ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN GRAN CLIENTE CONECTADO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR DE CENS SA ESP.

MARIA FERNANDA NAVARRO JAUREGUI
MARIO ALEJANDRO ANGARITA SOLANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2016

ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN GRAN CLIENTE CONECTADO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR DE CENS SA ESP.

MARIA FERNANDA NAVARRO JAUREGUI Cod. 2158124
MARIO ALEJANDRO ANGARITA SOLANO Cod. 2148441

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos

DIRECTOR
JUAN BENJAMIN DUARTE DUARTE
DOCTOR. EN FINANZAS DE EMPRESA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2016

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN. 18

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO. 20
1.1.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA IDENTIFICADO. 20
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO. 21
1.3. OBJETIVOS. 22
1.3.1. Objetivo general. 22
1.3.2. Objetivos específicos: 22

2. MARCO LEGAL. 24
2.1. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO: 24
2.1.1. Estructura Institucional. 24
2.1.2. Estructura del mercado. 27
2.1.3. Cadena productiva para la prestación del servicio de energía eléctrica. 29
2.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE CENS: 32
2.3. ESTUDIO LEGAL DE UN PROYECTO DE CONEXIÓN. 36
2.3.1. Conclusiones del Estudio Legal. 41

3. INVESTIGACIÓN DEL MERCADO LOCAL. 43
3.1. CONDICIONES PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE CONEXIÓN CON EL OR CENS. 43
3.2. CRITERIOS PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE CONEXIÓN CON EL OR CENS. 46
3.3. POTENCIALES CLIENTES A SOLICITAR CONEXIÓN AL STR DE CENS. 48
3.3.1. Usuarios No Regulados. 48
3.3.2. Generadores de Energía. 49

3.3.3. Otros Operadores de Red. 50

4. ESTUDIO TECNICO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN 51
4.1. SOLICITUD RECIBIDA POR EL CLIENTE 51
4.2. ESTUDIO DE CONEXIÓN. 53
4.3. ANÁLISIS TÉCNICO. 54
4.3.1. Localización. 54
4.3.2. Plazos. 56
4.3.3. Estructura de desglose de trabajo. 56
4.3.4. Diccionario de la EDT 59
4.3.4.1. Resumen de costos del proyecto. 71

5. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO DE CONEXIÓN 73
5.1. CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA: 74
5.2. EVALUACION FINANCIERA 87
5.3. RESULTADOS 89
5.3.1. Ingresos. 89
5.3.2. Análisis de sensibilidad. 91

6. CONCLUSIONES. 96

BIBLIOGRAFÍA 98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Bienes	63
Tabla 2. Equipos requeridos construcción de la Subestación 1	67
Tabla 3. Equipos mínimamente requeridos Subestación Tibú	68
Tabla 4. Resumen de costos del proyecto.	71
Tabla 5. Variables financieras	74
Tabla 6. Admón. y control de obra	75
Tabla 7. Rendimiento de bonos del estado COLOMBIA	75
Tabla 8.Activos fijos del proyecto	77
Tabla 9. Depreciación (Valor en millones de pesos):	77
Tabla 10. Diferidos del proyecto.	79
Tabla 11. Diferidos (Valor en millones de pesos)	79
Tabla 12. Intereses diferidos (Valor en millones de pesos)	80
Tabla 13. Valor residual	81
Tabla 14. Egresos etapa 1	83
Tabla 15. Egresos etapa 2	83
Tabla 16. Desembolsos del crédito	85
Tabla 17. Amortización del crédito	86
Tabla 18. Esquema de la evaluación financiera	87
Tabla 19. Escenarios de Ingresos	90
Tabla 20.Escenarios de Ingresos, TIR y VPN	91
Tabla 21. Variaciones máxima por variable (millones de $)	92
Tabla 22. Sensibilización de variables (millones de $)	93
Tabla 23. Jerarquización de las variables	94

LISTAS DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Estructura Institucional del sector eléctrico 25
Figura 2. Estructura del Mercado eléctrico.....28
Figura 3. Cadena Productiva de energía eléctrica. 29
Figura 4. Tipos de Sistemas Eléctricos en Colombia. 31
Figura 5. Clasificación de los Niveles de Distribución de energía. 32
Figura 6. Alimentación de CENS desde las redes del STN.....33
Figura 7. Distribución del Sistema de Transmisión regional – STR de CENS 34
Figura 8. Estructura de desglose de trabajo.....58

LISTAS DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico 1. Proyección de demanda de CENS hasta 2026.....35
Gráfico 2. Flujo de egresos Etapa 1.....83
Gráfico 3. Flujo de egresos Etapa 2.....84
Gráfico 4. Proyección ingresos anuales.....90

GLOSARIO Y SIGLAS

Activos de uso de STR y SDL: Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 KV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Activos de conexión a un STR o a un SDL: Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local de otro OR. También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

AOM: Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento.

Capacidad Nominal: Para los activos de conexión, la capacidad nominal corresponde a la capacidad asignada en el contrato de conexión.

Carga o Capacidad Instalada: Es la capacidad nominal del componente limitante de un sistema.

Centro Nacional de Despacho – CND: Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado – SIN, teniendo como objeto una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación – CNO.

Centrales Eléctricas del Norte de Santander – CENS: Empresa de servicios públicos domiciliarios. Operador de Red del servicio de energía eléctrica en el departamento de Norte de Santander y Sur del Cesar y Bolívar.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG: Unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la regulación del sector de Energía y Gas.

Conexión y Acceso a Redes: Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

Confiabilidad: Probabilidad de no tener disparo incorrecto.

Estabilidad: Este concepto de los sistemas de protección, frecuentemente usado en protecciones diferenciales, se aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa, o sea fuera de la zona de protección.

Fiabilidad: Probabilidad de no tener omisión de disparo.

Línea de Transmisión: Un sistema de conductores y sus accesorios, para el transporte de energía eléctrica, desde una planta de generación o una subestación a otra subestación. Un circuito teórico equivalente que representa una línea de energía.

Punto de Conexión: Es el punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

Operador de Red de STR y SDL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Proyecto de Conexión: Se refiere al proyecto que debe acometer el Operador de Red para dar cumplimiento al Contrato de Conexión. Incluye todas las actividades que aseguren la puesta en operación de los Activos de Conexión asociados con el Servicio de Conexión.

Punto de Conexión: Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario, o de un generador, se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) operadores de red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo operador de red; o el punto de conexión entre el sistema de un operador de red y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

Seguridad: Probabilidad de no tener una operación indeseada. La seguridad tiende a ser afín con la estabilidad y la selectividad pero compromete la fiabilidad.

Servicio de conexión: Servicio integral que incluye la disposición de los activos de conexión a un STR o SDL y su reposición, administración, operación y mantenimiento.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados,

que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Subestación Eléctrica: Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica.

Tasa Interna de Retorno – TIR: Es la tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. Es la tasa para la cual el VPN del proyecto es igual a cero, tomando en cuenta el horizonte de evaluación.

Valor Presente Neto – VPN: Es el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

WEIHGTED AVERAGE COST OF CAPITAL – WACC: En español denominado como costo promedio ponderado del capital. Es la tasa de descuento que mide el costo de capital gracias a que utiliza una media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos (como la deuda).

UPME: Unidad de planeación minero energética.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN GRAN CLIENTE CONECTADO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR DE CENS SA ESP.[*]

AUTORES: MARIA FERNANDA NAVARRO JAUREGUI
MARIO ALEJANDRO ANGARITA SOLANO[**]

PALABRAS CLAVES: Contrato de conexión, estudio técnico, viabilidad financiera, energía.

Debido al crecimiento industrial y comercial de los departamentos Norte de Santander, Cesar y Bolívar, los clientes requieren mayor disponibilidad de energía con fin de seguir aumentando su capacidad de producción. Dicho crecimiento se refleja en la solicitud que realiza un gran un cliente del Mercado no regulado (MNR) ubicado el municipio de Tibú, para incrementar su carga hasta 40 MVA, y tener exclusividad en el uso de los activos que alimentarán dicho consumo.

Esta solicitud hace necesaria la elaboración un estudio técnico y financiero que permita identificar la viabilidad de la prestación del Servicio de Energía Eléctrica a un gran cliente, bajo la modalidad de contrato de Conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) a 115 kV en la Subestación Tibú propiedad de CENS S.A.S. E.S.P.; este estudio pretende identificar los potenciales clientes, analizar recursos, plazos, equipos, instalaciones y costos para la conexión de la carga de un gran cliente en la ubicación propuesta, identificar los requisitos normativos aplicables, conociendo los alcances y limitaciones existentes ambientales, regulatorias y administrativas relacionadas con la naturaleza del proyecto.

En el estudio técnico se encontrará la información relacionada con el estudio de mercados de los contratos de conexión, las condiciones y criterios para la suscripción de contratos de conexión con el OR CENS, el alcance de las obras a desarrollar para el proyecto en estudio, la estructura de desglose de trabajo, así como las inversiones y desembolsos que implica la ejecución de mismo.

Con lo anterior se realiza un análisis financiero con el cual se logra identificar las variables más representativas para los contratos de conexión, con el fin de realizar una adecuada evaluación financiera y ya en la ejecución poder realizar seguimiento comparando las variaciones que se presentan en el desarrollo y la incidencia de estas en la viabilidad financiera del contrato.

[*] Trabajo de grado
[**] Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela De Estudios Industriales Y Empresariales. Especialización En Evaluación Y Gerencia De Proyectos. Director. Juan Benjamin Duarte Duarte

SUMMARY

**TITLE: ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A UN GRAN CLIENTE CONECTADO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR DE CENS SA ESP.*

AUTHORS: MARIA FERNANDA NAVARRO JAUREGUI
MARIO ALEJANDRO ANGARITA SOLANO**

KEY WORDS: Connection contract, technical study, financial viability, energy

Due to industrial and commercial growth in Norte Santander, Cesar and Bolivar, customers require greater availability of energy in order to further increase its production capacity. This growth is reflected in the request which a big customer from Unregulated Market (MNR) - located at municipality of Tibu- makes to increase its charge up to 40 MVA, and have exclusive use of the assets that will feed its consumption.

That request makes it necessary to preparation a technical and financial study to identify feasibility of providing the electric energy service to a big customer, under the modality of Connection contract to the Regional Transmission System (STR) to 115 kV through Tibú Substation owned by CENS SAS E.S.P. This study aims to identify potential customers, analyze resources, time, equipment, facilities and costs for connecting the load of the customer in the proposed location, identify applicable regulatory requirements; knowing the reaching, the environmental and administrative regulatory limitations related to the nature of the project

In the technical study, you will find information relating to market Connection contracts research, the conditions and criteria for subscription of these contracts with the OR CENS, the extent of works to be developed for the project under study, the work breakdown structure, as well as investments and disbursements that involves executing it.

With the above a financial analysis is done, with which can identify the most representative variables for Connection contracts, in order to make a proper financial assessment and already at implementing be able to track by comparing the variations that occur in the development and incidence of these on the financial viability of the contract.

* Work degree

** Faculty of Engineering Physicochemical. School of Industrial and Business Studies. Specialization in Evaluation and Project Management. Director. John Benjamin Duarte Duarte

INTRODUCCIÓN.

El país ha tenido un fuerte crecimiento industrial en los últimos años apalancado por la ejecución de nuevos procesos industriales, proyectos de infraestructura, transportes masivos y la implementación de nuevas tecnologías para la extracción y transporte de hidrocarburos.

Este crecimiento promueve día a día en los empresarios el consumo de energía eléctrica, con el fin de obtener mayor rentabilidad y lograr la exploración de nuevos negocios; en consecuencia, en las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, la recepción de solicitudes de conexión para clientes particulares va en aumento y estos requerimientos deben ser atendidos de manera exclusiva.

Para cumplir con estas solicitudes, la legislación colombiana establece que se debe firmar un contrato de conexión el cual pretende que el operador de red (prestador del servicio) ejecute y tenga disponibilidad de atender las cargas y que el cliente cumpla con el consumo requerido.

Con la ejecución del presente trabajo, pretendemos realizar un análisis técnico y financiero a un contrato de conexión de un gran cliente al Sistema de Transmisión Regional de Centrales Eléctricas del Norte de Santander – CENS, con el fin de encontrar el valor de mensual a cobrar por los trabajos solicitados y así hallar la viabilidad del proyecto.

En dicho análisis se pretende establecer los aspectos técnicos necesarios a considerar para viabilizar la prestación del servicio a través de un contrato de este tipo y obtener un modelo financiero que permita realizar sensibilidades,

seguimiento y control de la ejecución de las inversiones de un contrato de conexión a un cliente.

Normalmente en la ejecución de los proyectos no se tiene la claridad de lo que puede pasar si el valor de la inversión varía (aumenta o disminuye), cuál será el comportamiento de la viabilidad, hasta donde se puede llegar con dichas variaciones, cuál sería el momento óptimo de recibir los créditos, cual es la variable más sensible y muchas otras inquietudes que se pueden resolver si sé tiene un modelo financiero que permita realizar este tipo de sensibilidades.

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA IDENTIFICADO.

CENS La empresa de energía del Norte de Santander tiene como funciones principales el transporte y venta de energía, de allí se desprende que sus principales clientes sean el Mercado regulado (MR), es decir, clientes cuyo consumo mensual sea inferior a 55.000 kWh y el Mercado no regulado (MNR) que son los Clientes cuyo consumo mensual sea igual o superior a 55.000 kWh o que demanden una potencia promedio igual o superior a 0,1 MW.

El crecimiento industrial, comercial y de los clientes requieren mayor disponibilidad de energía con fin de seguir aumentando su capacidad de producción. Dicho crecimiento se ve reflejado en la solicitud que realiza un gran un cliente del Mercado no regulado (MNR) ubicado el municipio de Tibú, el cual solicita incrementar su carga hasta 40MVA para el año 2017, y para esto solicita a CENS que le brinde exclusividad en el uso de los activos que alimentarán dicho consumo.

Ante una solicitud de dicha magnitud, CENS debe realizar estudios técnicos en los cuales analice su sistema de una forma integral, teniendo en cuenta las cargas existentes, las proyecciones de sus cargas vegetativas, el crecimiento puntual de algunos clientes, los proyectos de infraestructura a implementar, con el fin de poder emitir concepto de factibilidad de la conexión.

Adicional al estudio técnico, es necesario realizar una identificación y valoración de los activos y las obras necesarias para poder satisfacer las necesidades del cliente. Una vez se realicen la identificación y clasificación de los activos y la

realización del estudio técnico, se debe realizar un estudio financiero para conocer la viabilidad del proyecto.

De ser viables los proyectos de un cliente particular, se deberá suscribir un contrato de conexión, que le permitan asumir los costos de la totalidad del proyecto considerando aspectos como compras, legalización de servidumbres, obtención de licencias, montajes, operacionales, financieros, de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo y para la debida prestación del servicio.

Actualmente en CENS no se cuenta con un modelo financiero que permita conocer la viabilidad de proyectos de conexión al STR, el cual permita realizar sensibilidades de variables, jerarquización de variables, seguimientos, identificar tiempos óptimos de financiamiento, etc.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

La elaboración de los estudios técnico y financiero para la prestación de un servicio de energía a un gran cliente bajo la modalidad de un contrato de conexión, nos permite afianzar cada uno de los conceptos aprendidos en las diferentes asignaturas recibidas en el transcurso de la especialización y los aspectos a evaluar para la formulación de un proyecto.

La organización requiere un análisis financiero detallado con el cual se identifiquen las variables más representativas para los contratos de conexión, con el fin de realizar una adecuada evaluación financiera y ya en la ejecución poder realizar seguimiento comparando las variaciones que se presentan en el desarrollo del contrato para conocer la incidencia que tienen estas en la viabilidad financiera del contrato.

Dichos contratos se hacen para separar los activos de clientes específicos (activos de conexión) de los activos de uso general (activos de uso), lo cual permite obtener que el precio de la energía de cada uno de los diferentes clientes sean óptimos, ya que el valor de los activos de uso los asumen los usuarios regulados y los activos de conexión los asume quien solicite la prestación del servicio de forma exclusiva.

La ejecución de dicho trabajo permitirá la identificación de los distintos elementos de una realidad para ayudar a su análisis, permitiendo proponer un Modelo de Viabilidad que permita valorar la inversión requerida, la tasa de retorno esperada, el costo/beneficio y el valor presente neto del proyecto a evaluar.

1.3. OBJETIVOS.

1.3.1. Objetivo general. Elaborar un estudio técnico y financiero que permita identificar la viabilidad de la prestación del Servicio de Energía Eléctrica a un gran cliente, bajo la modalidad de contrato de Conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) a 115 kV en la Subestación Tibú propiedad de CENS S.A.S. E.S.P.

1.3.2. Objetivos específicos:

- Identificar los potenciales clientes que puedan requerir la conexión al Sistema de Transmisión Regional STR, bajo la modalidad de contrato de conexión.
- Analizar los recursos, plazos, equipos, instalaciones y costos para la conexión de la carga de un gran cliente en la ubicación propuesta.

- Determinar la viabilidad legal del proyecto, identificando los requisitos normativos aplicables, conociendo los alcances y limitaciones existentes

ambientales, regulatorias y administrativas relacionadas con la naturaleza del proyecto.

- Realizar la evaluación financiera del proyecto, con el fin de conocer la viabilidad del mismo y de hallar los valores de ingresos mensualizados por concepto de la construcción, operación y mantenimiento de los activos durante la vida útil del proyecto.

2. MARCO LEGAL.

2.1. ESTRUCTURA INSTITUCIONAL Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO:

2.1.1. Estructura Institucional. El gobierno nacional dentro de la constitución política de 1991 incluyo en su artículo 365 que "*Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*" Cambiando la actuación del estado en el que inicialmente era el responsable de satisfacer directamente las necesidades básicas y proporcionar los servicios públicos a la población por el rol y responsabilidad de establecer las condiciones necesarias para que estos servicios se presten dentro del marco jurídico establecido y proporcionando garantías para que los usuarios puedan acceder a ellos. Dentro de este cambio, el gobierno permite que la prestación de los servicios pueda ser brindada por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares

Esta situación dio lugar a que 1994 el gobierno nacional expidiera la ley 142 (Ley de servicios públicos domiciliarios) y la ley 143 (ley de electricidad).

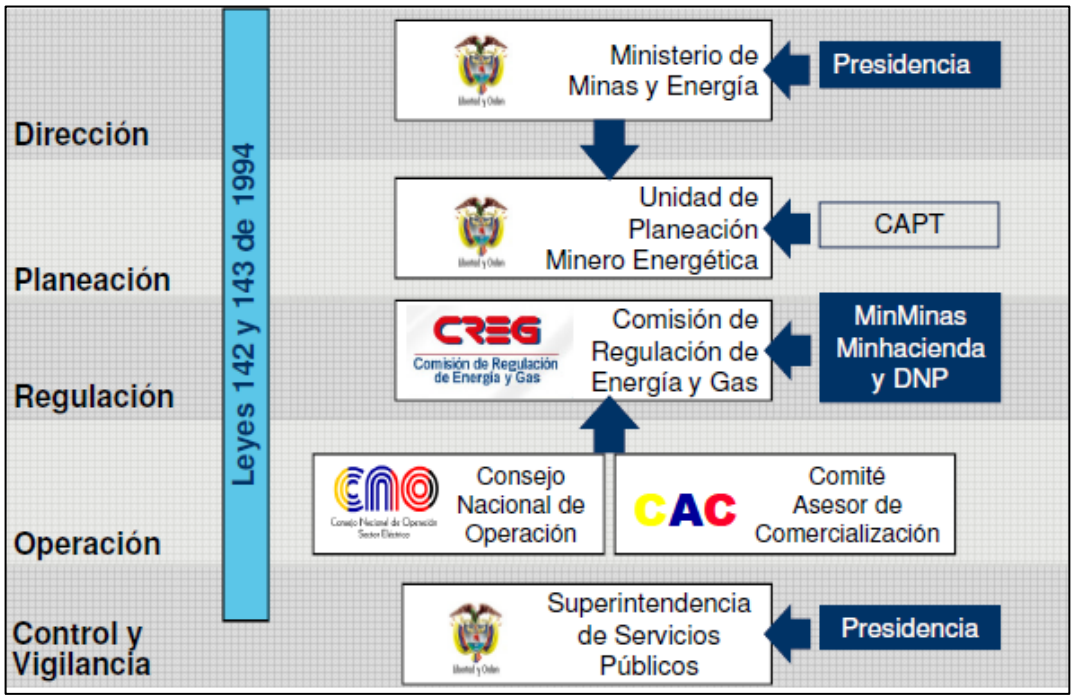
Como respuesta a lo indicado en las leyes 142 y 143 de 1994, el sector eléctrico sufrió un gran cambio organizacional derivado varios aspectos ocurridos en años anteriores como lo fue el racionamiento de energía presentado entre los años 1991 y 1992, el más grande la historia reciente del país. Como respuesta a ello, el sector se organizó, separando los negocios que componen el sector (generación, transmisión, distribución y comercialización) y permitió la creación de nuevas

entidades estatales que permiten la realización las tareas de planeación, regulación, operación, control y vigilancia del sector eléctrico.

Como resultado de las medidas tomadas por el gobierno nacional, derivadas de las leyes mencionadas anteriormente, se estableció un esquema del sector que involucra a las entidades que producen la energía, las que la transportan, las que la venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar el servicio de buena calidad a un precio razonable y las que realizan la vigilancia y el control.

A continuación se presenta la estructura institucional actual del sector eléctrico en Colombia:

Figura 1. Estructura Institucional del sector eléctrico



Fuente: FRANCO, Pablo Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

La dirección del sector eléctrico es responsabilidad del gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, el cual es el encargado de la elaboración de lineamientos para la formulación de políticas, la proyección de reglamentos técnicos, la revisión de los Planes de Expansión, la emisión de conceptos técnicos y presupuestales, al igual que el estudio, coordinación y seguimiento de los proyectos relacionados con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica a nivel nacional. [1].

La planeación del sector eléctrico, es responsabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, la cual es la encargada de planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos

Dicha Unidad, también brinda apoyo al MME y otras entidades en la realización de las convocatorias del STN, evaluación de proyectos de cobertura, emisión de conceptos para otorgar incentivos, cálculo de precios base para liquidación de regalías, entre otros.

La UPME cuenta con un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión – CAPT, con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, el cual está conformado por un (1) representante de las empresas de generación y tres (3) representantes de las empresas de transmisión.

La regulación del sector eléctrico, es responsabilidad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la cual es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con

[1] FRANCO, Pablo Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

La CREG está conformada por el ministro de minas y energía, quien la preside; el ministro de hacienda y crédito público; el director del Departamento Nacional de Planeación y ocho (8) comisionados expertos nombrados por el Presidente de la República. La CREG es asesorada por todas entidades que componen el sector eléctrico, UPME, CNO, CAC, SSPD y los demás agentes que componen el mercado.

La operación del sistema eléctrico, es responsabilidad del Consejo Nacional de Operación – CNO, el cual es el encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.

En la etapa de operación por parte del mercado se encuentra el Comité Asesor de Comercialización – CAC, que es el encargado de realizar el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

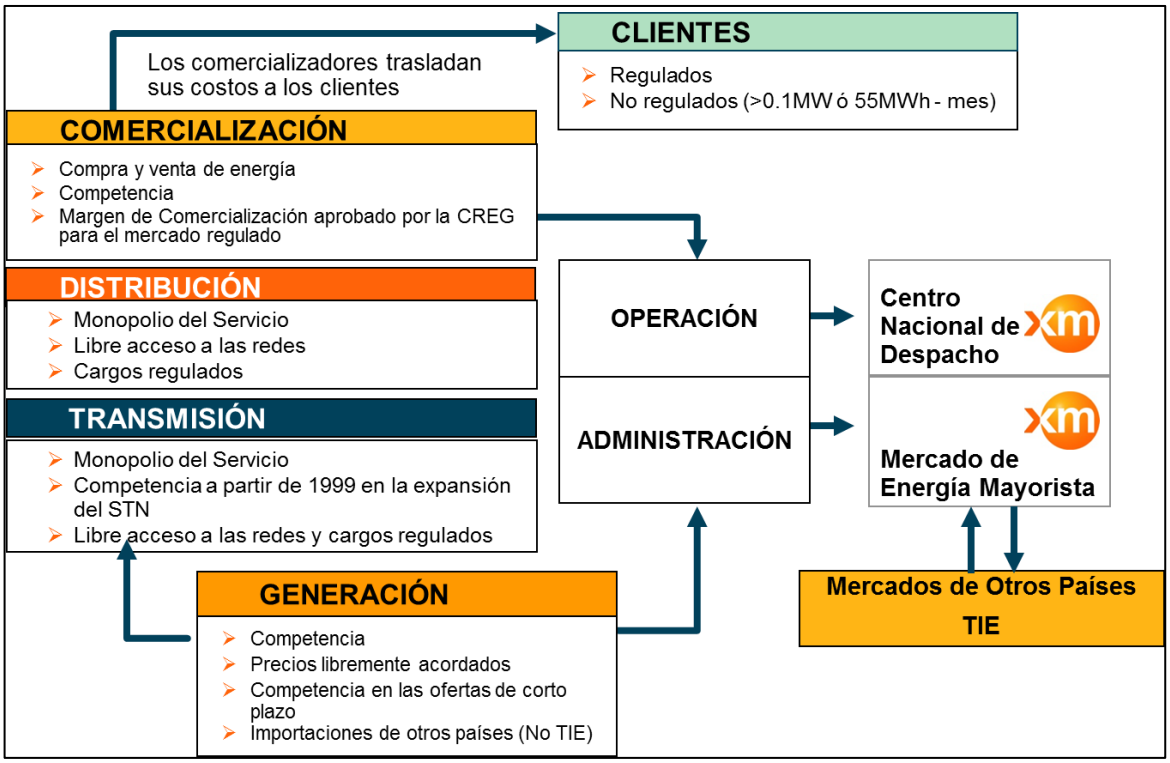
La vigilancia y control del sector eléctrico, es responsabilidad de la Superintendencia de servicios Públicos domiciliarios, la cual es la encargada de llevar a cabo el análisis sectorial y la evaluación integral de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, con el objetivo de la formulación y/u orientación de políticas, planes, proyectos o programas de gestión que permitan la verificación del cumplimiento de las leyes y normas establecidas a nivel nacional e internacional en este respecto.

2.1.2. Estructura del mercado. Todas las entidades anteriormente nombradas buscan orientar el sector eléctrico buscando e incentivando beneficios para los

usuarios y agentes que participan en el mercado. Dentro del mercado de energía eléctrica se encuentran los usuarios y agentes.

A continuación se presenta la estructura del mercado eléctrico actual en Colombia:

Figura 2. Estructura del Mercado eléctrico[2].



Fuente: AMADOR, William Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015.

Los usuarios del mercado se clasifican en Regulados y en No Regulados. Los usuarios regulados son personas naturales o jurídicas cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí está la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos

[2] AMADOR William. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015.

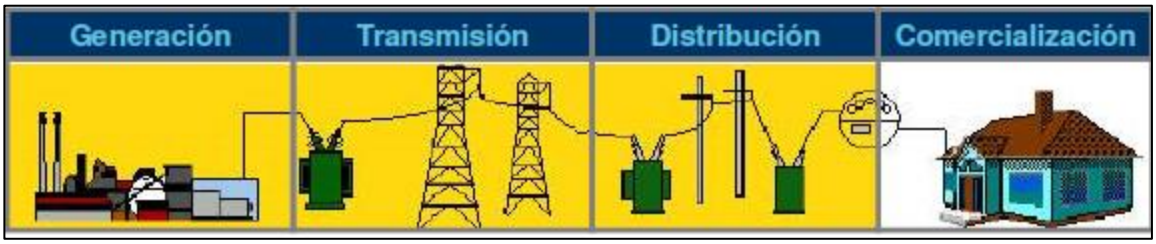
socioeconómicos, y algunos industriales. Estos usuarios no pueden negociar libremente con el comercializador que les presta el servicio, ya que su tarifa es establecida por una formula regulatoria. [3].

Los usuarios No Regulados son personas naturales o jurídicas que realizan una demanda de energía superior a 0,1 Mega vatios (0,1MW) o 55 MWh/mes. Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores. Estos usuarios pueden negociar libremente el precio al cual compran su energía, entre estos usuarios se sitúan los potenciales clientes de un contrato de conexión.

2.1.3. Cadena productiva para la prestación del servicio de energía eléctrica. Los agentes que participan en el mercado son los Generadores, Transportadores, Distribuidores, Comercializadores y Administradores, los cuales son los encargados de llevar la energía al usuario final.

Los agentes presentes en el mercado son los siguientes:

Figura 3. Cadena Productiva de energía eléctrica.



Fuente: FRANCO Pablo. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

[3] AMADOR William. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015.

Generadores, son las empresas encargadas de la producción de energía eléctrica. El proceso se realiza a partir de turbinas que son movidas con la fuerza del agua, aire, luz solar, o el poder energético de los combustibles, transformándolas en energía eléctrica[4]. En Colombia el mayor parte de la generación la aportan las Hidroeléctricas con un porcentaje del 70% y 80% de la generación, según variaciones en la hidrología anual.

Transportadores, son las empresas que se dedican al negocio de transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores), a través de líneas de transmisión de alta tensión. La integración de las Líneas de Transmisión del País se conoce como el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

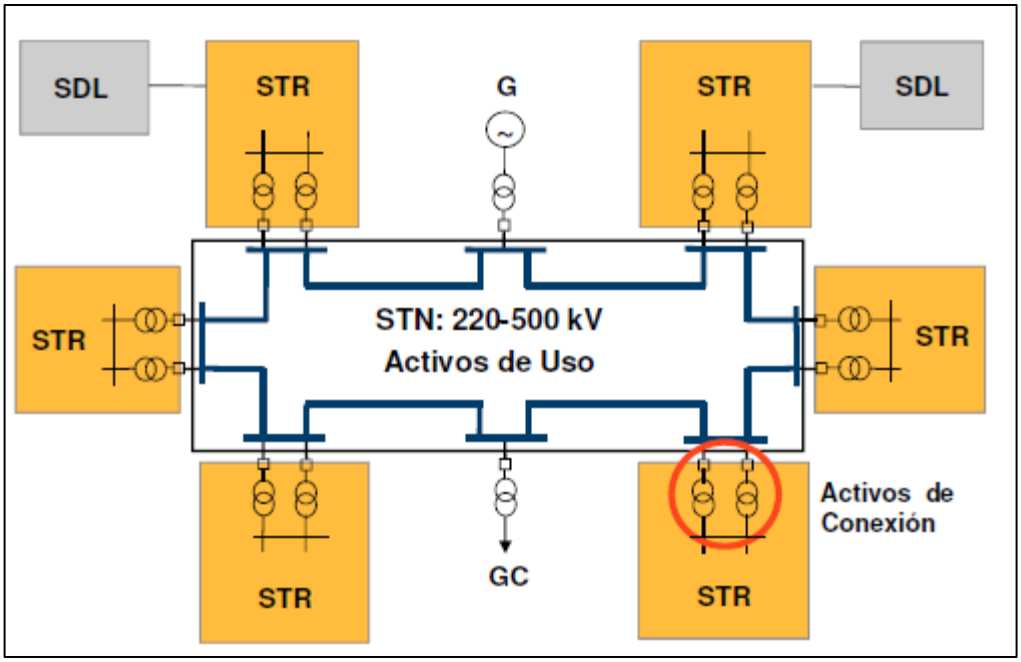
Distribuidores, son las empresas que se dedican al negocio de transportar la energía eléctrica desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional la entrega hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final. El transporte también se hace por medio de líneas de transmisión de alta (Sistema de Transmisión Regional – STR) y/o de media tensión (Sistema de Distribución Local – SDL); con el fin de llevar la energía a sectores en una misma región y distribuirla en pequeñas cantidades para el consumo de cada usuario.

Comercializadores, son las empresas que realizan la actividad de compra en grandes cantidades de energía para venderla a los usuarios o a otras empresas del sector.

A continuación se presenta imagen en donde se discrimina los sistemas presentes en el mercado eléctrico colombiano.

[4] FRANCO Pablo. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

Figura 4. Tipos de Sistemas Eléctricos en Colombia.



Fuente: FRANCO Pablo. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

Otros entes involucrados en el mercado son los siguientes[5]:

El Centro Nacional de Despacho – CND, encargado de operar el mercado. Planea, supervisa y controla la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexión para garantizar una operación segura, confiable y económica.

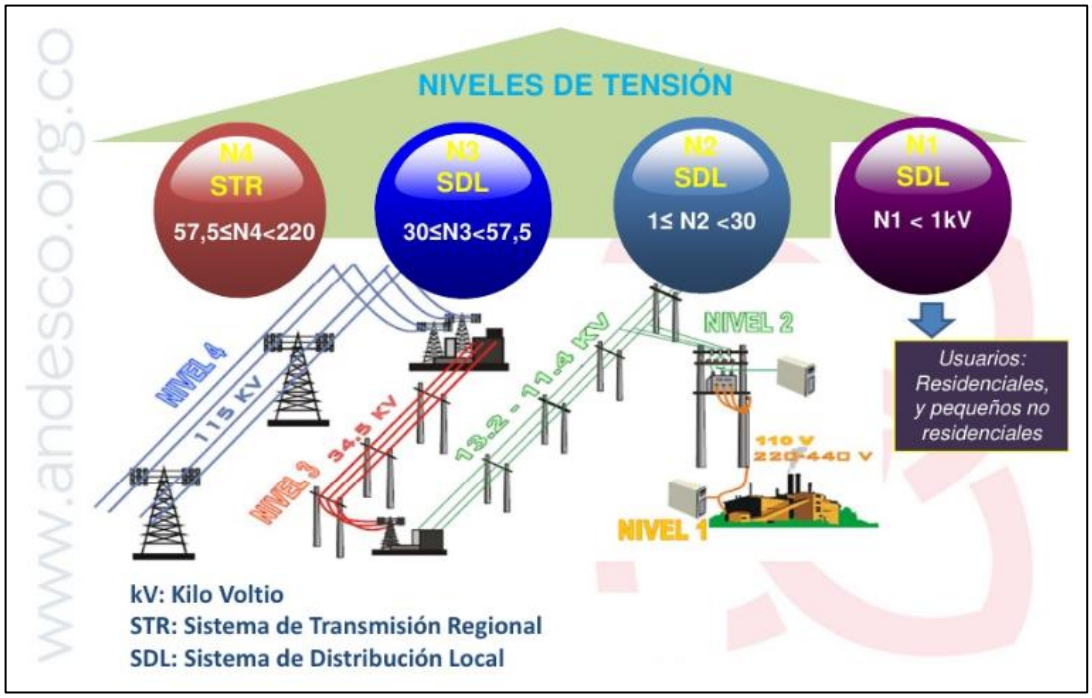
El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

[5] FRANCO Pablo, Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

El Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional – LAC, encargado de facturar, cobrar y distribuir los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

A continuación se presenta una gráfica donde se diferencia los diferentes niveles de tensión de energía en los cuales se ejecuta el negocio de la Distribución en Colombia.

Figura 5. Clasificación de los Niveles de Distribución de energía.



Fuente: ANDESCO, Presentación del sistema eléctrico, Abril de 2012.

2.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE CENS:

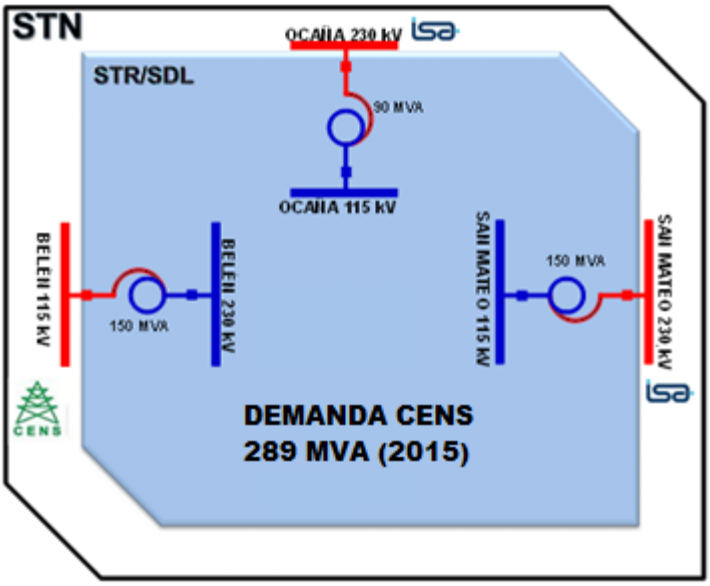
El sistema eléctrico de CENS cuenta con tres fronteras de interconexión al Sistema de Transmisión Nacional – STN, en las subestaciones Ocaña, San Mateo

y Cúcuta (Belén), por medio de las cuales se inyecta un alto componente de potencia requerida por la demanda del Operador de Red.

Además, CENS posee intercambios de potencia atreves de las fronteras comerciales en Toledo y Samoré con el STN y con el OR ESSA, en San Alberto 34.5 kV.

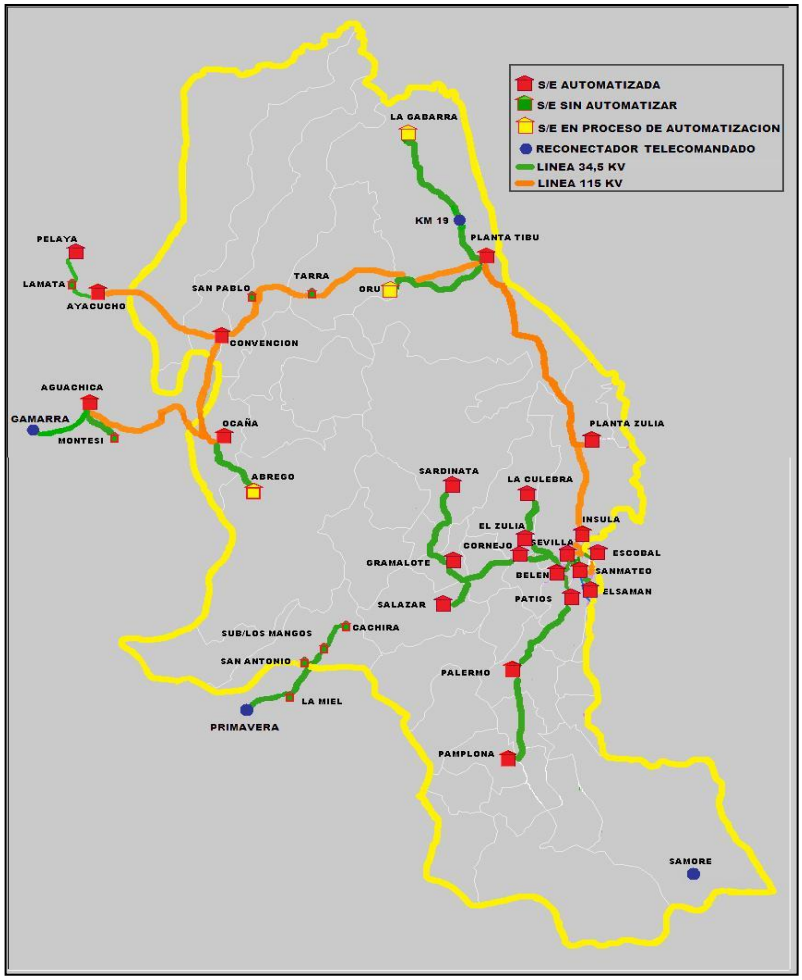
En la siguiente figura se puede observar la capacidad instalada de transformación 230/115 kV desde las redes del STN, que a la fecha es de 390 MVA y que atiende una demanda aproximada de 289 MVA en el año 2015.

Figura 6. Alimentación de CENS desde las redes del STN



Actualmente CENS tiene 34 subestaciones en su sistema eléctrico, que atienden la demanda total del mismo. Para la interconexión de sus subestaciones posee un Sistema de Transmisión Regional, que se compone por 10 subestaciones y de aproximadamente 255 km de Líneas de Transmisión de nivel de tensión 4.

Figura 7. Distribución del Sistema de Transmisión regional – STR de CENS

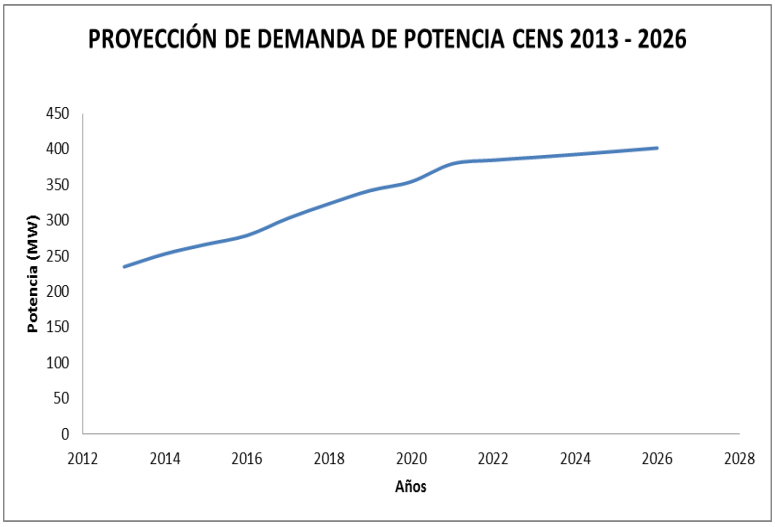


Fuente: CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, Unidad de Proyectos, 2015.

La región donde CENS tiene presencia, tendrá un crecimiento de demanda importante en los próximos cinco años, motivado principalmente, por las cargas industriales que han solicitado conexión en las subestaciones de influencia de la región, igualmente, es necesario la repotenciación de infraestructura, la normalización de subestaciones y la definición de nuevas obras para confiabilidad de la demanda propia del departamento de Norte de Santander y el sur de Cesar.

Se espera que la demanda de CENS presente el siguiente comportamiento:

Gráfico 1. Proyección de demanda de CENS hasta 2026



Fuente: CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, Unidad de Proyectos, 2015.

Con el fin de atender el crecimiento de la demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad y de dar cumplimiento a la regulación vigente, se realizó estudio de análisis del sistema eléctrico del Nordeste colombiano en condición de operación normal y ante fallas N-1 en todos los elementos del STR y de conexión al STN que opera CENS, garantizando que la demanda actual y futura pueda ser atendida ante la salida de uno de éstos y la operación del STN no se vea afectada.

Como resultado se obtuvo que se deben implementar una serie de obras de infraestructura necesarias para garantizar lo atención de la demanda de los próximos 10 años; este estudio es el Plan de Expansión del OR, el cual fue presentado y aprobado por la UPME.

2.3. ESTUDIO LEGAL DE UN PROYECTO DE CONEXIÓN.

CENS S.A. ESP es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad Colombiana, constituida como sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil.

El domicilio principal de la sociedad es la ciudad de San José de Cúcuta Departamento de Norte de Santander, República de Colombia, no obstante con arreglo a la Ley la sociedad podrá establecer sucursales o agencias, prestar o ejercer su objeto social en cualquier lugar del país o del exterior.

La sociedad tendrá por objeto social la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; prestar los servicios de calibración ensayos e inspección de medidores, transformadores, instrumentación eléctrica y demás elementos asociados al desarrollo de las actividades de la sociedad; todos los servicios de telecomunicaciones, así como la comercialización y prestación de servicios o actividades de telecomunicaciones y actividades complementarias, de acuerdo con el marco legal y regulatorio.

Igualmente para lograr la realización de los fines que persigue la sociedad o que se relacionen con su existencia o funcionamiento, la empresa podrá celebrar y ejecutar cualesquiera actos y contratos, entre otros: prestar servicios de asesoría; consultoría; interventoría; intermediación; importar, exportar, comercializar y vender toda clase de bienes o servicios; recaudo; facturación; toma de lecturas; reparto de facturas; construir infraestructura; prestar toda clase de servicios técnicos, de administración, operación o mantenimiento de cualquier bien, contratos de leasing o cualquier otro contrato de carácter financiero que se requiera, contratos de riesgo compartido, y demás que resulten necesarios y

convenientes para el ejercicio de su objeto social. Lo anterior de conformidad con las leyes vigentes.

La empresa como la conocemos hoy, fue constituida el 16 de Octubre de 1952 mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá y quedó configurada como filial del Grupo Empresarial EPM a partir del 19 de Marzo de 2009.

CENS es una empresa de servicios públicos dedicada a la Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, comprometida con la satisfacción de las necesidades de sus clientes y demás grupos de interés, mediante la mejora continua de los procesos del Sistema de Gestión y el cumplimiento de la normativa vigente.

La estructura administrativa de CENS está compuesta por:

Gerencia General
Dos (2) Subgerencias
Cinco (5) Áreas
Dos (2) Unidades

Así mismo Junta Directiva está conformada por tres (3) miembros principales y dos (2) miembros suplentes numéricos, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para un período de un año. En sesión 112 del 5 de marzo de 2015, el máximo órgano social eligió la Junta Directiva de CENS para el periodo 2015-2016, quedando conformada por la Vicepresidente Transmisión y Distribución Energía de EPM, la Vicepresidente Comercial de EPM y el Gobernador de Norte de Santander.

Como complemento a las resoluciones mencionadas en el presente capitulo, a continuación, se presenta el detalle de la normatividad aplicable al desarrollo de proyectos de prestación del servicio de energía eléctrica, con el fin que se pueda determinar si el proyecto es viable legalmente y si existen normas que lo promuevan, faciliten, impidan.

- **Resolución CREG 025 de 1995**, Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. En esta resolución se establecen los códigos de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión nacional, el código de conexión, el código de medida y el código de operación.

- **Resolución CREG 003 de 1994**, Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

  Esta resolución, en su artículo 18° establece que: "*A solicitud de un generador, un gran consumidor, otro transportador regional o un distribuidor local, los transportadores regionales y distribuidores locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión al sistema de transmisión regional o distribución local, o para modificar una conexión existente…*".[6]

- **Resolución CREG 099 de 1997**, Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

  Establece en su artículo 6 que "*Cuando un generador, un transportador o un usuario no regulado desee conectarse, o modificar la conexión existente, a un Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y el generador,*

[6] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 003 de 1994. (2 de noviembre). Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Artículo 18. Contratos de conexión.[en linea] [citado 18 de septiembre de 2016] disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1994-CRG94003

transportador o usuario no sea el propietario de los activos de conexión al Sistema de Transmisión Regional y/o de Distribución Local, pagará cargos de conexión al propietario de los mismos. Estos cargos deberán ser acordados por las partes".[7]

- **Resolución CREG 070 de 1998**, Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

  Esta resolución establece los procedimientos que deberán seguir el Usuario y la empresa de energía para la aprobación de conexiones nuevas o modificaciones de las existentes. Obligaciones y compromisos que deben cumplir las partes.

- **Resolución CREG 097 de 2008**, Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

  Esta resolución, define conceptos necesarios para la clasificación del proyecto.

  Activos de Conexión a un STR o a un SDL. Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local de otro OR. *También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3, 2 o 1*. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

[7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 099 de 1997 (17 de junio) Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. Artículo 6º. Cargos de conexión a los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.[en línea] [citado 20 de septiembre de 2016] Disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1997-CRG99-97

Conexión y Acceso a Redes. Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

Todos los usuarios tienen la condición de libre acceso a la red de transmisión (condición para garantizar la competencia en el mercado). Esta resolución también define este concepto.

Estos activos no impactan la tarifa de los usuarios regulados, debido a que se construyen para ser usados por clientes específicos. Son activos de uso exclusivo, y se establecen por medio de contratos de conexión

- **Ley 1712 DE 2014**, Regular el derecho de acceso a la información pública, los procedimientos para el ejercicio y garantía del derecho y las excepciones a la publicidad de información.[8]
  Considerando esta ley, se deben solicitudes de los entes de vigilancia y control.

- **RETIE 2013**, Resolución 90708 del 30 agosto de 2013. Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE.[9]
  Toda instalación eléctrica nueva y remodelada, debe cumplir con los requisitos establecidos en el reglamente técnico de instalaciones eléctricas, con el fin de garantizar una buena calidad en la prestación del servicio y los bienes. Es

[8] CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1712 dE 2014. (Marzo 6). Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones**.** .[en línea] [citado 15 de septiembre de 2016] Disponible en: http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=56882

[9] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 90708 del 2013 (30 Agosto). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas–RETIE.[en línea] [citado 15 de septiembre de 2016] Disponible en: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/22726-Resolucion_9_0708_de_agosto_30_de_2013_expedicion_RETIE_2013.pdf

necesario que el proyecto cumpla con los requisitos establecidos en dicho reglamento y debe certificar conforme a lo establecido en el mismo.

- **Decreto 2041 de 2014**, Por el cual se reglamenta el título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. El decreto define que el Proyecto en estudio requiere un licenciamiento ambiental y que para ello se debe realizar el Estudio de Impacto Ambiental- EIA según indicaciones de la Autoridad Ambiental, de acuerdo a los lineamientos del ANLA para proyectos lineales, la metodología general para la presentación de estudios ambientales del MinAmbiente y el Decreto 2041 de 2014 – sobre licenciamiento ambiental.

  Con estas acciones se pretende prevenir que durante el desarrollo de las obras del proyecto se produzcan deterioros o daños en las zonas o ecosistemas intervenidos, en sus componentes biótico, abiótico y social, lo que a su vez evitaría posibles sobrecostos ambientales, sociales y económicos que actúen en detrimento del interés público y privado.

- **Código Civil Colombiano Título XI: De las servidumbres**, Servidumbre predial o simple servidumbre, es un gravamen impuesto sobre un predio, en utilidad de otro predio de distinto dueño.
  Se deben considerar los trámites necesarios para la adquisición de servidumbres de uso.
  De acuerdo a lo establecido en el RETIE las Líneas de transmisión de energía eléctrica deben constituir servidumbre de paso, lo que implica que el proyecto debe considerar costos asociados a la negociación, adquisición y constitución de servidumbres.

2.3.1. Conclusiones del Estudio Legal. Analizado el entorno del proyecto y las normas, leyes y reglamentos que aplican es posible determinar que no existen impedimentos de tipo legal para la ejecución del mismo, pues conociendo las

exigencias legales se pueden estimar los recursos necesarios para dar cumplimiento a las mismas y mantener los tiempos y costos para el proyecto.

Las restricciones legales identificadas permiten estimar la cuantía de costos y beneficios del proyecto, en la estructura de costos del mismo, por esto se recomiendo realizar una investigación del mercado que permita identificar los potenciales clientes que puedan requerir la conexión al Sistema de Transmisión Regional STR, bajo la modalidad de contrato de conexión.

Actualmente no existe ningún incentivo legal que promueva la ejecución de este tipo de proyectos, el único incentivo es la retribución económica que genera el contrato suscrito con los posibles interesados y el crecimiento en los activos de CENS.

Los costos y beneficios del proyecto se contemplarán considerando el marco regulatorio para su ejecución, a su vez estos costos deben ser trasladados al valor del contrato suscrito con el cliente, pues de lo contrato la viabilidad financiera del proyecto será afectada.

3. INVESTIGACIÓN DEL MERCADO LOCAL.

Se realiza un análisis del mercado en el cual la empresa CENS realiza la prestación de servicio, el cual comprende los 40 municipios del Norte de Santander, 6 municipios del Sur Cesar y 1 del Sur de Bolívar. Este análisis comprenderá la revisión y estandarización de las consideraciones y criterios para las suscripciones de contratos de conexión según la regulación, con el fin de lograr la identificación de los potenciales interesados en requerir la conexión al Sistema de Transmisión Regional STR, bajo la modalidad de contrato de conexión.

3.1. CONDICIONES PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE CONEXIÓN CON EL OR CENS.

La regulación colombiana como condición para garantizar la competencia del mercado y el acceso universal al servicio, establece que todos los agentes del sector, tienen libre acceso al sistema eléctrico siempre cuando se cumplan las normas que rijan el tipo de conexión.

A continuación se presentaran una serie de consideraciones que se deben cumplir al momento de establecer relaciones entre un interesado y el OR a través de un contrato de conexión.

El artículo 30 de la Ley 143 de 1994 dispone que "*Las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan".*

Por lo tanto, todos los Operadores de Red se encuentran en la obligación de brindar un punto de conexión a los interesados en obtener la prestación del servicio el cual debe garantizar las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

La regulación colombiana también establece que tipos de agentes pueden firmar contratos de conexión y en qué casos. La Resolución 003 del 2 de noviembre de 1994, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, “Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local", en su artículo 18° establece que: "*A solicitud de un generador, un gran consumidor, otro transportador regional o un distribuidor local, los transportadores regionales y distribuidores locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión al sistema de transmisión regional o distribución local, o para modificar una conexión existente…*”.

La Resolución 025 de 1995, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, "Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional” establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento, y supervisión que todo usuario, Gran Cliente, Distribuidor Local, Transportadores o Generador, conectado directa o indirectamente al Sistema de Transmisión Nacional debe cumplir por o para su conexión.

Adicionalmente, esta resolución establece el código de conexión, en donde se detallan las obligaciones del Transportador y de los usuarios, los procedimientos de la conexión y la propiedad de los activos.

La Resolución 099 de 1997, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el

establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local" establece en su artículo 6 que "*Cuando un generador, un transportador o un usuario no regulado desee conectarse, o modificar la conexión existente, a un Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y el generador, transportador o usuario no sea el propietario de los activos de conexión al Sistema de Transmisión Regional y/o de Distribución Local, pagará cargos de conexión al propietario de los mismos. Estos cargos deberán ser acordados por las partes*".

La Resolución 070 de 1998 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, "Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional", establece las condiciones de conexión a los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. El numeral 4.4.4. Establece que: Las obras de infraestructuras requeridas por el usuario deberán ser bajo su responsabilidad. No obstante, previo al acuerdo entre el usuario y el OR, éste último podrá ejecutar las obras de conexión. En este caso se establecerán los cargos a que hubiere lugar.

Adicionalmente, en el numeral 4.4.5. Se establece que: Cuando el OR asuma la ejecución de las obras de conexión de un usuario, o cuando se requieran Redes de Uso General para la conexión de un Usuario, antes de la iniciación de las obras, deberá suscribir un contrato de conexión con el usuario, el cual se regirá en lo que aplique por lo dispuesto en la resolución CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o sustituyan.

Que la Resolución CREG 097 de 2008 define los activos de uso y de conexión y establece que para los cargos de uso: "no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo STR o SDL, ni las pérdidas de energía que se presentan en los activos de conexión".

3.2. CRITERIOS PARA LA SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE CONEXIÓN CON EL OR CENS.

De acuerdo a lo estudiado en los capítulos anteriores, se pretende presentar un resumen de los criterios que se deben cumplir para la firma e implementación de un contrato de conexión.

1. El interesado en la conexión debe solicitar el punto de acceso a la red del OR, mediante comunicación en donde como mínimo debe suministrar información de la ubicación, nombre, año de entrada en operación y potencia a consumir o a instalar en el proyecto.

2. Por parte del OR se debe entregar la información técnica del sistema del área de influencia directa del proyecto, en donde se discriminen las características técnicas de los activos presente, proyecciones de cargas identificadas, proyectos a implementar en la zona directo e indirecta de la solicitud y las posibles generaciones a instalar en dicho sector.

   Dicho informe deberá contener como mínimo la siguiente información:

   a. Diagrama unifilar de la zona directa o de todo el sistema eléctrico del OR.
   b. Detalle técnico de los activos presentes: Líneas de Transmisión, Redes de distribución, transformadores de potencia, compensaciones, etc.
   c. Condiciones operativas del sistema eléctrico del OR.
   d. Información y características de la generación existente en el sistema eléctrico del OR.
   e. Detalle de los proyectos futuros a implementar en el sistema eléctrico del OR, con su respectiva fechas de puesta en servicio.
   f. Las proyecciones de demanda que se tienen previstas ingresen al sistema eléctrico del OR.

g. Demás información técnica y financiera que solicite el inversionista para realizar análisis del proyecto

Esta información tiene como propósito que el interesado tenga todas las herramientas y consideraciones para desarrollar un estudio de conexión, el cual debe contener simulaciones del sistema e identificar el impacto del nuevo proyecto.

3. Con la información suministrada por el OR y las características del proyecto, el interesado debe desarrollar un estudio de conexión, que como mínimo debe contener la siguiente información:
   a. Recopilación, análisis y revisión de la información requerida para el estudio definiendo los escenarios de demanda y las alternativas a considerar.
   b. Análisis Eléctricos, donde se incluye: modelación del sistema, análisis de Estado Estacionario, pérdidas, análisis de Cortocircuito y análisis de Estabilidad Dinámica.
   c. Análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos, utilizando el criterio N-1.
   d. Evaluación económica del proyecto donde se incluyen los costos de inversión, que apliquen al proyecto de acuerdo a la normatividad vigente (resolución CREG 097 de 2008), la valoración de pérdidas, los costos de Administración, operación y mantenimiento y la realización del flujo de caja estimado para las inversiones requeridas.
   e. Elaboración del informe final donde se consignan metodologías, procesos, resultados y conclusiones relacionados con la operación estacionaria y transitoria para la conexión del proyecto.

   El propósito de este documento es tener un informe en donde se analicen todos los impactos que traería la implementación de un proyecto de esas

características y se evalúen diferentes alternativas de implementación, con el fin de seleccionar la de mejor comportamiento.

4. Una vez se entregue el estudio ante el OR, este realiza las sensibilidades técnico – financieras, para seleccionar la mejor opción de implementación del proyecto propuesto.

5. Seleccionada mejor opción, se procede a realizar la aprobación por parte del OR y a suscribir el contrato de conexión. De manera informativa este contrato debe ser reportado a la UPME.

3.3. POTENCIALES CLIENTES A SOLICITAR CONEXIÓN AL STR DE CENS.

Tal y como lo manifiesta la regulación colombiana existen varios agentes que puede solicitar e implementar un contrato de conexión con una empresa prestadora de servicios de energía eléctrica OR, como lo son: los usuarios No Regulados, las empresas generadoras de energía y Otros Operadores de Red.

Actualmente en el área de influencia del OR CENS existen varios agentes potenciales de solicitar el acceso de conexión al STR por medio de activos de conexión, lo que llevaría a la firma de contratos de conexión.

De acuerdo a información secundaria, a continuación se presenta un análisis de los potenciales clientes a solicitar conexión al STR de CENS clasificados por tipo de negocio:

3.3.1. Usuarios No Regulados. CENS posee una gran cantidad de usuarios que cumplen con las características de clasificación de usuarios No Regulados (con consumos de demanda de energía superior a 0,1 Mega vatios (0,1MW) o

55 MWh/mes), lo que hace que el potencial de dichas solicitudes sea considerable.

Sin embargo la conexión al STR de CENS, o sea la conexión a activos de nivel de tensión IV 115 kV se reduce teniendo en cuenta que a la mayoría de estos se pueden atender en niveles de tensión menores los cuales pertenecen al SDL de CENS. Por lo tanto y como condición técnica y financiera se considera que para conectar usuarios al STR, estos deben contar con una carga instalada mayor o igual a 20 MW, lo cual haría necesaria su conexión en niveles de tensión en 115 kV.

Teniendo en cuenta las condiciones establecidas en las regulaciones, las estipuladas en lo largo del presente trabajo y la información secundaría del OR, se establece que el mayor cliente potencial de solicitar este tipo de contrato es la empresa ECOPETROL, quien en los últimos años ha manifestado su interés en aumentar su demanda en la zona de Tibú y Ayacucho por encima de los 20 MW.

3.3.2. Generadores de Energía. De acuerdo a estudio realizado como trabajo de grado de la especialización en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica por parte de un grupo de ingenieros de CENS, se desarrolló un estudio denominado "Evaluación del impacto en el STR de CENS implementando generación distribuida usando Energías Renovables No Convencionales (ERNC)"[10], el cual permitió evidenciar entre otras cosas el potencial energético con el que cuenta la región en donde CENS tiene presencia.

Partiendo de un dimensionamiento realizado con diferentes generaciones de energía como la solar, eólica, PCH y biomasa, y sus posibles puntos de ubicación, se identificó que existe disponibilidad de recursos energéticos para instalar

[10] Angarita, Cobos, Meza y Vera, Evaluación del impacto en el STR de CENS implementando generación distribuida usando Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Febrero de 2016.

aproximadamente 166 MW de potencia, de los cuales 80 MW se identifican deben ser conectados en Subestaciones de nivel 115 kV

Adicionalmente, a la oficina de planeación de CENS han llegado solicitudes de conexión para posibles implementaciones de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Por lo tanto, esto hace que exista un potencial energético para posibles inversionistas que requieran conexiones al STR de CENS y por lo tanto se requiera de contratos de conexión para la implementación de los proyectos.

3.3.3. Otros Operadores de Red. Actualmente el OR CENS, tiene límites geográficos con los OR ESSA y ELECTRICARIBE, lo cual indica y los convierte en potenciales agentes en solicitar contratos de conexión de conexión.

Estos contratos de conexión buscarían enlazar los sistemas eléctricos de los Operadores de Red vecinos, eliminando radialidades, aumentando confiabilidad, disminuyendo pérdidas técnicas y buscando implementar sistemas más robustos y fuertes que permitan mejorar condiciones en los usuarios.

Dentro del plan de expansión del OR ESSA, existen una obra de construcción de una Línea de Transmisión 115 kV entre las subestaciones San Alberto (propiedad de ESSA) y Ocaña (propiedad de CENS), por la cual ya CENS emitió concepto favorable de conexión al STR siempre cuando se cumplan con las condiciones establecidas en las resoluciones.

Todos los potenciales agentes identificados en el presente ítem, deben cumplir como mínimo con las condiciones y criterios para la implementación de un contrato de conexión con el OR CENS, mencionadas anteriormente.

4. ESTUDIO TECNICO DE UN CONTRATO DE CONEXIÓN

Una vez identificados los posibles agentes interesados en solicitar servicio de energía eléctrica con conexión al Sistema de Transmisión Regional de CENS, lo cual llevaría a la consolidación de un contrato de conexión, cumpliendo con las consideraciones y criterios establecidos en los capítulos anteriores, se pretende analizar un proyecto el cual permita realizar un estudio técnico y financiero de un contrato de conexión tipo con características particulares.

Un usuario No regulado, ubicado en el municipio de Tibú ha solicitado al OR que realice las obras de infraestructuras necesarias para la atención de la demanda de energía eléctrica de 40 MVA, para lo cual deberá firmarse un contrato de conexión entre las partes. El cliente quien solicita la infraestructura eléctrica, es atendido por un comercializador de energía diferente al OR.

De acuerdo a lo anterior, se pretende realizar un análisis técnico y financiero del posible contrato de conexión.

4.1. SOLICITUD RECIBIDA POR EL CLIENTE

El cliente solicita el servicio de conexión para el campo de producción Tibú al sistema de transmisión regional (STR) de CENS a 115 kV en la subestación Tibú, que incluye la instalación de activos de conexión, su reposición, administración, operación y mantenimiento, para la prestación del servicio de energía eléctrica de una carga de 40 MVA.

Dentro de la solicitud recibida, el cliente incluye que el estudio de conexión sea desarrollado por el OR, además de las siguientes características.

Alcance:	Se requiere que el Operador de Red realice los diseños, las adquisiciones de equipos y materiales, las obras civiles y eléctricas necesarias, los estudios y compensaciones ambientales y la legalización de predios y servidumbres; exigidos para la correcta operación de los activos solicitados.
Tiempo de construcción de las obras:	No debe superar veintisiete (27) meses, durante este tiempo se debe disponer de unos Activos provisionales para la prestación del servicio durante la etapa constructiva.
Duración del contrato de conexión:	Quince (15) años, tiempo en el cual el Operador de Red es el responsable por la Administración, Operación y Mantenimiento de los Activos de Conexión.

Para la conexión de la carga requerida y como activos de conexión, el cliente requiere que se realicen las siguientes obras de infraestructura y se dispongan los activos necesarios para el correcto funcionamiento:

- **Ampliación Subestación CENS**

La Subestación Tibú de propiedad de CENS S.A. E.S.P. como fuente principal de energía de la región se someterá a una adecuación a criterio del Operador de Red de tal forma que garantice la capacidad demandada por los clientes presentes en la zona. Como requerimiento del cliente principal, se instalará un transformador de 30/40 MVA, un (1) módulo de salida de 34.5 kV tipo interior y la conexión en cable EPR entre el Switchgear de 34.5 kV (Celda de salida Subestación Tibú).

- **Línea de transmisión de 115 kV.**

Línea de transmisión de 115 kV, en circuito sencillo, entre la Subestación Tibú de CENS y la futura Subestación solicitada por el cliente (Subestación 1) ubicada a una longitud aproximada de 6.9 km. La construcción debe comprende la disposición con estructuras metálicas en celosía, fundaciones en concreto reforzado tipo zapata dependiendo del suelo, con aislamiento en porcelana, doble cable de guarda OPGW y Acero galvanizado 3/8" conductor de fase en ACSR 477 HAWK para 115 kV.

- **Nueva Subestación (Subestación 1) 115/34.5 kV.**

Subestación tipo convencional en configuración barra sencilla, conformada por una bahía de línea 115 kV, una bahía de transformación 115 kV, un transformador de potencia 115/34.5 kV – 30/40 MVA, un rack de celdas a 34.5 kV tipo interior en configuración barra sencilla, sistema de servicios auxiliares, sistema de automatización y edificio de control. El módulo común de la subestación contará con espacio para dos (2) bahías de reserva en 115 kV.

Según las condiciones y consideraciones establecidas en el numeral 2.4. del presente documento, la solicitud del cliente se considera viable para que un OR suscriba un eventual contrato de conexión de energía.

4.2. ESTUDIO DE CONEXIÓN.

El estudio de conexión fue realizado por el Centro de Excelencia técnica de CENS debido a que el cliente en su solicitud manifestó la necesidad de que el OR realizara el análisis de conexión, este estudio es el insumo para realizar el análisis técnico.

La región donde CENS tiene presencia, tendrá un crecimiento de demanda importante en los próximos cinco años, motivado principalmente, por las cargas industriales que han solicitado conexión en las subestaciones de influencia de la región, igualmente, es necesario la repotenciación de infraestructura, la normalización de subestaciones y la definición de nuevas obras para confiabilidad de la demanda propia del departamento de Norte de Santander y el sur de Cesar.

4.3. ANÁLISIS TÉCNICO.

4.3.1. Localización. CENS realiza la prestación de servicio, en 40 municipios del Norte de Santander, 6 municipios del Sur Cesar y 1 del Sur de Bolívar, estos municipios enmarcan la posible ubicación de un cliente de un contrato de conexión.

El proyecto se ubica en el municipio de Tibú, Norte de Santander. Las obras de la Subestación 1 estarán ubicadas a 7 Km al norte de la Subestación Tibú, el tramo entre las 2 subestaciones en el cual se construirá la línea y la Subestación Tibú 115/34,5 kV propiedad de CENS, ubicada en la Vereda Refinería, municipio de Tibú, en el departamento de Norte Santander.

Esta ubicación se estableció a solicitud del cliente, pero para viabilizar se realizaron los siguientes análisis ambientales:

Para realizar este análisis se tomó como base la cartografía existente en el Esquema de ordenamiento Territorial –EOT- del municipio, y cartografía temática a nivel nacional, aplicando una superposición básica de capas temáticas a través de Sistemas de Información Geográficos.

Para la ampliación de la Subestación Tibú, el área donde está actualmente la Subestación no cuenta con ninguna de las capas de interés ambiental utilizadas en el análisis, como bosques protectores, parques naturales, áreas de protección o áreas de riesgos naturales. Por el contrario se observa que la Subestación se encuentra dentro de los campos petroleros del municipio, por lo que las restricciones del suelo en este punto son bajos**,** por lo que se considera que se puede ejecutar la ampliación elaborando un Plan de Manejo Ambiental –PMA-, el cual contemple todas las medidas para mitigar los impactos ambientales durante la construcción y tenga mecanismos que eviten el trámite de permisos adicionales como de vertimientos o captación de aguas.

Para la Subestación 1, el área donde se desarrollará el proyecto se encuentra dentro de una zona asociada a Riesgos naturales, específicamente a zonas de colinas con alta erosión la cual definen como "Presencia de procesos erosivos tales como escurrimiento difuso provoca erosión moderada, principalmente en lugares que han sido desprovisto de vegetación. Se encuentran caracterizadas por terracetas y algunos deslizamientos", esto no representa una restricción ambiental, sin embargo se debe tener en cuenta la calidad de los suelos dentro del proceso constructivo y la obras de mitigación que se realicen. No se identificaron capas de interés ambiental cerca de la Subestación y la Subestación se encuentra dentro de los campos petroleros del municipio, por lo que las restricciones del suelo en este punto son bajas – nulas. De acuerdo a lo anterior para el proyecto se debe elaborar un Estudio de Impacto Ambiental, con el fin de solicitar la Licencia ambiental que permita autorizar las obras de construcción.

Para la línea de transmisión que comunica estas 2 subestaciones, el trazado de la línea colinda con zonas de alta vegetación, conformada por Bosques, y cultivos de palma africana lo que se consideran capas de interés ambiental razón por la cual se debe realizar Estudio de Impacto Ambiental, con el fin de solicitar la **Licencia**

ambiental que permita autorizar las obras de construcción, es muy importante tener en cuenta los predios a adquirir para la construcción de esta línea.

Dicho Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental, deberán ser presentados a la Corporación Regional Ambiental – CAR, que para este caso es CORPONOR y entregados al contratista de la obra civil, quien se encargará de hacer cumplir las medidas allí consignadas.

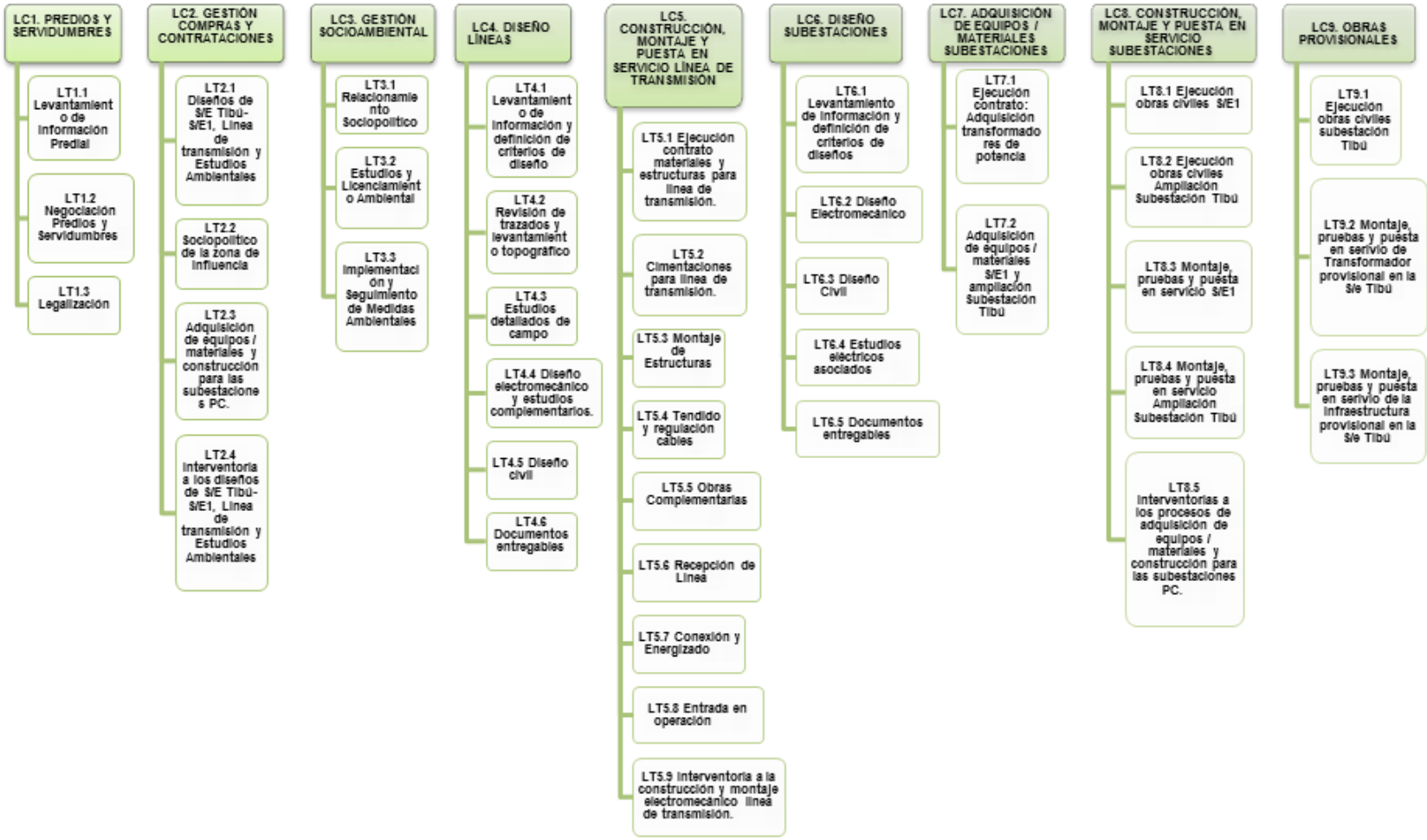
La zona de desarrollo del proyecto es frontera con Venezuela, tiene alta presencia de grupos armados legales e ilegales y comunidades campesinas con alto nivel de organización, por ejemplo palmicultores, todos estos factores inciden directamente en la ejecución del proyecto, razón por la cual se debe contar con los recursos necesarios para realizar un análisis del entorno e implementar estrategias que habiliten la ejecución de las obras.

4.3.2. Plazos. De acuerdo a la solicitud realizada por el cliente el tiempo de construcción de las obras no debe superar veintisiete (27) meses, durante este tiempo se debe disponer de unos Activos provisionales para la prestación del servicio durante la etapa constructiva y duración del contrato de conexión quince (15) años, tiempo en el cual el Operador de Red es el responsable por la Administración, Operación y Mantenimiento de los Activos de Conexión.

4.3.3. Estructura de desglose de trabajo. Con el fin de facilitar la comprensión del alcance de un proyecto para realizar un contrato de conexión para la prestación del servicio de energía eléctrica a un gran cliente conectado al sistema de transmisión regional STR de CENS SA ESP, a continuación se subdividen las principales actividades del proyectos y sus paquetes de trabajo en componentes más pequeños y fáciles de gestionar y realizar de gestionar.

La EDT se estructuró considerando los diferentes componentes para la ejecución del proyecto y considerando las diferentes obras que se deben ejecutar para cumplir con el desarrollo del proyecto.

Figura 8. Estructura de desglose de trabajo.



4.3.4. Diccionario de la EDT

a) LC1 PREDIOS Y SERVIDUMBRES:

Comprende el relacionamiento directo con los propietarios y a su vez la negociación, legalización y adquisición del predio para la nueva “Subestación 1” asociada al proyecto, así como el establecimiento de las franjas de servidumbre para la línea de transmisión 115 kV Tibú – Subestación 1. Incluye:

- LT1.1 Levantamiento de información Predial, actividad que consiste en realizar el levantamiento de información mediante exploración de la zona en la cuales se ubicarán las eventuales obras, valor estimado $ 33,000,000.

- LT1.2 Negociación Predios y Servidumbres, una vez se cuente con la información predial se realizará la valoración de los predios a adquirir, y posteriormente se efectuará el proceso de negociación con el objetivo de realizar la compra de los predios identificados como necesarios para la construcción de las obras, valor estimado de la actividad $ 840,000,000.

- LT1.3 Legalización , realizada la compra del predios o la constitución de servidumbre, cualquiera sea el caso deben realizarse los trámites necesarios para registrar el bien o servidumbre ante la oficina de instrumentos públicos y efectuar el pago de la boleta fiscal, valor estimado de la legalización $ 17,000,000.

b) LC2 GESTIÓN COMPRAS Y CONTRATACIONES: Comprende la gestión documental y presupuestal de los procesos de contratación, recepción, estudio, aceptación de ofertas y formalización de contratos para la adquisición de materiales, estudios ambientales, interventoría de los contratos, diseños,

construcción de obras, montaje, pruebas y puesta en servicio de subestaciones y línea de transmisión. Incluye:

- LT2.1 Diseños de S/E Tibú- S/E 1, Línea de transmisión y Estudios Ambientales , comprende todas las actividades necesarias para realizar la contratación, incluye estudio de mercado, elaboración de licitación, validación de especificaciones técnicas, evaluación de ofertas, adjudicación y celebración de contratos para la construcción de las subestaciones y la línea, valor estimado de estas actividades $ 11,050,000.

- LT2.2 Sociopolítico de la zona de influencia, comprende todas las actividades necesarias para realizar la contratación, incluye estudio de mercado, elaboración de licitación, validación de especificaciones técnicas, evaluación de ofertas, adjudicación y celebración de contratos que permitan realizar el análisis sociopolítico de la zona, el valor estimado de estas actividades asciende a $ 3,400,000

- LT2.3 Adquisición de equipos / materiales y construcción para las subestaciones PC, comprende todas las actividades necesarias para realizar la contratación, incluye estudio de mercado, elaboración de licitación, validación de especificaciones técnicas, evaluación de ofertas, adjudicación y celebración de contratos para la compra de todos los equipos y materiales, incluye ítems como celdas, interruptores, estructuras, cables, aisladores, seccionadores, transformador de potencia, relés, DPS, TCS, amortiguadores y TPS entre otros, el valor estimado de estas actividades asciende a $ 13,416,856.

- LT2.4 Interventoría a los diseños de S/E Tibú-S/E 1, Línea de transmisión y Estudios Ambientales, comprende todas las actividades necesarias para realizar la contratación, incluye estudio de mercado, elaboración de licitación, validación de especificaciones técnicas, evaluación de ofertas, adjudicación y

celebración de contratos para realizar la supervisión e interventoría de los diseños y construcción de la línea y las subestaciones, estas actividades tienen un costo estimado de $ 2,210,000

c) LC3 GESTIÓN SOCIOAMBIENTAL: Comprende las acciones para el cumplimiento de la política ambiental del grupo empresarial EPM para el proyecto, la elaboración de los estudios ambientales y sociales para identificar los impactos, con la respectiva formulación de la medidas de manejo de los medios físico, biótico y social. A partir de los estudios que se realizarán, se tramitará la licencia ambiental del proyecto ante la autoridad ambiental competente. En la etapa constructiva y de montaje se implementarán las medidas ambientales previstas y se informará del cumplimiento a la autoridad ambiental competente. Incluye:

- LT3.1 Relacionamiento Sociopolítico, comprende el desarrollo de la caracterización de la población, así como el análisis sociopolítico de la zona y la elaboración de un plan que permita un adecuado relacionamiento entre CENS, los contratistas y los interesados su valor se estima en $ 80,000,000.

- LT3.2 Estudios y Licenciamiento Ambiental, implica la elaboración de los estudios requeridos para obtener los permisos ambientales del caso, es este lote de trabajo se incluye levantamiento de veda, EIA. PMA y demás estudios y documentos requeridos para obtener la licencia ambiental. $ 233,150,000.

- LT3.3 Implementación y Seguimiento de Medidas Ambientales, contempla la ejecución de las actividades necesarias para implementar el PMI y el EIA según aplique a cada obra, el valor de esta implementación es de $ 629,850,000

d) LC4 DISEÑOS LÍNEAS: Comprende la gestión de los diseños básicos y detallados de la línea de transmisión, la definición de cantidades de obra, la

especificación técnica y la definición de cantidades de materiales, la gestión de las compras, la interventoría técnica necesaria para la elaboración de ingeniería básica y detallada de los diseños cumpliendo con las normas estipuladas. Incluye:

- LT4.1 Levantamiento de información y definición de criterios de diseño, comprende la realización de una inspección visual, que permita dimensionar el estado de la infraestructura, el terreno, las variables meteorológicas, entre otros, valor estimado $ 40,500,000.

- LT4.2 Revisión de trazados y levantamiento topográfico, en este lote de trabajo se revisan las rutas de las líneas y la ubicación de las nuevas torres y de las existentes con el fin de definir aspectos como longitud de líneas y parámetros de diseño, costo aproximado de $38,900,000.

- LT4.3 Estudios detallados de campo, comprende los estudios de suelos, eléctricos, electromecánicos realizados a la infraestructura existente y/o al terreno al terreno que soportará la línea con el fin de obtener los datos reales para elaborar los diferentes diseños, el valor de esta actividad es de $ 74,500,000.

- LT4.4 Diseño electromecánico y estudios complementarios, incluye los documentos de diseños electromecánicos y eléctricos, detallando especificaciones técnicas para la construcción, el material, los equipos y servicios requeridos para realizar el montaje de la línea, el valor de este lote es $ 55,750,000.

- LT4.5 Diseño civil, incluye los documentos de diseño civiles, las especificaciones de las obras civiles, materiales y mano de obra, el valor estimado es de $ 87,250,000.

- LT4.6 Documentos entregables, consiste en realizar la entrega de los documentos de estudios y diseños definitivos, en ellos se debe detallar todos los recursos necesarios para ejecutar las obras de línea, valor estimado $ 25,100,000

e) LC5 CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO LÍNEA DE TRANSMISIÓN: Comprende la gestión de la ejecución del contrato para la construcción, montaje y puesta en servicio de la línea de transmisión desde los ámbitos civiles y electromecánicos que garanticen una ejecución responsable del proyecto, además la interventoría a la ejecución de la construcción y montaje de la línea, garantizando su correcta instalación y cumplimientos de las normas estipuladas. Incluye:

- LT5.1 Ejecución contrato materiales y estructuras para línea de transmisión, este lote de trabajo tiene un costo estimado de **USD 675,313.72** e incluye como mínimo los siguientes bienes:

Tabla 1. Bienes

Concepto	Unidad	Cant.
Cable conductor ACSR 477 MCM Hack	km	23
Cable OPGW 24 fibras	km	7.8
Accesorios fibra óptica (Cajas de empalme)	Gl	3
Estructura suspensión liviana A 115 kV - 24 mt	t	32
Estructura suspensión intermedia B 115 kV	t	9
Estructura retención intermedia C 115 kV - 24 mt	t	38
Estructura retención pesada D 115 kV - 24 mt	t	41
Aislador vidrio o porcelana 120 kN	Un	1287
Herrajes cadena suspensión	Un	33
Herrajes cadena retención	Un	84
Empalme conductor	Un	6

Concepto	Unidad	Cant.
Amortiguador conductor	Un	300
Conjunto de suspensión para OPGW	Un	33
Conjunto de retención para OPGW	Un	84
Amortiguador para OPGW	Un	100
Placas de señalización aérea	Un	3
Placas de señalización terrestre	Un	25
Placas de señalización peligro	Un	25
Placas de señalización fases	Un	6
Descargadores 115 kV	Un	12

- LT5.2 Cimentaciones para línea de transmisión, incluye la construcción de todas las cimentaciones diseñadas para el montaje de las torres de transmisión, el valor estimado es de $1,257,213,084.

- LT5.3 Montaje de Estructuras, corresponde a la ejecución del armado de las estructuras metálicas diseñadas y adquiridas en el proyecto, el valor de este lote asciende a $ 235,900,000.

- LT5.4 Tendido y regulación cables, en el cual se pretende realizar el tendido y conexionado de los conductores que transportaran la energía eléctrica, el valor estimado es de $ 191,919,000

- LT5.5 Obras Complementarias, correspondiente a la instalación de equipos complementarios y requeridos dentro de las licencias (desviadores de vuelo). el valor asciende a $ 54,720,000.

- LT5.6 Recepción de Línea, incluye los costo relacionados con las certificaciones requeridas previo a la energización del proyecto, el valor asciende a $ 61,000,000.

- LT5.7 Conexión y Energizado, corresponde a la verificación final del conexionado y energizado en vacío del proyecto, el valor estimado es de $ 6,250,000.

- LT5.8 Entrada en operación, incluye las pruebas finales y la puesta en servicio del proyecto, el valor asciende a $ 75,000,000 .

- LT5.9 interventoría a la construcción y montaje electromecánico línea de transmisión, se hace referencia a las actividades a ejecutar por parte de un equipo especializado en interventoría técnica, administrativa, ambiental, legal financiera del proyecto el valor estimado es de $ 540,000,000.

f) LC6 DISEÑO SUBESTACIONES: Comprende la gestión de los diseños básicos y detallados de la nueva subestación 1 y las adecuaciones de la subestación Tibú (Incluye la compensación capacitiva), además de la definición de cantidades de obra eléctrica y civil, la especificación técnica y la definición de cantidades de materiales, la interventoría técnica necesaria para la elaboración de ingeniería básica y detallada de los diseños cumpliendo con las normas estipuladas. Incluye:

- LT6.1 Levantamiento de Información y definición de criterios de diseños, comprende la realización de una inspección visual, que permita dimensionar el estado de la infraestructura, el terreno, las variables meteorológicas, entre otros el valor estimado es de $143,000,000.

- LT6.2 Diseño Electromecánico, incluye la ejecución de los diseños mecánicos y eléctricos, detallando las especificaciones técnicas para la construcción, el material, los equipos y servicios requeridos para realizar el montaje de las subestaciones de energía, el valor estimado es de $ 197,000,000.

- LT6.3 Diseño Civil, las especificaciones de las obras civiles, materiales y mano de obra, el valor estimado es de $ 275,000,000.

- LT6.4 Estudios eléctricos asociados, incluye la ejecución de medidas y estudios requeridos para seleccionar las características técnicas de los equipos a instlarel valor estimado es de $ 145,000,000.

- LT6.5 Documentos entregables, consiste en realizar la entrega de los documentos de estudios y diseños definitivos, en ellos se debe detallar todos los recursos necesarios para ejecutar las obras de la subestación eléctrica, el valor estimado es de $ 80,000,000.

g) LC7 ADQUISICIÓN DE EQUIPOS / MATERIALES SUBESTACIONES: Comprende la gestión y seguimiento de la adquisición de transformadores de potencia, compensación capacitiva, equipos y materiales requeridos para la construcción de la nueva subestación 1 ampliación, obras provisionales y aumento de capacidad de la Subestación Tibú; además del acompañamiento a las pruebas y el desarrollo de las interventorías necesarias, cumpliendo con las normas estipuladas. Incluye:

- LT7.1 Ejecución contrato: Adquisición transformadores de potencia, los transformadores de potencia deben cumplir con las especificaciones del diseño de cada subestación, el valor estimado de los dos Transformador de potencia 115/34.5 kV - 30/40 MVA es de USD 2,022,854.40.

- LT7.2 Adquisición de equipos / materiales Subestación 1 y ampliación Subestación Tibú, considerando que representan la mayor inversión de un contrato de conexión, a continuación se determina el alcance de las obras, con el fin de identificar los equipos necesarios por obra y su valor total estimado. Se estima un valor de USD $ 2.603.648

Los equipos mínimamente requeridos para la construcción de la Subestación 1, son los siguientes:

Tabla 2. Equipos requeridos construcción de la Subestación 1

Concepto	Unidad	Cantidad
Sistema de detección y extinción de incendios	Gl	1
Supervisor montaje transformador de potencia 220/110 kV	Gl	1
Interruptor 123 kV	Un	2
Supervisor montaje interruptor 123 kV	Gl	1
Seccionador con PAT 123 kV	Un	1
Supervisor montaje seccionador con PAT 123 kV	Gl	1
Seccionador 123 kV	Un	3
Supervisor montaje seccionador 123 kV	Gl	1
Transformador de corriente 123 kV	Un	6
Transformador de tensión 123 kV	Un	6
Descargador de sobretensión 123 kV	Un	6
Sistema de protección, control y registro – Línea	Un	1
Sistema de protección y control de transformador	Un	1
Supervisor sistema de protecciones	Gl	1
sistema de control (SAS)	Gl	1
Sistema de Medida	Un	2
Cadena de aisladores 123 kV	Un	6
Conectores	Gl	57
Malla de puesta a tierra	Gl	1
Sistema de telecomunicaciones F.O. y teleprotección	Un	1
Transformador de servicios auxiliares 75 KVA	Un	1
Grupo Electrógeno 208 V	Un	1
Distribución de servicios auxiliares 208 V c.a.	Un	1
Cargador de baterías 110 V c.c.	Un	2
Banco de baterías 110 V c.c.	Un	1
Distribución de Servicios Auxiliares 110 V	Un	1

Concepto	Unidad	Cantidad
c.c.		
Gabinete transferencia automática con controlador	Un	1
Postes de concreto de 12 m para iluminación	Un	8
Luminarias de sodio de alta presión 150 W	Un	12
Luminarias Emergencia 75 W	Un	4
Estructura Portico línea 115 kV	t	28
Cable 12X1.5	m	3,000
Cable 4x4	m	1,500
Cable 4X2.5	m	3,000
Cable 4x6	m	500
Cable de cobre desnudo (2/0)	Gl	1
Cable iluminación exterior	m	260
Total IVA no descontable	Gl	1
Celda de entrada	Un	1
Celda de Salida	Un	2
Celda de SSAA	Un	1
Terminales premoldeados	Un	30
Cuchilla seccionadora tripolar 34.5 kV	Un	1
Descargador de sobretensión 30 kV	Un	6
Cable aislado XLP	m	480
Total IVA no descontable	Gl	1

Los equipos mínimamente requeridos para la ampliación de la Subestación Tibú, son los siguientes:

Tabla 3. Equipos mínimamente requeridos Subestación Tibú

Concepto	Unidad	Cantidad
Supervisor montaje transformador de potencia 220/110 kV	Gl	1
Interruptor monoplar 115 kV	Un	2
Supervisor montaje interruptor 115 kV	Gl	1
Seccionador con PAT 115 kV	Un	1
Supervisor montaje seccionador con PAT 115 kV	Gl	1

Concepto	Unidad	Cantidad
Seccionador 115 kV	Un	3
Supervisor montaje seccionador 115 kV	Gl	1
Transformador de corriente 550 kV	Un	6
Transformador de tensión 550 kV	Un	3
Descargador de sobretensión 550 kV	Un	6
Sistema de protección, Ctrol y registro – Línea	Un	1
Sistema de protección autotransformador ATR4	Un	1
Supervisor sistema protección, Ctrol y registro -Línea	Gl	1
Sistema de Medida	Un	1
Sistema de telecomunicaciones PLP	Un	1
Distribución de servicios auxiliares 208 V c.a.	Un	1
Distribución de Servicios Auxiliares 110 V c.c.	Un	1
Cable 12X1.5	m	3,000
Cable 4x4	m	1,500
Cable 4X2.5	m	3,000
Cable 4x6	m	500
Cable de cobre desnudo (4/0)	m	210
Cable desnudo 477	m	126
Total IVA no descontable	Gl	1
Celda de entrada	Un	1
Celda de Salida	Gl	1
Celda de enlace	Gl	1
Terminales premoldeados	Un	24
Descargador de sobretensión 123 kV	Un	3
Cable XLPE 350 MCM	m	750

De lo anterior se puede extraer que considerando una TRM de 2,900 el valor en pesos de este lote de control es de $ 13,416,856,036.

h) LC8 CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO SUBESTACIONES: Comprende la gestión y seguimiento de la ejecución del contrato para la construcción de obras civiles, construcción electromecánica,

montaje de equipos y estructuras, pruebas y puesta en servicio de la nueva subestación 1 y las adecuaciones para el aumento de capacidad de la subestación Tibú, que garanticen una ejecución responsable del proyecto y el cumplimiento de las normas estipuladas. Incluye:

- LT8.1 Ejecución obras civiles Subestación 1, ejecución del total de las obras civiles requeridas para el montaje de la Subestación Eléctrica 1, el valor estimado es de $ 2,168,499,408.,000,000.

- LT8.2 Ejecución obras civiles Ampliación Subestación Tibú, ejecución del total de las obras civiles requeridas para el montaje de la Subestación Eléctrica Tibú, el valor estimado es de $ 845,539,275.

- LT8.3 Montaje, pruebas y puesta en servicio Subestación 1 , el valor del lote de trabajo asciende a $ 865,727,105.

- LT8.4 Montaje, pruebas y puesta en servicio Ampliación Subestación Tibú, para un valor de $ 771,790,005.

- LT8.5 Interventorías a los procesos de adquisición de equipos / materiales y construcción para las subestaciones PC, el valor asciende a $ 850,000,000.

i) LC9 OBRAS PROVISIONALES SUBESTACIÓN TIBÚ: Comprende la gestión y seguimiento de la construcción de obras civiles, construcción electromecánica, montaje, pruebas y puesta en servicio de las obras provisionales de la subestación Tibú, desde el ámbito electromecánico que garanticen una ejecución responsable del proyecto, además de la interventoría a estas mismas obras garantizando la entrada en servicio en las fechas consideradas en la contratación principal. Incluye:

- LT9.1 Ejecución obras civiles subestación Tibú, el valor asciende a $88,560,000.

- LT9.2 Montaje, pruebas y puesta en servicio de Transformador provisional en la S/e Tibú, el valor asciende a $ 395,500,000.

- LT9.3 Montaje, pruebas y puesta en servicio de la infraestructura provisional en la S/e Tibú, el valor estimado es de $ 71,492,760

4.3.4.1. Resumen de costos del proyecto.

Tabla 4. Resumen de costos del proyecto.

Lote	Valor
VALOR TOTAL DEL PROYECTO	**$ 26,888,058,429**
LC1. PREDIOS Y SERVIDUMBRES	
LT1.1 Levantamiento de información Predial	$ 33,000,000
LT1.2 Negociación Predios y Servidumbres	$ 840,000,000
LT1.3 Legalización	$ 17,000,000
LC2. GESTIÓN COMPRAS Y CONTRATACIONES	
LT2.1 Diseños de S/E Tibú- S/E1, Línea de transmisión y Estudios Ambientales	$ 11,050,000
LT2.2 Sociopolítico de la zona de influencia	$ 3,400,000
LT2.3 Adquisición de equipos / materiales y construcción para las subestaciones PC.	$ 13,416,856
LT2.4 Interventoría a los diseños de S/E Tibú- S/E1, Línea de transmisión y Estudios Ambientales	$ 2,210,000
LC3. GESTIÓN SOCIOAMBIENTAL	
LT3.1 Relacionamiento Sociopolítico	$ 80,000,000
LT3.2 Estudios y Licenciamiento Ambiental	$ 233,150,000
LT3.3 Implementación y Seguimiento de Medidas Ambientales	$ 629,850,000
LC4. DISEÑO LÍNEAS	
LT4.1 Levantamiento de información y definición de criterios de diseño	$ 40,500,000
LT4.2 Revisión de trazados y levantamiento topográfico	$ 38,900,000
LT4.3 Estudios detallados de campo	$ 74,500,000
LT4.4 Diseño electromecánico y estudios complementarios.	$ 55,750,000
LT4.5 Diseño civil	$ 87,250,000

Lote	Valor
LT4.6 Documentos entregables	$ 25,100,000
LC5. CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO LÍNEA DE TRANSMISIÓN	
LT5.2 Cimentaciones para línea de transmisión.	$ 1,967,014,900
LT5.3 Montaje de Estructuras	$ 1,257,213,084
LT5.4 Tendido y regulación cables	$ 235,900,000
LT5.5 Obras Complementarias	$ 191,919,000
LT5.6 Recepción de Línea	$ 54,720,000
LT5.7 Conexión y Energizado	$ 61,000,000
LT5.8 Entrada en operación	$ 6,250,000
LT5.9 interventoría a la construcción y montaje electromecánico línea de transmisión.	$ 75,000,000
LC6. DISEÑO SUBESTACIONES	$ 540,000,000
LT6.1 Levantamiento de Información y definición de criterios de diseños	
LT6.2 Diseño Electromecánico	$ 143,000,000
LT6.3 Diseño Civil	$ 197,000,000
LT6.4 Estudios eléctricos asociados	$ 275,000,000
LT6.5 Documentos entregables	$ 145,000,000
LC7. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS / MATERIALES SUBESTACIONES	$ 80,000,000
LT7.1 Ejecución contrato: Adquisición transformadores de potencia	
LT7.2 Adquisición de equipos / materiales Subestación S/E1 y ampliación Subestación Tibú	$ 5,866,277,760
LC8. CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO SUBESTACIONES	$ 7,550,578,276
LT8.1 Ejecución obras civiles S/E1	
LT8.2 Ejecución obras civiles Ampliación Subestación Tibú	$ 2,168,499,408
LT8.3 Montaje, pruebas y puesta en servicio Subestación 1	$ 845,539,275
LT8.4 Montaje, pruebas y puesta en servicio Ampliación Subestación Tibú	$ 865,727,105
LT8.5 Interventorías a los procesos de adquisición de equipos / materiales y construcción para las subestaciones PC.	$ 771,790,005
LC9. OBRAS PROVISIONALES	$ 850,000,000
LT9.1 Ejecución obras civiles subestación Tibú	
LT9.2 Montaje, pruebas y puesta en servicio de Transformador provisional en la S/e Tibú	$ 88,560,000
LT9.3 Montaje, pruebas y puesta en servicio de la infraestructura provisional en la S/e Tibú	$ 395,500,000

5. ESTUDIO FINANCIERO DEL PROYECTO DE CONEXIÓN

El objetivo del estudio financiero es determinar la rentabilidad del proyecto en análisis, utilizando información secundaria obtenida a través de consultas internas y externas, estudios de mercado y del estudio técnico en los cuales se identifican las inversiones y costos de operación. En la evaluación financiera se deben tener en cuenta como mínimo las siguientes consideraciones:

- La inversión inicial, la cual incluye las adquisiciones como terrenos, servidumbres, equipos, obra civil, mano de obra, comunicaciones, administración e impuestos, gestión predial, social y ambiental, entre otros, además de la ingeniería o consultorías relacionadas con el contrato de conexión.

- Costos de producción y operación, para el caso de los contratos de conexión no aplican los costos de producción, entre los costos de operación se deben considerar el valor del mantenimiento eléctrico y ambiental.

- Dentro de la estimación de ingresos no se considera la venta de energía eléctrica, debido a que el gran cliente posee un contrato con otro comercializador de energía.

- Flujo de efectivo se utiliza para calcular la rentabilidad del proyecto, se deben tener en cuenta las inversiones, la operación y los valores acordados con el cliente en el contrato de conexión, analizando la VPN y la TIR.

5.1. CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA:

a) Variables financieras

Considerando que la ejecución de las inversiones requeridas para la ejecución del contrato deben realizarse en un plazo de 27 meses, y la vida útil del proyecto es de 15 años, a continuación se mencionan los supuestos que serán utilizados en el presente estudio. Estos supuestos son propiedad del grupo empresarial y solo se citan para facilitar la comprensión de los resultados del ejercicio.

Tabla 5. Variables financieras

	Variables				
Año	**Crecimiento PIB**	**Inflación Interna (IPC)**	**IPP**	**Inflación Externa IPC (EEUU.)**	**Inflación Externa IPP (EEUU.) (*)**
2016	2.8%	5.1%	7.1%	1.7%	1.5%
2017	3.4%	3.8%	4.8%	2.2%	1.3%
2018	3.8%	3.3%	4.0%	2.2%	1.3%
2019	4.0%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2020	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2021	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2022	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.2%
2023	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2024	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.2%
2025	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.2%
2026	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2027	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.3%
2028	4.2%	3.1%	3.1%	2.2%	1.2%

(*) Inflación Externa IPP (EEUU.): Corresponde al índice externo Capital Equipment - serie WPSSOP3200 - Índice de Precios al Productor EEUU

b) Administración y control de obra

Se deben analizar todos los costos en los que se involucra la empresa al decidir realizar el proyecto, para este caso se considerará un ítem adicional a los del

capítulo anterior llamado administración y control de obra, el valor de este ítem fue calculado de acuerdo a la experticia de la empresa.

Tabla 6. Admón. y control de obra

ADMINISTRACION Y CONTROL DE OBRA	**$ 948,000,000**
Dirección Proyecto	$ 378,000,000
Apoyo administrativo, legal, financiero y tributario	$ 200,000,000
Coordinación obra	$ 250,000,000
Supervisión	$ 120,000,000

c) CAPM

Para calcular el costo de capital del proyecto se utilizó el método de CAPM con datos de Damodaran, para esto se tomaron las cifras que se encuentran en la página del mencionado profesor, las cuales se encuentran actualizadas a enero de 2016 y el rendimiento de los bonos del estado colombiano en los últimos 10 años, este método se utilizó de la siguiente manera:

Se identifica el Rendimiento de bonos del estado COLOMBIA,

Tabla 7. Rendimiento de bonos del estado COLOMBIA

Nombre	Rendimiento	Anterior	Máximo	Mínimo	Var.	Var. %	Hora
Colombia 12 meses	6.7	6.7	6.7	6.7	0	0.00%	15:15:04
Colombia 4 años	6.8	6.8	6.8	6.7	-0.03	-0.44%	02:45:04
Colombia 5 años	7.1	7.1	7.1	7.0	-0.03	-0.42%	02:45:04
Colombia 10 años	7.5	7.6	7.6	7.5	-0.08	-1.05%	02:45:04
Colombia 15 años	7.6	7.6	7.6	7.5	-0.093	-1.22%	02:45:04

Posteriormente se identifica la prima de riesgo para Colombia, la beta del sector del proyecto y el margen de exceso de los bonos de los EEU

Country	Colombia
Moody's sovereign rating	Baa2
S&P sovereign rating	BBB
CDS spread	3.02%
Excess CDS spread (over US CDS)/ CDS exceso de margen (más de CDS de los Estados Unidos)	2.63%
Country Default Spread (based on rating)/ Spread país por defecto (basado en valoraciones)	2.11%
Country Risk Premium (Rating)/ Prima de Riesgo País (Calificación)	2.94%
Equity Risk Premium (Rating)/ La equidad Prima de Riesgo (Calificación)	9.19%
Country Risk Premium (CDS)/ Prima de Riesgo País (CDS)	3.66%
Equity Risk Premium (CDS)/ La equidad prima de riesgo	9.91%

Para el caso del proyecto, se utilizará la beta del sector de equipos eléctricos considerando que el porcentaje más alto de inversión corresponde a la compra de los equipos necesarios para el funcionamiento de las 2 subestaciones.

Industry Name	***Average Unlevered Beta / Beta desapalancada o operativa promedio***	***Average Levered Beta/ Beta apalancado promedio***
Electrical Equipment	**1.03**	**1.15**

Con los datos mencionados anteriormente se realizó el cálculo CAPM con datos de DAMODARAN obteniendo un CAPM del 20%, utilizando la siguiente formula:

CAPM = 7.54% + 9.19% * 1.03 + 2.63% = **19.87%** **Anual**

Lo cual equivale a un **4.64% Trimestral**

d) Identificación de inversiones

Se deben identificar las inversiones y costos requeridos para el desarrollo del proyecto, las inversiones requeridas se pueden identificar fácilmente en el estudio técnico y los costos en el literal b del presente capitulo.

e) Diferidos y depreciaciones

Una vez identificados los activos fijos del proyecto y los activos diferidos, se debe hallar la depreciación de los activos para esto consideramos la vida útil de cada activo y el tipo de depreciación recomendable. Para el presente proyecto las depreciaciones y los diferidos comienzan a partir del trimestre número 10 es decir segunda etapa del proyecto, una vez se construyeron los activos.

Tabla 8.Activos fijos del proyecto

Activos Fijos	Costo	Depreciación Acumulada (Trimestre 9-69)
Terrenos ($)	$ 40,000,000	$ 40,000,000
Obra Civil ($)	$ 4,414,531,767	$ 4,414,531,767
Equipos ($)	$ 15,383,870,936	$ 9,230,322,562
Total	$ 19,838,402,703	$ 13,684,854,329

Tabla 9. Depreciación (Valor en millones de pesos):

Trimestre	Terrenos	Obra Civil ($)	Depreciación PERIODO	Depreciación ACUMULADA	Valor en LIBROS
9	$ 40	$ 4,415	$ -	$ -	$ 4,415
10	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 74	$ 4,341
11	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 147	$ 4,267
12	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 221	$ 4,194
13	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 294	$ 4,120
14	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 368	$ 4,047
15	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 441	$ 3,973

Trimestre	Terrenos	Obra Civil ($)	Depreciación PERIODO	Depreciación ACUMULADA	Valor en LIBROS
16	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 515	$ 3,900
17	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 589	$ 3,826
18	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 662	$ 3,752
19	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 736	$ 3,679
20	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 809	$ 3,605
21	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 883	$ 3,532
22	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 956	$ 3,458
23	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,030	$ 3,384
24	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,104	$ 3,311
25	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,177	$ 3,237
26	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,251	$ 3,164
27	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,324	$ 3,090
28	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,398	$ 3,017
29	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,472	$ 2,943
30	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,545	$ 2,869
31	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,619	$ 2,796
32	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,692	$ 2,722
33	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,766	$ 2,649
34	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,839	$ 2,575
35	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,913	$ 2,502
36	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 1,987	$ 2,428
37	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,060	$ 2,354
38	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,134	$ 2,281
39	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,207	$ 2,207
40	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,281	$ 2,134
41	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,354	$ 2,060
42	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,428	$ 1,987
43	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,502	$ 1,913
44	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,575	$ 1,839
45	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,649	$ 1,766
46	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,722	$ 1,692
47	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,796	$ 1,619
48	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,869	$ 1,545
49	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 2,943	$ 1,472
50	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,017	$ 1,398
51	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,090	$ 1,324
52	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,164	$ 1,251
53	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,237	$ 1,177

Trimestre	Terrenos	Obra Civil ($)	Depreciación PERIODO	Depreciación ACUMULADA	Valor en LIBROS
54	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,311	$ 1,104
55	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,384	$ 1,030
56	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,458	$ 956
57	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,532	$ 883
58	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,605	$ 809
59	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,679	$ 736
60	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,752	$ 662
61	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,826	$ 589
62	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,900	$ 515
63	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 3,973	$ 441
64	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,047	$ 368
65	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,120	$ 294
66	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,194	$ 221
67	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,267	$ 147
68	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,341	$ 74
69	$ 40	$ 4,415	$ 74	$ 4,415	$ -

Tabla 10. Diferidos del proyecto.

Ítem	Costo
Montajes y puesta en servicio ($)	$ 2,724,578,870
Servidumbres ($)	$ 800,000,000
Diseños ($)	$ 1,173,050,000
Interventorías ($)	$ 1,392,210,000
Gestión Social y Ambiental ($)	$ 946,400,000
Administración y Control de Obra ($)	$ 961,416,856
Total	$ 7,997,655,726

Tabla 11. Diferidos (Valor en millones de pesos)

Trimestre	Diferidos del PERIODO (ER)	Diferidos Acumulado	Valor en LIBROS de diferidos (BG)
9			$ 7,998
10	$ 400	$ 400	$ 7,598
11	$ 400	$ 800	$ 7,198
12	$ 400	$ 1,200	$ 6,798
13	$ 400	$ 1,600	$ 6,398
14	$ 400	$ 1,999	$ 5,998
15	$ 400	$ 2,399	$ 5,598
16	$ 400	$ 2,799	$ 5,198

Trimestre	Diferidos del PERIODO (ER)	Diferidos Acumulado	Valor en LIBROS de diferidos (BG)
17	$ 400	$ 3,199	$ 4,799
18	$ 400	$ 3,599	$ 4,399
19	$ 400	$ 3,999	$ 3,999
20	$ 400	$ 4,399	$ 3,599
21	$ 400	$ 4,799	$ 3,199
22	$ 400	$ 5,198	$ 2,799
23	$ 400	$ 5,598	$ 2,399
24	$ 400	$ 5,998	$ 1,999
25	$ 400	$ 6,398	$ 1,600
26	$ 400	$ 6,798	$ 1,200
27	$ 400	$ 7,198	$ 800
28	$ 400	$ 7,598	$ 400
29	$ 400	$ 7,998	$ -

Tabla 12. Intereses diferidos (Valor en millones de pesos)

Trimestre	Diferidos del PERIODO (ER)	Diferidos Acumulado	Valor en LIBROS de diferidos (BG)
9			$ 2,234
10	$ 112	$ 112	$ 2,123
11	$ 112	$ 223	$ 2,011
12	$ 112	$ 335	$ 1,899
13	$ 112	$ 447	$ 1,787
14	$ 112	$ 559	$ 1,676
15	$ 112	$ 670	$ 1,564
16	$ 112	$ 782	$ 1,452
17	$ 112	$ 894	$ 1,341
18	$ 112	$ 1,005	$ 1,229
19	$ 112	$ 1,117	$ 1,117
20	$ 112	$ 1,229	$ 1,005
21	$ 112	$ 1,341	$ 894
22	$ 112	$ 1,452	$ 782
23	$ 112	$ 1,564	$ 670
24	$ 112	$ 1,676	$ 559
25	$ 112	$ 1,787	$ 447
26	$ 112	$ 1,899	$ 335
27	$ 112	$ 2,011	$ 223
28	$ 112	$ 2,123	$ 112
29	$ 112	$ 2,234	$ -

f) Valor residual del terreno.

Para la determinación del valor residual del proyecto se estimará el valor comercial de las tierras adquiridas para el proyecto según la metodología dispuesta en el Decreto 1420 del 24 de Julio de 1998 expedido por la Presidencia de la República, Ministerios de Hacienda y Desarrollo y su correspondiente Resolución Reglamentaria No.- 0620 de octubre de 2008, expedido por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi; esto es aplicar el método de capitalización de rentas e ingresos con coeficiente de capitalización del 1.2% anual.

Tabla 13. Valor residual

Año	Trimestre	Valor residual
2018	9	40,000,000.00
	10	40,119,463.75
	11	40,239,284.29
	12	40,359,462.68
2019	13	40,480,000.00
	14	40,600,897.31
	15	40,722,155.70
	16	40,843,776.23
2020	17	40,965,760.00
	18	41,088,108.08
	19	41,210,821.57
	20	41,333,901.55
2021	21	41,457,349.12
	22	41,581,165.38
	23	41,705,351.43
	24	41,829,908.37
2022	25	41,954,837.31
	26	42,080,139.36
	27	42,205,815.64
	28	42,331,867.27
2023	29	42,458,295.36
	30	42,585,101.04
	31	42,712,285.43
	32	42,839,849.68
2024	33	42,967,794.90
	34	43,096,122.25
	35	43,224,832.86
	36	43,353,927.87

Año	Trimestre	Valor residual
2025	37	43,483,408.44
	38	43,613,275.72
	39	43,743,530.85
	40	43,874,175.01
2026	41	44,005,209.34
	42	44,136,635.02
	43	44,268,453.22
	44	44,400,665.11
2027	45	44,533,271.85
	46	44,666,274.64
	47	44,799,674.66
	48	44,933,473.09
2028	49	45,067,671.12
	50	45,202,269.94
	51	45,337,270.76
	52	45,472,674.76
2029	53	45,608,483.17
	54	45,744,697.18
	55	45,881,318.00
	56	46,018,346.86
2030	57	46,155,784.97
	58	46,293,633.55
	59	46,431,893.82
	60	46,570,567.02
2031	61	46,709,654.39
	62	46,849,157.15
	63	46,989,076.55
	64	47,129,413.83
2032	65	47,270,170.24
2033	66	47,411,347.03
	67	47,552,945.47
	68	47,694,966.79
	69	47,837,412.28

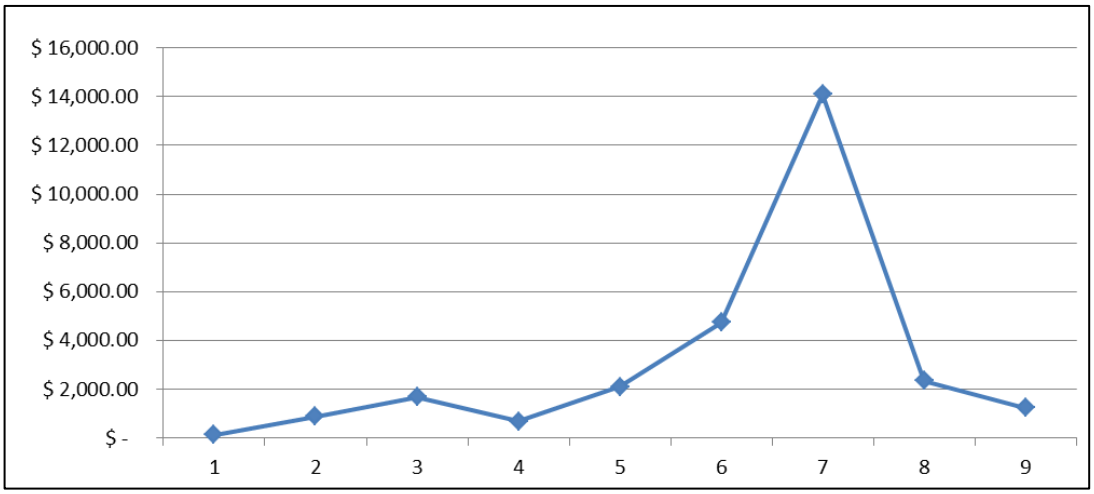
g) Egresos

Para la primera etapa del proyecto se identificó el flujo de egresos requeridos para el proyecto.

Tabla 14. Egresos etapa 1

Trimestre	Valor Trimestre (en Millones de $)
1	$ 122
2	$ 884
3	$ 1,671
4	$ 677
5	$ 2,089
6	$ 4,724
7	$ 14,106
8	$ 2,337
9	$ 1,225
TOTAL	$ 27,836

Gráfico 2. Flujo de egresos Etapa 1



Los egresos en la segunda etapa del proyecto, una vez se haga la inversión en equipos y construcción, se debe invertir los siguientes recursos con el fin de que el proyecto funcione adecuadamente, estos egresos se denominan costos de administración, operación y mantenimiento.

Tabla 15. Egresos etapa 2

Años después de la puesta en operación	Incremento	Valor Año (en Millones de $)

1	-	$ 281.18
2	4%	$ 292.43
3	3%	$ 301.50
4	3%	$ 310.84
5	3%	$ 320.48
6	3%	$ 330.41
7	3%	$ 340.66
8	3%	$ 351.22
9	3%	$ 362.10
10	3%	$ 373.33
11	3%	$ 384.90
12	3%	$ 396.83
13	3%	$ 409.14
14	3%	$ 421.82
15	3%	$ 434.90
TOTAL		$ 5,311.74

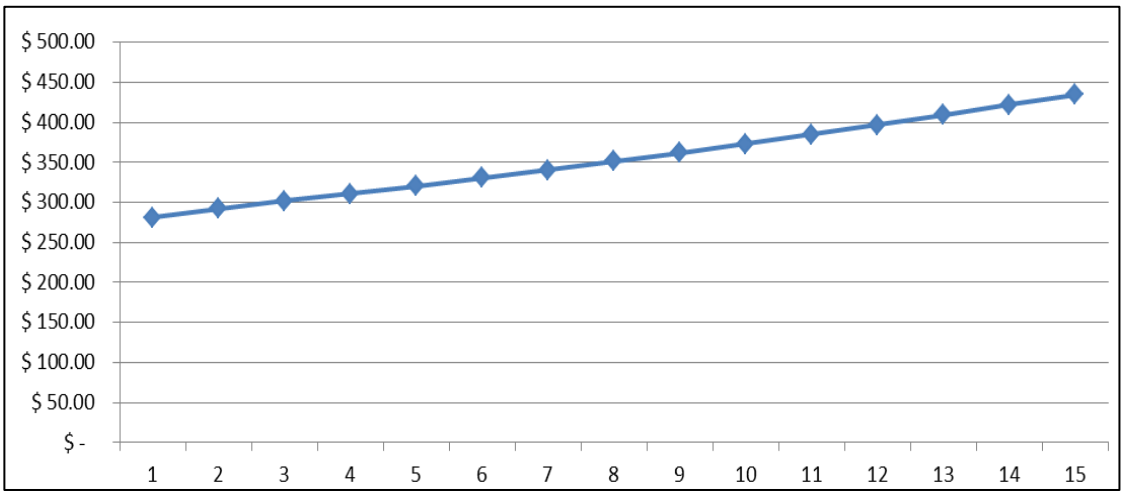
Consideraciones:

- El mantenimiento de una línea por es $13.9 millones/mensuales, el cual contempla: el mínimo que viene ejecutando CENS en sus activos (asciende a $1.4 millones/mensuales) más la posible ocurrencia de 3 atentados a un costo de $50 millones por atentado (150 millones al año), equivalente a $12.5 millones/mensuales.

- El mantenimiento en subestaciones por $9.6 millones/mensuales, contempla: el mínimo que viene ejecutando CENS en sus activos y que asciende a $1.6 millones/mensuales más la cuota que por reposición se necesita recaudar para reponer los equipos de protección y comunicaciones asociados y cuya cuota mensual asciende a $8 millones.

- En total el OPEX a reflejar en el contrato arranca en 2016 con $23.4 millones y se ajustaría anualmente con el IPP proyectado.

Gráfico 3. Flujo de egresos Etapa 2



h) Financiación

De acuerdo al flujo de las inversiones del proyecto, se estimó un crédito de $18,969millones con un plazo de pago de 10 años y un interés anual del 12%, es decir 30 trimestres con una tasa trimestral del 2,9%.

Este crédito tendrá 4 desembolsos los cuales se realizaran de la siguiente manera:

Tabla 16. Desembolsos del crédito

Trimestre	Desembolsos (en Millones de $)
1	$ 1,027
2	$ 1,827
3	$ -
4	$ 2,245
5	$ -
6	$ 13,870

El préstamo comenzará a pagarse en el trimestre 10 y el valor total a pagar en asciende a $ 21,203millones.

Plazo del crédito: 10 años

Tasa de interés: 12% anual

Monto: $18,969millones

Fechas de desembolsos: Trimestres 1,2, 4 y 6

Fecha del primer pago: Trimestre 10

Tabla 17. Amortización del crédito

Trimestre	Cuota	Intereses	Abono a capital ($)	Saldo Total ($)
10	$ 1,042	$ 609	$ 433	$ 20,771
11	$ 1,042	$ 597	$ 446	$ 20,325
12	$ 1,042	$ 584	$ 458	$ 19,867
13	$ 1,042	$ 571	$ 472	$ 19,395
14	$ 1,042	$ 557	$ 485	$ 18,910
15	$ 1,042	$ 543	$ 499	$ 18,411
16	$ 1,042	$ 529	$ 513	$ 17,897
17	$ 1,042	$ 514	$ 528	$ 17,369
18	$ 1,042	$ 499	$ 543	$ 16,826
19	$ 1,042	$ 484	$ 559	$ 16,267
20	$ 1,042	$ 467	$ 575	$ 15,692
21	$ 1,042	$ 451	$ 592	$ 15,100
22	$ 1,042	$ 434	$ 609	$ 14,492
23	$ 1,042	$ 416	$ 626	$ 13,866
24	$ 1,042	$ 398	$ 644	$ 13,222
25	$ 1,042	$ 380	$ 663	$ 12,559
26	$ 1,042	$ 361	$ 682	$ 11,878
27	$ 1,042	$ 341	$ 701	$ 11,177
28	$ 1,042	$ 321	$ 721	$ 10,455
29	$ 1,042	$ 300	$ 742	$ 9,713
30	$ 1,042	$ 279	$ 763	$ 8,950
31	$ 1,042	$ 257	$ 785	$ 8,165
32	$ 1,042	$ 235	$ 808	$ 7,357
33	$ 1,042	$ 211	$ 831	$ 6,526
34	$ 1,042	$ 188	$ 855	$ 5,671
35	$ 1,042	$ 163	$ 880	$ 4,791
36	$ 1,042	$ 138	$ 905	$ 3,887
37	$ 1,042	$ 112	$ 931	$ 2,956
38	$ 1,042	$ 85	$ 958	$ 1,998
39	$ 1,042	$ 57	$ 985	$ 1,013
40	$ 1,042	$ 29	$ 1,013	$ -

i) Impuesto a la renta

Este impuesto grava toda renta, ingreso, utilidad o beneficio, obtenido por personas naturales o jurídicas dentro de un periodo fiscal, para el presente ejercicio se consideró un impuesto de renta del 33%.

5.2. EVALUACION FINANCIERA

Con la información establecida en el numeral 5.1. “CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA” se debe realizar el balance general y la evaluación financiera. En esta evaluación se debe considerar el siguiente esquema:

Tabla 18. Esquema de la evaluación financiera

Inversiones
Montajes y puesta en servicio ($)
Obra Civil ($)
Equipos ($)
Terrenos ($)
Servidumbres ($)
Diseños ($)
Interventorías ($)
Gestión Social y Ambiental ($)
Administración y Control de Obra ($)
Inversión Total

INGRESOS
Ingreso mensual por arrendamiento de los activos
Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos
Tasa de crecimiento del precio unitario de venta – IPP

COSTOS
Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento Trimestre 10 ($)
Tasa de crecimiento de los costos fijos

INFORMACIÓN GENERAL
CAPM anual
CAPM Trimestral
Impuesto a la Renta
Impuesto a la Renta Trimestre

INGRESOS
Ingreso mensual por arrendamiento de los activos
Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos
Total ingresos

EGRESOS OPERACIONALES
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento anual ($)
Total Egresos

UTILIDAD BRUTA
menos Gastos Financieros
menos Depreciación
menos Diferidos

UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS
menos Impuesto a la renta
UTILIDAD NETA
mas Depreciación
mas Diferidos
menos Pago a Capital del credityo
Variaciónón de Activos fijos
Variación del KNTO
FLUJO NETO DE EFECTIVO

INVERSIONES
Caja Incial ($)
Montajes y puesta en servicio ($)
Equipos ($)
Terrenos ($)
Servidumbres ($)
Diseños ($)
Interventorias ($)
Gestión Social y Ambiental ($)

Administración y Control de Obra ($)
Obra Civil ($)
más crédito
Valor Residual ($)
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA

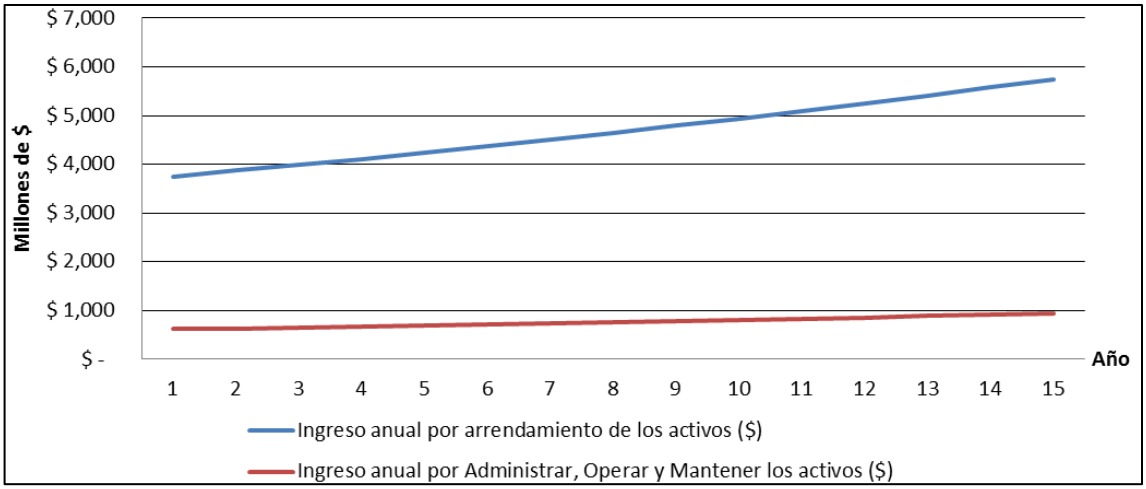
Realizado el esquema anterior se halló la VPN y la TIR del proyecto.

De igual manera al elaborar el balance general y el flujo de caja del inversionista se identificó el porcentaje de Participación deuda y del patrimonio; esto sumado a la tasas de impuestos, deuda y MRR inversionista o CAPM, nos permitió hallar el WACC del proyecto, el cual en promedio es de 3,9 trimestral y con el cual se generaron las siguientes sensibilizaciones.

5.3. RESULTADOS

5.3.1. Ingresos. Realizada la evaluación financiera se identificó que el valor mínimo por ingresos a percibir para garantizar que el proyecto sea viable corresponde a $328 millones, los cuales corresponden mensualmente $282 por arrendamiento de activos y $46 por Administrar, Operar y Mantener dichos activos. Estos ingresos tendrán un aumento anual conforme al incremento del IPP. En la siguiente ilustración se muestra el comportamiento que tendrían los ingresos en la vida útil del proyecto.

Gráfico 4. Proyección ingresos anuales



Adicionalmente se realizaron 5 escenarios de ingresos con el fin de determinar la influencia que tiene esta variable en el VPN y la TIR del proyecto, estos escenarios se calcularon de la siguiente manera:

Tabla 19. Escenarios de Ingresos

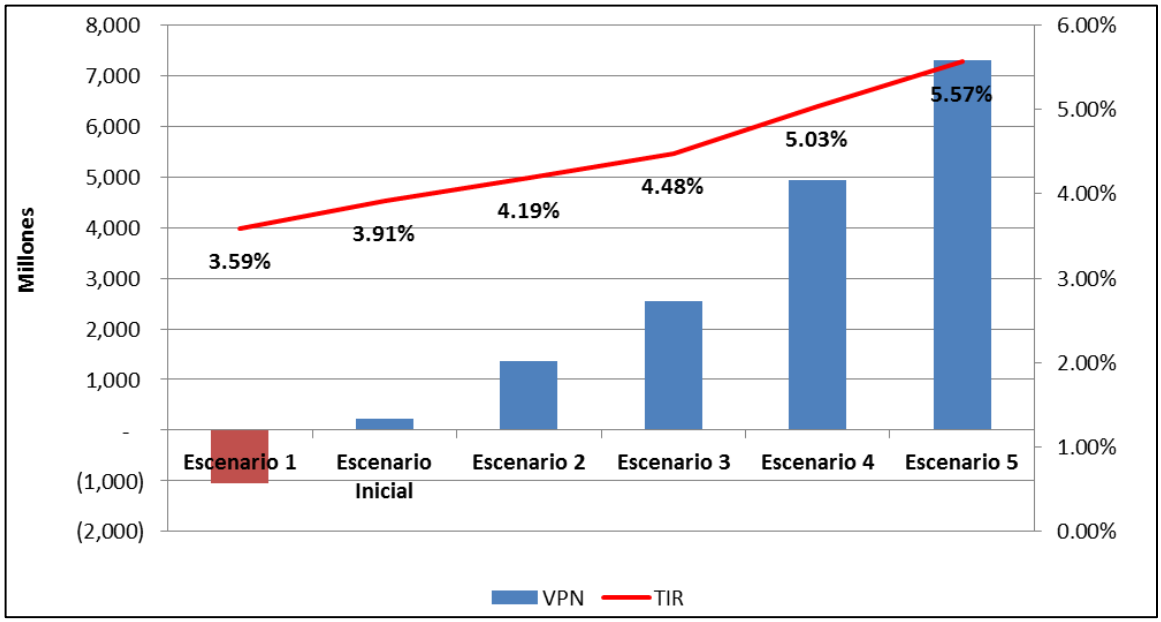
Escenario de Ingresos	Valor del ingreso
Escenario 1	Valor mínimo menos 5%
Escenario 2	Valor mínimo más 5%
Escenario 3	Valor mínimo más 10%
Escenario 4	Valor mínimo más 20%
Escenario 5	Valor mínimo más 30%

Una vez analizados estos escenarios se identificó que al disminuir el valor mínimo de los ingresos en un 5%, es decir, con ingresos mensuales de $311,6 millones, el VPN del proyecto se ve afectado negativamente, lo cual inviabiliza el proyecto.

Para el caso de los escenarios del 2 al 5 se identificó que a medida que aumenta el valor de los ingresos tanto el VPN como la TIR se incrementan, lo cual significa que a mayor valor de los ingresos mayores son los beneficios económicos para el Inversionista y mayor es la viabilidad financiera del proyecto. A continuación se

muestra gráficamente la desviación de las variables financiera en virtud de los escenarios planteados.

Tabla 20.Escenarios de Ingresos, TIR y VPN



5.3.2. Análisis de sensibilidad. Se realizaron varios análisis con el fin de determinar la sensibilidad de las variables del proyecto y hallar los valores con los que continua siendo viable el mismo al presentarse una modificación. Con este análisis se logró identificar el punto máximo al que pude llegar el valor de cierta variable del proyecto sin que el valor de las otras se modifique, permitiendo identificar las variables más sensibles y elaborar la jerarquización de las mismas.

Con el objetivo de analizar todos los aspectos del proyecto y validar sus resultados, el presente análisis se realizó considerando el escenario 3 de ingresos,

Se realizó un análisis de condición de frontero o punto de equilibrio, obtenido los siguientes resultados:

Tabla 21. Variaciones máxima por variable (millones de $)

Variable	Valor Base	Punto de Equilibrio
Montajes y puesta en servicio ($)	$ 2,725	$ 5,694
Obra Civil ($)	$ 4,415	$ 7,039
Equipos ($)	$ 15,384	$ 18,819
Terrenos ($)	$ 40	$ 3,314
Servidumbres ($)	$ 800	$ 2,635
Diseños ($)	$ 1,173	$ 3,044
Interventorías ($)	$ 1,392	$ 3,686
Gestión Social y Ambiental ($)	$ 946	$ 3,295
Administración y Control de Obra ($)	$ 961	$ 3,257
Ingreso mensual por arrendamiento de los activos	$ 310	$ 274
Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos	$ 51	$ 15
Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento Trimestre	$ 70	$ 176

En la tabla anterior se muestra para cada variable, el valor límite para la cual el VPN se hace cero, garantizando así que el proyecto continúe siendo viable.

Del comparativo, es de resaltar que la variable más sensible es el ingreso mensual por arrendamiento de los activos, ya que solo permite una variación porcentual negativa del 11,52 %. Esta variable es la que permite menor juego y esto podría generar un riesgo para el desarrollo del proyecto si no se controla.

Por otro lado existen variables de poco impacto, como lo es el valor de los terrenos, el cual permite tener una gran variación y no compromete la viabilidad del proyecto.

Posterior a ello, se realizó un análisis de jerarquización de variables, el cual es de gran importancia para poder tomar la decisión de desarrollar el proyecto y conocer el impacto que tiene cada una de las variables en la viabilidad del proyecto.

Para realizar este análisis se consideraron 2 escenarios, el primero en el cual el valor base se disminuyó el 10% y el segundo en el cual se incrementa el valor base en 10%, ese análisis permitió identificar el nivel de sensibilidad que tiene cada variable, información que puede facilitar la toma de decisiones frente a la viabilidad del proyecto y la jerarquización de las variables.

Tabla 22. Sensibilización de variables (millones de $)

Variable	Valor Base	PARAMETROS AL 90%		VPN BASE
		90%	VPN 90%	
Montajes y puesta en servicio ($)	$ 2,725	$ 2,452	$ 2,793	$ 2,553
Obra Civil ($)	$ 4,415	$ 3,973	$ 2,992	$ 2,553
Equipos ($)	$ 15,384	$ 13,845	$ 3,638	$ 2,553
Terrenos ($)	$ 40	$ 36	$ 2,556	$ 2,553
Servidumbres ($)	$ 800	$ 720	$ 2,611	$ 2,553
Diseños ($)	$ 1,173	$ 1,056	$ 2,642	$ 2,553
Interventorías ($)	$ 1,392	$ 1,253	$ 2,671	$ 2,553
Gestión Social y Ambiental ($)	$ 946	$ 852	$ 2,625	$ 2,553
Administración y Control de Obra ($)	$ 961	$ 865	$ 2,629	$ 2,553
Ingreso mensual por arrendamiento de los activos	$ 310	$ 279	$ 288	$ 2,553
Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos	$ 51	$ 46	$ 2,185	$ 2,553
Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento Trimestre ($)	$ 70	$ 63	$ 2,726	$ 2,553

Variable	PARAMETROS AL 110%		Variación (%)	Jerarquización
	VPN 110%	110%		
Montajes y puesta en servicio ($)	$ 2,314	$ 2,997	9.38%	5
Obra Civil ($)	$ 2,117	$ 4,856	17.19%	3
Equipos ($)	$ 1,446	$ 16,922	42.47%	2
Terrenos ($)	$ 2,551	$ 44	0.12%	12
Servidumbres ($)	$ 2,516	$ 880	2.26%	11
Diseños ($)	$ 2,492	$ 1,290	3.47%	8
Interventorías ($)	$ 2,451	$ 1,531	4.60%	7
Gestión Social y Ambiental ($)	$ 2,481	$ 1,041	2.83%	10

Variable	PARAMETROS AL 110%		Variación (%)	Jerarquización
	VPN 110%	110%		
Administración y Control de Obra ($)	$ 2,477	$ 1,058	2.97%	9
Ingreso mensual por arrendamiento de los activos	$ 4,802	$ 341	88.08%	1
Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos	$ 2,921	$ 56	14.41%	4
Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento Trimestre ($)	$ 2,381	$ 77	6.75%	6

De lo anterior podemos extraer que la variable más sensible es “Ingreso mensual por arrendamiento de los activos”, esta variable es directamente proporcional al VPN del proyecto, mostrando una variación del 88%. En segundo lugar de sensibilidad se encuentra la variable “Equipos ($)” la cual es inversamente proporcional al VPN pues en caso de aumentar el valor de los equipos la VPN se verá afectada, la sensibilidad de esta variables es del 42.47%.

El análisis permite concluir cuales de las variables tiene un alto o bajo impacto sobre el VPN.

Conociendo que es de gran importancia para la toma de decisiones, estar al tanto el impacto que tiene cada una de las variables en la viabilidad del proyecto, a continuación se presenta la jerarquización de las variables, esto con el fin de identificar las variables que requieren de mayor atención y control.

Tabla 23. Jerarquización de las variables

Jerarquización	Variable
1	Ingreso mensual por arrendamiento de los activos
2	Equipos ($)
3	Obra Civil ($)
4	Ingreso mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos
5	Montajes y puesta en servicio ($)
6	Fijos de Administración, Operación y Mantenimiento Trimestre ($)
7	Interventorías ($)

Jerarquización	Variable
8	Diseños ($)
9	Administración y Control de Obra ($)
10	Gestión Social y Ambiental ($)
11	Servidumbres ($)
12	Terrenos ($)

6. CONCLUSIONES

Con los supuestos analizados y los datos de entrada investigados para la ejecución de un contrato de conexión con las características mencionadas, se recomienda ejecutarlo siempre cuando se cumplan con las siguientes observaciones:

- El valor de la inversión inicial por concepto de equipos sea controlada, ya que se encontró que esta variable tiene una sensibilidad considerable, la cual permite una variación del 22,33%.

- Si se realiza una buena gestión de la variable mencionada en el ítem anterior, minimizando en valor en un 10%, el VPN mejora en aproximadamente un 42%.

- Para el valor de ingresos mensual por arrendamiento de los activos, se debe garantizar un valor fijo, debido a que esta variable presenta una alta sensibilidad, permitiendo una variación porcentual del 11,52%.

- Para el caso de análisis (escenario de ingreso 3), las variables que muestran mayor sensibilidad y por lo tanto se les debería prestar mayor atención son: ingresos mensuales por arrendamiento de los activos, inversión en equipos, inversión en obra civil e Ingresos mensual por Administrar, Operar y Mantener los activos. Las demás variables no comprometen la viabilidad del proyecto.

- La negociación de los ingresos mensuales se realice como mínimo por los valores mencionados en el ítem *5.3.1. Ingresos*. Los cuales corresponden a $328 millones, de los cuales corresponden mensualmente a $282 por

arrendamiento de activos y $46 por Administrar, Operar y Mantener dichos activos.

- Se recomienda realizar un estudio de mercado para los valores a utilizar con el fin de confirmar los valores utilizados en el presente estudio y valoración.

Por lo tanto y de acuerdo al análisis realizado, se recomienda firmar un contrato de conexión y ejecutar las obras solicitadas dentro del mismo, teniendo en cuenta las observaciones identificadas en el presente estudio.

BIBLIOGRAFÍA

AMADOR William. Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015.

ANDESCO, Presentación del sistema eléctrico, Abril de 2012.

ANGARITA, COBOS, MEZA Y VERA, Evaluación del impacto en el STR de CENS implementando generación distribuida usando Energías Renovables No Convencionales (ERNC), Febrero de 2016.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER, Unidad de Proyectos, 2015.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1712 dE 2014. (Marzo 6). Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones**.** .[en línea] [citado 15 de septiembre de 2016] Disponible en: http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=56882

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 099 de 1997 (17 de junio) Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. Artículo 6º. Cargos de conexión a los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.[en línea] [citado 20 de septiembre de 2016] Disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1997-CRG99-97

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 003 de 1994. (2 de noviembre). Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Artículo 18. Contratos de conexión.[en linea] [citado 18 de septiembre de 2016] disponible en: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1994-CRG94003

FRANCO, Pablo Material de clase de Mercados de Energía, Especialización en Transmisión y Distribución, Universidad Pontificia Bolivariana, Junio de 2015

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 90708 del 2013 (30 Agosto). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas–RETIE.[en línea] [citado 15 de septiembre de 2016] Disponible en: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/22726-Resolucion_9_0708_de_agosto_30_de_2013_expedicion_RETIE_2013.pdf