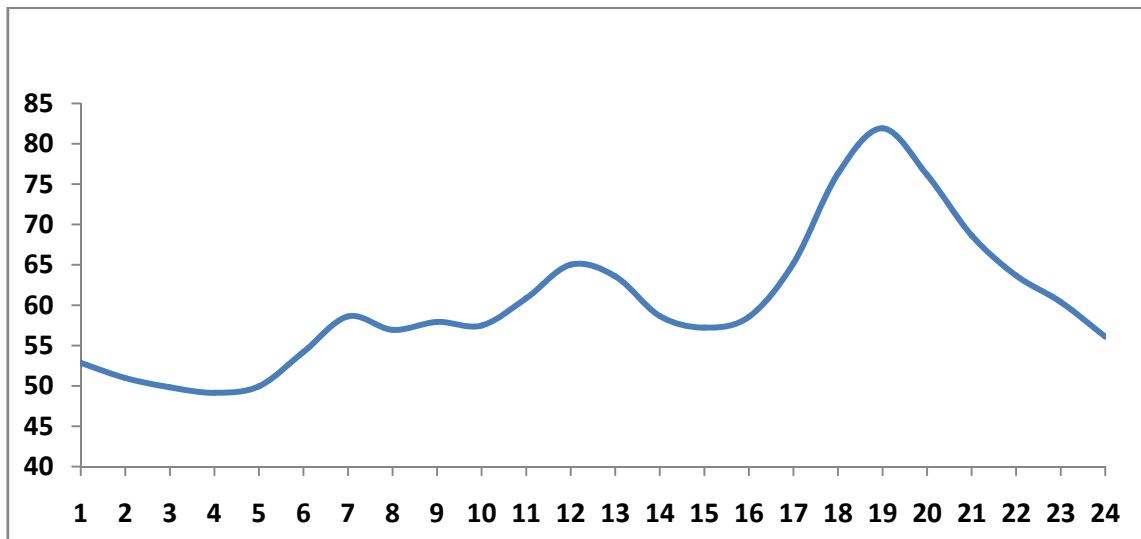


Figura 2.2 Cargabilidad promedio (%) de las S/E Cárdenas 110-34,5 kV

Fuente: Elaboración propia

Actualmente en condiciones de avería o de salida de servicio por mantenimiento u otra causa de cualquiera de las cinco S/E de 34,5-13,8 kV existentes, o de la propia S/E Cárdenas I, no es posible dar cobertura a toda su carga desde la otra subestación por lo cual se producen afectaciones al servicio a determinadas zonas de la ciudad ya sea por manipulaciones o por condiciones de carga o de voltaje.

La tabla 2.1 muestra la carga actual, pérdidas de energía y caída de voltaje de cada alimentador, valores obtenidos tras el montaje de cada uno de los alimentadores y su posterior corrida en el simulador *Power Systems Explorer*, desarrollado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas (UCLV). En el uso del software y la

gestión de los resultados obtenidos se contó con la asesoría del Dr.C. Ignacio Pérez Abril, Decano del a Facultad de Ingeniería eléctrica de la UCLV.

En la tabla 2.1, los valores de energía activa y reactiva de las cargas vienen dados en valores puntuales horarios/día (MWh/día y MVARh/día), así como los valores de pérdidas vienen dados en kWh/día. También es válido aclarar que aunque existen dos circuitos a 4,16 kV las corridas de flujo se hicieron como si estos fuesen alimentados a 13,8 kV, puesto que la conversión de voltaje no entra dentro del presupuesto de la S/E analizada en cuestión.

Tabla 2.1 Pérdidas actuales de los alimentadores sin inversión.

Circuito	kV	P	Q	ΔP líneas	ΔP total	% ΔP	Vpn	% ΔV	nodo
Cárdenas 33	4,16	37,8	13,7	248,8	813,2	2,2	13,5	2,83	CB732
13 de marzo	13,8	41,9	13,8	89,3	534,9	2,1	13,6	2,45	CB1452
Litoral	13,8	43,6	6,0	91,8	423,4	2,0	13,6	1,98	CB282
Progreso	13,8	16,2	2,9	34,2	450,2	1,9	13,4	1,92	CB359
Sub total (13,8 kV)	-	139,5	36,4	463,8	2 221,6	1,6	-	-	-
OCB-4427	34,5	168,9	49,1	486,2	1 879,0	1,1	33,3	2,61	CB4535
Sub total (34,5 kV)	-	168,9	49,1	486,2	1 879,0	-	-	-	-
Total	-	308,4	85,5	950,1	4 100,6	-	-	-	-

La tabla 2.2 muestra la carga futura prevista por condiciones de diseño sumatoria (axioma de Leonardo Casas), para la totalidad de los nuevos alimentadores, así como un breve grupo de datos de la futura S/E, en la cual se construyó la curva de carga de la S/E con ayuda de métodos matemáticos de avanzada. Acá son válidas las mismas notaciones que se emplearon en la tabla 2.1.

En la figura 2.3 se proporciona una representación gráfica de la potencia aparente esperada en la futura S/E a partir de las condiciones de reubicación de las cargas existentes y la incorporación de las previstas en los planes de desarrollo de la zona de enclave. Para la confección de esta curva pronóstico de carga fue utilizado el método integral de Kundriatev.

Tabla 2.2 Pérdidas futuras de los alimentadores después de la inversión.

Circuito	kV	P	Q	ΔP líneas	ΔP total	% ΔP	Vpn	% ΔV	nodo
Σ Alimentadores primarios	13,8	140,1	36,1	458,2	2 287,6	1,56	13,61	1,35	CB282
Sub total	-	140,1	36,1	458,2	2 287,6	-	-	-	-
OCB-4427	34,5	19,4	6,6	90,9	283,4	1,46	-	-	-
Sub total	-	19,4	6,6	90,9	283,4	-	-	-	-
S/E 110	110	-	-	-	707,8	-	-	-	-
Sub total	-	-	-	-	707,8	-	-	-	-
Total	-	140,1	36,1	549,0	3 278,9	-	-	-	-

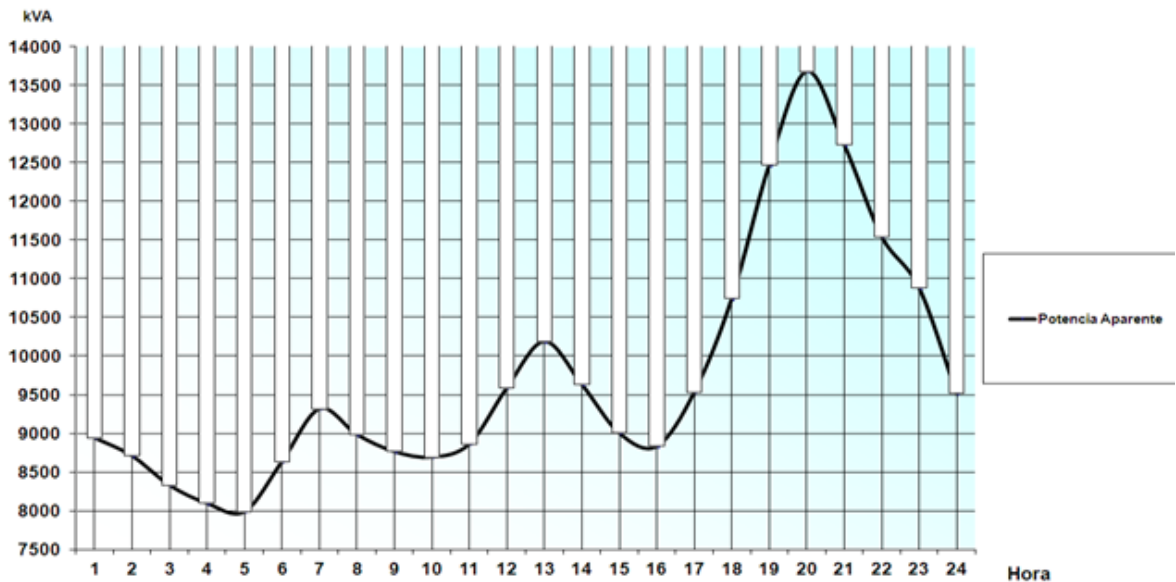


Figura 2.3 Potencia aparente pronosticada para la futura S/E Cárdenas 110-34,5 kV

Fuente: Elaboración propia

2.2.1 Política para la instalación de la nueva S/E Cárdenas II 110-13,8 kV.

La Política propone dar respuesta a los principales problemas existentes actualmente en la distribución de energía eléctrica en la Ciudad de Cárdenas y a la vez a las políticas aprobadas por el país en cuanto al uso racional de la energía y tiene entre sus principales objetivos:

1. Diseñar un procedimiento coherente que permita establecer líneas de trabajo que propicien el ordenamiento y la fiabilidad del sistema de distribución primaria en la ciudad, enfocado a mejorar la calidad del servicio y a un uso racional de la energía en

consonancia con la disminución de pérdidas por distribución, cumpliendo así con lo establecido en la NC 365-2015 de tensiones normalizadas.

2. Estimular el desarrollo, experimentación y uso de las tecnologías de punta en la mejoría y confiabilidad del Sistema Electro-energético Nacional (SEN).
3. Explorar las soluciones que reducen el consumo de energía por concepto de distribución de energía eléctrica en las zonas concentradas de elevado consumo de energía eléctrica.
4. Contribuir al desarrollo de estrategias de mejora e integración de los sistemas de distribución de energía eléctrica y planes de implementación para cada territorio.
5. Fortalecer la concientización de los actores económicos sobre las bondades de una política de una distribución más rentable desde el punto de vista de disminución de pérdidas por concepto de distribución, trayendo consigo un enfoque directo a la sostenibilidad, innovación y bajas emisiones de CO₂.

En consonancia con la política trazada se evalúa la sustitución de la distribución actual que se encuentra conectada a S/E de 34,5 kV, por un conjunto integrado en lo que se denominaría S/E Cárdenas II 110-13,8, considerando además la rehabilitación de las redes que las alimentan para lograr un resultado integral en la calidad de este servicio.

2.2.2 Esquema perspectivo.

La figura 2.4, se muestra en formato *Google Earth* el esquema completo de la propuesta a desarrollar en el presente estudio.

2.3 Descripción técnica del Proyecto

El proyecto que se pretende ejecutar consta de varias etapas de desarrollo las cuales se enumeran a continuación:

- 1- Se plantea construir una subestación de 110/13,8 kV con un transformador de 25 MVA en un área microlocalizada en la zona comprendida en la carretera vieja de la calera, entre la nueva circunvalante y el camino viejo a tierras con dos interruptores por el lado de alta tensión (entrada-salida desde una de las líneas del doble circuito a 110 kV Cárdenas –Agramonte –Hoyo) y con seis salidas a 13,8 kV.
- 2- Construcción de 3,2 km de líneas en simple circuito a 110 kV en estructuras *Line Post* y H desde el doble circuito a 110 kV Cárdenas–Agramonte –Hoyo hasta la subestación 110/13,8 kV propuesta.
- 3- Construcción de seis salidas a 13,8 kV.

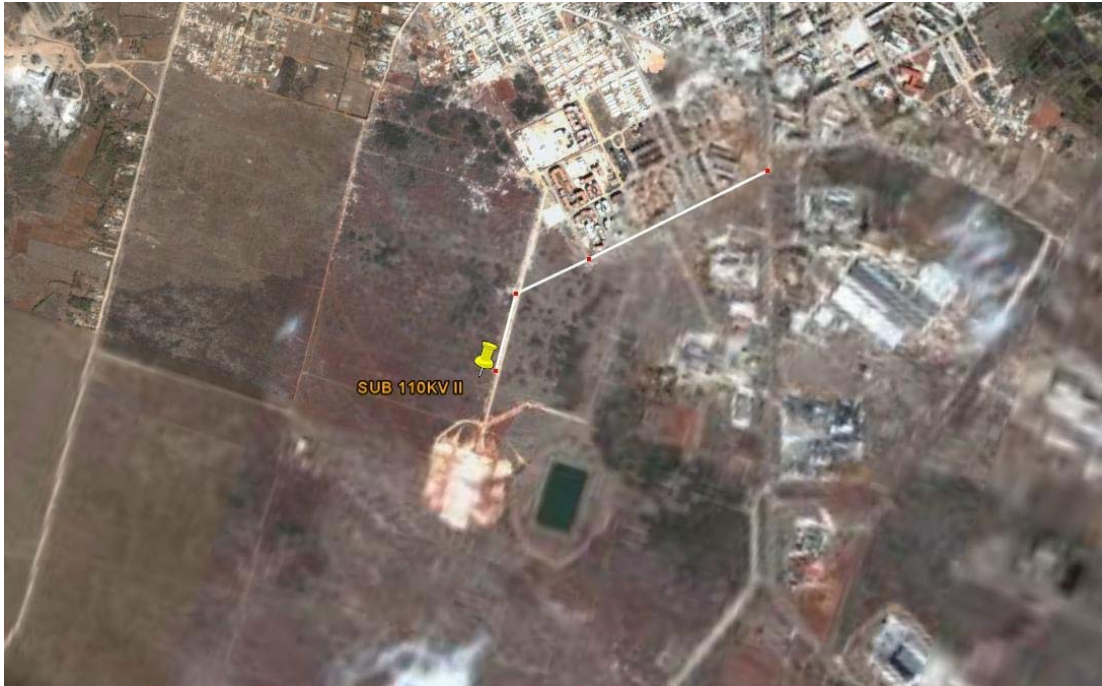


Figura 2.4 Vista aérea de la zona de estudio.

Fuente: *Google Earth*

Los principales objetos de obra son:

- Subestación 110/13,8 kV Cárdenas II.
- Entrada- Salida con dos circuitos de 110 kV de 3,2 km cada uno desde una de las líneas del doble circuito Agramonte-Cárdenas-Hoyo hasta la subestación 110/13,8 kV.
- 3,8 Km de líneas a 13,8 kV de enlace con los circuitos existentes.

2.3.1 Entidades ejecutores del proyecto.

El proyecto debido a las políticas actuales de inversiones será asignado a empresas especializadas en cada rama específica requerida. En la tabla 2.3 se resume las actividades que serán contratadas y la entidad ejecutora.

2.3.2 Compatibilización con la defensa

La Compatibilización con los intereses de la Defensa, según lo establecido en la Ley 75 de la Defensa Nacional, en el Decreto Ley 205 del CECM no ha podido ser solicitada hasta tanto esté la micro localización, ha sido tenido en cuenta además lo estipulado en el Decreto Ley 327 Reglamento del Proceso Inversionista, Decreto 262 del MINFAR y las Resoluciones 8 y 23 del EMNDC y MININT respectivamente

Tabla 2.3 Actividades a ejecutar y entidades ejecutoras

Actividad a contratar	Entidad ejecutora
Construcción y movimientos de tierra.	Contingente IV Congreso
Montaje transformador	ECIE
Montaje eléctrico	Geysel
Alquiler de servicios de grúas	Cubiza
Transportación	ETEP
Acueducto y Alcantarillado	INRH
Comunicaciones	ETECSA
Corrientes débiles	Copextel Habana
Proyectista	INEL
Suministrador	Energoimport

2.3.3 Microlocalización

La micro localización de la S/E está solicitada a IPF con fecha 4/10/08 pero no se llegó a procesar en ese entonces por problemas internos de ese organismo además no se insistió en ello por el desplazamiento en el tiempo de las inversiones en subestaciones en Matanzas con la construcción del doble circuito soterrado de Varadero y la construcción de Palmeras 110/13.8 kV ; se reactivó la solicitud en el mes de junio de este año y en estos momentos está confeccionada y pendiente de aprobación por los organismos de consulta. De igual manera se solicitó la microlocalización de las líneas 110 kV que la enlazan al sistema.

2.3.4 Premisas para la evaluación técnico-económica y financiera del proyecto.

Las premisas utilizadas para la evaluación son las siguientes:

1. La evaluación se realizó en CUC, moneda total (CUP+CUC) y USD.
2. Las tasas de actualización utilizadas para el descuento de los flujos de caja son del 10, 12 y 15 %, tenido en cuenta que estos son los valores aplicados por el prestamista actual de la Unión Eléctrica (UNE).
3. La evaluación del proyecto abarca un período de 25 años a partir de la puesta en marcha de la S/E Cárdenas II, puesto que el transformador e interruptores poseen una vida útil igual a 30 años, según el acta de garantía emitida por el fabricante.
4. Los ciclos y costos de mantenimiento se mantienen en el mismo orden a los que en la actualidad tienen la UNE para aplicar a S/E de potencia.

5. El precio del combustible diesel se enmarco en 1,0 CUC/litro.
6. Los costos de mantenimiento se toman iguales al 1,5 % del costo del anual, según lo recomendado por Kaplan [10]
7. El consumo específico neto en distribución del SEN es de 328 g/kWh, acorde a la tasa más actualizada de la UNE, con fecha 01/2020.
8. Para el cálculo del precio promedio ponderado del combustible en el SEN se utilizó el pronóstico de los precios del *Crudo Brent* 2018-2040, dada por el *International Energy Report* AIE, 09-2019 y *Short Term Energy Outlook* 01-2020.
9. Las fuentes de ingresos utilizadas para la evaluación y recuperación de la inversión son:
 - Los ahorros de combustibles que se producen en el SEN por la disminución en los consumos de energía.
 - Los ahorros que se generan por la disminución en los costos de mantenimiento en la medida en que se realicen las sustituciones.

2.4 Diferentes criterios de selección para alternativas de inversión.

2.4.1 Valor del dinero invertido a través del tiempo

El valor del dinero en el tiempo se refleja en la siguiente expresión, [32-33]:

$$F_F = P \cdot (1 + r)^n \quad (2.1)$$

En la ecuación (2.1) se cumple que:

F_F es el valor futuro de una cantidad presente (P) de dinero, en \$.

r es la tasa de interés fijada, fracción.

n es el año para el cual se desea determinar el valor futuro de la cantidad presente.

2.4.2 Período de recuperación de la inversión.

El período de recuperación de la inversión (PRI) se calcula como el momento para el cual el VAN se hace cero, de forma que, [32-33]:

$$0 = -K_0 + \sum_{n=1}^{PRI} \frac{F_{Cn}}{(1 + D_D)^n} \quad (2.2)$$

Para obtener el valor del PRI, se le van adicionando gradualmente a la inversión inicial los flujos de caja anuales hasta que el resultado sea cero, en ese momento se ha recuperado la inversión.

Si se considera el valor del dinero invertido a través del tiempo para una tasa de descuento D_D , entonces el período de recuperación se conoce como período compuesto de recuperación de la inversión (PRC).

2.4.3 Valor actual neto (VAN) y depreciación.

El VAN se obtiene a partir de la siguiente ecuación, [34]:

$$VAN = -K_0 + \sum_{n=1}^n \frac{F_{Cn}}{(1 + D_D)^n} \quad (2.3)$$

En la ecuación (2.3) se cumple que:

– K_0 es la inversión o capital inicial.

F_{Cn} es el flujo de caja en el año n .

D_D es la tasa de descuento real utilizada, fracción.

El flujo de caja de forma general puede ser determinado mediante la siguiente expresión

$$F_{Cn} = (I_n - G_n - Dep) \cdot (1 - T_{im}) + Dep \quad (2.4)$$

En la ecuación (2.4) se cumple que:

I_n son los ingresos en el año n , en \$

G_n son los gastos en el año n , en \$

T_{im} es la tasa de impuestos sobre ganancia, en %

Dep es la depreciación del equipamiento o amortización de la inversión.

La depreciación es el proceso de repartir la inversión inicial en activos fijos, en los períodos donde el uso de dichos activos reporta beneficios a la empresa. Una forma de estimar la depreciación es considerarla con carácter lineal, la cual viene dada por, [34]:

$$Dep = K_0 / n \quad (2.5)$$

En la ecuación (2.5) la inversión inicial no se descuenta, pues se considera ejecutada al inicio del período de evaluación. Generalmente se considera en el año cero de análisis.

2.4.4 Tasa interna de retorno (TIR).

La TIR es la tasa de interés calculada cuando la ecuación del valor actual neto se iguala a cero. Se aplica generalmente para determinar qué interés máximo se debe aceptar de los créditos propuestos o existentes en el mercado financiero. Se calcula despejando el interés de la siguiente ecuación, [33-34]:

$$0 = \sum_{n=1}^n \frac{F_{Cn}}{(1 + TIR)^n} \quad (2.6)$$

TIR es la tasa interna de retorno, en fracción.

2.4.5 Relación Costo - Beneficio (RCB).

Se determina como la relación entre el Valor Presente Neto de los Costos (VAN_C) y el Valor Presente Neto de los beneficios (VAN):

$$RCB = VAN_C / VAN \quad (2.7)$$

VAN_C es el costo de ciclo de vida de la instalación.

2.4.6 Costo de ciclo de vida.

Para decidir sobre nuevas inversiones, el costo inicial en muchos casos representa una fracción pequeña del costo total a lo largo de la vida útil del sistema. El costo del ciclo de vida (CCV) constituye un método que permite evaluar opciones de conservación de la energía a lo largo de la vida de un equipo o sistema, desde la adquisición, instalación, operación y mantenimiento, hasta el desmontaje y disposición final del mismo. Según lo descrito por el *US. Department of Energy* (DOE), la esencia del método del costo del ciclo de vida radica en llevar a valor presente todos los costos a lo largo de la vida del sistema y sumarlos, o sea:

$$VAN_C = K_0 + \sum_{n=1}^n \frac{F_{Cn}}{(1 + D_D)^n} \quad (2.8)$$

En la ecuación (2.8) se cumple que F_{Cn} solo incluye costos, que se considerarán positivos, al igual que el costo de la inversión inicial. La mejor alternativa será la que posea el menor CCV.

2.4.7 Costo nivelado de la energía.

El costo nivelado de energía (LEC, por sus siglas en idioma inglés) es un indicador de comparación entre sistemas productores de energía de la misma calidad o exergía. La mejor variante es la que tenga un menor valor de LEC en el período de evaluación del sistema.

Varios trabajos señalan al método del DOE como el más empleado en la actualidad, el mismo está definido por, [32]:

$$LEC = \left(\sum_{n=1}^n \frac{I_n + M_n + F_n}{(1 + D_D)^{tvi}} \right) \Bigg/ \left(\sum_{n=1}^n \frac{E_{VE}}{(1 + D_D)^{tvi}} \right) \quad (2.9)$$

Dónde:

I_n son los gastos de inversión en el año n , en MUSD.

M_n son los gastos de operación y mantención, en kUSD.

F_n son los gastos de combustibles, en kUSD.

E_{VE} son las entradas por venta de electricidad generada, en kUSD.

tvi es el tiempo de vida de la planta, en años.

2.5 Análisis breve de las principales variantes de solución.

Han sido estudiadas distintas variantes para mejorar los niveles de voltaje y de pérdidas, sin que exista la necesidad de la instalación y puesta en marcha de una S/E 110-13 kV, pero sin embargo las propuestas y soluciones temporales estudiadas no resuelven definitivamente los problemas de operación de los alimentadores de dentro de la ciudad, y traería consigo aparejados además una serie de desventajas, las cuales sin dudas dejan a priori que la solución más rentable y factible, así como definitiva sería la instalación en la ciudad de la segunda S/E 110/13.8 kV, esto se justifica inicialmente por los siguientes razonamientos:

- 1- El grupo de conexión de la S/E 110/13 kV es distinto a las existentes de 34.5/13.8 en la zona, por tanto es imposible que dichos circuitos operen en paralelo, haciéndose necesario afectar al sistema para su interconexión, resultando a su vez imposible la utilización de automática para eliminar tiempos indeseables de interrupciones a los usuarios, y en un caso más crítico, una gran parte de la carga existente en la zona se encuentra aún a 4.16 kV. (véase más detalles en los puntos 2-4)
- 2- La carga actual del alimentador Cárdenas I ya ha sobrepasado en reiteradas ocasiones el 80 % por lo que resulta prácticamente imposible la reincorporación de nuevas cargas en el caso de las labores de conversión de tensión, y en un caso menos favorable, estas pudiesen ser incorporadas a S/E existentes, pero esto traería como inconveniente mayoritario un volumen de pérdidas adicionales iguales a 821.72 kWh/día y con posibilidades de incrementos por adición de nuevas y futuras

cargas , teniendo en cuenta que Cárdenas constituye un asentamiento con un incremento poblacional acelerado.

- 3- Los alimentadores de salida en la actual S/E Cárdenas I en los momentos actuales alcanzan valores promedios del orden de los 5 MW, y poseen la limitante que la salida de los mismos en la S/E fueron construidos con XLP 240, permitiendo 6 MW de demanda máxima sostenida, pero solamente por un intervalo de no más de tres horas de acuerdo a las curvas de demanda dadas para este tipo de conductores por las normas de diseño de la *American Society of Electrical Engineers (ASEE)*.
- 4- De acuerdo a lo reportado por IPF municipal, el desarrollo urbanístico de Cárdenas está bien concentrado en las salidas de la ciudad, hacia Máximo Gómez, el reparto Fructuoso Rodríguez es el principal donde se construirán en los próximos tres años un total de 2 000 apartamentos, hacia Varadero en los alrededores del hospital de Cárdenas se espera la construcción de 2000 apartamentos, hacia Coliseo en el reparto Fines se construyen 500 apartamentos más los repartos de la periferia que han construido por esfuerzo propio como Versalles final, cartonera, calera José Martí, Calera (S/E110kV), Verbena, Henequenera entre otros que representan alrededor de 3000 viviendas más que se sirven actualmente casi en su totalidad de tendederas bien de servicios estatales como del SEN, sin embargo para dar respuesta a ese aceleramiento progresivo de inmuebles y consumidores, la zona está totalmente desprotegida de un servicio fiable que garantice respaldo eléctrico confiable a los más de 600 nuevos clientes que se incorporaran al SEN en el quinquenio en curso..
- 5- Sería una solución definitiva para solventar las dificultades actuales, teniendo en cuenta la ubicación geográfica de la zona residencial que se pretende convertir y adicionar la ya existente servida a 13,8 kV, y teniendo en cuenta que se encuentran a la vez aisladas del resto de la ciudad y desprotegidas eléctricamente, y además que la misma constituye el 39,2 % de la carga a servir en la ciudad de Cárdenas. Se puede considerar a la zona como desprotegida del sistema, puesto que actualmente en caso de una avería del OCB-4427, quedarían sin servicio eléctrico una población que asciende al 31,4 % del total de clientes de la ciudad, producto que no hay posibilidades de alimentar o de correr lazos por ningún otro lugar.

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos del estudio de factibilidad técnico-económico y financiero realizado para la instalación y puesta en marcha de la S/E 110/13,8 kV Cárdenas II.

3.1 Estudio económico-financiero.

La evaluación económica financiera constituye la etapa del estudio de factibilidad donde se miden en qué magnitud los beneficios obtenidos con la ejecución del proyecto superan los costos y gastos en que se incurren. Los resultados de esta evaluación nos indicarán la rentabilidad del proyecto, así como sus aportes en divisas a la economía nacional. Para llevar a cabo esta evaluación se realizó un cronograma de ejecución de la SE 110/13,8 kV Cárdenas II propuesto desglosado en: fase pre inversión y ejecutiva quedando sujeto a la entrada de los suministros a nuestro país en la cual se mostrará en la tabla 3.1.

3.2 Indicadores económicos

Los principales indicadores calculados son los siguientes:

- Costo de inversión
- Costo de operación
- Ingresos o ahorros por concepto de:
 - I. Reducción de pérdidas de energía
 - II. Ingresos por energía servida para cubrir el crecimiento de la demanda
 - III. Reducción costos de operación y mantenimiento

3.3 Costo de inversión

El valor de inversión se conformó a partir del presupuesto requerido para la ejecución de los trabajos. Para este propósito, se consideró una disminución en los consumos de combustibles como resultado del decremento de las pérdidas de energía eléctrica ocasionadas por concepto de distribución, al ser eliminado parcialmente el escalón de sub-transmisión en la línea de suministro o distribución. Los costos de salarios son

numéricamente iguales a los de la S/E Cárdenas I con la misma cantidad de operarios y un jefe de brigada.

Los gastos por imprevistos se estimaron como un 10 % del monto total y ascienden a 481 180 CUP de ellos, 314 064 CUC y 198 035 USD de importación. El alcance de la inversión para el año 2021 comprende la ejecución de 3,2 km de línea a 110 kV.

El desglose de la inversión se realiza de acuerdo al decreto 327/2014, considerando el efecto económico en dos componentes de moneda, considerando el gravamen sobre el USD con respecto al CUC y la tasa de cambio vigente en la actualidad a nivel empresarial para la correlación CUC-CUP. En la tabla 3.2 se muestra el desglose del valor de inversión para la evaluación económica-financiera del proyecto.

Tabla 3.1 Cronograma ejecución de la línea y la SE 110/13,8 kV Cárdenas II.

Cronograma de ejecución civil subestación 2020-2021	
Actividad	Fecha
Proyectos ejecutivos	Jul-19 - Nov-19
Movimiento de tierra	Ene – Feb 2020
Base del transformador	Mar 2020
Cimentación del patio	Abr –May. 2020
Casa de control	May 2020
Viales	Jun 2020
Garita	Jun 2020
Tanque Séptico	Jul 2020
Terminación del campo	Jul 2020
Cercado y áreas verdes	Ago. 2020
Obras de la Defensa	Ago. 2020
Cronograma de montaje y puesta en marcha S/E 2020	
Portales	Sep.
Parte primaria	Sep. - nov
Parte secundaria	Sep. - nov
Puesta en marcha	Dic
Cronograma construcción de línea 2021	
Tala y poda de Arboles	21 Ene - 21 Feb
Traslado de materiales	21 Ene - 13 May
Excavación	25 Feb - 25 Abr
Arbolamiento de estructuras y erigir postes	26 Abr - 26 Jun
Riego, levante y tensión de Conductores	27 Jun - 30 Sep.
Corregir Defectos línea y dejar lista para calentar	Oct

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.2 Desglose del valor de inversión para la evaluación económica.

PARTIDAS A VALORAR	SUBESTACION CARDENAS				2020				2021			
	Moneda Total	MN	CUC	Importación USD	Moneda Total	MN	CUC	Importación USD	Moneda Total	MN	CUC	Importación USD
EQUIPOS	\$2.155.706	\$280.429	\$1.869.527	\$1.763.705	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2.149.956	\$280.429	\$1.869.527	\$1.763.705
CONSTRUCCION Y MONTAJE	\$1.652.744	\$990.475	\$662.269	\$243.593	\$162.505	\$29.673	\$132.832	\$140.801	\$1.490.240	\$960.802	\$529.437	\$102.792
Linea 110 kV carboneras	\$232.149	\$42.390	\$189.759	\$201.145	\$162.505	\$29.673	\$132.832	\$140.801	\$69.645	\$12.717	\$56.928	\$60.343
OTROS	\$962.548	\$388.428	\$574.120	\$412.501	\$415.914	\$94.396	\$321.518	\$0	\$540.884	\$293.282	\$247.602	\$412.501
Otros gastos de importación	\$245.798	\$0	\$245.798	\$231.885	\$0	\$0	\$0	\$0	\$245.798	\$0	\$245.798	\$231.885
Otros	\$716.750	\$388.428	\$328.322	\$180.615	\$415.914	\$94.396	\$321.518	\$0	\$295.086	\$293.282	\$1.804	\$180.615
TOTAL	\$4.770.999	\$1.659.332	\$3.105.917	\$2.419.799	\$578.419	\$124.069	\$454.350	\$140.801	\$4.181.080	\$1.534.513	\$2.646.567	\$2.278.998

Fuente: Elaboración propia

La nueva SE propuesta al ser tele comandada, implica una reducción de la fuerza de trabajo necesaria para su operación, por lo que no constituye un incremento de gastos por concepto de salario.

3.4 Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento asociado a las subestaciones se considera que es aproximadamente el 1,5% del valor de inversión de las SE, el cual varía en función de la carga anual. Por este concepto se obtiene un ahorro por operación y mantenimiento, ya que si no se ejecuta la inversión el costo promedio anual es del 3% del valor de la SE existente.

3.5 Ingresos o ahorros del proyecto

Para evaluar la factibilidad del proyecto se calcularon los ahorros que se originan por concepto de combustible, al reducir las pérdidas de distribución. Para ello se partió de la estructura de generación del SEN, y a su vez previendo para el caso de las nueva subestación una reducción de las pérdidas de distribución de 2,2 % a 1,6 %.

Los ahorros por concepto de combustible se calcularon al costo promedio de combustible en el SEN, considerando los precios del diesel a 940,1 CUC/ton, el fuel oil a 743,2 CUC/ton y el crudo nacional a 491,1 CUC/ton. El costo promedio del kWh es de 174,4 CUC/MWh sin considerar las pérdidas de transmisión, considerando las pérdidas el costo asciende a 185,5 CUC/MWh.

Al mismo tiempo se calcularon los ahorros por concepto de reaprovechamiento de equipos que se encontraban instalados y en servicio todavía con valor de uso, es el caso

de 3 transformadores de S/E y 5 interruptores NULEC serie N, para más detalles acerca de estos equipos y su valor de uso véase la tabla 3.3.

Se calcula el incremento de la venta de energía a partir del incremento anual de la demanda. Se consultó con el departamento comercial y este significó que en la zona estudiada se comercializa aproximadamente el 15 % de la energía en divisas y el resto en moneda nacional.

La tarifa para la venta de energía en moneda nacional se estimó a partir de la tarifa promedio que se les aplica actualmente a los consumidores de 129,4 CUP/MWh y se estimó que la tarifa en divisas es 204,1 CUC/MWh.

Tabla 3.3 Valor de uso de los equipos recuperados con la inversión.

Componente	Cantidad	Valor de Uso en CUP	Valor de Uso en CUC	Valor de Uso en USD
Transformador 34,5/13,8 2,5 MVA	1	15 203,1	16 515,9	16 515,9
Transformador 34.5/13.8 6,3 MVA	1	20 250,7	32 410,1	32 410,1
Nulec serie N	5	5 255,2	32 845,6	32 845,6
Transformador 34.5/4,16 4 MVA	1	26 470,5	23 479,8	23 479,8
TOTAL	8	5 255,2	32 845,6	32 845,6

Fuente: Elaboración propia

3.6 Flujo de caja del proyecto sin financiamiento

Para determinar la factibilidad económica del proyecto, y una vez calculado los indicadores económicos, se conformaron los flujos de ingresos y egresos en divisas y en moneda total.

La evaluación económica del proyecto desde el ángulo de la economía de la empresa, analiza la rentabilidad del proyecto de inversión en sí mismo, excluyendo las fuentes de financiamiento.

Los criterios de evaluación utilizados son:

- Valor actualizado neto (VAN).
- Tasa Interna de retorno (TIR).
- Período de recuperación

El período de evaluación calculado es de 25 años. Los resultados alcanzados se muestran en forma de resumen en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Resultados del proyecto en CUC y moneda total (sin financiamiento).

Indicadores		MCUC	Indicadores		MM Total
VAN	10%	1 827,4	VAN	10%	1 762,7
	12%	1 251,7		12%	1 026,3
	15%	586,1		15%	170,2
TIR		18,7%	TIR		15,7 %
Período recuperación		9,7	Período recuperación		10,7

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados alcanzados muestran que el proyecto si fuese realizado con capital propio resulta ser económicamente viable. El período de recuperación del proyecto, con las premisas de cálculo asumidas cumple en el horizonte asumido para la evaluación, por lo que se considera factible la inversión con capital propio, resultando ser ventajosa, con valores favorables desde el punto de vista financiero.

3.7 Flujo del proyecto con financiamiento

Para evaluar financieramente el proyecto se cuenta con un crédito comercial otorgado por el suministrador del equipamiento. En la tabla 3.5 se muestran los resultados del proyecto con financiamiento en CUC y Moneda Total.

Tabla 3.5 Estructura del financiamiento

Indicadores		MCUC	Indicadores		MM Total
VAN	10%	1 928,0	VAN	10%	1 792,1
	12%	1 389,4		12%	1 093,1
	15%	774,7		15%	288,3
TIR		21,0 %	TIR		16,4 %
Período recuperación		8,9	Período recuperación		10,2

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa al financiar el 99.9% del monto de inversión, el criterio evaluativo que refleja la eficiencia del proyecto es el Valor Actual Neto, reflejando ahorros superiores a

los 774,7 MCUC y 288,3 MCUP. La inversión total está estructurada el 35 % en moneda nacional y el 65 % en divisas.

3.8 Análisis del flujo de caja en USD para balance externo

A partir de las entradas y salidas de efectivo que genera el proyecto se conformó el flujo de caja externo.

Entradas

Financiamiento Externo: Incluye los préstamos obtenidos para la adquisición del equipamiento y otros suministros de importación.

Ahorros: Se tuvo en cuenta los siguientes:

- ◆ Los ahorros de combustibles que se producen en el SEN por la disminución en los consumos de energía.
- ◆ Los ahorros que se generan por la disminución en los costos de mantenimiento por disminución de tiempo de interrupción a usuarios
- ◆ Los ahorros que se generan por la disminución en los consumos de combustible de los equipos automotores que se sustituyen.
- ◆ Los ahorros por concepto de reaprovechamiento de equipos que se encontraban instalados y en servicio todavía con valor de uso, es el caso de 3 transformadores de S/E y 5 interruptores NULEC serie N.

Salidas

Financiamiento para Inversión: Incluye los gastos para la adquisición del equipamiento y otros suministros de importación.

Pago de Principal e Intereses: Corresponde a los pagos que se deben realizar por el efecto de la obtención de los créditos, dadas las condiciones expresadas en las premisas de este documento y que sirvieron de base para esta evaluación.

Los resultados alcanzados en el flujo de caja con financiamiento externo son mostrados en la tabla 3.6.

En los anexos son mostrados cada uno de los anexos establecidos en el reglamento inversionista vigente en la actualidad, (Ley 327/2014).

Tabla 3.6 Principales resultados del flujo de caja con financiamiento externo.

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO EN (MUSD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ENTRADAS	\$252	\$2.519	\$257	\$265	\$306	\$350	\$399	\$452	\$505	\$567	\$635	\$708	\$788	\$874	\$967	\$1.067
Crédito (Externo)	\$141	\$2.279														
Ahorro de Comb.por reducción de pérdidas	\$0	\$240	\$257	\$265	\$306	\$350	\$399	\$452	\$505	\$567	\$635	\$708	\$788	\$874	\$967	\$1.067
valor de uso de equipos recuperados(S/E y nulec)	\$112															
SALIDAS	\$141	\$2.800	\$2.404	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo de Inversión (Importaciones)	\$141	\$2.651,9														
Pago de la deuda																
Intereses	\$0	\$8	\$125	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Pago Principal	\$0	\$141	\$2.279	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Saldo	\$112	-\$281	-\$2.148	\$265	\$306	\$350	\$399	\$452	\$505	\$567	\$635	\$708	\$788	\$874	\$967	\$1.067
Saldo Acumulado y Actualizado (12%)	\$112	-\$139	-\$1.851	-\$1.663	-\$1.468	-\$1.269	-\$1.067	-\$863	-\$659	-\$455	-\$250	-\$47	\$156	\$356	\$554	\$749
Período Recup Descontado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,80	-	-	-
VAN 12 %	749	MUSD														
TIR	8,6%															
PERÍODO RECUP.DESCONTADO	11,8	Años														

Fuente: Elaboración propia

3.9 Análisis de sensibilidad

Para cubrir el grado de incertidumbre de la etapa de estudio, se realizó un análisis de sensibilidad, variando aquellos parámetros que pudieran ser más sensibles y pudieran influir en los resultados del mismo. Estos parámetros son:

- Precio crudo
- Precio fuel oil
- Precio diesel
- Costo de mantenimiento
- % pérdidas actual
- % pérdidas futuras
- Incremento demanda hasta 2021
- Incremento demanda del 2021-2036

Los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad se muestran en la tabla 3.9 de acuerdo a lo estipulado en el anexo 9 de la metodología del MEP.

El análisis realizado a los diferentes parámetros del proyecto, muestran que los más sensibles son el precio de los combustibles y de la tarifa eléctrica. En el caso extremo de que bajaran un 20 % las pérdidas y los precios de la tarifa eléctrica, el proyecto deteriora sus indicadores pero sigue siendo viable. No obstante, debe destacarse que en las condiciones actuales resulta poco probable que esto ocurra, ya que la tendencia de

los precios de los combustibles es creciente, y la tarifa de eléctrica es subsidiada pro el estado, lo que quiere decir esto que su costo es constante.

Tabla 3.9 Resultados del análisis de sensibilidad

Parámetros básico (en miles):							
Costos de Inversión	4780,5						
Para el año:	2035						
Ingresos	4469						
Costos de operación	0,0						
Variación del parámetro (%):	-20	-10	-5	0	5	10	20
Costos de inversión	4780,5	4780,5	4780,5	4780,5	4780,5	4780,5	4780,5
Ingresos	3798,5	4021,9	4245,4	4468,8	4692,2	4915,7	5362,6
Costos de operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tasa de descuento	8,67E-19	8,67E-19	8,67E-19	8,67E-19	8,67E-19	8,67E-19	8,67E-19
Sensibilidad del VAN (en miles):	-\$892,74	-\$689,61	-\$486,48	-\$283,36	-\$80,23	\$122,90	\$529,15
Costos de Inversión	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5
Ingresos	3798,5	4021,9	4245,4	4468,8	4692,2	4915,7	5362,6
Costos de Operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sensibilidad de la TIR (%):	-21%	-16%	-11%	-7%	-2%	3%	12%
Costos de inversión	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5	-4780,5
Ingresos	3798,5	4021,9	4245,4	4468,8	4692,2	4915,7	5362,6
Costos de Operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Con la puesta en marcha de la S/E Cárdenas II 110-13,8 kV se logra disminuir el consumo de combustible por kW generado, por concepto de disminución de pérdidas técnicas
2. La rentabilidad y el período de recuperación del proyecto evidencian la factibilidad del mismo.
3. En el análisis de sensibilidad efectuado a la evaluación se puede observar que una variación de los indicadores seleccionados hasta los porcentos determinados aunque modifica los resultados no afecta los índices de eficiencia del proyecto en ninguna de las monedas analizadas.

RECOMENDACIONES

Por la importancia del proyecto en la disminución de índice de interrupciones y el aseguramiento a la creciente demanda poblacional en la ciudad de Cárdenas se recomienda lo siguiente:

- 1- Para garantizar la operatividad de los sistemas de distribución en la misma y las facilidades brindadas, ante la imposibilidad de otra variante de solución y el encarecimiento de otras alternativas, se recomienda que sea sometido el presente estudio a la consideración de las partes involucradas, con el objetivo de concretar la ejecución del proyecto de inversión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1- McDonald, J.D. (2019). Electric power substations engineering. Editorial Taylor and Francis.
- 2- IEEE Std. C37.122.1-2013. IEEE Guide for economics analysis in Substations.
- 3- Jones, D.J., Kopejtkova, D., Kobayashi, S., Molony, T., O'Connell, P., Welch, I.M. (2019). GIS in service—Experience and recommendations, Paper 23–104 of CIGRE General Meeting, Paris, France.
- 4- IEEE Standard C37.1-2017 IEEE Standard for SCADA and Automation Systems.
- 5- Design Guide for Oil Spill Prevention and Control at Substations, U.S. Department of Agriculture, Rural Electrification Administration Bulletin 65-3, January, 2018.
- 6- IEEE Guide for Containment and Control of Oil Spills in Substations, IEEE Std. 980-2014 (R2020).
- 7- IEEE Guide for the Design, Construction, and Operation of Electric Power Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility, IEEE Std. 1127-2018.
- 8- IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Std. 80-2010.
- 9- IEEE Guide to Specifications for Gas-Insulated, Electric Power Substation Equipment, IEEE Std C37.123-2016.
- 10- IEEE Guide for Substation Fire Protection, IEEE Std. 979-1994.
- 11- IEEE Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines, IEEE Std. 644-1994.
- 12- Linares, J. (2009). Diseño de Subestaciones Eléctricas, (Trabajo de diploma), Universidad Autónoma de Occidente, Colombia.
- 13- Harper, G. (2002). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. Editorial Limusa.
- 14- Martínez, J. (2006). Análisis técnico y económico de la ampliación de la subestación de 69 kV del Ingenio Santa Ana, (Trabajo de diploma), Universidad de San Carlos de Guatemala.
- 15- Hernández, H., Maldonado, R., Enriquez, L. (2011). Subestaciones Eléctricas, elementos modernos de análisis. *Revista Eléctrica*, 11, 101-113.
- 16- Quesada, J.D.H. (2008). Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio, (trabajo de diploma), Universidad de Costa Rica.

- 17- Jiménez, R. (2006). Transformadores de potencial y transformadores de corriente, Editorial Limusa.
- 18- Zoppeti, G. (2005). Subestaciones transformadoras y de distribución, Editorial Gustavo Gill.
- 19- Ramírez, J. (2010). Estaciones de transformación y distribución. *Revista Eléctrica*, 10, 142-157.
- 20- Tapia, L. (2005). Operación de subestaciones eléctricas, Editorial EPN.
- 21- Rauli, J. (2007). Diseño de subestaciones eléctricas, Editorial McGraw Hill.
- 22- Dorff, A. (2018). *Electrical Engineering Handbook*, Editorial McGraw Hill.
- 23- Ramírez, C. (2019). Subestaciones de alta y extra alta tensión, Editorial Universidad Nacional de Colombia.
- 24- Romero, J. (2020). Subestaciones fundamentos teóricos y consideraciones, Editorial Universidad Nacional de Colombia.
- 25- Anderson, J.G., *Transmission substation Reference Book for 110 kV and above*, Editorial Taylor and Francis.
- 26- Brown, R.E. (2019). *Electric power distribution reliability*, Editorial Marcel Dekker.
- 27- Brown, R.E., Burke, J.J. (2020). Managing the risk of performance based rates, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 893–898.
- 28- Brown, R.E., Humphrey, B.G. (2019). Asset management for transmission and distribution, *IEEE Transactionson Power and Energy*, 103(3), 39–45.
- 29- Brown, R.E., Marshall, M.M. (2018). Budget constrained planning to optimize power system reliability, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(4), 817–822.
- 30- Brown, R.E. (2018). Asset management, risk, and distribution system planning, *IEEE Power Systems Conference and Exhibition*, New York, 1681–1686.
- 31- Morton, K. (2019). Asset management in the electricity supply industry. *Power Engineering Journal*, 113(5), 233–240.
- 32- Casas, L. (2014). Análisis económico de nuevos proyectos de subestaciones en Cuba, Editorial Universitaria.
- 33- Viego, P., Casas, L. (2014). Estudios y requerimientos para la inclusión de nuevos proyectos de subestaciones de potencia en la revolución energética, Editorial Feijoo.
- 34- Decreto No 327 de 2014. Reglamento del proceso inversionista. Gaceta Oficial de la República de Cuba., No 5 Extraordinaria 23 enero 2015, pp. 27-59.

ANEXOS

Anexo 1 Balance de energía en Cuba, período 2015-2018

Consumo anual por provincias ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	731,8	752,1	777,6	812,5
Artemisa	1005,4	1004,9	1000,8	1047,1
La Habana	4292,3	4223,7	4297,1	4410
Mayabeque	796,9	810,5	821,9	827,4
Matanzas	1562,8	1585	1597,5	1626,5
Cienfuegos	826,3	812	816,4	840,2
Villa Clara	1200,1	1247,3	1217,3	1234,4
Santi Spíritus	713,9	731,6	728,5	741,5
Ciego de Ávila	688,7	686,8	658,2	685,5
Camagüey	1017,8	1021,6	1022	1070,3
Las Tunas	633,8	668,5	673,6	671
Holguín	1404,6	1369,9	1362,7	1402
Granma	776,8	809,8	824,3	820,9
Santiago de Cuba	1068,9	1105,3	1134,4	1151,1
Guantánamo	475,3	486	496,8	502,4
Consumo Total	17195,4	17315	17429,1	17842,8

Energía entregada al SEN por la Industria Azucarera ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	0	0	0	0
Artemisa	3	1,9	2,9	1,8
La Habana	0	0	0	0
Mayabeque	3,1	3,2	2,8	1
Matanzas	6,6	9,4	3,7	5,3
Cienfuegos	12,1	12,5	9,4	8,4
Villa Clara	19,8	19	18	9,2
Santi Spíritus	8,5	10,8	7,1	6,5
Ciego de Ávila	14,5	15,2	12,6	7,2
Camagüey	14,3	13,6	12,2	10,3
Las Tunas	18,2	16,3	17,9	10,6
Holguín	10,9	7,8	10,3	7,7
Granma	4,5	4,1	1,8	2
Santiago de Cuba	4	2,2	1,7	1,3
Guantánamo	0,6	1,1	0,6	1,1
Total	120,1	117,1	101	72,4

Energía entregada al SEN (solar) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	2,3	4,8	6,3	22,2
Artemisa	0	0	0	0,5
La Habana	2,7	2,5	3,1	3,1
Mayabeque	0	0	0	0
Matanzas	0	0	0	1,8
Cienfuegos	7,5	11,6	16,3	23,5
Villa Clara	1,5	1,8	2,9	6,9
Santi Spíritus	0	1,3	2,1	10,5
Ciego de Ávila	0	0	1,3	12,8
Camagüey	2,4	2,8	4	6,5
Las Tunas	0	0	0,6	9,5
Holguín	0	0	0	0,5
Granma	0	0,7	5,5	21,8
Santiago de Cuba	4	3,3	4,1	9,3
Guantánamo	6,3	6,5	8,2	16,4
Total	26,7	35,3	54,4	145,3

Energía entregada al SEN (hidráulica) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	1,2	1,3	1,4	1,8
Artemisa	0	0,1	0,1	0,1
La Habana	0	0	0	0
Mayabeque	0	0	0	0
Matanzas	0	0	0	0
Cienfuegos	0,6	0,8	1,2	2
Villa Clara	0,6	0,6	0,5	0,7
Santi Spíritus	0,9	1,2	2,1	6,4
Ciego de Ávila	1,7	2,2	1,7	3,9
Camagüey	0	0	0	0
Las Tunas	0	0	0	0
Holguín	6,3	12,3	31,6	15
Granma	4,7	15,4	13,9	16
Santiago de Cuba	0,6	0,5	0,7	6,1
Guantánamo	2,7	3,7	3,8	3,9
Total	19,3	38,1	57	55,9

Energía entregada al SEN (Eólica) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	0	0	0	0
Artemisa	0	0	0	0
La Habana	0	0	0	0
Mayabeque	0	0	0	0
Matanzas	0	0	0	0
Cienfuegos	0	0	0	0
Villa Clara	0	0	0	0
Santi Spíritus	0	0	0	0
Ciego de Ávila	0	0	0	0
Camagüey	0	0	0	0
Las Tunas	0	0	0	0
Holguín	19,8	19,9	19,1	15,8
Granma	0	0	0	0
Santiago de Cuba	0	0	0	0
Guantánamo	0	0	0	0
Total	19,8	19,9	19,1	15,8

Energía entregada al SEN (Baterías diesel) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	66,1	58,9	127,4	140,6
Artemisa	39,8	56,4	72,8	65,7
La Habana	17,6	15,4	42,3	43,7
Mayabeque	36	34	58,9	116,3
Matanzas	74,7	72,2	115	126,5
Cienfuegos	29,6	51,7	94,8	270,1
Villa Clara	50,8	65,5	153,6	169,1
Santi Spíritus	30,1	32,3	85,3	116,8
Ciego de Ávila	37,1	30,4	67,4	66,3
Camagüey	29,1	61	148,3	172,1
Las Tunas	15,1	22	52,5	56,8
Holguín	41,2	91,1	188,1	218
Granma	9,5	35,9	64,4	108,1
Santiago de Cuba	8,1	27,1	45,5	61,7
Guantánamo	22,7	31,5	58,5	50,5
Total	507,5	685,4	1374,8	1782,3

Energía entregada al SEN (Baterías fuel) , en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	86,8	75,6	76,3	83,8
Artemisa	577,2	397,3	247,5	434,5
La Habana	178	176,1	198,1	206,4
Mayabeque	93,1	95,7	153,8	139,4
Matanzas	103,9	127,7	116,1	143,6
Cienfuegos	188,5	185,2	172,3	196,7
Villa Clara	293,1	268,1	230,9	229
Santi Spíritus	112,3	123,7	116	20,9
Ciego de Ávila	143,4	129,6	162,8	149
Camagüey	307,7	299,5	209,6	235,7
Las Tunas	156,9	146,2	131,6	135,8
Holguín	704,5	598,2	990	742,4
Granma	126,6	114,8	92	100,5
Santiago de Cuba	168,9	146,5	135,7	194,3
Guantánamo	124,2	116,5	109,9	76,3
Total	3365,1	3000,7	3142,6	3088,3

Energía entregada al SEN (diesel aislado) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	10,6	7,6	11,6	26,9
Artemisa	10,5	8,3	15	20
La Habana	16,9	14,2	27,7	34,8
Mayabeque	11,4	12,6	27	47
Matanzas	5,5	6,2	12,3	23,1
Cienfuegos	4,6	5,7	12,8	16,7
Villa Clara	3,4	4	10,2	21,8
Santi Spíritus	1,9	1,6	2	0,8
Ciego de Ávila	0,2	0,2	4,6	2,9
Camagüey	8,4	8	15,1	20
Las Tunas	3	2,3	3,1	5,7
Holguín	17,4	19,6	22,6	26,7
Granma	1,8	1,9	3,6	4,2
Santiago de Cuba	3,8	4,1	11,8	20,2
Guantánamo	2,4	3,7	5,2	5,7
Total	101,8	100	184,6	276,5

Energía entregada al SEN (CTE) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	0	0	0	0
Artemisa	1141,9	1503,3	1624,9	1415,5
La Habana	159	95,3	145,8	98,5
Mayabeque	1181,2	1481,9	1552,6	1591,2
Matanzas	1790,4	1931,1	1777	1815,7
Cienfuegos	1598,1	1589,6	1485,9	1057,9
Villa Clara	0	0	0	0
Santi Spíritus	0	0	0	0
Ciego de Ávila	0	0	0	0
Camagüey	1665,9	1848	1573,2	1596,5
Las Tunas	0	0	0	0
Holguín	2749,8	1859,8	1231,1	1573,1
Granma	0	0	0	0
Santiago de Cuba	828,7	1019	1186,4	1595,2
Guantánamo	0	0	0	0
Total	11115	11328	10576,9	10743,6

Energía entregada al SEN (Energas) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	0	0	0	0
Artemisa	0	0	0	0
La Habana	0	0	0	0
Mayabeque	1915,2	1873,1	1738,6	1514,5
Matanzas	790,5	811,2	805,4	829,2
Cienfuegos	0	0	0	0
Villa Clara	0	0	0	0
Santi Spíritus	0	0	0	0
Ciego de Ávila	0	0	0	0
Camagüey	0	0	0	0
Las Tunas	0	0	0	0
Holguín	0	0	0	0
Granma	0	0	0	0
Santiago de Cuba	0	0	0	0
Guantánamo	0	0	0	0
Total	2705,7	2684,3	2544	2343,7

Energía entregada al SEN (plantas pico) ,en GWh				
Provincia	2015	2016	2017	2018
Pinar del Río	0	0	0	0
Artemisa	0	0	0	0
La Habana	0	0	0	0
Mayabeque	2,8	4,3	16,6	41,4
Matanzas	0	1,6	10,9	19,7
Cienfuegos	0	0	0	0
Villa Clara	0	0	0	0
Santi Spíritus	0	0	0	0
Ciego de Ávila	0	0	0	0
Camagüey	0	0	0	0
Las Tunas	0	0	0	0
Holguín	0	0	0	0
Granma	0	0	0	0
Santiago de Cuba	0	0	0	0
Guantánamo	0	0	0	0
Total	2,8	5,9	27,5	61,1

Anexo 2: Cálculo de los ahorros e ingresos del proyecto

Años de implementación		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
SIN INVERSION		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Tiempo de Trabajo (hrs)	8760,0																
Pronóstico en MW		12,3	12,4	12,5	12,5	13,1	13,7	14,3	15,0	15,5	16,1	16,7	17,3	17,9	18,5	19,2	19,8
Energía servida (MWh/año)		96858	97816,8	98794,9	98130,0	103299,7	108131,6	112979,2	117811,1	122083,9	126876,4	131668,9	136461,5	141254,0	146046,5	150839,0	155631,5
% Pérdidas energía (sin invers.)		2,5	2,6	2,7	2,7	2,9	3,1	3,3	3,6	3,8	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6
Pérdidas energía (MWh/año)		2430,0	2532,9	2640,7	2662,7	3015,6	3377,1	3767,9	4187,4	4595,7	5072,9	5583,7	6129,7	6712,4	7333,7	7995,2	8698,8
Costo de las Pérdidas por Concepto Combustible (CUC/MWh)	185,6		470,0	490,0	494,1	559,6	626,7	699,2	777,0	852,8	941,4	1036,1	1137,5	1245,6	1360,9	1483,6	1614,2
Costos de operación-mtto (3 % inv.) MCUC	0,0		60,4	61,0	60,6	63,8	66,8	69,8	72,8	75,4	78,4	81,3	84,3	87,3	90,2	93,2	96,1
CON INVERSION																	
Energía servida (MWh/año)		97827	98795	99783	99111	104333	109213	114109	118989	123305	128145	132986	137826	142667	147507	152347	157188
% Reducción de pérdidas		0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
% Pérdidas de energía		1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Pérdidas energía (MWh/año)		1307	1333	1360	1342	1487	1629	1778	1934	2077	2243	2416	2595	2780	2972	3170	3375
Reducción de pérdidas (MWh/a)			1200	1281	1321	1529	1748	1989	2254	2519	2830	3168	3535	3932	4362	4825	5324
Ahorro de Combustible por Reducción Pérdidas (MCUC/MWh)	\$185,6	0	223	238	245	284	324	369	418	467	525	588	656	730	809	895	988
Ahorro de Oper. y Mtto (MCUC)	1,5%			31	30	32	33	35	36	38	39	41	42	44	45	47	48
Ahorro de combustible por no entrada de grupos emergentes (MCUC)			0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	0
Ahorro total		0	223	269	276	316	359	405	456	506	566	630	700	775	856	944	1036
Venta de energía																	
Pronóstico de Crecimiento de la Demanda (MW)		0,00	0,12	0,12	-0,08	0,66	0,61	0,62	0,61	0,54	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Energía servida para cubrir el crecimiento de la demanda MWh/a			1066	1088	-740	5751	5375	5393	5375	4753	5331	5331	5331	5331	5331	5331	5331
de ello: Energía pronosticada a vender en MLC (MWh/a)		0	160	163	-111	863	806	809	806	713	800	800	800	800	800	800	800
Ingresos por venta de energía en MCUC	\$204,1	\$0,0	\$32,6	\$33,3	-\$22,6	\$176,1	\$164,6	\$165,1	\$164,6	\$145,5	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2
Ingresos por venta de energía en MCUP	\$130,2	\$0,0	\$118,0	\$120,4	-\$81,9	\$636,5	\$594,9	\$596,8	\$594,9	\$526,0	\$590,0	\$590,0	\$590,0	\$590,0	\$590,0	\$590,0	\$590,0

Anexo 3: Estado de resultados en divisas y moneda total

ESTADO DE RESULTADOS EN DIVISAS (MCUC)																	
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ahorro de Comb.por reducción de pérdidas de energía		\$0,0	\$222,6	\$237,7	\$245,1	\$283,7	\$324,4	\$369,2	\$418,2	\$467,4	\$525,2	\$587,9	\$656,0	\$729,7	\$809,4	\$895,4	\$988,0
Ingresos por Energía servida para cubrir el crecimiento de la demanda		\$0,0	\$32,6	\$33,3	-\$22,6	\$176,1	\$164,6	\$165,1	\$164,6	\$145,5	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2	\$163,2
Ahorro por dism. operación y mantenimiento		\$0,0	\$0,0	\$60,4	\$61,0	\$60,6	\$63,8	\$66,8	\$69,8	\$72,8	\$75,4	\$78,4	\$81,3	\$84,3	\$87,3	\$90,2	\$93,2
Ahorro de combustible por no entrada de grupos emergentes (MCUC)		\$0,0	\$0,5	\$0,5	\$0,6	\$0,7	\$0,8	\$0,9	\$1,0	\$1,1	\$1,2	\$1,3	\$1,5	\$1,7	\$1,8	\$2,0	\$13,7
valor de uso de equipos recuperados(S/E y nuclec)		\$105,3															
Total de ingresos	\$0,0	\$105,3	\$255,8	\$331,9	\$284,1	\$521,1	\$553,5	\$601,9	\$653,5	\$686,8	\$765,0	\$830,9	\$902,1	\$978,9	\$1.061,7	\$1.150,8	\$1.258,1
Costo de operación		\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidades en Operación	\$0,0	\$105,3	\$255,8	\$331,9	\$284,1	\$521,1	\$553,5	\$601,9	\$653,5	\$686,8	\$765,0	\$830,9	\$902,1	\$978,9	\$1.061,7	\$1.150,8	\$1.258,1
Depreciación y amortización	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidades antes de Dep. y Impuestos	\$0,0	\$105,3	\$255,8	\$331,9	\$284,1	\$521,1	\$553,5	\$601,9	\$653,5	\$686,8	\$765,0	\$830,9	\$902,1	\$978,9	\$1.061,7	\$1.150,8	\$1.258,1
Costos financieros	\$0,0	\$7,7	\$0,0	\$7,7	\$125,3	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Reserva para Contingencias		\$4,9	\$12,8	\$16,2	\$7,9	\$26,1	\$27,7	\$30,1	\$29,7	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidad Imponible	\$0,0	\$92,6	\$243,0	\$308,0	\$150,8	\$495,0	\$525,8	\$571,8	\$623,8	\$686,8	\$765,0	\$830,9	\$902,1	\$978,9	\$1.061,7	\$1.150,8	\$1.258,1
Impuestos sobre utilidades	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$1,0	\$2,0
Utilidad Neta	\$0,0	\$92,6	\$243,0	\$308,0	\$150,8	\$495,0	\$525,8	\$571,8	\$623,8	\$686,8	\$765,0	\$830,9	\$902,1	\$978,9	\$1.061,7	\$1.149,8	\$1.256,1

ESTADO DE RESULTADOS EN MONEDA TOTAL (MCUP)																	
	0	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ahorro de Comb.por reducción de pérdidas de energía		\$0,0	\$222,6	\$237,7	\$245,1	\$283,7	\$324,4	\$369,2	\$418,2	\$467,4	\$525,2	\$587,9	\$656,0	\$729,7	\$809,4	\$895,4	\$988,0
Ingresos por Energía servida para cubrir el crecimiento de la demanda		\$0,0	\$0,0	\$153,7	-\$104,5	\$812,5	\$759,4	\$761,9	\$759,4	\$671,6	\$753,3	\$753,3	\$753,3	\$753,3	\$753,3	\$753,3	\$753,3
Ahorro por dism. operación y mantenimiento		\$0,0	\$0,0	\$93,6	\$93,0	\$97,9	\$102,5	\$107,1	\$111,7	\$115,7	\$120,2	\$124,8	\$129,3	\$133,9	\$138,4	\$143,0	\$147,5
valor de uso de equipos recuperados(S/E y nuclec)		\$67,2															
Total de ingresos	\$0,0	\$67,2	\$223,1	\$485,6	\$234,2	\$1.194,8	\$1.187,1	\$1.239,0	\$1.290,2	\$1.255,8	\$1.399,9	\$1.467,3	\$1.540,1	\$1.618,5	\$1.702,9	\$1.793,6	\$1.902,4
Costo de operación		\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidades en Operación	\$0,0	\$67,2	\$223,1	\$485,6	\$234,2	\$1.194,8	\$1.187,1	\$1.239,0	\$1.290,2	\$1.255,8	\$1.399,9	\$1.467,3	\$1.540,1	\$1.618,5	\$1.702,9	\$1.793,6	\$1.902,4
Depreciación y amortización	\$0,0	\$0,0		\$373,9	\$373,9	\$373,9	\$288,0	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7	\$178,7
Utilidades antes de Dep. y Impuestos	\$0,0	\$67,2	\$223,1	\$111,7	-\$139,7	\$820,9	\$899,0	\$1.060,3	\$1.111,5	\$1.077,1	\$1.221,2	\$1.288,6	\$1.361,4	\$1.439,8	\$1.524,2	\$1.614,9	\$1.723,7
Costos financieros		\$0,0		\$7,7	\$125,3	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Reserva para Contingencias		\$3,4	\$11,2	\$5,2	\$0,0	\$41,0	\$45,0	\$53,0	\$55,6	\$24,2	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0
Utilidad Imponible	\$0,0	\$63,8	\$212,0	\$98,7	-\$265,0	\$779,9	\$854,1	\$1.007,3	\$1.056,0	\$1.052,8	\$1.221,2	\$1.288,6	\$1.361,4	\$1.439,8	\$1.524,2	\$1.614,9	\$1.723,7
Impuestos sobre utilidades	\$0,0	\$19,1	\$63,6	\$29,6	-\$79,5	\$234,0	\$256,2	\$302,2	\$316,8	\$315,9	\$366,3	\$386,6	\$408,4	\$431,9	\$457,3	\$484,5	\$517,1
Utilidad Neta	\$0,0	\$44,7	\$148,4	\$69,1	-\$185,5	\$545,9	\$597,9	\$705,1	\$739,2	\$737,0	\$854,8	\$902,0	\$953,0	\$1.007,9	\$1.066,9	\$1.130,4	\$1.206,6

Anexo 4: Flujo de caja en divisas y moneda total.

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO CUC		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
UTILIDAD NETA		0	243	316	276	495	526	572	624	687	765	831	902	979	1062	1150	1256
Depreciación y amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reserva para Contingencias			4,9	16,2	7,9	26,1	27,7	30,1	29,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Incrementos en los Activos Fijos		-459,1	-2652														
Otros activos (Valor de uso de los equipos recuperado)		105,3															
Préstamos a largo plazo																	
BENEFICIOS NETOS		-353,8	-2404	332	284	521	554	602	654	687	765	831	902	979	1062	1150	1256
BENEFICIOS NETOS ACT. ACUM.		-353,8	-2539	-2265	-2052	-1696	-1352	-1012	-677	-356	-32	288	604	916	1224	1527	1827
Periodo Recup Descontado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
INDICADORES		MCUC															
VAN		10%	1827,4														
		12%	1251,7														
		15%	586,1														
TIR		18,70%															
Periodo Recuperación		9,7															

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO CUP		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
UTILIDAD NETA		0	148	74,5	-97,8	545,9	597,9	705,1	739,2	737,0	854,8	902,0	953,0	1007,9	1066,9	1130,4	1206,6
Depreciación y amortización		0	0	373,9	373,9	373,9	288,0	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7	178,7
Reserva para Contingencias		0	11	5,2	0,0	41,0	45,0	53,0	55,6	24,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Incrementos en los Activos Fijos		-593,1	-4187														
Otros activos (Valor de uso de los equipos recuperado)		67,2															
Préstamos a largo plazo																	
BENEFICIOS NETOS		-526	-4028	454	276	961	931	937	973	940	1034	1081	1132	1187	1246	1309	1385
BENEFICIOS NETOS ACT. ACUM.		-526	-4188	-3813	-3605	-2949	-2371	-1842	-1343	-904	-466	-49	347	725	1086	1431	1763
Periodo Recup Descontado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,7	-	-	-	-
INDICADORES		MCUP															
VAN		10%	\$1.762,7														
		12%	\$1.026,3														
		15%	\$170,2														
TIR		15,72%															
Periodo Recuperación		10,7															

Anexo 5: Depreciación

Depreciación Equipos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Adiciones	\$1	\$2.150,5																				
Depreciación 6%	\$0,0	\$0,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$129,1	\$86,0	\$0,0	\$0,0
Saldo	\$1,4	\$2.151,8	\$2.022,7	\$1.893,6	\$1.764,5	\$1.635,4	\$1.506,3	\$1.377,1	\$1.248,0	\$1.118,9	\$989,8	\$860,7	\$731,6	\$602,5	\$473,3	\$344,2	\$215,1	\$86,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	
Depreciación Const.y Montaje																						
Adiciones	\$163	\$1.490,2																				
Depreciación 3%	\$0,0	\$4,9	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	\$49,6	
Saldo	\$162,5	\$1.647,9	\$1.598,3	\$1.548,7	\$1.499,1	\$1.449,5	\$1.400,0	\$1.350,4	\$1.300,8	\$1.251,2	\$1.201,6	\$1.152,0	\$1.102,5	\$1.052,9	\$1.003,3	\$953,7	\$904,1	\$854,6	\$805,0	\$755,4	\$705,8	
Depreciación Otros gastos																						
Adiciones	\$429,2	\$546,6																				
Depreciación 20%	\$0,0	\$85,8	\$195,2	\$195,2	\$195,2	\$195,2	\$109,3	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	
Saldo	\$429,2	\$890,0	\$694,8	\$499,7	\$304,5	\$109,3	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	
Saldo Total	\$593,1	\$4.689,7	\$4.315,8	\$3.942,0	\$3.568,1	\$3.194,2	\$2.906,2	\$2.727,5	\$2.548,8	\$2.370,1	\$2.191,4	\$2.012,7	\$1.834,0	\$1.655,3	\$1.476,6	\$1.297,9	\$1.119,2	\$940,5	\$805,0	\$755,4	\$705,8	

Anexo 6: Cálculo del costo de las pérdidas por concepto de combustible

Generación total del SEN	17475,3	GWh/año
Generación Motores Diesel	365,00	GWh/año
CEB Motores	220	g/kWh
Insumo Motores	4,00%	
CEN Motores	229,17	g/kWh
Diesel Oil	\$940,04	CUC/ton
Consumo de Combustible Diesel	83646	Tn
Otros consumos diesel	94790,1	Tn
Consumo total de diesel	178436,0	Tn
Costo del Diesel	\$167.737,0	MCUC
Generación Motores Fuel Oil	\$4.071,1	GWh/año
CEB Motores	211,6	g/kWh
Insumo Motores	3,50%	
CEN Motores	219,3	g/kWh
Fuel Oil	\$743,3	CUC/ton
Consumo de Combustible Fuel Oil	892679	Tn
Consumo de Comb Fuel oil CTE	1039994	Tn
Consumo total de fuel oil	1932673	Tn
Costo del Fuel Oil	\$1.436.478,5	MCUC
Generación CTEs	10768,2743	GWh/año
CEB CTEs	279,8	g/kWh
Insumo CTE	7,55%	
CEN CTE	302,65	g/kWh
Consumo de Combustible Crudo	2134093	Tn
Crudo 1400 (65.5%) + Fuel Oil (34.5%)	\$491,0	CUC/ton
Costo del Crudo	\$1.047.903,7	MCUC
Generación ENERGAS	2195,3	GWh/año
Gas acompañante	\$0,045	CUC/kWh
Costo del gas	\$98.786,3	MCUC
Costo de combustible/kWh	0,174431852	CUC/kWh
Pérdidas de transmisión	6%	
Costo de combustible/kWh	0,18557	CUC/kWh
Precio Prom de Venta del kWh	0,12940	pesos/kWh