

**Modelo para evaluación económica de proyectos de reposición de activos de uso del
sistema de transmisión nacional (STN) de energía eléctrica**

Carlos Humberto Gélvez Ortega

Director

Abel Aníbal del Río Cortina

Universidad Nacional Abierta Y A Distancia - UNAD

Escuela De Ciencias Básicas Tecnología E Ingeniería - ECBTI

Maestría En Gerencia De Proyectos

2022

Dedicatoria

En memoria de mi querido padre Pedro Pablo Gélvez García. Q.E.P.D

Agradecimientos

Agradezco a Dios por permitirme afrontar retos que enriquecen mi vida personal y profesional, a mi familia por rodearme de amor y paciencia, a mis compañeros de empresa en especial al ingeniero Jorge Orlando González por su apoyo, acompañamiento y transferencia de conocimientos, al profesorado de la universidad por compartir su sabiduría y forjarme como un buen profesional que aporta al desarrollo de la comunidad y el país.

Agradecimiento especial al doctor Abel del Rio por su aporte en la excelencia del presente trabajo.

Resumen

En el presente trabajo, se desarrolló un modelo matemático para evaluación económica de proyectos de reposición de activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional STN de energía eléctrica, mediante el análisis de costos e ingresos del activo en estudio durante su ciclo de vida, según recomienda el estándar PASS 55, los métodos de evaluación financiera utilizados en la gerencia de proyectos y la metodología de remuneración de la Comisión reguladora de energía y gas CREG; los resultados finales se rigen por criterios de decisión como son Valor Presente Neto VPN, Tasa Interna de Retorno TIR, Costo Anual Equivalente CAE y la relación Costo/Beneficio; los criterios de decisión resultantes son comparados entre el desempeño del activo actualmente operativo, denominado activo defensor, y el activo reemplazante, denominado activo retador, lo cual, permite tomar la decisión de reemplazar o mantener el activo con base al momento óptimo del reemplazo, a través de un flujo de caja se establece una estructura constituida principalmente por el costo de adquisición del activo, los costos de Administrar, Operar y Mantener - AOM, depreciaciones, compensaciones, costos de deuda y capital, con lo cual, se determina el Costo Anual Equivalente – CAE, tanto para el análisis de la vida económica del Activo defensor como para la confrontación Defensor y Retador; el modelo aporta una herramienta para toma de decisiones en proyectos que contemplan el estudio de reemplazo de activos físicos del Sistema de Transmisión Nacional, integrando métodos, estándares y metodologías de una forma práctica, clara y concisa, que permite al Transmisor Nacional conocer el comportamiento de la vida económica del activo bajo tres escenarios (Pesimista, medio y optimista) en función de las compensaciones y el costo de deuda, además de comparar en igualdad de condiciones financieras los beneficios del activo defensor y retador;

para practicidad, este modelo se aplica en una unidad constructiva específica del Sistema de Transmisión Nacional de Colombia. El criterio de selección de la unidad constructiva fue basado en la representatividad, debido al mayor número de indisponibilidad del activo en una ventana de tres años, según la información suministrada por el Transmisor Nacional TN.

Palabras Clave: Activos de uso, Análisis económico de proyectos de reemplazo de activo, gastos de capital, gastos operativos, Sistema de Transmisión Nacional STN.

Abstract

In the present work, a mathematical model was developed for the economic evaluation of replacement projects of assets used during the STN National Transmission System of electrical energy, through the analysis of costs and income of the asset under study during its life cycle, as recommended. the PASS 55 standard, the financial evaluation methods used in project management and the remuneration methodology of the CREG Energy and Gas Regulatory Commission; the final results are governed by decision criteria such as Net Present Value NPV, Internal Rate of Return IRR, Equivalent Annual Cost CAE and the Cost/Benefit ratio; The resulting decision criteria are compared between the performance of the currently operating asset, called the defending asset, and the replacement asset, called the challenging asset, which allows the decision to be made to replace or maintain the asset based on the optimal moment of replacement, at a Through a cash flow, a structure is established consisting mainly of the acquisition cost of the asset, the costs of Administering, Operating and Maintaining - AOM, depreciation, compensation, debt and capital costs, with which the Annual Cost is determined. Equivalent – CAE, both for the analysis of the economic life of the Active Defender and for the confrontation between Defender and Challenger; The model provides a tool to make decisions in projects that contemplate the study of replacement of physical assets of the National Transmission System, integrating methods, standards and methodologies in a practical, clear and concise way, which allows the National Transmitter to know the behavior of the economic life of the asset under three scenarios (pessimistic, medium and optimistic) based on compensation and the cost of debt, in addition to comparing the benefits of the defending and challenging assets under equal financial conditions; For practicality, this model is applied in a specific construction

unit of the National Transmission System of Colombia. The construction unit selection criteria was based on representativeness, due to the higher number of unavailability of the asset in a three-year window, according to the information provided by the National Transmitter TN.

Keywords: Assets for use, Economic analysis of asset replacement projects, capital expenditures, operating expenses, STN National Transmission System.

Tabla de Contenido

Introducción	15
Estructura del Contenido	17
Formulación del Problema	18
Planteamiento del Problema.....	18
Alcance, Limitaciones y Viabilidad del Proyecto	19
Alcance	19
Limitaciones	19
Viabilidad del Proyecto	19
Antecedentes del Proyecto	20
Formulación y Sistematización del Problema.....	24
Formulación.....	24
Sistematización del Problema.....	24
Justificación.....	25
Objetivos	27
Objetivo General	27
Objetivos Específicos.....	27
Marco de Referencia	28
Marco Conceptual	28
Marco Teórico	30
El Servicio de la Energía Eléctrica.....	30
Costo del Ciclo de Vida del Activo.....	32
Aspectos de la Metodología del Reemplazo	33

	9
Vida Económica del Activo.....	34
Criterio de Decisión.....	36
Marco Regulatorio.....	37
Modelo de Reemplazo de Activos Físicos	38
Consideraciones Para Aplicar el Modelo de Reemplazo de Activos de Uso en el STN	41
Cálculo del Ingreso Anual de la Unidad Constructiva	42
Compensaciones por Variación en la Calidad del Servicio del STN	46
Componentes del Flujo de Caja.....	51
Estimación Del Ingreso Económico y de Compensaciones Para el Activo Defensor y el Activo Retador Aplicando la Metodología de Remuneración de la Regulación	56
Selección del Activo	56
Costo Unitario y Área Típica de la Bahía de Línea	60
Cálculo de los Parámetros Para Estimar el Ingreso de la Unidad Constructiva.....	61
Estimación de la Indisponibilidad y Compensación de la Unidad Constructiva	70
Estimación de la Vida Económica del Activo Defensor	76
Cálculo del Costo Anual Equivalente del Activo Defensor y el Activo Retador	82
Financiación	83
Depreciación de Activos	86
Flujo de Caja	89
Interpretación de los Criterios Económicos Para el Reemplazo de la Unidad Constructiva ...	94
Criterios de selección de la mejor Alternativa	95
Conclusiones	98

	10
Recomendaciones.....	100
Referencias Bibliográficas	101
Lista de Tablas	11
Lista de Figuras	13
Lista de Apéndices	14

Lista de Tablas

Tabla 1. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad	47
Tabla 2. Componentes del flujo de caja.....	51
Tabla 3. Factor de Instalación UC	53
Tabla 4 Indisponibilidad de Activos periodo 2019 - 2021	55
Tabla 5 CAPEX del Activo Retador	58
Tabla 6. CAPEX Activo Defensor.....	59
Tabla 7 Costos FOB, FI y Área Típica UC.....	60
Tabla 8 Costo Unitario y Área Típica de UC	61
Tabla 9. Parámetros Regulatorios CREG 004 1999	62
Tabla 10. Parámetros Regulatorios CREG 011 de 2009.....	62
Tabla 11. Parámetros para calcular el ingreso de activo Retador	67
Tabla 12. Parámetros para Calcular el ingreso del activo Defensor	68
Tabla 13. Horas de indisponibilidad de la Unidad Constructiva	70
Tabla 14. Parámetros para el Cálculo de la compensación.....	71
Tabla 15. Datos de distribución normal estándar.....	73
Tabla 16. Disponibilidad Calculada para la Unidad Constructiva.....	74
Tabla 17. Flujo de Caja Vida Económica del Activo Defensor Escenario Medio	81
Tabla 18. Datos del Crédito para el activo defensor escenario pesimista.....	83
Tabla 19. Amortización del crédito para el Activo defensor escenario pesimista Tasa 5,69%	84
Tabla 20. Amortización Crédito del Activo Retador	85
Tabla 21. Estimación de la depreciación del activo Defensor	87

	12
Tabla 22. Depreciación del Activo Retador.....	88
Tabla 23. Flujo de Caja del Activo Defensor escenario pesimista (Parcial)	89
Tabla 24. Flujo de caja del activo Retador escenario pesimista (parcial).....	90
Tabla 25. Análisis de CAE en diferentes escenarios	91
Tabla 26. Indicadores De Selección En El Escenario Pesimista 1	95
Tabla 27. Indicadores De Selección En El Escenario Pesimista 2	95
Tabla 28. Indicadores de Selección Escenario Medio	95
Tabla 29. Indicadores de selección Escenario Optimista.....	96

Lista de Figuras

Figura 1 Esquema de Comercialización de la Energía Eléctrica de Colombia.....	31
Figura 2 Metodología de Remuneración del Servicio de la Energía Eléctrica.....	32
Figura 3 Vida Económica del Activo.....	35
Figura 4 Gráfico del Modelo de Reposición de Activos Físicos	38
Figura 5 Diagrama Unifilar de la Bahía de Línea.....	57
Figura 6 Ingreso del Activo Defensor.....	66
Figura 7 Ingreso Anual para el Activo Reador.	69
Figura 8 Comportamiento de la Disponibilidad Durante la vida Operativa	75
Figura 9 Vida Económica del activo defensor escenario Pesimista	77
Figura 10 Vida económica del activo defensor escenario Medio	78
Figura 11 Vida Económica del Activo Defensor Escenario Optimista	79
Figura 12 Comparación de CAE.....	92

Lista de Apéndices

Apéndice A Flujo de Caja en Excel	108
Apéndice B Resgistro Fotografico Construcción de Unidad Constructiva	109

Introducción

La energía eléctrica es un servicio público de carácter esencial, vigilado por el Estado con el fin de garantizar la cobertura nacional en parámetros de calidad, oportunidad, razonabilidad de costos y aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos (Ley 143 , 1994).

La actividad de transmisión de energía eléctrica es una actividad primordial para el pueblo colombiano, por tal se considera de utilidad pública (Ley 143 , 1994).

La Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG es la entidad del estado colombiano cuya función principal es la regulación del servicio de la energía eléctrica y gas.

Los Transmisores Nacionales TN, tienen la responsabilidad de mantener los índices de calidad en el servicio de la energía eléctrica, por tal tienen un ingreso regulado libre de fluctuación de la demanda los cuales se remuneran vía cargo por uso (CREG 011 de 2009, pág. 11).

La anualidad respectiva se remunera con base al costo de reposición (CREG 011 de 2009, pág. 16) y con una TIR resultante del modelo *Weighted Average Cost of Capital - WACC* o Costo Promedio Ponderado de Capital – CPPC (CREG Circular 081, 2007).

Por lo anterior, se tiene en cuenta la actualización de costos unitarios de las unidades constructivas dependiendo de la resolución en el periodo tarifario correspondiente, siendo que para la actual regulación se basa en precios del año 2008 actualizado mediante el índice de precios al productor IPP desde 1999 a 2022 reportado por el DANE, además se reconoce el 5% de activos No eléctricos con base a la anualidad, costos por administración, operación y mantenimiento - AOM y la proporción de terreno que ocupa la unidad constructiva (CREG 010, 2009).

Sin embargo, el ingreso se podría impactar negativamente por compensaciones debido a variaciones en los parámetros de calidad como la indisponibilidad, la energía no suministrada y la afectación a otros activos por fallas en el activo en estudio (CREG 011 de 2009, pág. 7).

Por otra parte, es obligación de todos los colombianos proteger los recursos culturales y naturales del país y velar por la conservación de un ambiente sano (Constitucion Politica de Colombia, 1991).

La operación de activos debe seguir normas y exigencias ambientales que son revisados por la autoridad ambiental nacional como seguimiento de los impactos ambientales identificados y aprobados en la licencia ambiental, como ocurre en las líneas de transmisión que por su envergadura establece el Diagnostico Ambiental de Alternativas DAA, y la respectiva compensación económica durante el ciclo de vida del activo (GRN, 2021).

En la actividad de transmisión de energía eléctrica durante la etapa de construcción en relación a las líneas de transmisión el factor de instalación incluye el costo de gestión ambiental en valores que oscilan entre el 7 y 25% del FOB por kilómetro de red, mientras que en las subestaciones la gestión ambiental por su bajo impacto se incluye en el porcentaje de la obra civil durante la construcción y en caso de AOM en el proceso de administrar y mantener (CREG 26 de 1999).

La evaluación económica del reemplazo de activos de uso del sistema de transmisión nacional STN, se soporta con la información de las diferentes resoluciones de la CREG, la suministrada por el Transmisor Nacional TN y la aplicación de la metodología para el reemplazo de activos utilizada en la gerencia de proyectos mediante indicadores económicos resultantes de los flujos de cajas.

Estructura del Contenido

El presente documento está constituido en cuatro partes distribuidos de la siguiente manera: la primera parte está enfocado a la formulación del problema, en donde se desarrolla el planteamiento del problema, antecedentes, localización, alternativas de solución, alcance, limitaciones, viabilidad del proyecto, justificación, objetivo general, objetivos específicos, marco de referencia donde se encuentra el marco conceptual y el marco teórico.

La segunda parte, presenta el modelo de reemplazo de manera general mediante un diagrama explicativo y las expresiones matemáticas simples.

La tercera parte, presenta la estimación del ingreso económico y las compensaciones por indisponibilidad del activo defensor y retador.

La cuarta parte, se estima la vida económica de la unidad constructiva actual en relación con su vida útil.

La quinta parte, se realiza el análisis de los criterios económicos que determinan el posible reemplazo de la unidad constructiva.

Formulación del Problema

Planteamiento del Problema

En la cadena de la energía eléctrica, la transmisión cumple un papel fundamental cuya función es servir de puente entre la generación y el consumidor, transportando la energía por grandes bloques para entregarlo a los centros de consumo a través de subestaciones y líneas de transmisión, por ende, el estado Colombiano debe garantizar su prestación, con el fin de abastecer la demanda teniendo en cuenta criterios económicos y viabilidad financiera bajo el uso eficiente de los recursos del país (Ley 143 , 1994).

Bajo el anterior precepto se desprenden el componente social y el componente económico. Este último, se relaciona con las inversiones necesarias para que el inversionista, el cual se denomina transmisor nacional TN, garantice la prestación del servicio en retribución a una remuneración, por tal la comisión reguladora de energía y gas elabora y emite la metodología para garantizar la continuidad del negocio bajo unas condiciones de confiabilidad y calidad del servicio.

El STN se encuentra compuesto por equipos que operan a tensiones mayores de 220 kV, los cuales se constituyen de elementos técnicos como líneas de transmisión, transformadores, interruptores, seccionadores, entre otros (CREG 011 de 2009).

Al conjunto de equipos se le denomina unidad constructiva, que, dependiendo de sus componentes y su función, la comisión reguladora determinó su metodología de remuneración.

Dado a que los equipos eléctricos tienen una vida útil limitada, es necesario definir criterios económicos para determinar la vida económica del activo en uso, que se denomina activo defensor, y su posible reemplazo, denominado activo retador, teniendo en cuenta el

momento óptimo de reemplazo definido por la vida económica, con el fin de determinar la conveniencia del reemplazo, puesto que se requiere realizar la inversión sin constituirse en un riesgo para el negocio (Duran, Sojo, & Fuenmayor, 2011).

De esta manera, en la investigación se pretende resolver el siguiente interrogante:

¿Cuáles son los criterios que se deben considerar para realizar la evaluación económica de reemplazo de activos físicos del Sistema de transmisión Nacional de energía eléctrica?

Alcance, Limitaciones y Viabilidad del Proyecto

Alcance

El presente trabajo tiene como alcance el diseño de un modelo de evaluación económica de reposición de activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional de energía eléctrica que integre métodos, estándares y metodologías en un flujo de caja elaborado en Excel, que permita al Transmisor Nacional conocer de manera anticipada el comportamiento de la vida económica del activo, y con esta perspectiva, tomar la decisión de reemplazar o mantener de acuerdo con los indicadores financieros resultantes de los análisis.

Limitaciones

Actualización de costos: los costos se actualizan mediante indicadores de índice de precios al productor (IPP) e indicador de precios al consumidor (IPC).

La disponibilidad del activo se calcula con datos suministrados por el TN.

El AOM se soporta en el porcentaje regulatorio y sirve como suministro para calcular los componentes como operación, administración y mantenimiento

Viabilidad del Proyecto

La viabilidad del presente proyecto está representada en la consecución de la información

que permita la implementación del modelo para la correcta toma de decisiones, como lo son, la correcta interpretación de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de la energía eléctrica, el acceso a fuentes y referencias que orienten sobre las metodologías de reemplazo de activos físicos, los métodos de evaluación económica de proyectos y la información del Transmisor Nacional.

Antecedentes del Proyecto

La reposición de activos físicos representa una decisión importante dentro de las organizaciones y los transmisores nacionales como agentes regulados por el estado nacional en el negocio de la energía eléctrica, deben establecer estrategias para prestar un servicio de calidad representada en la disponibilidad de sus activos y mantener el ingreso económico dentro de un entorno ambientalmente sostenible, por tal el reemplazo de los activos de uso del STN amerita una acertada evaluación económica.

Sapag y Sapag (1985) presentaron una metodología para análisis del momento óptimo de reemplazo a la hora de reemplazar activos mediante un algoritmo matemático, donde determina la importancia de comparar el costo de la nueva inversión menos el valor de venta de los activos en reemplazo contra el ahorro de los costos o aumento de los ingresos que genera la nueva inversión, esta metodología tiene en cuenta los costos relevantes como el costo de adquisición, el de transporte, entre otros, pero no se menciona el costo del impacto ambiental.

Duran, Sojo, y Fuenmayor (2011) presentaron un artículo de decisión del reemplazo de activos físicos en función al ciclo de vida del activo mediante la metodología PASS 55, en este artículo se considera relevante todos los costos asociados al ciclo de vida cubriendo desde el diseño, la procura, la construcción, operación, mantenimiento y desincorporación mediante

análisis económicos en valores monetarios proyectados a futuro, la metodología plantea la necesidad de evaluar económicamente las opciones de no reemplazar contra la opción de reemplazo óptimo y seleccionar la mejor de ambas, teniendo en cuenta el costo de capital o *Capital Expenditures* - CAPEX y el costo operativo o *Operational Expenditures* - OPEX.

Aguilar (2015) presentó un trabajo de grado titulado análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de ETCEE, en donde se determina costos de mantenimiento, costos de transmisión de la energía eléctrica y cálculo de la remuneración por concepto de peajes según la regulación eléctrica de Guatemala con el cual se propone una curva de reemplazo a los equipos de potencia.

Khalid y Abdulaziz (2015), en el artículo titulado La contribución de la salud de activos en la prolongación del ciclo de vida y optimización del costo de los equipos de las subestaciones, desarrollaron de manera experimental el índice de salud en activos en la compañía de electricidad Arabia Saudita, aplicado principalmente a los equipos de subestación que se involucraron en apagones en el año 2014 con base en modos de falla, este se desarrolla en subestaciones localizadas en tres departamentos del país, metodología muy usada en el área de mantenimiento para determinar las estrategias y planes de mantenimiento, además de servir de soporte para el reemplazo de activos, en conclusión se determinó los indicadores MTMF y FOFI-SS el cual establece la jerarquía de los equipos que más fallaron en cada uno de los departamentos.

Mathieu, Rennotte, Romain, Vosse, y S (2017) narraron la experiencia en la implementación de la gestión de activos mediante la metodología PASS 55 y la ISO 55000, en ella relata la solución a innumerables retos de la organización propietaria de la red eléctrica

nacional de Arabia Saudita, y a través del costo, riesgo y desempeño, y como a través de la gestión de activos pueden establecer a futuro el análisis de reemplazo de activos.

Abdollah y Sharareh (2018a), desarrollaron un modelo matemático de reemplazo de flota de barcos teniendo en cuenta los impactos ambientales desde el punto de vista de la huella de carbono en relación con las emisiones de CO₂ como gas de efecto invernadero, en este modelo se estiman parámetros técnicos, económicos y ambientales a partir del consumo de combustible fósil.

Abdollah y Sharareh (2018b), establecieron una metodología considerando el impacto del mantenimiento preventivo y correctivo en el ciclo de vida del activo y además la dimensión ambiental por el precio al carbono y el compromiso internacional por la disminución del calentamiento global encaminado hacia una gestión sostenible el cual no ha sido abordado en anteriores estudios de decisión de reemplazo, la metodología establece la proporción de CO₂ presente en los materiales y procesos donde intervienen el ciclo de vida de activos y valorados de acuerdo al costo de emisión CO₂ o CO₂ equivalente emitida en cada país.

Costa Lima, Costa, Teodoro, y Pinto (2020) implementaron una metodología con base en modelo de probabilidad distribuida mediante el método Weibull para determinar la decisión de reemplazo de transformadores de potencial teniendo en cuenta el momento óptimo y aplicando datos reales de fallas y costos, esta metodología se aplicó en un conjunto de más de 1000 equipos agrupados a diferentes niveles de tensión.

Teniendo en cuenta los trabajos e investigaciones realizados anteriormente sobre las diferentes metodologías para la decisión del reemplazo de activos, se evidencia la necesidad de crear un modelo matemático que se ajuste a la realidad económica del Sistema de Transmisión

Nacional de energía eléctrica de Colombia, integrando las recomendaciones del estándar PASS 55 de gestión de activos, los métodos de evaluación financiera de proyectos, los índices de indisponibilidad de activos que afectan el ingreso para el Transmisor Nacional, la metodología de remuneración de la comisión reguladora de energía y gas CREG, además que permita al Transmisor Nacional predecir el comportamiento de la vida económica del activo en función de las compensaciones y el costo de deuda.

El modelo matemático contempla todos los costos e ingresos durante el ciclo de vida del activo, ofreciendo la posibilidad de estimar en diferentes escenarios la vida económica del activo.

Los escenarios se denominan pesimista, medio y optimista, los cuales varían en función al costo de deuda que contrae el Transmisor Nacional, brindando la posibilidad de analizar de manera anticipada el comportamiento de la vida económica del activo en la línea de tiempo de la vida útil.

El escenario pesimista, es aquel que se impacta altamente por las compensaciones generadas a partir de la indisponibilidad del activo y un alto costo de deuda, disminuyendo sustancialmente la vida económica.

El escenario medio, indica que, a pesar de las compensaciones, la vida económica del activo es favorable ubicándola muy cerca de la vida útil, motivado a un costo de deuda razonable y una tasa de interés determinada.

El escenario optimista, es aquel cuya vida económica es igual a la vida útil, debido a que las compensaciones tienen poco impacto, dado a que el costo de deuda es similar al escenario medio, pero a una tasa similar a la que se calcula la TIR regulada.

El modelo permite comparar el activo defensor y el activo retador en igualdad de condiciones financieras en relación con el costo de deuda y tasa de interés, permitiendo el equilibrio de los indicadores financieros para una toma de decisiones acertada.

Formulación y Sistematización del Problema

Formulación

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea la siguiente pregunta de investigación:

¿Cuáles son los criterios que se deben considerar para realizar la evaluación económica de reemplazo de activos físicos del Sistema de transmisión Nacional de energía eléctrica?

Sistematización del Problema

La pregunta correspondiente a la formulación de la investigación se despliega en el siguiente grupo de interrogantes:

¿Cómo analizar las estimaciones de ingreso económico y de compensaciones correspondientes, tanto para el activo defensor como para el activo retador, aplicando la metodología de remuneración de la regulación?

¿Cómo Estimar la vida económica del activo actual?

¿Cuál es la incidencia del Costo Anual Equivalente CAE del activo defensor con respecto al activo retador?

¿Cómo interpretar los criterios económicos resultantes de la evaluación de proyectos para el reemplazo de la unidad constructiva por un activo nuevo?

Justificación

La evaluación económica de reemplazo se realiza principalmente por vencimiento de la vida útil del activo físico y por la posible indisponibilidad que pueda presentar, en el caso de la transmisión de la energía eléctrica, el Transmisor Nacional se enfrenta a la incertidumbre de reemplazar el activo conllevando a una nueva inversión (Duran, Sojo, & Fuenmayor, 2011).

El estudio de la evaluación económica tiene en cuenta las variaciones de calidad que disminuyen el ingreso por compensaciones causadas por la indisponibilidad del activo después de superar las máximas horas de indisponibilidad permitida (CREG 011 de 2009).

La inversión se puede dar en el momento óptimo determinado por la vida económica de la unidad constructiva (Meza Orozco, 2013).

Pero adicional a lo anterior, también es necesario realizar el análisis al activo reemplazante el cual tiene un impacto económico, ya que por el simple hecho de reemplazarlo no influye en el ingreso de manera significativa en la presente resolución, y por tal dependiendo de los indicadores financieros arrojados en sus respectivos flujos de caja se toma la decisión de reemplazar o mantener la unidad constructiva actual (Duran, Sojo, & Fuenmayor, 2011).

La metodología para la evaluación económica en la reposición de activos, considerada como un proyecto en marcha, reúne variables económicas (Costo de capital, costo de deuda y tasa de oportunidad), que debe tener en cuenta el TN, ya que desde el punto de vista de la inversión, visualiza la rentabilidad esperada en aras de la continuidad del negocio (Meza Orozco, 2013).

El modelo desarrollado aporta una herramienta de evaluación mediante la adaptación de flujos de cajas elaboradas en Excel, que parametriza de manera cronológica y ordenada la

información económica del activo teniendo en cuenta la regulación aplicable, los resultados óptimos para toma de decisiones acertadas, siendo así un insumo para el inversionista, que de otra manera no reflejarían la realidad de la inversión y por ende incurrir en pérdidas económicas e incumplimientos regulatorios.

Objetivos

Objetivo General

Formular los criterios económicos para el reemplazo o mantenimiento de activos de uso del sistema de transmisión nacional, STN en Colombia.

Objetivos Específicos

Estimar el ingreso económico y compensaciones correspondientes al activo defensor y el activo retador mediante la metodología de remuneración de la regulación.

Estimar la Vida económica del activo actual.

Comparar el Costo Anual Equivalente CAE del activo defensor con respecto al activo retador.

Interpretar los criterios de la evaluación económica resultantes para el reemplazo de la unidad constructiva.

Marco de Referencia

Marco Conceptual

A continuación, se presenta las siguientes definiciones:

AOM: Administración, Operación y Mantenimiento.

Activo de uso del STN: Activo que opera a tensión superior de 220 kV no posee frontera comercial con otro TN.

Base regulatoria de activos, BRA: es el valor de las unidades constructivas compuesta por activos eléctricos, no eléctricos y terrenos.

Compensación: Es el pago por penalidad que realiza el TN a la superintendencia de servicio público por exceder las máximas horas de indisponibilidad permitida (CREG 011 de 2009, pág. 5).

Disponibilidad: Tiempo efectivo en servicio durante un periodo dado o declaración del TN después que ha estado fuera por falla u otra causa (CREG 011 de 2009, pág. 5).

Sistema de transmisión nacional, STN: conjunto de elementos que transportan la energía eléctrica desde la generación a los centros de consumo, entre sus elementos están las líneas de transmisión, transformadores, compensadores, bahía de línea, etc (CREG 011 de 2009, pág. 7).

Transmisor nacional, TN: es el participante en el negocio de la energía eléctrica cuya finalidad es el transporte de la energía eléctrica (CREG 011 de 2009, pág. 7).

Unidad constructiva, UC: conjunto de componentes que facilitan la conexión al sistema eléctrico ya sea para el transporta o la transformación de la potencia eléctrica (CREG 011 de 2009, pág. 7).

CAE: Costo Anual Uniforme Equivalente, Consiste en reducir todos los ingresos y todos

los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos de esta forma los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos durante un año de la otra alternativa.

WACC: *Weighted Average Cost of Capital*, traducido al español “Costo medio ponderado de capital” se utiliza como tasa de descuento principalmente para valorar proyectos o empresas mediante el método de flujo de caja esperado.

Calidad del servicio: está relacionada con MHIA, ENS y CANO.

Seguridad: Capacidad de soportar condiciones críticas, que aun después de aislar fallas de cortocircuito el sistema permanece intacto.

“FOB: *Free on Board* (Franco a Bordo del buque), estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de ellos riesgos de los equipos al comprador, tiene lugar en el momento de la entrega a bordo del buque o medio de transporte designado por el comprador. Se incluyen todos los egresos de origen legal propios del país de origen del bien comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes” (CREG 26 de 1999, pág. 10).

“Factor Instalación (FI): Factor multiplicador aplicable al costo FOB de una unidad constructiva, que involucra todos aquellos costos de operación y gastos adicionales en que se incurre para la puesta en servicio” (CREG 26 de 1999, pág. 3).

MHIA: Máximas Horas de Indisponibilidad del Activo

CAPEX: *Capital Expenditures* – Costo de Capital

OPEX: *Operational expenditures* – Costo de Operación

TIR: Tasa Interna de Retorno

VPN: Valor Presente Neto

Marco Teórico

El Servicio de la Energía Eléctrica

La energía eléctrica es fundamental para incrementar la calidad de vida de los usuarios finales, puesto que facilita la cotidianidad en la utilización de artefactos eléctricos como televisores, aire acondicionado, computadores, iluminación, comunicaciones, aparatos de conectividad a internet, entre otros, además es parte de la economía puesto que de ella se derivan muchos procesos para la elaboración de productos y prestación de servicios, pero, para que esta actividad económica y confort sea posible es necesario contar con una cadena de servicios en las que participan varios agentes:

Gobierno: Ente que establece políticas para el uso adecuado y racional de recursos de la nación y garantizar los servicios públicos a todos los ciudadanos.

Ministerio de Minas y energía: Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Minenergía, 2022).

UPME: Unidad de planeación minero-energética encargada de planear la expansión del sistema para zonas no conectadas y conectadas.

CREG: Comisión de regulación de energía y gas, su función es la emisión de la normatividad y regulación del monopolio de los sectores de energía eléctrica y gas.

Superintendencia de servicios Públicos: su principal función es la de vigilar, controlar y supervisar las empresas que participan de los servicios públicos, principalmente lo expuesto en la ley eléctrica y ley de servicios públicos.

Generación: producción de la energía eléctrica ya sea hidráulica, térmica a gas, térmica a

carbón, térmica con combustible, eólica, mareomotriz, solar, biomasa entre otras.

Transmisión: es el transporte de la energía eléctrica desde la generación hacia los centros de consumo como las ciudades y poblaciones.

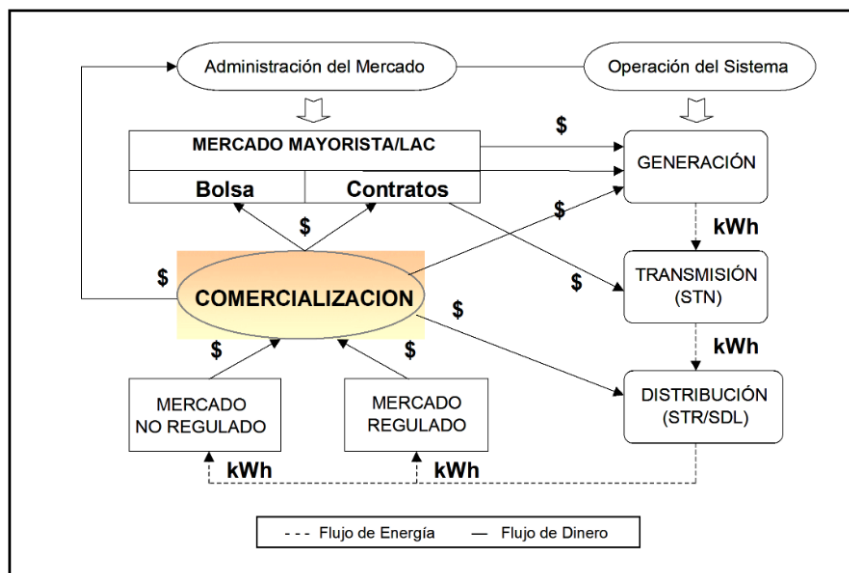
Distribución: Transporte de la energía eléctrica desde los centros de consumo hasta el usuario final.

Comercialización: Proceso de compra de la energía en grandes bloques y venderla a los usuarios finales para su consumo.

En la figura 1, se muestra el proceso operativo de la cadena de la energía eléctrica, representado desde la generación hasta los usuarios regulados y no regulados y el proceso administrativo de la comercialización con el flujo económico hacia los diferentes agentes.

Figura 1

Esquema de comercialización de la energía eléctrica de Colombia



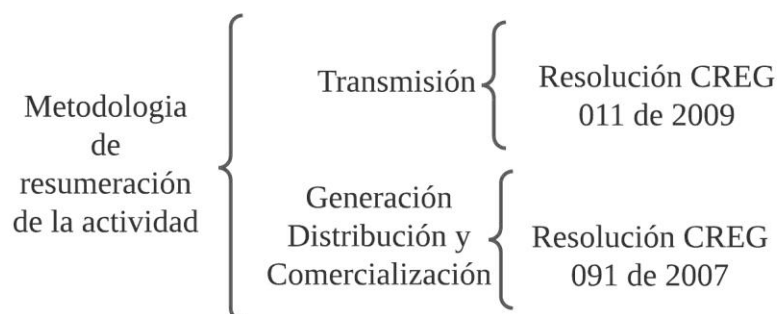
Nota. En la Figura 1 se presenta el proceso operativo para llevar la energía eléctrica desde la generación hasta los usuarios finales, representado en línea de trazos, mientras el flujo

económico se representa en línea continua. *Fuente.* Resolución 68 de 2002 CREG.

En la figura 2, se presenta los agentes como la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización los cuales están regulados con las respectivas regulaciones, en el caso de la transmisión está regulada por la resolución 011 de 2009 la cual será tratada en posteriormente, los demás agentes están regulados por la resolución 091 de 2007, las cuales se basan en la demanda de la energía eléctrica.

Figura 2

Metodología de Remuneración de las Correspondientes a las Actividades del Servicio de la Energía Eléctrica



Fuente. CREG

El modelo de reemplazo de activos físicos se aplica en la actividad de trasmisión, denominado Sistema de Transmisión Nacional, STN.

Costo del Ciclo de Vida del Activo

Según el estándar PASS 55 (2008), El costo del ciclo de vida de los activos físicos está constituido principalmente en la adquisición representado en el CAPEX, operar, mantener y administrar representado en el OPEX y costos de desmantelar, estos parámetros determinan el

momento óptimo de reemplazo, la proyección de los costos se realiza mediante el método del valor presente neto distribuida en el ciclo de vida, por tal es una serie de costos que generalmente se cuantifican de manera anual y que integrado equivalen al valor total, por tal la adquisición no es el único costo, sino que se debe entender que la operación y el mantenimiento es parte de los costos y que estos están sujetos a variaciones, pero siempre existe una base y ante el costo base se realiza la proyección inicial.

El estándar PASS 55 del 2008 establece requisitos para gestionar de manera óptima el ciclo de vida del activo gestionando adecuadamente los riesgos con el fin de asegurar la sostenibilidad del negocio centrado en la confiabilidad del activo operando a su capacidad de diseño, previniendo pérdidas, aumentando la eficiencia operativa (Amedola, 2010).

Aspectos de la Metodología del Reemplazo

La metodología de reemplazo establece una decisión importante para todo negocio, puesto que si no se realizan a tiempo generan pérdidas o daños en la producción y si se hace prematuramente constituyen una salida de capital innecesaria que podría servir para otros objetivos de la empresa, por tal antes de sumergirse en un mar de incertidumbre es mejor realizar el análisis con base en el costo de vida del activo (Meza Orozco, 2013).

Muchas inversiones en el cambio de activos obedecen a altos costos por problemas de operación o temas regulatorios donde se exige la modernización de estos.

Razones significativas para el reemplazo:

Según Duran Sojo & Fuenmayor (2011) las razones para sustituir un activo son diversas, Por eso, se mencionan las más relevantes:

Insuficiencia: el proceso demanda mayor producción por tal se exige el activo al máximo

pero no está en capacidad de responder a las exigencias esperada.

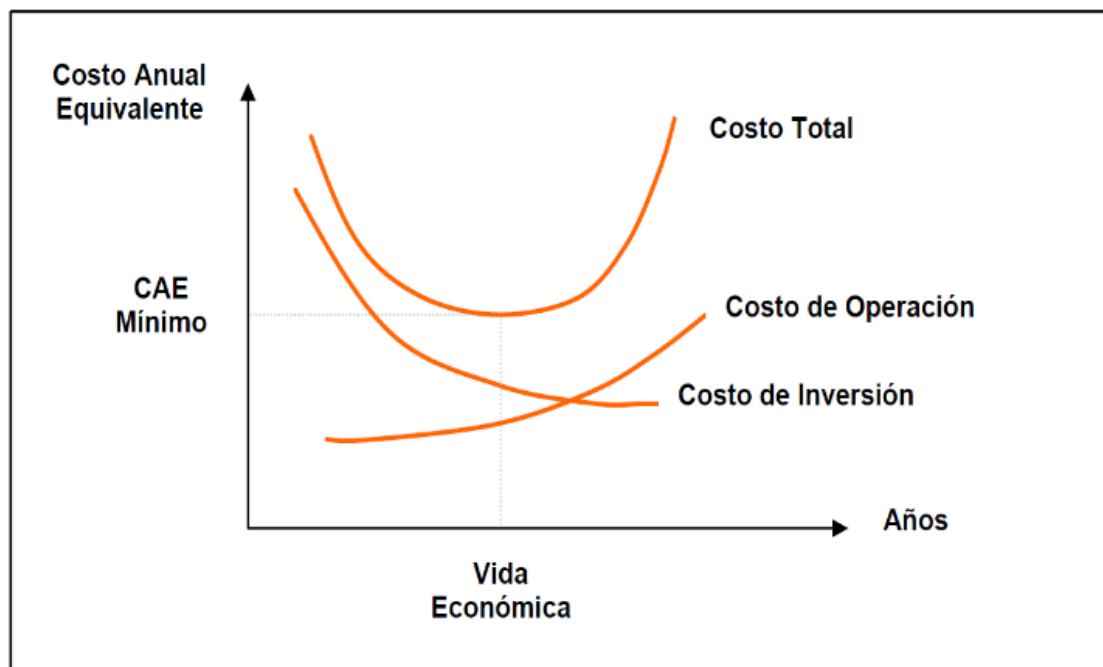
Obsolescencia: equipos de tecnología rezagada superados por otro que ofrecen mayor competitividad y menor costo de operación y mantenimiento, generalmente no se le consigue repuestos.

Recurrentes en fallas: por lo general requieren un mantenimiento correctivo más frecuente generalmente interrumpen la producción permanecen gran parte del tiempo fuera de servicio y generando egresos por reparación

Seguridad: son activos con fallas irreparables que tienen una tendencia hacia una catástrofe por el efecto negativo a las personas y medio ambiente, generalmente presentan una falla que progresivamente que incrementa con el paso del tiempo, su análisis está orientada a prevenir un daño mayor.

Vida Económica del Activo

En la figura 3, se muestra mediante una gráfica la interacción del costo de la inversión y los costos de operación en relación con la vida útil, para determinar la vida económica del activo.

Figura 3*Vida Económica del Activo*

Nota. En la figura 3. vida económica del activo se presenta el costo de la inversión el cual decrece con el tiempo por la depreciación y de manera opuesta el Costo de la operación se incrementa a medida que envejece el activo, suponiendo que entre más edad, más mantenimiento requiere para su funcionalidad llegando al punto en que se vuelve insostenible su operación, por otra parte el costo total es la sumatoria de la inversión y la operación, el cual a medida que la inversión decrece y la operación crece, se presentará un punto de inflexión donde se evidenciará el menor CAE de la sumatoria, el cual se le denomina momento óptimo del reemplazo. Fuente. Baca G, (2009).

Criterio de Decisión

Según Meza Orozco (2013) los criterios para definir el reemplazo de activos es la comparación de las ventajas del activo defensor con las ventajas del activo retador, mediante el análisis del CAE o CAUE de cada uno, verificando lo siguiente:

La primera es contemplar solo egresos, en ese caso se elige el menor CAE.

La segunda contemplando ingresos y egresos en ese caso se elige el mayor CAE.

Cuando el VNP es positivo, el proyecto se acepta y los CAE son positivos.

La tasa de descuento a utilizar debe ser la misma para el VPN y el CAE.

Para el cálculo del CAE se utiliza los mismos periodos de la vida útil para cada activo.

Cuando un CAE es negativo y el otro es positivo, se elige el positivo.

Cuando los dos CAE son negativos se rechazan ambos.

Para analizar la vida útil económica del activo, se compara el CAE de reemplazar el activo en periodos definidos, cuando el CAE de un periodo es mínimo, se determinará el momento óptimo de reemplazo.

Par cada caso se emplea el costo de capital CAPEX o inversión donde interviene costos de diseño, construcción, adquisición y montaje más los costos de operación OPEX los cuales incluye los costos de administrar, operar y mantener, además se tienen en cuenta el costo de estar fuera de servicio y por último del costo de desmantelamiento.

Marco Regulatorio

Ley 142 de 1994 Ley de servicios públicos domiciliarios.

Ley 143 de 1994 Ley eléctrica.

Resolución CREG 025 de 1995 Plan de expansión del STN y metodología de ingreso regulado por uso del sistema.

Resolución CREG 004 de 1999 Plan de expansión del STN y metodología de ingreso regulado por uso del sistema.

Resolución CREG 051 de 1998 Plan de expansión del STN y Metodología de remuneración.

Resolución CREG 026 de 1999 Costos Unitarios y área típicas de las UC.

Resolución CREG 034 de 1999 Proyecto de normatividad sobre la calidad STN y se complementarios para la Resolución CREG-025/99.

Resolución CREG 061 de 2000 Normas de calidad del STN.

Resolución CREG 158 de 1999 Modificación de plazo para fijar MID y MHAIA del STN.

Resolución CREG 007 de 2005 Proyecto de estudio para reenumerar la actividad del STN para el siguiente periodo tarifario.

Resolución CREG 083 de 2008 Tasa de retorno.

Resolución CREG 011 de 2009 Remuneración de UC del STN.

Resolución CREG 106 de 2010 Base de Activos de ISA en el STN.

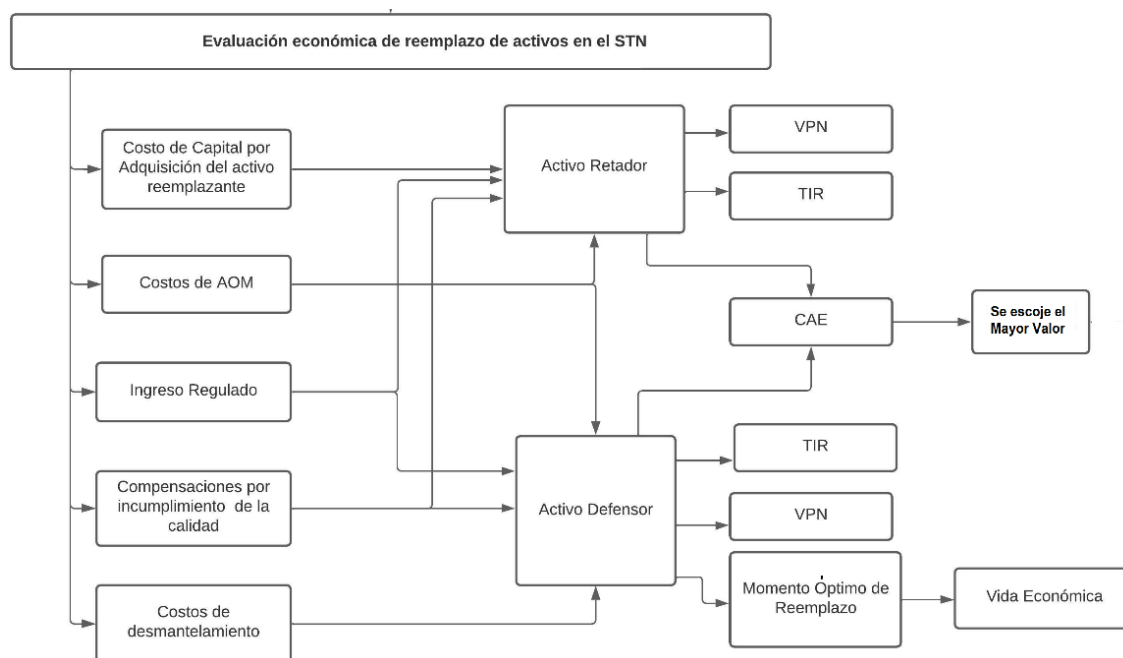
Resolución CREG 094 de 2012 Calculo ENS.

Modelo de Reemplazo de Activos Físicos

El modelo de reemplazo de activos físicos se soporta principalmente en el costo de adquisición representado en el costo de deuda y costo de capital, además el costo de operación, administración y mantenimiento AOM, el ingreso, las compensaciones por falta a la calidad y el desmantelamiento, los cuales son representado en la figura 4 analizando el activo defensor y el activo retador.

Figura 4

Modelo de reposición de activos físicos



Nota. Figura 4 Gráfico del modelo de reposición de activos físicos, muestra los componentes para la evaluación económica del reemplazo de activo físicos del STN.

El modelo aplica una investigación descriptiva con enfoque cuantitativo, puesto que se formulan preguntas y recopila información cuantificable para realizar análisis estadístico y obtener las respuestas a los cuestionamientos formulados.

El modelo de reemplazo establece de manera general la consideración de costos del reemplazo:

$$CTR_D = IA - (C_{AOM} + C_{Desm} + C_{Indisp} + C_{Dep} + C_{Cap}) - I_0 \quad (1)$$

(2)

$$CTR_R = CR_R + CTR_D$$

$$CR_R = IA - (C_{AOM} + C_{Desm} + C_{Indisp} + C_{Dep} + C_{Cap}) - I_0 \quad (3)$$

En dónde.

CTR_D = Costo Total de Reemplazo del Activo Defensor

CR_D = Costo Reemplazo del Activo Defensor

C_{Cap} = Costo del crédito

CTR_R = Costo Total de Reemplazo del Activo Retador

CR_R = Costo de Reemplazo del Activo Retador

C_{Adq} = Costo de Adquisición del Activo

$C_{O\&M}$ = Costo de Operar y Mantener

C_{Desm} = Costo de Desmantelamiento

C_{Indisp} = Costo de las penalizaciones, compensaciones o pérdidas de producción

C_{Dep} = Costo de la Depreciación del activo (Método de Línea Recta)

IA = Ingreso anual

I_0 = Inversión Inicial

El costo de desmantelamiento representa el 8,19% del valor inicial del activo defensor, el cual incrementa el valor final del activo y se consume vía depreciación, se desembolsa en

cualquier momento o al finalizar la vida útil del activo por lo tanto se incorpora implícitamente dentro del flujo de caja en el valor total del activo defensor (Fernández Avilés, 2017).

En el análisis económico del reemplazo de cualquier activo se tiene en cuenta los costos del ciclo de vida del activo el cual incluye el costo de adquisición, costo de operar y mantener, costo de desmantelamiento y el valor residual, en algunos casos se pueden tener en cuenta el costo de producción que es el caso de activos que el momento de la falla impactan el ingreso de la empresa. En el sistema de transmisión de la energía eléctrica se tiene en cuenta el esquema de remuneración de la regulación de cada país, puestos que son activos que tienen un ingreso regulado, AOM reconocido, compensaciones por falta a la calidad de la energía eléctrica y otras variables económicas.

La reposición de activos de uso en el STN se asimila como un proyecto en marcha, el licenciamiento ambiental se aprobó anteriormente y por tal la resolución CREG en la metodología de remuneración para unidades constructivas de subestaciones establece implícitamente el costo de la gestión ambiental como parte de los costos directos incluidos en el factor de instalación, en el reconocimiento del AOM al transmisor nacional, establece la gestión ambiental como parte del macroproceso de Administración en el cual se elaboran, ejecutan y monitorean el PMA y además se implementan programas de contingencia (CREG. Circular 002, 2007).

En proyectos de unidades constructivas relacionadas con las líneas de transmisión el costo de la gestión ambiental representa un porcentaje del costo directo entre el 7% al 25% del valor del FOB por kilómetro de línea.

Consideraciones Para Aplicar el Modelo de Reemplazo de Activos de Uso en el STN

Para el desarrollo de los diferentes objetivos definidos en este trabajo y determinar los parámetros en el análisis del reemplazo de activos de uso del STN, se tiene en cuenta los siguientes métodos de evaluación económica de proyectos como VPN, TIR, CAE y C/B los cuales son resultantes de los flujos de caja, además todos los costos asociados al ciclo de vida del activo recomendado por el estándar PASS 55 del 2008 y las consideraciones de las metodologías de remuneración de la CREG y las demás resoluciones que las complementan, considerando siguiente:

Establecer las Expensas de Capital para el activo defensor y retador, teniendo en cuenta los costos FOB y FI de la regulación CREG 026 de 1999, CREG 011 de 2009 y adicionalmente de proyectos semejantes facilitados por el TN.

Calcular el costo de valor de reposición CRE a través del Costo unitario de la Unidad Constructiva en estudio según las resoluciones CREG y realizar la actualización para cada periodo futuro con el deflactor $\frac{IPPa}{IPPo}$, este índice es suministrado en la página WEB del DANE y el Banco de la Republica.

Calcular la anualidad CAEA con base en el CRE en cada año de acuerdo con la tasa de oportunidad regulada en cada periodo tarifario. Además, adicionar el porcentaje reconocido de activos no eléctricos, ANE = 5% del CAEA.

Calcular el costo anual equivalente de terrenos CAET, mediante el porcentaje reconocido al área típica a la Unidad Constructiva según las resoluciones CREG, para esto se debe conocer el valor catastral por metro cuadrado reportado por el TN en el recibo predial, el CAET se actualiza anualmente mediante el IPC reportado por el DANE.

Calcular el valor de la AOM reconocido para el transmisor nacional TN con base el CRE de la unidad constructiva en cada periodo, %AOM de referencia según la resolución CREG.

Realizar la proyección de la indisponibilidad mediante método probabilístico de distribución normal o distribución de Gauss, de acuerdo con la información inicial suministrada por el TN.

Para realizar las inversiones el TN acude a créditos, por tal, es necesario calcular las cuotas de financiación de acuerdo con la tasa para créditos preferenciales, se realiza una tabla de amortización estableciendo el pago por el interés y el abono a capital, el porcentaje de deuda está entre 40 a 60% del total de la inversión.

Calcular la depreciación de los activos mediante el método de línea recta, en este caso la unidad constructiva está regulada con vida útil de 30 años.

Descontar el impuesto de renta del 33% de la utilidad operacional

Descomponer los costos de AOM en costos de administración, costos de operación y mantenimiento de acuerdo con la distribución del TN.

El costo de desmantelamiento del activo defensor representa el 8,19% del valor inicial el activo, Por ende, se calcula y se adiciona y se consume con la depreciación.

Organizar los parámetros en el flujo de caja para cada estudio teniendo en cuenta el signo de (+) o menos (-) según Meza Orozco, (2013).

Cálculo del Ingreso Anual de la Unidad Constructiva

El cálculo del ingreso de la unidad constructiva está en función a los periodos tarifarios correspondientes:

1999 al 2010: CREG 004 del 1999

2011 a actualmente: CREG 011 del 2009

- CREG 004 del 1999

$$IA = [CAEA + CAET] + [CRE] * \%AOM \quad (4)$$

En el ingreso se tiene en cuenta el valor directo de la unidad constructiva con base en la tasa de retorno o de descuento, más el porcentaje de 5% correspondiente a activos no eléctricos, incrementando el costo del terreno con base en el área típica y el valor catastral y sumando el porcentaje de AOM con base en el costo de reposición a nuevo del activo.

$$CAEA = \left[CU * \frac{TR*(1+TR)^n}{1-(1+TR)^{-nu}} \right] * (1 + \%ANE) \quad (5)$$

$$CAET = \%R * \sum_{U.C} ATUC_{U.C} * VCT_{U.C} \quad (6)$$

$$CRE = \left[\sum_{U.C} UC_{U.C} * CU_{U.C} \right] \quad (7)$$

$$\%AOM = CRE * i \quad (8)$$

Donde $i = 2000:3\%$; $2001:2,75\%$; 2002 en adelante: $2,5\%$

CAEA: Costo Anual Equivalente de Activos con base en Costo de reposición según la resolución CREG 026 de 1999, a la tasa de descuento de 9% a 25 años+ 5% ANE

CAET: Costo Anual Equivalente de Terrenos del área típica para la UC, según resolución CREG 026 de 1999.

ANE: Activos no eléctricos 5% de la anualidad.

CRE: Costo de Reposición con base en el costo unitario de la UC según resolución 026 del 1999.

%AOM: porcentaje de AOM reconocido según la misma resolución

VCTu.c: Valor Catastral del Terreno de la UC.

ATUCu.c: Área Típica de la UC.

%R: 8.5%: Porcentaje reconocido por concepto de terreno.

UCu.c: Unidad Constructiva.

CUu.c: Costo Unitario de la UC.

CAE: Costo Anual Equivalente.

CU: Costo Unitario de la UC.

VU: Numero de periodos o vida útil del activo.

TR: Tasa de retorno o Tasa de Descuento.

La resolución CREG 011 del 2009, estima el ingreso mediante la siguiente formula tarifaria:

$$IAT_j = CAEA_j * (1 + \%ANE) + VAOM_j + CAET_j + CAES_j - OI_j \quad (9)$$

El ingreso discriminado por transmisor se efectúa mediante el Costo de reposición del activo el cual se le agrega un componente como el PU que es el porcentaje de cargo por uso que por lo general es 1 (100%), y el porcentaje RPP en caso de que algunos componentes del a UC no sean totalmente propiedad del TN, en caso contrario RPP=0.

El CAEA resultante de la ecuación 7, se incrementa un 5% como reconocimiento de Activos no eléctricos, no sin antes realizar el cálculo de este mediante la aplicación de la tasa de retorno de 11,5% a 30 años, el Valor de la AOM esta con base a la AOM de referencia para el TN.

El CAET, correspondiente al 5,69% de la multiplicación entre el área típica de la UC y el valor catastral de terreno donde se ubica la subestación, se suma al ingreso de manera

independiente.

El CAES es la componente correspondiente a la servidumbre la cual es igual a cero para el caso de UC de las subestaciones.

El componente OI por lo general es cero, ya que la UC en estudio solo se usa para actividades relacionada con la transmisión de energía.

$$CAEA_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_j * CU_j * PU_{j,i} * (1 - RPP_{ji})) * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-VU_i}} \quad (10)$$

$$CAET_j = \%R * \sum_{i=1}^{a_j} (ATUC_j * VCT_s) \quad (11)$$

$$CRE_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_j * CU_j * PU_{j,i}) \quad (12)$$

$$VAOM_j = CRE_j * PAOM_{j,a} \quad (13)$$

$$PAOM_{j,a} = PAOM_{j,ref} \quad (14)$$

$$AOM_{j,ref} = \frac{AOM_{j,08} + AOM_{j,01-07}}{2} \quad (15)$$

Donde:

IAT_j: Ingreso Anual del TN *j*

CAEA_j: Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición.

%ANE: 5% de la anualidad CRE por concepto de Activo No Eléctrico.

VAOM_j: Valor de AOM,

CAET_j: correspondiente a Terrenos.

CAES_j: Correspondiente a Servidumbres para el TN *j*.

“OI_j: Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por

uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica” (CREG 011 de 2009, pág. 17).

NUC_i: Cantidad de cada UC.

CU_i: Costo Unitario de cada UC *i*,

PU_{j,i}: Porcentaje remunerado al TN *j* mediante cargos por uso de la UC *i*.

“RPP_{j,i}: Esta fracción se calculará a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC” (CREG 011 de 2009, pág. 17).

TR: Tasa de retorno 11,5%

VU_i: Vida Útil de la UC *i*

%R: 5,69%. Porcentaje por terrenos.

ATUC_i: Área Típica de la UC *i*.

VCT_s: Valor Catastral del metro cuadrado de Terreno de la subestación *s*.

UR_j: Número total de UC.

CRE_j: Costo de Reposición de los Activos Eléctricos del TN

AOMR_{j,08}: AOM remunerado en COP de diciembre de 2008.

AOMG_{j,01-07}: AOM gastado por el TN *j*, en COP de diciembre de 2008.

AOM_{j,ref}: AOM de referencia.

Compensaciones por Variación en la Calidad del Servicio del STN

La variación en la calidad del servicio del STN, reduce al ingreso respectivo de la unidad constructiva, Por consiguiente, se establece el cálculo de las compensaciones de manera anual.

Factores que aplica compensaciones según (CREG 011 de 2009):

Sobrepasar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas

Superar las indisponibilidades máximas permitidas del activo por eventos naturales, las cuales son de seis meses a partir de fecha de ocurrencia del evento.

Superar el 2% de la predicción horaria de demanda del despacho económico estimada por el CND, originando energía no suministrada ENS.

Dejar no operativos otros activos, tras superar las MHAIA.

En la tabla 1, se presenta de manera comparativa la cantidad de horas de indisponibilidad para cada unidad constructiva para cada una de las resoluciones CREG.

Tabla 1

Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)	
	CREG 061 de 2000	CREG 011 DE 2009
Bahía de línea	24	15
Bahía de Transformación	24	15
Bahía de Compensación	48	16
Módulo de Barraje	N. A	15
Módulo de compensación	48	15
Autotransformador	48	28
Línea de 220 o 230 kV	48	20
Línea de 500 kV	72	37
VQC	48	5
Otros Activos/Activos de conexión al STN	48	10

Nota. En la tabla 1. Máximas horas anuales de indisponibilidad se muestra de manera general los activos que constituyen el STN, en el caso de las bahías de líneas es de 15 horas, en el caso que este valor se supere, se empezará a compensar.

La disponibilidad de los activos se puede calcular por métodos probabilísticos o determinístico, según la resolución CREG 025 de 1995 en su apartado 5.3 confiabilidad.

Por tanto, obteniendo datos de entradas con base en información histórica del

comportamiento de la disponibilidad de activos similares, se procede a estimar la disponibilidad de la UC durante su vida útil por el método probabilístico.

Las fórmulas para el cálculo del índice de disponibilidad y compensación se presentan a continuación con base en la regulación CREG 061 del 2000 y CREG 011 del 2009:

Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas

$$MHAIA = MHAI - 0,5 * (SCE + CPSM + ENR) \quad (16)$$

Donde;

MHAIA: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo Ajustadas

MHAI: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad del Activo

SCE: Cantidad de Solicitudes de Consignaciones de Emergencia

CPSM: Cantidad Cambios al programa semestral de Mantenimiento

ENR: Cantidad de Eventos No Reportados o Finalización de Maniobras no reportadas en los plazos establecidos.

Índice de Disponibilidad del Activo IDA:

$$IDA = \left[1 - \left[\frac{IP + IT}{8760} \right] \right] X 100 \quad (17)$$

Donde;

IDA = Índice de Disponibilidad del Activo.

IP = Indisponibilidad Parcial del Activo en horas.

IT = Indisponibilidad Total del Activo en horas.

Meta del Índice de Disponibilidad Ajustada MIDA.

$$MIDA = \left[1 - \frac{MHAIA}{8760} \right] \times 100 \quad (18)$$

Horas de Indisponibilidad del Activo en el mes HID:

$$HID_{m,k} = \sum_{i=1}^n H_{i,k} * \left(1 - \frac{CR_{I,K}}{CN_K} \right) \quad (19)$$

Donde,

HID= Horas de Indisponibilidad del activo k en el mes m

H=Horas de duración del evento.

CR= Capacidad disponible del activo durante el mes.

CN= Capacidad Nominal del Activo durante el mes.

Horas de Indisponibilidad Acumulada HIDA:

$$HIDA_{m,k} = \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,k} \quad (20)$$

Horas Para Compensar en caso de que HIDA >MHAIA

$$HC_{m,k} = \max (0, HIDA_{m,k} - MHAIA_{M,K} - THC_{M-1,K}) \quad (21)$$

$$THC_{m-1,k} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,k} \quad (22)$$

Compensación económica del activo por Indisponibilidad:

$$CIM_{m,k} = \frac{HC_{m,k}}{H_m} * IMR_{m,k} \quad (23)$$

Donde;

$HC_{m,k}$ = Horas de Indisponibilidad que excede MHAIA del Activo k en el mes m

$THC_{m-1,k}$ = *Total de* Horas de Indisponibilidad que excede MHAIA en un periodo de once meses.

H_m = *Horas del mes* m

$IMR_{m,k}$ = Ingreso Mensual Regulado del Activo k

Costo anual Equivalente CAE:

Las siguientes ecuaciones, permiten establecer anualmente los costos totales de tener y mantener un equipo:

Para calcular el VP de la inversión y la AOM, se tiene en cuenta los siguientes factores:

$$VP_{INVERSIÓN} = I_0 - \frac{VR_n}{(1+i)^n} \quad (24)$$

$$VP_{AOM} = \sum_{j=i}^n \frac{C_j}{(1+i)^j} \quad (25)$$

$$CAE = \left[I_0 - \frac{VR_n}{(1+i)^n} + \sum_{j=i}^n \frac{C_j}{(1+i)^j} \right] \frac{i}{1-(1+i)^{-n}} \quad (26)$$

i: Tasa de descuento pertinente para la Empresa o Servicio.

n: Número de períodos considerados.

C_j : Costo directo e indirecto asociado a la operación del equipo en el año j.

VR_n : Valor residual del equipo en el año n.

I_0 : Valor de la inversión del equipo en el año 0.

VP: Valor presente.

La ecuación del CAE formula resultados semejantes al criterio VPN, tiene por objeto de mostrar anualmente dos términos de comportamiento inverso: por un lado, los costos totales de operación, que crecen a medida que transcurre el tiempo; y por otro, la inversión neta del activo,

que disminuye al tener en cuenta más años en su vida útil. Esto ocurre bajo el supuesto de una depreciación lineal para los equipos.

Así, al equilibrar ambos términos se produce en un punto en que el costo anual equivalente tiene un tope mínimo.

El número de años para el cual el costo anual equivalente es mínimo representa la vida económica del activo que se está analizando.

Entonces, se tendrá que aquel equipo nuevo que posea un CAE mínimo, comparado con el del resto de los activos nuevos que están compitiendo, podrá ser comparado con la continuación de las operaciones del activo antiguo (costo marginal del activo antiguo).

Componentes del Flujo de Caja

En la tabla 2, se presenta la estructura del flujo de caja con su respectivo signo operacional.

Tabla 2

Componentes del flujo de caja.

Operación	Componentes del Flujo de Caja
(-)	Inversión Inicial
(+)	Egresos Gravables
(-)	Egresos Deducibles
(-)	Depreciación y Amortización
	Utilidad antes de Impuestos
	Impuesto Causados
(-)	Impuesto Pagado
(+)	Depreciación y Amortización
(-)	Egresos No deducibles
	Flujo Neto de Efectivo

Nota. Según (Meza Orozco, 2013) un flujo de caja está conformado por los componentes que se describen en la tabla 2.

La inversión inicial está relacionada con la adquisición de los equipos y sus respectivos costos directos e indirectos, costos financieros entre otros y se engloban en el CAPEX, en el presente estudio la inversión representa los recursos propios, mientras que la deuda se representa en el flujo de caja de manera separada el concepto por interés y el abono a capital.

Tabla 3*Factor de instalación*

Factor de Instalación	% FOB
Transporte Marítimo	3,16%
Seguro Marítimo	0,40%
Costo CIF	
Bodegaje	1,66%
Arancel	13,29%
Transporte Terrestre	2,05%
Seguro Terrestre	0,62%
IVA (equipos [CIF+Arancel])	1,90%
Costo DDP	
Montaje, pruebas y puesta en servicio	11,80%
Repuestos	3%
Obras civiles	29%
Costo Directo	
Ingeniería (Diseño)	3,60%
Interventoría	6,93%
Administración de la ejecución	4,46%
Costo Indirecto	
Costo financiero	3,50%

Fuente. Resolución CREG 011 (2009)

Los ingresos de la unidad constructiva están regulados por resoluciones que rigen en cada periodo tarifario, teniendo en cuenta que la unidad constructiva comienza su operación y entrega de beneficios a partir del año 2000.

Los ingresos regulados están comprendidos de la siguiente manera:

Anualidades: representados en reconocimiento en proporción a la tasa de oportunidad reconocida por CREG al transmisor nacional por el costo unitario de la UC.

La tasa de oportunidad reconocida según por la resolución CREG 011 del 2009 el 11,5%.

Costo de reposición del activo eléctrico: el valor establecido con base a costos del mercado equivale el costo de unidad constructiva definido en la resolución.

activos no eléctricos: están constituidos por edificios, equipos y maquinaria y se

renumera como el 5% de la anualidad.

Costo de AOM: son los costos de administración, operación y mantenimiento reconocidos por la unidad constructiva en función del costo de reposición.

Egresos: Corresponde a las compensaciones que debe responder el TN por la variación en las características en la calidad del servicio cuando excede los límites permitidos.

MHAIA: máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas correspondiente a la UC, la cual es de 15 horas para la bahía de línea.

ENS: Energía no suministrada, la cual equivale al 2% de la predicción horaria de demanda para el despacho económico proyectado por CND.

Depreciación: Por norma contable los activos se deprecian, según su vida útil, en el caso de los terrenos estos mantiene su valor de manera infinita, mientras que los edificios, y equipos que en un principio son de buena calidad y casi eternos, se deprecian de acuerdo a la resolución respectiva que por lo general son 30 años, mientras que su valor de salvamento es nulo, ya que una vez desmontados se deben dar de baja y disponerlos para reciclar materiales como el aceite, el gas, el cobre, el acero, entre otros.

Amortización: La Amortización son los intereses que paga el inversionista al sistema bancario para lograr capitalizar el negocio, Por ende, tienen un beneficio tributario, ya que son deducibles. Para el caso en desarrollo se toma el interés bancario reportado por las entidades a la superintendencia financiera para créditos preferenciales.

Impuestos causados: Son las imposiciones tributarias a la que están sometidos todas las utilidades del negocio lo cual representan el 33%, es decir una tercera parte de la utilidad menos la depreciación y la amortización.

Impuestos pagados: Son las erogaciones reales pagadas por concepto del impuesto de renta sobre la utilidad positiva en el periodo gravable correspondiente.

Si la utilidad es negativa, no hay causación de impuesto.

Estimación Del Ingreso Económico y de Compensaciones Para el Activo Defensor y el

Activo Retador Aplicando la Metodología de Remuneración de la Regulación

Selección del Activo

Teniendo en cuenta que una de las mayores preocupaciones del TN es la disminución del ingreso por indisponibilidad del activo, se procede a seleccionar el activo de acuerdo con una lista previa de unidades constructivas que han impactado el negocio en los últimos tres años presentada en la tabla 4, Por consiguiente, se tiene:

Tabla 4

Indisponibilidad de Activos periodo 2019 - 2021

Unidad Constructiva	2019	2020	2021	Total
SOCH230L22BL	0,00 H	6,48 H	98,40 H	104,88 H
CERR230L17BL	12,97 H	68,25 H	17,72 H	98,93 H
LPAL230L27BL	31,68 H	17,50 H	47,72 H	96,90 H
CHIV230L19BL	93,60 H	0,00 H	0,00 H	93,60 H
SFEL230L22BL	0,00 H	69,73 H	0,00 H	69,73 H
ASUR230L22BL	0,00 H	62,58 H	1,55 H	64,13 H
SBER230L17BL	0,80 H	62,17 H	0,00 H	62,97 H
PURN230L22BL	0,00 H	0,00 H	54,22 H	54,22 H
GTPE230L16BL	47,78 H		0,00 H	47,78 H
YUMB230L15BL	41,97 H	0,00 H	0,00 H	41,97 H
PURN230L23BL	0,00 H	41,48 H	0,00 H	41,48 H
SMAT230L27BL	8,30 H		33,15 H	41,45 H
COMU230L22BL	39,60 H	1,33 H	0,00 H	40,93 H
PURN230L15BL	10,02 H	9,88 H	16,20 H	36,10 H
CHIV230L25BL	0,02 H	0,00 H	33,88 H	33,90 H

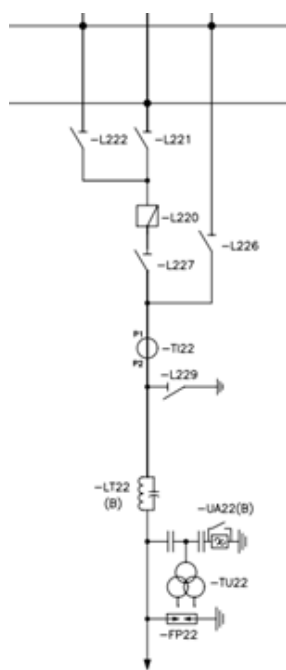
Nota., Según la tabla 4. Indisponibilidad de activos, resume la lista de activos que impactaron el ingreso en los años del 2019 al 2021, por tal para la aplicación de la metodología de reemplazo se establece sobre SOCH230L22BL, que corresponde a una bahía de línea de una subestación en doble barra localizada en el municipio de Paipa, departamento de Boyacá. En adelante el activo en mención se tratará como la unidad constructiva en estudio. Este activo está en operación

desde el año 2000. Elaboración propia a partir de información ISA ITCO (2022)

En la figura 5, se muestra el diagrama unifilar de la bahía de línea con sus respectivos elementos técnicos, donde L221, L222, L226 y L227 son los seccionadores, L229 es el seccionador de puesta a tierra, L220 es el interruptor, TI 22 es el transformador de corriente, TU22 es el transformador de potencial, LT22 trampa de onda, FP22 pararrayos y UA22 transductor de señales de la trampa de onda.

Figura 5

Diagrama unifilar del Activo.



Fuente. ISA ITCO (2022)

La inversión Inicial está conformada por el CAPEX el cual representa la compra de los elementos técnicos y los costos asociados para su montaje y puesta en servicio según lo muestra la tabla 5 para el activo retador.

Tabla 5*CAPEX del Activo Retador.*

Descripción	Valor Unitario	Cantidad	Costo
Costo Total			\$ 7.853.813.132,09
Interruptor 230 Kv	83105	1	\$ 475.076.725,93
Seccionador Sin PAT	10653	4	\$ 243.595.083,87
Seccionador Con PAT	4819,31	1	\$ 27.549.991,17
Transformador De Corriente	7688,24	3	\$ 131.851.412,82
Transformador De Tensión	8716,75	3	\$ 149.490.104,71
Descargador De Sobretensión	4451,72	3	\$ 76.345.896,00
Sistema De Protección De Línea Tipo	62632,09	1	\$ 358.041.613,08
Sistema Control De Línea	91800,37	1	\$ 524784540,26
Sistema De Control Nivel 2	224741,99	1	\$ 1.284.756.498,25
Gabinete De Agrupamiento	5644,97	1	\$ 32.269.946,04
Gabinete Cambio De Unidad	28197,35	1	\$ 161.192.524,13
Aislador Soporte Tipo 1	1380,28	17	\$ 134.138.274,96
Cadena De Aisladores Tipo 1	1331,46	86	\$ 114.168.733,01
Cadena De Aisladores Tipo 4	12	12	\$ 823.188,12
Conectores	186,09	97	\$ 103.188.517,04
Cable F.O (M)	2,84	440	\$ 7.143.443,56
Servicios Auxiliares AC Tipo 1	8591,38	1	\$ 49.113.346,75
Cargador De Baterías Tipo 1	22160	1	\$ 126.679.504,80
Banco De Baterías Tipo 1	24433,17	1	\$ 139.674.272,40
Servicios Auxiliares CC Tipo 1	9631,21	1	\$ 55.057.622,45
Acero Estructural (Ton)	2096,71	16,52	\$ 198.009.036,47
Cable De Potencia Tipo 1 (M)	68,57	367	\$ 143.858.926,33
Cable De Control (M)	14,42	2245	\$ 185.062.407,08
Cable De Cobre Desnudo Tipo 1	7,27	195	\$ 8.104.115,52
Cable De Cobre Desnudo Tipo 2	4,77	72	\$ 1.963.303,66
Cable Malla De Puesta A Tierra	54,71	195	\$ 60.987.092,19
Barra Tubular Tipo 1	13	218,19	\$ 16.214.919,45
Bienes			\$ 4.809.144.040,22
Inventario		2%	\$ 96.182.880,80
Obra Civil		29%	\$ 1.394.651.771,66
Montaje, Pruebas Y Puesta En Servicio		11,80%	\$ 567.478.996,75
Repuestos		3%	\$ 144.274.321,21
Costo Directo			\$ 2.106.405.089,62
Ingeniería (Diseño)		6,12%	\$ 294.319.615,26
Interventoría		6,93%	\$ 333.273.681,99
Administración De La Ejecución		4,46%	\$ 214.487.824,19
Costo Indirecto			\$ 842.081.121,44

Nota. Precios referidos al año 2021.

En la tabla 6 se presenta los costos de capital del activo defensor.

Tabla 6

CAPEX Activo Defensor.

SUBESTACIONES	\$ 1.982.664.989,03
Bienes	\$ 1.224.471.954,69
Interruptor	\$ 145.909.592,41
Seccionadores	\$ 114.274.559,19
Seccionador de PAT	\$ 35.408.793,89
Transformador de corriente	\$ 73.823.869,12
Transformador de tensión	\$ 45.536.113,02
Descargador de sobretensión	\$ 26.164.640,19
Trampa De Onda	\$ 31.912.182,40
Telecomunicaciones (PLP o FO)	\$ 169.000.530,60
Aisladores poste	\$ 11.933.348,20
Servicios auxiliares	\$ 49.550.147,79
Gabinete de medida	\$ 40.032.915,39
Gabinete de protección	\$ 98.914.368,19
SCC controlador de campo	\$ 91.313.757,51
Registrador de fallas	\$ 39.049.357,98
Estructuras	\$ 109.805.111,20
Cables AT , conectores y Accesorios	\$ 51.416.584,80
Cables modulo	\$ 42.135.997,28
Malla de PAT y derivaciones	\$ 48.290.085,55
Costos Directos	\$ 543.787.995,08
Repuestos 3%	\$ 36.734.158,64
Obra civil 29.55%	\$ 361.831.462,61
Montaje - Pruebas y puesta en servicio 11,86%	\$ 145.222.373,83
Costos Indirectos	\$ 214.405.039,27
Ingeniería (Diseño) 6.12%	\$ 74.937.683,63
Interventoría 6.93%	\$ 84.855.906,46
Administración 4.46%	\$ 54.611.449,18

Nota. Precios referidos al año 1999. *Fuente.* CREG circular 036(2006),

Costo Unitario y Área Típica de la Bahía de Línea

La bahía de línea está catalogada como una unidad constructiva, la cual percibe una remuneración y mediante la resolución CREG 026 de 1999 se estableció sus respectivos costos unitarios, con base en la determinación de los elementos técnicos y su correspondiente FOB y el factor de instalación asociado, por tal:

$$\text{Costo Unitario (CU)} = \text{FOB} \times \text{FI} \quad (27)$$

Según el anexo 2, presentado en la tabla 7, para activos de subestación se tiene:

Tabla 7

Costos FOB, FI y Área Típica UC.

Módulos 230 kV (US\$ 1997)	FOB Bahía de Línea (USD)	FI	Área (m2)
Barra Sencilla	471.398	205%	1200
Barra Principal y Transferencia	514.069	205%	1500
Barra Doble	515.967	205%	1500
Barra Doble + Transferencia	538.201	205%	1500
Barra Doble +By pass	557.284	205%	1500
Interruptor y Medio	580.810	205%	900
Anillo	513.119	205%	900
Encapsulada Barra Doble	1.020.492	190%	160

Fuente. Resolución CREG 026 (1999).

El factor de instalación (FI), es una componente que tiene en cuenta los costos directos e indirectos asociados a los activos.

Para la unidad constructiva seleccionada se tiene Barra doble + transferencia

Reemplazando valores en la ecuación (15), se tiene:

$$\text{CU} = \text{US}538201 \times 205\% = \text{US } \$ 1.103.312,05$$

Vigencia del precio desde 1999 hasta 2010

La resolución CREG 011 del 2009 actualiza los valores de Costos unitarios a precio de

pesos colombianos y con esto se evita la variabilidad del dólar, Por ende, se tiene nuevos valores

En la tabla 8 se presenta el costo unitario de las unidades constructivas y su respectiva área de terreno según la presente resolución.

Tabla 8

Costo Unitario y Área Típica de UC.

UC	Descripción	Configuración	Valor (Miles \$/2008)	Vida Útil	Área (m2)
SE201	Bahía de Línea	BS	2235080	30	980
SE202	Bahía de Transformador	BS	1694181	30	1050
SE203	Bahía de Línea	BPT	2435395	30	1050
SE204	Bahía de transformador	BPT	1987687	30	1050
SE205	Bahía de Línea	DB	2464749	30	1050
SE206	Bahía de transformador	DB	1908239	30	1050
SE207	Bahía de Línea	DBT	2615170	30	1050
SE208	Bahía de transformador	DBT	2072668	30	1050
SE209	Bahía de Línea	DBB	2675374	30	1050

Fuente. Resolución CREG 011 (2009).

El costo de reposición del activo CRE está calculado con base en el costo unitario de la UC, lo cual indica que es el mismo valor, y se debe actualizar anualmente con base en el IPP emitido por el Banco de la Republica y el DANE.

Cálculo de los Parámetros Para Estimar el Ingreso de la Unidad Constructiva

Para calcular los parámetros como CAEA, CAET, CRE, VAOM, ANE se debe tener en cuenta lo siguiente:

En la tabla 9 y 10 se presentan los parámetros regulatorios relacionados a cada resolución.

Tabla 9*Parámetros Regulatorios CREG 004 1999.*

CREG 004 1999 (1999 - 2009)	
CU 1999	USD 1.103.312,05
VU años	25
CRE 1999	USD 1.103.312,05
AT m2	1500
VCT 1999	\$ 7.944,15
TR	9,0%
R	8,5%
% AOM 2000	3,0%
% AOM 2001	2,8%
% AOM 2002	2,5%
ANE	5,0%

*Fuente. CREG***Tabla 10***Parámetros Regulatorios CREG 011 de 2009.*

CREG 011 del 2009 (2010 - hoy)	
CU 2008	\$ 2.615.170.000,00
VU años	30
CRE 2008	\$ 2.615.170.000,00
AT m2	1.050
VCT 2008	\$ 14.137,49
TR 2008	11,50%
PAOM	3,08%
R	5,69%
ANE	5,00%

Fuente. CREG.

Por tal aplicando las fórmulas correspondientes a las respectivas resoluciones se obtiene los parámetros para la unidad constructiva en la posición de activo defensor y retador

CAET:

Reemplazando los valores de la ecuación 6, correspondiente al $CAET_{2000}$, se tiene:

$$ATUC_{2000} = 1500 \text{ m}^2$$

$$VCT_{U.C 2000} = \$7.944,15 * (1 + IPC_{1999})$$

$$VCT_{U.C 2000} = \$7.944,15 * (1 + 9,23\%) = \$8.677,39$$

$$\%R = 8,5\%$$

$$CAET_{2000} = 8,5\% * (1500 * \$ 8.677,39)$$

$$\mathbf{CAET_{2000} = \$1.106.367,87}$$

Ahora reemplazando en la ecuación 11, se obtiene el $CAET_{2011}$:

$$ATUC_{2010} = 1050 \text{ m}^2$$

$$VCT_{U.C 2010} = \$ 16.018,46$$

$$\%R = 5,69\%$$

$$CAET_{2000} = 5,69\% * (1050 * \$16.018,46)$$

$$\mathbf{CAET_{2011} = \$ 957.022,87}$$

De la tabla anterior se presenta el procedimiento para la obtención de los resultados para el año 2000 y 2011, aplicando las metodologías de remuneración según el periodo que cobija cada una.

CAEA:

Reemplazando los valores de la ecuación 5, correspondiente al cálculo del $CAEA_{2000}$:

$$\text{Valor del dólar año 2000: } \$2.186,21$$

$$CU_{2000}: \$2.645.113.152,24$$

$$TR = 9\%$$

VU= 25 años

$$CAEA_{2000} = \left[\$2.645.113.152,24 * \frac{0,09 * (1 + 0,09)^1}{1 - (1 + 0,09)^{-25}} \right] * (1 + 0,05)$$

$$CAEA_{2000} = \$278.848.813,58 + ANE$$

$$ANE_{2000} = 5\% + \$ 278.848.813,58 = \$14.676.253,35$$

$$CAEA_{2000} = \$ 278.848.813,58 + \$14.676.253,35 = \$293.525.066,93$$

Ahora para calcular el $CAEA_{2011}$ se realiza el respectivo reemplazo en la ecuación 10, así:

$$NUC_j = 1$$

$$CU_j = \$ 2.817.071.190,13$$

$$PU_{j,i=1}$$

$$RPP_{ji} = 0$$

$$TR = 11,5\%$$

$$VU_i = 30$$

$$CAEA_{2011} = (1 * \$ 2.817.071.190,13 * 1 * (1 - 0)) * \frac{11,5\%}{1 - (1 + 11,5\%)^{-30}}$$

$$CAEA_{2011} = \$ 359.233.823,02$$

CRE:

Se procede a calcular el CRE_{2000} (costos de reposición a nuevo), reemplazando los valores de la ecuación 7

$$UC_{U.C} = 1$$

$$CRE_{2000} = \$ 2.645.113.152,24$$

Para obtener el CRE_{2011} , se reemplaza los valores en la ecuación 12

$$CRE_{2011} = 1 * \$ 3.004.529.246,53 * 1 = \$ 3.004.529.246,53$$

VAOM:

Para determinar el porcentaje de AOM para el año 2000, se estipula 3%, mientras para los siguientes años disminuye a 2,75% para el 2001 y 2,5% para el año 2002 en adelante, hasta que entre en vigor la CREG 011 de 2009, por tal se reemplaza los valores en la ecuación 8

$$\%AOM = \$ 2.645.113.152,24 * 3\%$$

$$\%AOM = \$ 79.353.394,57$$

Para el año 2011, el Valor de la AOM se obtiene reemplazando valores en la ecuación 13

$$VAOM_{j2011} = \$ 3.004.529.246,53 * 3,08\% = \$ 92.539.500,79$$

Para determinar el ingreso de la UC para el periodo 1 año 2000, se reemplaza los valores obtenidos en la ecuación 4

$$IA = \$293.525.066,93 + \$1.106.367,87 + \$ 79.353.394,57$$

$$IA_{2000} = \$388.661.082,33$$

Y el ingreso anual para el año 2011, se determina con la ecuación 9, reemplazando valores:

$$CAES_j = 0$$

$$OI_j = 0$$

$$IAT_{2011} = \$ 359.233.823,02 + \$ 957.022,87 + \$ 92.539.500,79$$

$$IAT_{2011} = \$ 470.692.037,95$$

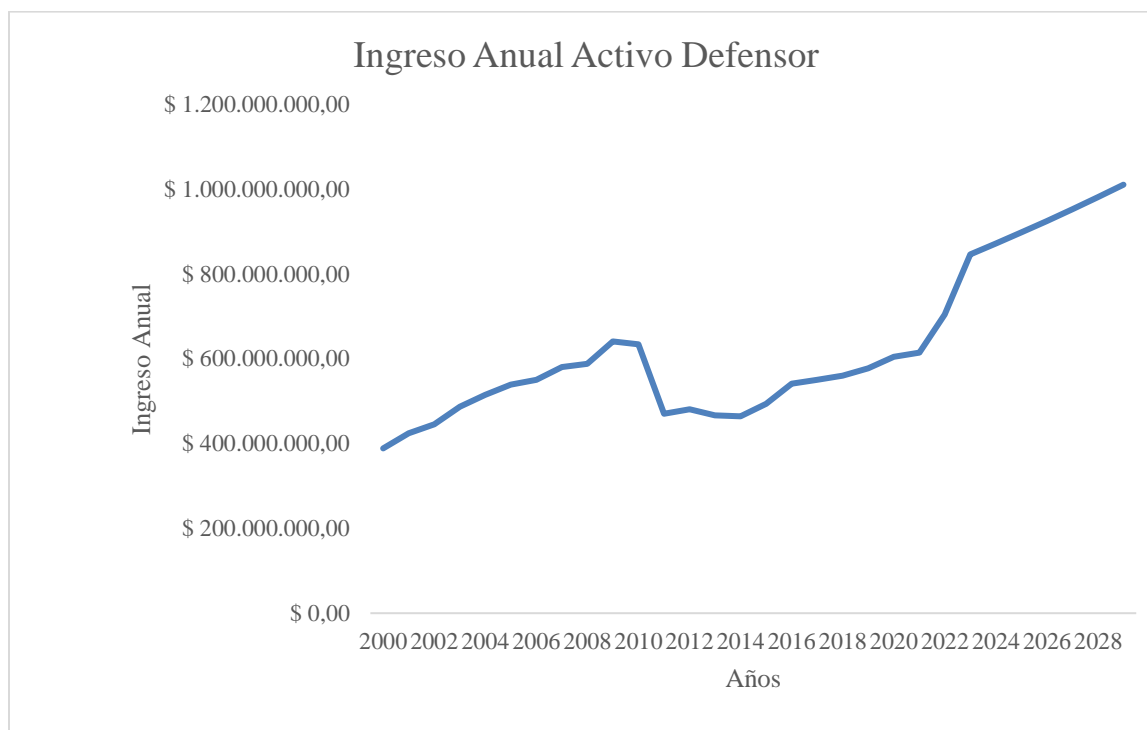
Para los demás periodos se desarrolla de la misma manera y en la tabla 11 y 12 se observa el resultado del ingreso en cada periodo para cada activo respectivamente

En la figura 6, se evidencia el comportamiento del ingreso del activo defensor y la

transición por medicación en el valor CRE.

Figura 6

Ingreso del Activo Defensor



Nota. En la figura 6 se puede observar que el ingreso es constante en el tiempo con tendencia al alza por la actualización de los precios donde el factor IPP juega un papel fundamental.

En la tabla 11, se muestran los resultados de los parámetros para calcular el ingreso del activo retador.

En la tabla 12, se muestra los resultados que se calcularon ara los parámetros de involucran el ingreso del activo defensor.

Tabla 11*Parámetros para calcular el ingreso de activo Retador.*

Periodo	Año	CRE	CAEA	ANE	VAOM	CAET	IA
	2022	\$ 4.494.183.044,00	\$ 537.342.932,54	\$ 26.867.146,63	\$ 138.420.837,76	\$ 1.510.402,42	\$ 704.141.319,34
1	2023	\$ 5.403.738.854,73	\$ 646.093.150,74	\$ 32.304.657,54	\$ 166.435.156,73	\$ 1.555.714,49	\$ 846.388.679,49
2	2024	\$ 5.565.851.020,37	\$ 665.475.945,26	\$ 33.273.797,26	\$ 171.428.211,43	\$ 1.602.385,93	\$ 871.780.339,88
3	2025	\$ 5.732.826.550,98	\$ 685.440.223,62	\$ 34.272.011,18	\$ 176.571.057,77	\$ 1.650.457,50	\$ 897.933.750,07
4	2026	\$ 5.904.811.347,51	\$ 706.003.430,32	\$ 35.300.171,52	\$ 181.868.189,50	\$ 1.699.971,23	\$ 924.871.762,57
5	2027	\$ 6.081.955.687,94	\$ 727.183.533,23	\$ 36.359.176,66	\$ 187.324.235,19	\$ 1.750.970,37	\$ 952.617.915,45
6	2028	\$ 6.264.414.358,58	\$ 748.999.039,23	\$ 37.449.951,96	\$ 192.943.962,24	\$ 1.803.499,48	\$ 981.196.452,91
7	2029	\$ 6.452.346.789,34	\$ 771.469.010,41	\$ 38.573.450,52	\$ 198.732.281,11	\$ 1.857.604,46	\$ 1.010.632.346,50
8	2030	\$ 6.645.917.193,02	\$ 794.613.080,72	\$ 39.730.654,04	\$ 204.694.249,54	\$ 1.913.332,60	\$ 1.040.951.316,90
9	2031	\$ 6.845.294.708,81	\$ 818.451.473,14	\$ 40.922.573,66	\$ 210.835.077,03	\$ 1.970.732,57	\$ 1.072.179.856,40
10	2032	\$ 7.050.653.550,07	\$ 843.005.017,34	\$ 42.150.250,87	\$ 217.160.129,34	\$ 2.029.854,55	\$ 1.104.345.252,10
11	2033	\$ 7.262.173.156,57	\$ 868.295.167,86	\$ 43.414.758,39	\$ 223.674.933,22	\$ 2.090.750,19	\$ 1.137.475.609,66
12	2034	\$ 7.480.038.351,27	\$ 894.344.022,89	\$ 44.717.201,14	\$ 230.385.181,22	\$ 2.153.472,69	\$ 1.171.599.877,95
13	2035	\$ 7.704.439.501,81	\$ 921.174.343,58	\$ 46.058.717,18	\$ 237.296.736,66	\$ 2.218.076,87	\$ 1.206.747.874,29
14	2036	\$ 7.935.572.686,86	\$ 948.809.573,89	\$ 47.440.478,69	\$ 244.415.638,76	\$ 2.284.619,18	\$ 1.242.950.310,52
15	2037	\$ 8.173.639.867,47	\$ 977.273.861,10	\$ 48.863.693,06	\$ 251.748.107,92	\$ 2.353.157,75	\$ 1.280.238.819,83
16	2038	\$ 8.418.849.063,49	\$ 1.006.592.076,94	\$ 50.329.603,85	\$ 259.300.551,16	\$ 2.423.752,49	\$ 1.318.645.984,43
17	2039	\$ 8.671.414.535,40	\$ 1.036.789.839,24	\$ 51.839.491,96	\$ 267.079.567,69	\$ 2.496.465,06	\$ 1.358.205.363,96
18	2040	\$ 8.931.556.971,46	\$ 1.067.893.534,42	\$ 53.394.676,72	\$ 275.091.954,72	\$ 2.571.359,01	\$ 1.398.951.524,88
19	2041	\$ 9.199.503.680,60	\$ 1.099.930.340,45	\$ 54.996.517,02	\$ 283.344.713,36	\$ 2.648.499,78	\$ 1.440.920.070,62
20	2042	\$ 9.475.488.791,02	\$ 1.132.928.250,67	\$ 56.646.412,53	\$ 291.845.054,76	\$ 2.727.954,78	\$ 1.484.147.672,74
21	2043	\$ 9.759.753.454,75	\$ 1.166.916.098,19	\$ 58.345.804,91	\$ 300.600.406,41	\$ 2.809.793,42	\$ 1.528.672.102,92
22	2044	\$ 10.052.546.058,39	\$ 1.201.923.581,13	\$ 60.096.179,06	\$ 309.618.418,60	\$ 2.894.087,22	\$ 1.574.532.266,01
23	2045	\$ 10.354.122.440,15	\$ 1.237.981.288,57	\$ 61.899.064,43	\$ 318.906.971,16	\$ 2.980.909,84	\$ 1.621.768.233,99
24	2046	\$ 10.664.746.113,35	\$ 1.275.120.727,22	\$ 63.756.036,36	\$ 328.474.180,29	\$ 3.070.337,14	\$ 1.670.421.281,01
25	2047	\$ 10.984.688.496,75	\$ 1.313.374.349,04	\$ 65.668.717,45	\$ 338.328.405,70	\$ 3.162.447,25	\$ 1.720.533.919,44
26	2048	\$ 11.314.229.151,65	\$ 1.352.775.579,51	\$ 67.638.778,98	\$ 348.478.257,87	\$ 3.257.320,67	\$ 1.772.149.937,03
27	2049	\$ 11.653.656.026,20	\$ 1.393.358.846,90	\$ 69.667.942,34	\$ 358.932.605,61	\$ 3.355.040,29	\$ 1.825.314.435,14
28	2050	\$ 12.003.265.706,99	\$ 1.435.159.612,30	\$ 71.757.980,62	\$ 369.700.583,78	\$ 3.455.691,50	\$ 1.880.073.868,19
29	2051	\$ 12.363.363.678,20	\$ 1.478.214.400,67	\$ 73.910.720,03	\$ 380.791.601,29	\$ 3.559.362,24	\$ 1.936.476.084,24

Tabla 12*Parámetros para Calcular el ingreso del activo Defensor.*

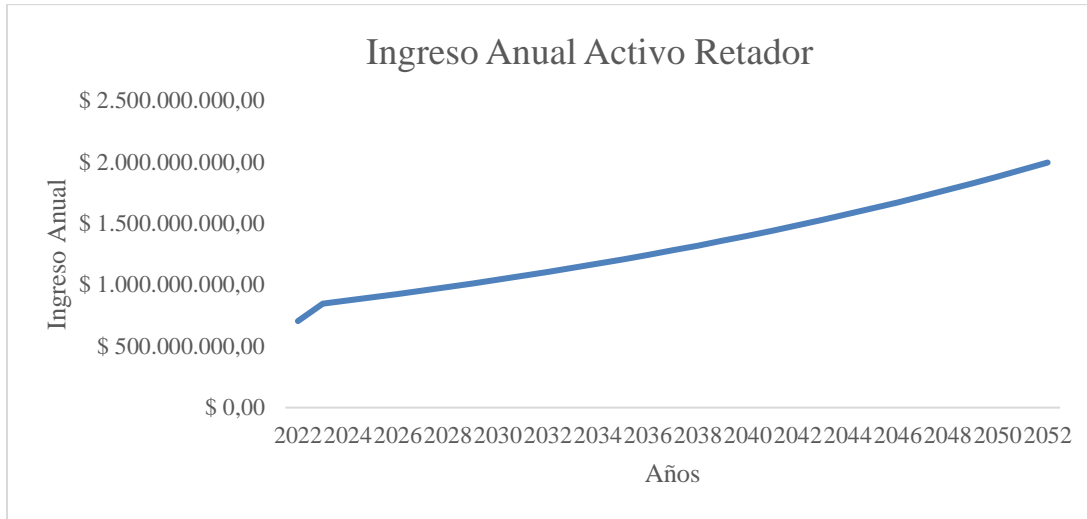
Periodo	Año	CRE	CAEA	ANE	VAOM	CAET	IA
0	1999						
1	2000	\$ 2.645.113.152,24	\$ 293.525.066,93	\$ 14.676.253,35	\$ 79.353.394,57	\$ 1.106.367,48	\$ 388.661.082,33
2	2001	\$ 2.937.239.109,21	\$ 325.941.937,64	\$ 16.297.096,88	\$ 80.774.075,50	\$ 1.203.174,64	\$ 424.216.284,66
3	2002	\$ 3.140.478.877,57	\$ 348.495.213,50	\$ 17.424.760,67	\$ 78.511.971,94	\$ 1.295.217,50	\$ 445.727.163,61
4	2003	\$ 3.432.105.473,92	\$ 380.856.670,76	\$ 19.042.833,54	\$ 85.802.636,85	\$ 1.385.753,20	\$ 487.087.894,34
5	2004	\$ 3.628.354.193,73	\$ 402.634.158,26	\$ 20.131.707,91	\$ 90.708.854,84	\$ 1.475.688,59	\$ 514.950.409,60
6	2005	\$ 3.796.638.719,37	\$ 421.308.492,33	\$ 21.065.424,62	\$ 94.915.967,98	\$ 1.556.851,46	\$ 538.846.736,38
7	2006	\$ 3.875.537.695,78	\$ 430.063.818,09	\$ 21.503.190,90	\$ 96.888.442,39	\$ 1.632.358,75	\$ 550.087.810,14
8	2007	\$ 4.090.262.758,17	\$ 453.891.603,40	\$ 22.694.580,17	\$ 102.256.568,95	\$ 1.705.488,43	\$ 580.548.240,95
9	2008	\$ 4.142.196.261,63	\$ 459.654.602,64	\$ 22.982.730,13	\$ 103.554.906,54	\$ 1.802.530,72	\$ 587.994.770,03
10	2009	\$ 4.514.719.276,84	\$ 500.993.039,47	\$ 25.049.651,97	\$ 112.867.981,92	\$ 1.940.784,82	\$ 640.851.458,19
11	2010	\$ 4.465.781.937,04	\$ 495.562.520,96	\$ 24.778.126,05	\$ 111.644.548,43	\$ 1.979.600,52	\$ 633.964.795,96
12	2011	\$ 3.004.529.246,53	\$ 359.233.823,02	\$ 17.961.691,15	\$ 92.539.500,79	\$ 957.022,99	\$ 470.692.037,95
13	2012	\$ 3.070.420.811,33	\$ 367.112.088,39	\$ 18.355.604,42	\$ 94.568.960,99	\$ 992.719,95	\$ 481.029.373,75
14	2013	\$ 2.979.622.865,58	\$ 356.255.914,10	\$ 17.812.795,70	\$ 91.772.384,26	\$ 1.016.942,31	\$ 466.858.036,37
15	2014	\$ 2.965.120.415,91	\$ 354.521.941,81	\$ 17.726.097,09	\$ 91.325.708,81	\$ 1.036.670,99	\$ 464.610.418,71
16	2015	\$ 3.152.706.449,67	\$ 376.950.496,35	\$ 18.847.524,82	\$ 97.103.358,65	\$ 1.074.613,15	\$ 493.975.992,96
17	2016	\$ 3.454.420.456,90	\$ 413.024.658,85	\$ 20.651.232,94	\$ 106.396.150,07	\$ 1.147.364,46	\$ 541.219.406,32
18	2017	\$ 3.510.223.361,06	\$ 419.696.682,63	\$ 20.984.834,13	\$ 108.114.879,52	\$ 1.213.337,92	\$ 550.009.734,20
19	2018	\$ 3.575.484.384,57	\$ 427.499.557,91	\$ 21.374.977,90	\$ 110.124.919,04	\$ 1.262.963,44	\$ 560.262.418,29
20	2019	\$ 3.685.829.110,31	\$ 440.692.825,28	\$ 22.034.641,26	\$ 113.523.536,60	\$ 1.303.125,68	\$ 577.554.128,82
21	2020	\$ 3.857.651.611,81	\$ 461.236.627,33	\$ 23.061.831,37	\$ 118.815.669,64	\$ 1.324.106,00	\$ 604.438.234,34
22	2021	\$ 3.921.336.282,10	\$ 468.851.027,35	\$ 23.442.551,37	\$ 120.777.157,49	\$ 1.398.520,76	\$ 614.469.256,97
23	2022	\$ 4.494.183.044,00	\$ 537.342.932,54	\$ 26.867.146,63	\$ 138.420.837,76	\$ 1.510.402,42	\$ 704.141.319,34
24	2023	\$ 5.403.738.854,73	\$ 646.093.150,74	\$ 32.304.657,54	\$ 166.435.156,73	\$ 1.555.714,49	\$ 846.388.679,49
25	2024	\$ 5.565.851.020,37	\$ 665.475.945,26	\$ 33.273.797,26	\$ 171.428.211,43	\$ 1.602.385,93	\$ 871.780.339,88
26	2025	\$ 5.732.826.550,98	\$ 685.440.223,62	\$ 34.272.011,18	\$ 176.571.057,77	\$ 1.650.457,50	\$ 897.933.750,07
27	2026	\$ 5.904.811.347,51	\$ 706.003.430,32	\$ 35.300.171,52	\$ 181.868.189,50	\$ 1.699.971,23	\$ 924.871.762,57
28	2027	\$ 6.081.955.687,94	\$ 727.183.533,23	\$ 36.359.176,66	\$ 187.324.235,19	\$ 1.750.970,37	\$ 952.617.915,45
29	2028	\$ 6.264.414.358,58	\$ 748.999.039,23	\$ 37.449.951,96	\$ 192.943.962,24	\$ 1.803.499,48	\$ 981.196.452,91

En la figura 7, se muestra gráficamente el comportamiento del ingreso del activo

retador, el cual es constante en el tiempo y bajo la resolución actual que es la resolución 011 de 2009.

Figura 7.

Ingreso Anual para el activo Retador.



Nota. En la tabla 12 y la figura 7, se puede observar el desarrollo del ingreso durante la vida útil del activo con tendencia al alza por efectos de actualización del indicador IPP, también se evidencia que para los periodos del 2011 a hoy el comportamiento de la curva es mucho más uniforme, ya que está calculada bajo los principios de la misma resolución.

En los análisis anteriores no hay alteración del ingreso puesto que no se incluyó factores como la indisponibilidad.

Para estimar la indisponibilidad y las compensaciones durante el ciclo de operación del activo, es necesario basarse en la información que suministra el Transmisor nacional con los datos históricos y adicionalmente realizar la proyección mediante método probabilístico de distribución normal.

A continuación, en la tabla 13, se presentan los datos históricos correspondiente a la unidad constructiva en estudio.

Tabla 13

Horas de indisponibilidad de la Unidad Constructiva.

Año	Enero	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2002	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	0	0	0	0	0	0	0
2003	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2004	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	0	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	4,5	4,5	4,5	4,5
2006	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0	0	0	0
2007	0	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
2008	8,2	0	0	0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	5,2
2009	5,2	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
2010	3,63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
2011	2	2	2	2	2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
2012	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01
2013	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	7,12	6,23	5,34	4,45	3,56	2,67
2014	1,78	0,89	0	0	0	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87	8,87
2015	8,87	8,87	8,87	8,87	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	3,63	3,63	3,63	3,63
2019	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	7,04	7,04	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
2020	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	0	0	6,49	6,49	6,49	6,49
2021	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	6,49	0	4,4	4,4	133,17
2022	133,17	133,17	133,17	133,17	133,17	133,2	133,17	133,17	133,17	133,17	133,17	133,17

Nota. En la tabla 13 horas de indisponibilidad de la unidad constructiva, se observa que la gran

mayoría de los años presenta algún tipo de indisponibilidad atribuible a cualquier falla o corte

por algún motivo ajeno a condiciones normales del servicio, ya como lo estipula la misma resolución, los mantenimientos mayores están excluidos de la tabla anterior. 71

También hay tener en cuenta que se dispone con 15 horas como máxima horas de indisponibilidad anual lo que quiere decir que la meta establecida es 99,83% so pena de causar compensación.

Los periodos de indisponibilidad se mantienen durante 11 meses, Por ende, sí en ese periodo sucediera otro evento las horas se acumulan reduciendo las MHAI, como lo muestra la tabla 14.

Tabla 14

Parámetros para el Cálculo de la compensación.

MHAI	SCE	CPSM	ENR	MHAIA	MIDA	HIDA	HC
24	0	0	0	24	99,73%	0,00	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	1,05	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	0,75	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	2,65	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	1,05	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	1,50	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	3,00	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	7,52	0,00
24	0	0	0	24	99,73%	5,49	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	3,76	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	0,64	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	4,62	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	5,79	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	6,45	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	5,40	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	2,96	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	0,00	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	7,55	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	1,21	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	4,11	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	3,87	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	16,16	1,16
15	2	1	0	13,5	99,85%	133,17	119,67
15	0	0	0	15	99,83%	14,94	0,00
15	0	0	0	15	99,83%	15,48	0,48
15	0	0	0	15	99,83%	16,00	1,00
15	0	0	0	15	99,83%	16,57	1,57
15	0	0	0	15	99,83%	17,08	2,08
15	0	0	0	15	99,83%	17,69	2,69
15	0	0	0	15	99,83%	18,32	3,32

Nota. En la tabla 14 parámetros para el cálculo de la compensación, se aprecia que en la columna de MHIA la cantidad de horas correspondiente a cada resolución, en el caso de la CREG 004 de 1999 contaba con un margen amplio de indisponibilidad, con consecuencias poco favorable para el sistema de transmisión.

En la columna de MHAIA, máximas horas anuales de indisponibilidad ajustada, está en relación con la reducción de horas en 0,5 dependiendo de otros factores que reducen las 15 horas, tal como SCE que representa el numero acumulado de solicitudes de consignaciones de emergencia, CPSM numero acumulado de cambios en el programa semestral de mantenimiento, ENR numero acumulado en eventos o finalización no reportados en el plazo establecido,

Todos los anteriores parámetros son acumulativos durante un periodo de 12 meses.

La columna HIDA se muestra las horas acumuladas durante el año y se calcula en función de MIDA que representa la meta de disponibilidad ajustada del activo, en la columna HC se muestran las horas que definitivamente se cobran teniendo en cuenta el ingreso mensual del mes que corresponde la generación del evento.

En la tabla 14 disponibilidad calculada para unidad constructiva, se muestra la disponibilidad para cada uno de periodos de acuerdo con los datos de la tabla 12.

en relación con cada periodo de disponibilidad se tiene que desde el periodo 1 al 23 están calculados de manera directa de acuerdo con información suministrada por el TN y del periodo 24 en adelante mediante método probabilístico aplicando la ecuación de distribución normal en Excel bajo los tres parámetros que son la media, la desviación estándar y la probabilidad

Por consiguiente, se tiene:

Disponibilidad CREG= 99,83% (variable aleatoria "X" en la ecuación 30)

$$\text{Media} = \text{PROMEDIO} (\text{AD7:AD29}) \quad (28) \quad 73$$

$$\text{Desviación estándar} = \text{DESVEST}(\text{AD7:AD29}) \quad (29)$$

$$\text{Probabilidad} = \text{DISTR.NORM}(\text{S3;S1;S2;1}) \quad (30)$$

$$\text{Disponibilidad} = \text{INV.NORM}(\text{\$S\$4;R96;R63}) \quad (31)$$

Donde S4 es la disponibilidad

R96 es la media

R63 es la desviación estándar

En este caso la variable aleatoria “X” es la probabilidad calcula en la fórmula 31

En la tabla 15, se muestra los valores resultantes iniciales mediante la distribución normal.

Tabla 15

Datos de distribución normal estándar.

	R	S
Media		99,89%
Desviación Estándar		0,31
Disponibilidad CREG		99,83
Probabilidad		42%

Nota. Los datos resultantes están representados en la tabla 17 disponibilidad calculada para la unidad constructiva, los datos de Media y desviación estándar se pueden observar en el archivo Excel siguiendo el enlace del apéndice A.

En la tabla 16, se observa que la disponibilidad de manera gradual va disminuyendo a media que avanzan los años lo que representa una tasa de falla creciente en el activo en estudio.

Tabla 16

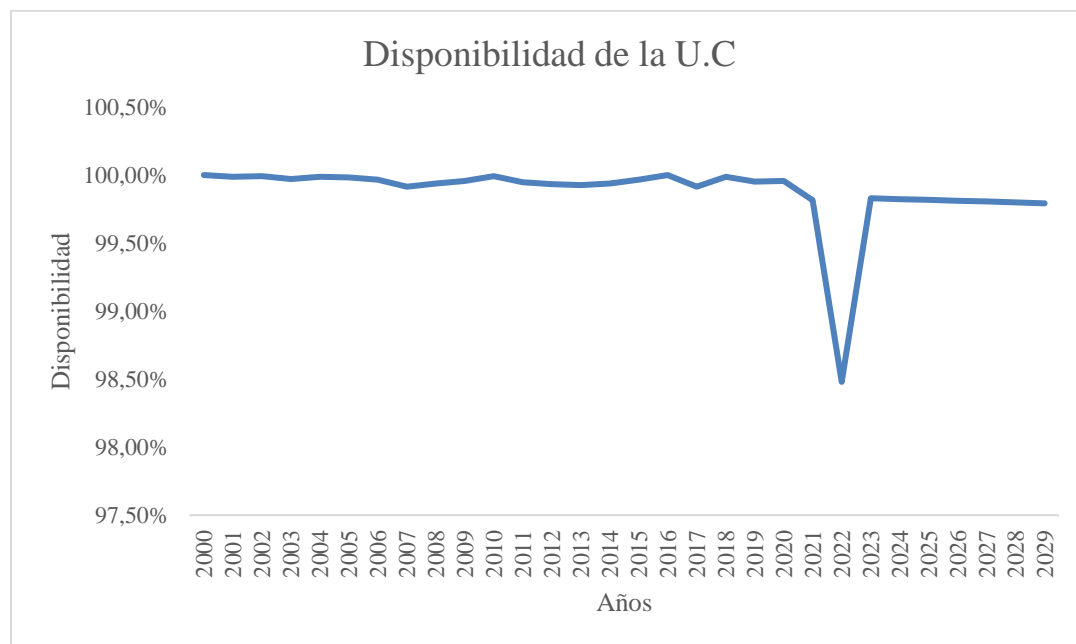
Disponibilidad Calculada para la Unidad Constructiva.

Periodo	Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Nov	Dic	Promedio
1	2000	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2	2001	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,99%
3	2002	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,99%
4	2003	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,97%
5	2004	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,99%
6	2005	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,98%
7	2006	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,97%
8	2007	100,00%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%
9	2008	99,91%	100,00%	100,00%	100,00%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,94%	99,94%
10	2009	99,94%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%
11	2010	99,96%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,98%	99,98%	99,99%
12	2011	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,95%
13	2012	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,95%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,93%
14	2013	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,92%	99,93%	99,94%	99,95%	99,96%	99,97%	99,93%
15	2014	99,98%	99,99%	100,00%	100,00%	100,00%	99,90%	99,90%	99,90%	99,90%	99,90%	99,90%	99,90%	99,94%
16	2015	99,90%	99,90%	99,90%	99,90%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,97%
17	2016	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
18	2017	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%	99,91%
19	2018	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,99%
20	2019	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,92%	99,92%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,95%
21	2020	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	99,96%	100,00%	100,00%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,96%
22	2021	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	100,00%	99,95%	99,95%	98,48%	99,82%
23	2022	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%	98,48%
24	2023	99,83%	99,84%	99,84%	99,84%	99,84%	99,83%	99,83%	99,84%	99,83%	99,83%	99,83%	99,77%	99,83%
25	2024	99,83%	99,83%	99,83%	99,83%	99,83%	99,82%	99,83%	99,83%	99,83%	99,83%	99,83%	99,76%	99,82%
26	2025	99,82%	99,83%	99,83%	99,83%	99,83%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,75%	99,82%
27	2026	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,81%	99,82%	99,82%	99,82%	99,81%	99,81%	99,74%	99,81%
28	2027	99,81%	99,82%	99,82%	99,82%	99,82%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,73%	99,80%
29	2028	99,80%	99,81%	99,81%	99,81%	99,81%	99,80%	99,80%	99,80%	99,80%	99,80%	99,80%	99,72%	99,80%
30	2029	99,80%	99,80%	99,80%	99,80%	99,80%	99,79%	99,80%	99,80%	99,80%	99,79%	99,79%	99,71%	99,79%

En la figura 8 se presenta la gráfica de la disponibilidad de la unidad constructiva, la cual evidencia el comportamiento constante de la unidad constructiva en estudio a excepción del periodo 22, donde hay un descenso pronunciado.

Figura 8

Comportamiento de la Disponibilidad durante la vida operativa.



Nota. En la figura 8. Comportamiento durante la vida operativa, se puede observar claramente la disponibilidad, la cual presenta una perturbación en el año 2021 por un evento que le produce una compensación de 119 horas, por tal el comportamiento de la disponibilidad permanece fuera del marco regulatorio que corresponde a 99,83%, este evento incidirá finalmente en la vida económica del activo, puesto que la probabilidad de la indisponibilidad crecerá en el tiempo.

Estimación de la Vida Económica del Activo Defensor

Para la estimación de la vida económica de la unidad constructiva la cual se denomina “activo defensor” es necesario ordenar la información recolectada y calculada mediante ecuaciones establecidas en el capítulo anterior como la AOM, la indisponibilidad y la amortización.

En el análisis de la vida económica se incluye la inversión inicial tales como el capital propio y los abonos a capital de cada periodo, la depreciación calculada que junto a la AOM restan la inversión total para cada periodo, finalmente se calcula el CAE de la Inversión total y el CAE del AOM + depreciación y se suman los dos resultandos en el CAE total.

En cuanto a las compensaciones, estas se basan en un modelo probabilístico de distribución normal o distribución de Gauss, con datos reales en el comportamiento del activo en un periodo dado, teniendo en cuenta una probabilidad calculada con base en el valor de la disponibilidad exigida por la regulación, la disponibilidad media real de referencia y la desviación estándar.

Con relación al cálculo de la vida económica del activo el cual presenta un monto de deuda a una tasa definida, se presentará tres escenarios que influye en este caso de estudio específico.

En la figura 9 vida económica del activo defensor, se observa el comportamiento de los correspondientes CAE, en línea azul el CAE de la inversión disminuye hasta su mínimo, el CAE del AOM de color rojo también cae a su mínimo, este comportamiento es normal en activos de gasto eficiente el cual debe ser coherente con el AOM reconocido de la regulación con el fin de que el negocio sea sostenible siendo el buen resultado de la gestión de activos, además el parámetro que rompe el equilibrio es la compensación por indisponibilidad, ya que el activo ha

tenido un comportamiento aceptable durante su vida operativa.

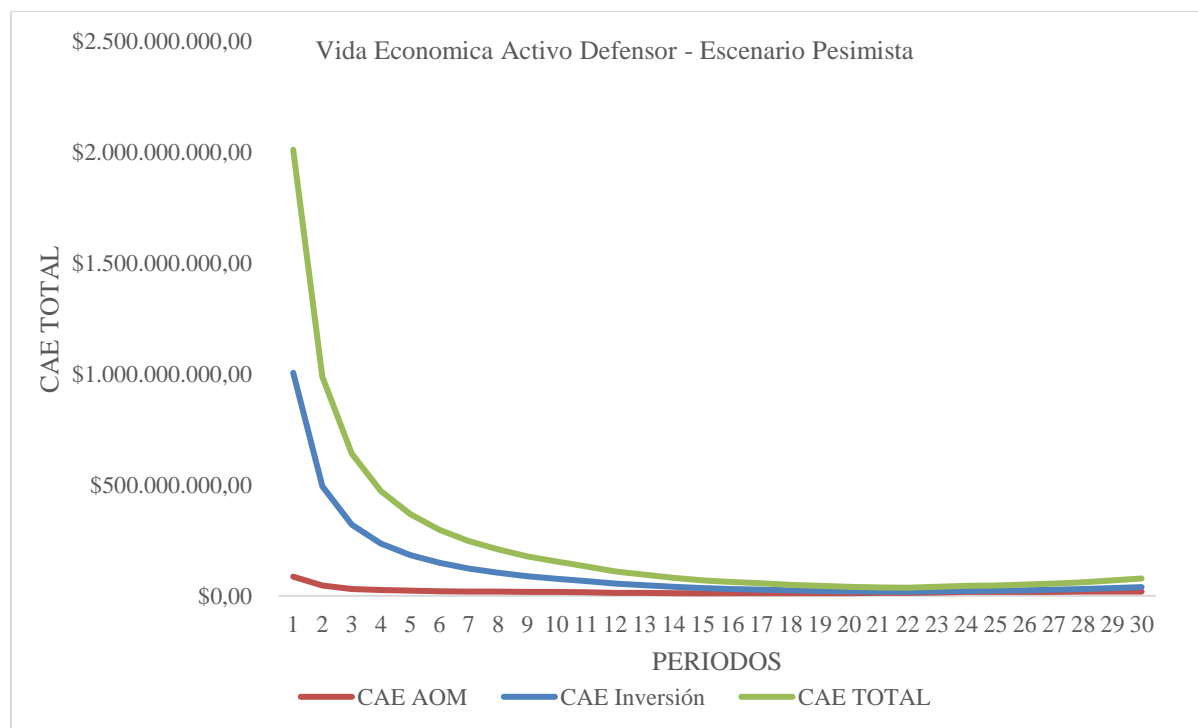
La vida económica del activo está influenciada principalmente por el porcentaje de deuda, la tasa de amortización e indisponibilidad.

A mayor deuda y tasa menos expectativa de vida económica, como lo evidencia la siguiente la simulación de la pestaña Excel “TABLERO”

En la simulación se presentan tres escenarios el optimista, medio y pesimista, a continuación, los escenarios:

Figura 9

Vida Económica del activo defensor escenario Pesimista



Nota. En la figura 9 Vida económica del activo defensor escenario pesimista, representa los datos del cálculo, este análisis arroja el CAE mínimo que se presenta en el periodo 22, por tal representa el momento óptimo de reemplazo, siendo así el TN debe tomar la decisión para

realizar la inversión por menos al siguiente periodo, pero se debe realizar al análisis mediante el flujo de caja del activo defensor vs el activo retador.

Los datos del escenario pesimista:

Periodo óptimo de reemplazo: 22

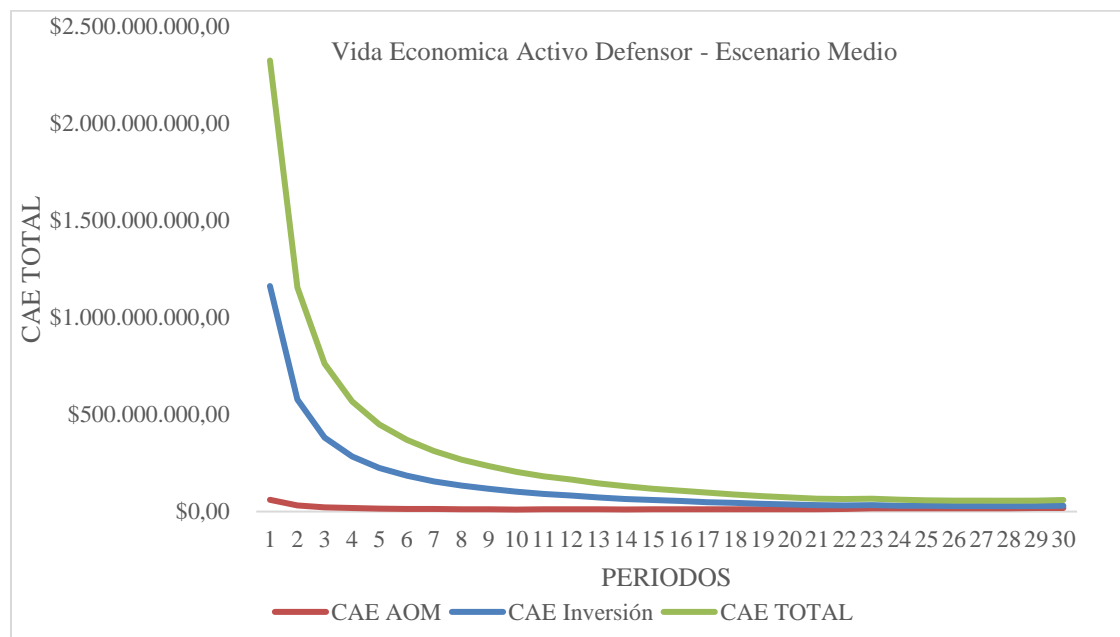
Deuda 60%

Tasa 5,69%

En la figura 10, se presenta la gráfica de la vida del activo defensor en el escenario medio.

Figura 10

Vida económica del activo defensor escenario Medio



Nota. En la figura 10 Vida económica del activo Defensor escenario Medio, representa la simulación un poco optimista sobre el periodo óptimo de reemplazo, lo cual es favorable para el activo y para el TN, puesto que está muy cerca de la vida útil y da espera para realizar la

inversión, en todo caso es necesario comparar los respectivos CAE de defensor y Retador para la toma de decisión.

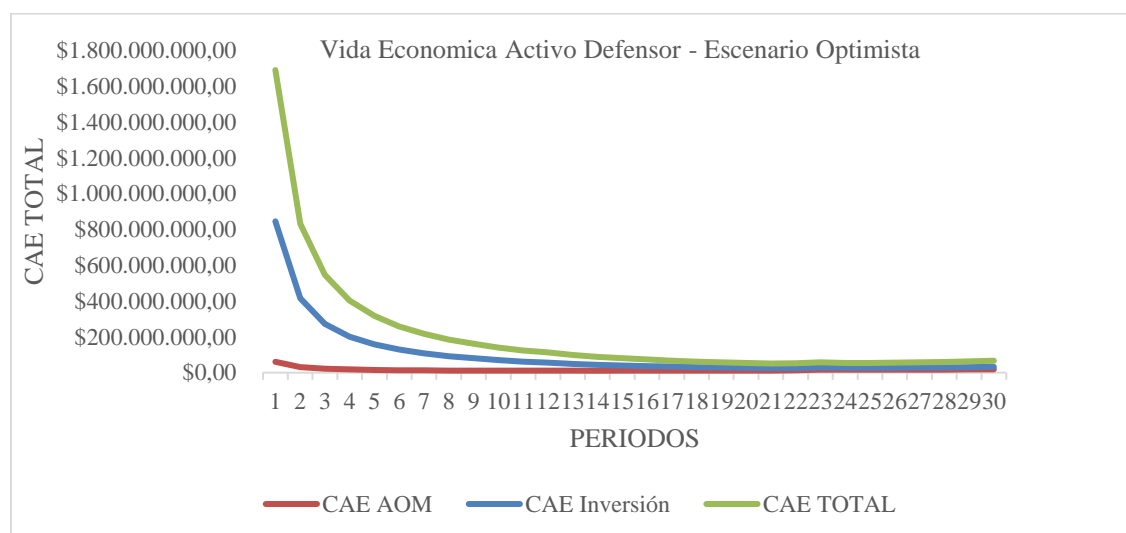
Datos del escenario Medio:

Periodo óptimo de reemplazo: 28 Deuda 40% Tasa 8%

En la figura 11, se muestra el comportamiento de la vida económica en un escenario optimista.

Figura 11

Vida Económica del Activo Defensor Escenario Optimista.



Nota. En la figura 11 Vida económica del activo defensor escenario optimista, se evidencia el comportamiento de las tres graficas al final de vida útil, lo que representa la vida económica, por tal, teniendo en cuenta la poca acción de la indisponibilidad en el flujo de caja los ingreso y la inversión son muchos sostenibles hasta el final de la vida del activo lo que representa en términos financieros una oportunidad para el activo y el TN, ya que no es necesario el cambio. los datos del escenario Optimista son:

Periodo óptimo de reemplazo 30, duda 40%, tasa 5,59%

El resultado de los análisis para cada escenario se puede observar en detalle en el

apéndice A del presente documento accediendo a través del enlace.

En la tabla 17 se puede apreciar el flujo de caja de la vida económica del activo defensor en el escenario medio el cual arroja 28 años.

Tabla 17*Flujo de Caja Vida Económica del Activo Defensor Escenario Medio.*

Periodo	Año	OPEX	Compensación	Abono a Capital	Depreciación	Inversión	CAE Inversión	CAE AOM	CAE Total
0	1999					1254551098			
1	2000	\$ 79.353.394,57	\$ 0,00	7574097,629	68253903,14	1193871293	\$ 1.309.575.475,73	\$ 86.495.200,08	\$ 1.396.070.675,81
2	2001	\$ 80.774.075,50	\$ 0,00	8180025,439	68253903,14	1133797415	\$ 649.178.658,99	\$ 45.917.549,81	\$ 695.096.208,80
3	2002	\$ 78.511.971,94	\$ 0,00	8834427,474	68253903,14	1074377940	\$ 427.928.198,81	\$ 31.016.528,02	\$ 458.944.726,83
4	2003	\$ 85.802.636,85	\$ 0,00	9541181,672	68253903,14	1015665218	\$ 316.449.087,79	\$ 26.484.585,12	\$ 342.933.672,91
5	2004	\$ 90.708.854,84	\$ 0,00	10304476,21	68253903,14	957715791,2	\$ 248.870.708,93	\$ 23.320.562,36	\$ 272.191.271,29
6	2005	\$ 94.915.967,98	\$ 0,00	11128834,3	68253903,14	900590722,4	\$ 203.240.325,99	\$ 21.158.647,01	\$ 224.398.973,01
7	2006	\$ 96.888.442,39	\$ 0,00	12019141,05	68253903,14	844355960,3	\$ 170.153.611,48	\$ 19.250.814,69	\$ 189.404.426,18
8	2007	\$ 102.256.568,95	\$ 0,00	12980672,33	68253903,14	789082729,5	\$ 144.912.306,11	\$ 18.475.141,98	\$ 163.387.448,08
9	2008	\$ 103.554.906,54	\$ 0,00	14019126,12	68253903,14	734847952,4	\$ 124.910.131,60	\$ 17.272.834,36	\$ 142.182.965,96
10	2009	\$ 112.867.981,92	\$ 0,00	15140656,21	68253903,14	681734705,5	\$ 108.587.181,52	\$ 17.587.099,09	\$ 126.174.280,61
11	2010	\$ 111.644.548,43	\$ 0,00	16351908,7	68253903,14	629832711,1	\$ 94.954.669,51	\$ 16.405.793,13	\$ 111.360.462,65
12	2011	\$ 92.539.500,79	\$ 0,00	17660061,4	68253903,14	579238869,3	\$ 83.357.328,72	\$ 12.923.202,22	\$ 96.280.530,94
13	2012	\$ 94.568.960,99	\$ 0,00	19072866,31	68253903,14	530057832,5	\$ 73.345.498,28	\$ 12.631.250,78	\$ 85.976.749,05
14	2013	\$ 91.772.384,26	\$ 0,00	20598695,61	68253903,14	482402625	\$ 64.602.055,64	\$ 11.786.618,51	\$ 76.388.674,15
15	2014	\$ 91.325.708,81	\$ 0,00	22246591,26	68253903,14	436395313,1	\$ 56.898.602,20	\$ 11.329.765,39	\$ 68.228.367,59
16	2015	\$ 97.103.358,65	\$ 0,00	24026318,57	68253903,14	392167728,6	\$ 50.068.106,29	\$ 11.681.525,28	\$ 61.749.631,57
17	2016	\$ 106.396.150,07	\$ 0,00	25948424,05	68253903,14	349862249,5	\$ 43.987.229,47	\$ 12.453.270,22	\$ 56.440.499,68
18	2017	\$ 108.114.879,52	\$ 0,00	28024297,97	68253903,14	309632644,3	\$ 38.564.572,84	\$ 12.348.048,05	\$ 50.912.620,89
19	2018	\$ 110.124.919,04	\$ 0,00	30266241,81	68253903,14	271644983	\$ 33.732.665,14	\$ 12.304.302,43	\$ 46.036.967,57
20	2019	\$ 113.523.536,60	\$ 0,00	32687541,16	68253903,14	236078621	\$ 29.442.385,67	\$ 12.436.103,26	\$ 41.878.488,93
21	2020	\$ 118.815.669,64	\$ 0,00	35302544,45	68253903,14	203127262,3	\$ 25.659.013,43	\$ 12.786.542,52	\$ 38.445.555,96
22	2021	\$ 120.777.157,49	\$ 82.320,39	38126748,01	68253903,14	173000107,2	\$ 22.359.388,11	\$ 12.799.622,15	\$ 35.159.010,26
23	2022	\$ 138.420.837,76	\$ 9.752.846,26	41176887,85	68253903,14	145923091,9	\$ 19.529.847,64	\$ 15.466.647,71	\$ 34.996.495,35
24	2023	\$ 166.435.156,73	\$ 0,00	44471038,87	68253903,14	122140227,6	\$ 17.164.719,32	\$ 17.146.576,03	\$ 34.311.295,35
25	2024	\$ 171.428.211,43	\$ 48.283,91	48028721,98	68253903,14	101915046,5	\$ 15.265.212,86	\$ 17.457.379,04	\$ 32.722.591,90
26	2025	\$ 176.571.057,77	\$ 104.159,20	51871019,74	68253903,14	85532163,11	\$ 13.838.611,01	\$ 17.793.908,06	\$ 31.632.519,08
27	2026	\$ 181.868.189,50	\$ 167.896,74	56020701,32	68253903,14	73298961,29	\$ 12.897.684,32	\$ 18.155.351,84	\$ 31.053.036,16
28	2027	\$ 187.324.235,19	\$ 229.644,53	60502357,43	68253903,14	65547415,58	\$ 12.460.278,12	\$ 18.540.084,99	\$ 31.000.363,11
29	2028	\$ 192.943.962,24	\$ 306.011,27	65342546,02	68253903,14	62636058,47	\$ 12.549.034,54	\$ 18.949.265,80	\$ 31.498.300,35
30	2029	\$ 198.732.281,11	\$ 388.185,56	70569949,7	68253903,14	64952105,04	\$ 13.191.222,34	\$ 19.381.659,71	\$ 32.572.882,05

Cálculo del Costo Anual Equivalente del Activo Defensor y el Activo Retador

Para calcular el CAE total de los dos activos se debe tener cuenta presente parámetros como los enunciados en capítulos anteriores, por tal se presenta cada uno de ellos:

El flujo de ingresos y compensaciones por indisponibilidad ya se presentó en el capítulo 2, por tal son insumos para este análisis.

La depreciación y amortización para cada activo se desarrolla en el presente capítulo y se presenta el CAPEX respectivo, aunque fue el insumo del capítulo anterior.

Las tasas para costear el capital de inversión se obtienen de información suministrada por la superintendencia bancaria de acuerdo con la información entregada por las entidades bancarias para créditos preferenciales, suponiendo que los transmisores del sector eléctrico mantienen un buen comportamiento crediticio o la tasa utilizada por la CREG para el cálculo del TIR con base al WACC.

El flujo de caja del activo defensor se realiza para una vida útil de a 30 años, para el activo reemplazante se tiene en cuenta el flujo de caja del defensor adicionada la vida útil del reemplazante partiendo del momento óptimo de la vida económica del activo defensor.

la inversión se realiza en el periodo calculado para los escenarios pesimista y medio, por lo que el resultado al final del respectivo periodo resulta negativo, pese a lo cual, para no impactar el flujo de caja por ingresos, se supone que la UC activo defensor se mantiene en producción mientras se construye la bahía reemplazante, la TÍO es del 9% para el VPN y el CAE.

Financiación

La financiación del activo se representa en el valor del CAPEX para los dos análisis, teniendo en cuenta que la gran mayoría de las inversiones requiere de préstamos bancarios, Por ende, con base en la regulación CREG 083 del 2008, se estima la siguiente estructura del capital:

Deuda: 40%

Equity (Recursos propios): 60%

Se realizará el análisis bajo varios escenarios de la financiación, ya que tiene un alto impacto en la vida económica del activo defensor, pero también se analiza el mismo escenario para el flujo de caja del activo retador con el fin de conservar el balance al momento de realizar la comparación.

En Excel se elabora la tabla de amortización para un $n=30$, tasa de 5,69% y 8%, se discrimina la amortización como el pago de intereses que son deducibles de impuesto y el abono de capital, En la tabla 18 Datos del crédito en el escenario pesimista se observa que la deuda es del 60% bajo esta premisa la vida económica del activo defensor es de 22 años independientemente de la tasa.

Tabla 18.

Datos del Crédito para el activo defensor escenario pesimista.

Datos del Préstamo	
Inversión	\$ 1.982.664.989,02
Deuda	\$ 1.189.598.993,41
Recursos Propios	\$ 793.065.995,61
Tasa del crédito (EA)	5,69%
Periodos	30
Estudio Comisión apertura	1%
Impuesto de Renta	33%
Desmantelamiento 8,19%	\$ 97.428.157,56
IPP 2021/IPP 2008	269%

En la tabla 19 y 20, se observa la amortización del crédito que acude al TN para participar en el negocio en el escenario de simulación pesimista tanto para el activo defensor como el activo retador.

Tabla 19.

Amortización del crédito para el Activo defensor escenario pesimista Tasa 5,69%

Periodo	Año	Cuota	Interés	Abono a Capital	Saldo	Comisión
0	1999				\$ 1.287.027.150,98	
1	2000	\$ 90.420.894,35	\$ 73.231.844,89	\$ 17.189.049,46	\$ 1.269.838.101,51	\$ 11.895.989,93
2	2001	\$ 90.420.894,35	\$ 72.253.787,98	\$ 18.167.106,38	\$ 1.251.670.995,14	\$ 0,00
3	2002	\$ 90.420.894,35	\$ 71.220.079,62	\$ 19.200.814,73	\$ 1.232.470.180,41	\$ 0,00
4	2003	\$ 90.420.894,35	\$ 70.127.553,27	\$ 20.293.341,09	\$ 1.212.176.839,32	\$ 0,00
5	2004	\$ 90.420.894,35	\$ 68.972.862,16	\$ 21.448.032,20	\$ 1.190.728.807,12	\$ 0,00
6	2005	\$ 90.420.894,35	\$ 67.752.469,13	\$ 22.668.425,23	\$ 1.168.060.381,89	\$ 0,00
7	2006	\$ 90.420.894,35	\$ 66.462.635,73	\$ 23.958.258,62	\$ 1.144.102.123,27	\$ 0,00
8	2007	\$ 90.420.894,35	\$ 65.099.410,81	\$ 25.321.483,54	\$ 1.118.780.639,73	\$ 0,00
9	2008	\$ 90.420.894,35	\$ 63.658.618,40	\$ 26.762.275,95	\$ 1.092.018.363,78	\$ 0,00
10	2009	\$ 90.420.894,35	\$ 62.135.844,90	\$ 28.285.049,45	\$ 1.063.733.314,32	\$ 0,00
11	2010	\$ 90.420.894,35	\$ 60.526.425,59	\$ 29.894.468,77	\$ 1.033.838.845,56	\$ 0,00
12	2011	\$ 90.420.894,35	\$ 58.825.430,31	\$ 31.595.464,04	\$ 1.002.243.381,51	\$ 0,00
13	2012	\$ 90.420.894,35	\$ 57.027.648,41	\$ 33.393.245,95	\$ 968.850.135,57	\$ 0,00
14	2013	\$ 90.420.894,35	\$ 55.127.572,71	\$ 35.293.321,64	\$ 933.556.813,93	\$ 0,00
15	2014	\$ 90.420.894,35	\$ 53.119.382,71	\$ 37.301.511,64	\$ 896.255.302,29	\$ 0,00
16	2015	\$ 90.420.894,35	\$ 50.996.926,70	\$ 39.423.967,65	\$ 856.831.334,64	\$ 0,00
17	2016	\$ 90.420.894,35	\$ 48.753.702,94	\$ 41.667.191,41	\$ 815.164.143,22	\$ 0,00
18	2017	\$ 90.420.894,35	\$ 46.382.839,75	\$ 44.038.054,60	\$ 771.126.088,62	\$ 0,00
19	2018	\$ 90.420.894,35	\$ 43.877.074,44	\$ 46.543.819,91	\$ 724.582.268,71	\$ 0,00
20	2019	\$ 90.420.894,35	\$ 41.228.731,09	\$ 49.192.163,26	\$ 675.390.105,45	\$ 0,00
21	2020	\$ 90.420.894,35	\$ 38.429.697,00	\$ 51.991.197,35	\$ 623.398.908,09	\$ 0,00
22	2021	\$ 90.420.894,35	\$ 35.471.397,87	\$ 54.949.496,48	\$ 568.449.411,61	\$ 0,00
23	2022	\$ 90.420.894,35	\$ 32.344.771,52	\$ 58.076.122,83	\$ 510.373.288,78	\$ 0,00
24	2023	\$ 90.420.894,35	\$ 29.040.240,13	\$ 61.380.654,22	\$ 448.992.634,56	\$ 0,00
25	2024	\$ 90.420.894,35	\$ 25.547.680,91	\$ 64.873.213,45	\$ 384.119.421,11	\$ 0,00
26	2025	\$ 90.420.894,35	\$ 21.856.395,06	\$ 68.564.499,29	\$ 315.554.921,82	\$ 0,00
27	2026	\$ 90.420.894,35	\$ 17.955.075,05	\$ 72.465.819,30	\$ 243.089.102,51	\$ 0,00
28	2027	\$ 90.420.894,35	\$ 13.831.769,93	\$ 76.589.124,42	\$ 166.499.978,09	\$ 0,00
29	2028	\$ 90.420.894,35	\$ 9.473.848,75	\$ 80.947.045,60	\$ 85.552.932,49	\$ 0,00
30	2029	\$ 90.420.894,35	\$ 4.867.961,86	\$ 85.552.932,49	\$ 0,00	\$ 0,00

Tabla 20*Amortización Crédito del Activo Retador.*

Periodo	Año	Cuota	Interés	Abono a Capital	Saldo	Flujo Bruto de Caja
0	2022				\$ 4.712.287.879,25	-\$ 4.712.287.879,25
1	2023	\$ 331.064.720,87	\$ 268.129.180,33	\$ 62.935.540,54	\$ 4.649.352.338,71	\$ 331.064.720,87
2	2024	\$ 326.643.145,26	\$ 264.548.148,07	\$ 62.094.997,19	\$ 4.587.257.341,52	\$ 326.643.145,26
3	2025	\$ 322.280.622,55	\$ 261.014.942,73	\$ 61.265.679,81	\$ 4.525.991.661,71	\$ 322.280.622,55
4	2026	\$ 317.976.364,04	\$ 257.528.925,55	\$ 60.447.438,49	\$ 4.465.544.223,22	\$ 317.976.364,04
5	2027	\$ 313.729.591,59	\$ 254.089.466,30	\$ 59.640.125,29	\$ 4.405.904.097,94	\$ 313.729.591,59
6	2028	\$ 309.539.537,43	\$ 250.695.943,17	\$ 58.843.594,26	\$ 4.347.060.503,68	\$ 309.539.537,43
7	2029	\$ 305.405.444,05	\$ 247.347.742,66	\$ 58.057.701,39	\$ 4.289.002.802,29	\$ 305.405.444,05
8	2030	\$ 301.326.564,07	\$ 244.044.259,45	\$ 57.282.304,62	\$ 4.231.720.497,67	\$ 301.326.564,07
9	2031	\$ 297.302.160,07	\$ 240.784.896,32	\$ 56.517.263,75	\$ 4.175.203.233,92	\$ 297.302.160,07
10	2032	\$ 293.331.504,49	\$ 237.569.064,01	\$ 55.762.440,48	\$ 4.119.440.793,44	\$ 293.331.504,49
11	2033	\$ 289.413.879,49	\$ 234.396.181,15	\$ 55.017.698,35	\$ 4.064.423.095,09	\$ 289.413.879,49
12	2034	\$ 285.548.576,82	\$ 231.265.674,11	\$ 54.282.902,71	\$ 4.010.140.192,38	\$ 285.548.576,82
13	2035	\$ 281.734.897,67	\$ 228.176.976,95	\$ 53.557.920,72	\$ 3.956.582.271,66	\$ 281.734.897,67
14	2036	\$ 277.972.152,58	\$ 225.129.531,26	\$ 52.842.621,32	\$ 3.903.739.650,34	\$ 277.972.152,58
15	2037	\$ 274.259.661,30	\$ 222.122.786,10	\$ 52.136.875,19	\$ 3.851.602.775,14	\$ 274.259.661,30
16	2038	\$ 270.596.752,65	\$ 219.156.197,91	\$ 51.440.554,74	\$ 3.800.162.220,40	\$ 270.596.752,65
17	2039	\$ 266.982.764,42	\$ 216.229.230,34	\$ 50.753.534,08	\$ 3.749.408.686,32	\$ 266.982.764,42
18	2040	\$ 263.417.043,27	\$ 213.341.354,25	\$ 50.075.689,01	\$ 3.699.332.997,31	\$ 263.417.043,27
19	2041	\$ 259.898.944,54	\$ 210.492.047,55	\$ 49.406.896,99	\$ 3.649.926.100,32	\$ 259.898.944,54
20	2042	\$ 256.427.832,21	\$ 207.680.795,11	\$ 48.747.037,10	\$ 3.601.179.063,22	\$ 256.427.832,21
21	2043	\$ 253.003.078,74	\$ 204.907.088,70	\$ 48.095.990,05	\$ 3.553.083.073,17	\$ 253.003.078,74
22	2044	\$ 249.624.065,00	\$ 202.170.426,86	\$ 47.453.638,13	\$ 3.505.629.435,04	\$ 249.624.065,00
23	2045	\$ 246.290.180,08	\$ 199.470.314,85	\$ 46.819.865,23	\$ 3.458.809.569,81	\$ 246.290.180,08
24	2046	\$ 243.000.821,28	\$ 196.806.264,52	\$ 46.194.556,76	\$ 3.412.615.013,05	\$ 243.000.821,28
25	2047	\$ 239.755.393,92	\$ 194.177.794,24	\$ 45.577.599,67	\$ 3.367.037.413,38	\$ 239.755.393,92
26	2048	\$ 236.553.311,25	\$ 191.584.428,82	\$ 44.968.882,43	\$ 3.322.068.530,94	\$ 236.553.311,25
27	2049	\$ 233.393.994,40	\$ 189.025.699,41	\$ 44.368.294,99	\$ 3.277.700.235,95	\$ 233.393.994,40
28	2050	\$ 230.276.872,19	\$ 186.501.143,43	\$ 43.775.728,77	\$ 3.233.924.507,18	\$ 230.276.872,19
29	2051	\$ 227.201.381,10	\$ 184.010.304,46	\$ 43.191.076,64	\$ 3.190.733.430,54	\$ 227.201.381,10
30	2052	\$ 224.166.965,10	\$ 181.552.732,20	\$ 42.614.232,90	\$ 3.148.119.197,64	\$ 224.166.965,10

Depreciación de Activos

La depreciación no constituye flujo de efectivo, no obstante, si representa un gasto deducible para reducción de impuesto de renta y finalmente dentro del flujo de caja se suma para liberar la rentabilidad.

Terrenos: No se deprecia

Equipos eléctricos de alta tensión: 30 años

$$Depreciación\ Anual = \frac{Valor\ Historico - VS}{Años\ de\ vida\ útil} \quad (32)$$

El valor de salvamento de la unidad constructiva es igual a cero, ya que estos activos desmontados no se comercializan, sino se aprovecha sus materiales para reciclaje.

En las tablas 21 y 22 se muestran el resultado de la depreciación en cada período para el activo defensor y al activo retador respectivamente.

Tabla 21*Estimación de la depreciación del activo Defensor.*

Periodo	Año	Valor en libros	Depreciación	Depreciación acumulada
0	1999	\$ 2.080.093.146,58		
1	2000	\$ 2.010.756.708,37	\$ 69.336.438,22	\$ 69.336.438,22
2	2001	\$ 1.941.420.270,15	\$ 69.336.438,22	\$ 138.672.876,44
3	2002	\$ 1.872.083.831,93	\$ 69.336.438,22	\$ 208.009.314,66
4	2003	\$ 1.802.747.393,71	\$ 69.336.438,22	\$ 277.345.752,88
5	2004	\$ 1.733.410.955,49	\$ 69.336.438,22	\$ 346.682.191,10
6	2005	\$ 1.664.074.517,27	\$ 69.336.438,22	\$ 416.018.629,32
7	2006	\$ 1.594.738.079,05	\$ 69.336.438,22	\$ 485.355.067,54
8	2007	\$ 1.525.401.640,83	\$ 69.336.438,22	\$ 554.691.505,76
9	2008	\$ 1.456.065.202,61	\$ 69.336.438,22	\$ 624.027.943,98
10	2009	\$ 1.386.728.764,39	\$ 69.336.438,22	\$ 693.364.382,19
11	2010	\$ 1.317.392.326,17	\$ 69.336.438,22	\$ 762.700.820,41
12	2011	\$ 1.248.055.887,95	\$ 69.336.438,22	\$ 832.037.258,63
13	2012	\$ 1.178.719.449,73	\$ 69.336.438,22	\$ 901.373.696,85
14	2013	\$ 1.109.383.011,51	\$ 69.336.438,22	\$ 970.710.135,07
15	2014	\$ 1.040.046.573,29	\$ 69.336.438,22	\$ 1.040.046.573,29
16	2015	\$ 970.710.135,07	\$ 69.336.438,22	\$ 1.109.383.011,51
17	2016	\$ 901.373.696,85	\$ 69.336.438,22	\$ 1.178.719.449,73
18	2017	\$ 832.037.258,63	\$ 69.336.438,22	\$ 1.248.055.887,95
19	2018	\$ 762.700.820,41	\$ 69.336.438,22	\$ 1.317.392.326,17
20	2019	\$ 693.364.382,19	\$ 69.336.438,22	\$ 1.386.728.764,39
21	2020	\$ 624.027.943,98	\$ 69.336.438,22	\$ 1.456.065.202,61
22	2021	\$ 554.691.505,76	\$ 69.336.438,22	\$ 1.525.401.640,83
23	2022	\$ 485.355.067,54	\$ 69.336.438,22	\$ 1.594.738.079,05
24	2023	\$ 416.018.629,32	\$ 69.336.438,22	\$ 1.664.074.517,27
25	2024	\$ 346.682.191,10	\$ 69.336.438,22	\$ 1.733.410.955,49
26	2025	\$ 277.345.752,88	\$ 69.336.438,22	\$ 1.802.747.393,71
27	2026	\$ 208.009.314,66	\$ 69.336.438,22	\$ 1.872.083.831,93
28	2027	\$ 138.672.876,44	\$ 69.336.438,22	\$ 1.941.420.270,15
29	2028	\$ 69.336.438,22	\$ 69.336.438,22	\$ 2.010.756.708,37
30	2029	\$ 0,00	\$ 69.336.438,22	\$ 2.080.093.146,58

Tabla 22*Depreciación del Activo Retador.*

Periodo	Año	Valor en Libros	Equipos de Subestación	Depreciación Acumulada
0	1999	\$ 7.853.813.132,09		
1	2000	\$ 7.592.019.361,02	\$ 261.793.771,07	\$ 261.793.771,07
2	2001	\$ 7.330.225.589,95	\$ 261.793.771,07	\$ 523.587.542,14
3	2002	\$ 7.068.431.818,88	\$ 261.793.771,07	\$ 785.381.313,21
4	2003	\$ 6.806.638.047,81	\$ 261.793.771,07	\$ 1.047.175.084,28
5	2004	\$ 6.544.844.276,74	\$ 261.793.771,07	\$ 1.308.968.855,35
6	2005	\$ 6.283.050.505,67	\$ 261.793.771,07	\$ 1.570.762.626,42
7	2006	\$ 6.021.256.734,60	\$ 261.793.771,07	\$ 1.832.556.397,49
8	2007	\$ 5.759.462.963,53	\$ 261.793.771,07	\$ 2.094.350.168,56
9	2008	\$ 5.497.669.192,46	\$ 261.793.771,07	\$ 2.356.143.939,63
10	2009	\$ 5.235.875.421,39	\$ 261.793.771,07	\$ 2.617.937.710,70
11	2010	\$ 4.974.081.650,32	\$ 261.793.771,07	\$ 2.879.731.481,76
12	2011	\$ 4.712.287.879,25	\$ 261.793.771,07	\$ 3.141.525.252,83
13	2012	\$ 4.450.494.108,18	\$ 261.793.771,07	\$ 3.403.319.023,90
14	2013	\$ 4.188.700.337,11	\$ 261.793.771,07	\$ 3.665.112.794,97
15	2014	\$ 3.926.906.566,04	\$ 261.793.771,07	\$ 3.926.906.566,04
16	2015	\$ 3.665.112.794,97	\$ 261.793.771,07	\$ 4.188.700.337,11
17	2016	\$ 3.403.319.023,90	\$ 261.793.771,07	\$ 4.450.494.108,18
18	2017	\$ 3.141.525.252,83	\$ 261.793.771,07	\$ 4.712.287.879,25
19	2018	\$ 2.879.731.481,76	\$ 261.793.771,07	\$ 4.974.081.650,32
20	2019	\$ 2.617.937.710,70	\$ 261.793.771,07	\$ 5.235.875.421,39
21	2020	\$ 2.356.143.939,63	\$ 261.793.771,07	\$ 5.497.669.192,46
22	2021	\$ 2.094.350.168,56	\$ 261.793.771,07	\$ 5.759.462.963,53
23	2022	\$ 1.832.556.397,49	\$ 261.793.771,07	\$ 6.021.256.734,60
24	2023	\$ 1.570.762.626,42	\$ 261.793.771,07	\$ 6.283.050.505,67
25	2024	\$ 1.308.968.855,35	\$ 261.793.771,07	\$ 6.544.844.276,74
26	2025	\$ 1.047.175.084,28	\$ 261.793.771,07	\$ 6.806.638.047,81
27	2026	\$ 785.381.313,21	\$ 261.793.771,07	\$ 7.068.431.818,88
28	2027	\$ 523.587.542,14	\$ 261.793.771,07	\$ 7.330.225.589,95
29	2028	\$ 261.793.771,07	\$ 261.793.771,07	\$ 7.592.019.361,02
30	2029	\$ 0,00	\$ 261.793.771,07	\$ 7.853.813.132,09

Flujo de Caja

En las tablas 23 y 24 se muestran la estructura del flujo de caja para el activo defensor y el activo retador respectivamente.

Tabla 23

Flujo de Caja del Activo Defensor escenario pesimista (Parcial).

Periodo	Utilidad Neta	(-)	(+)	FNC
		Abono a Capital	Depreciación	
				-\$ 890.494.153,17
1	\$ 154.843.414,71	\$ 17.189.049,46	\$ 69.336.438,22	\$ 206.990.803,47
2	\$ 150.753.656,11	\$ 18.167.106,38	\$ 69.336.438,22	\$ 201.922.987,95
3	\$ 160.047.519,45	\$ 19.200.814,73	\$ 69.336.438,22	\$ 210.183.142,94
4	\$ 187.023.903,65	\$ 20.293.341,09	\$ 69.336.438,22	\$ 236.067.000,78
5	\$ 199.531.236,60	\$ 21.448.032,20	\$ 69.336.438,22	\$ 247.419.642,62
6	\$ 212.484.217,11	\$ 22.668.425,23	\$ 69.336.438,22	\$ 259.152.230,10
7	\$ 216.142.479,65	\$ 23.958.258,62	\$ 69.336.438,22	\$ 261.520.659,25
8	\$ 239.113.726,01	\$ 25.321.483,54	\$ 69.336.438,22	\$ 283.128.680,69
9	\$ 237.972.385,29	\$ 26.762.275,95	\$ 69.336.438,22	\$ 280.546.547,55
10	\$ 280.534.406,89	\$ 28.285.049,45	\$ 69.336.438,22	\$ 321.585.795,65
11	\$ 261.608.689,98	\$ 29.894.468,77	\$ 69.336.438,22	\$ 301.050.659,44
12	\$ 120.479.732,00	\$ 31.595.464,04	\$ 69.336.438,22	\$ 158.220.706,17
13	\$ 177.599.405,48	\$ 33.393.245,95	\$ 69.336.438,22	\$ 213.542.597,76
14	\$ 164.789.853,56	\$ 35.293.321,64	\$ 69.336.438,22	\$ 198.832.970,14
15	\$ 168.123.747,38	\$ 37.301.511,64	\$ 69.336.438,22	\$ 200.158.673,95
16	\$ 193.765.736,04	\$ 39.423.967,65	\$ 69.336.438,22	\$ 223.678.206,60
17	\$ 225.475.156,19	\$ 41.667.191,41	\$ 69.336.438,22	\$ 253.144.403,00
18	\$ 221.653.648,73	\$ 44.038.054,60	\$ 69.336.438,22	\$ 246.952.032,35
19	\$ 229.286.046,26	\$ 46.543.819,91	\$ 69.336.438,22	\$ 252.078.664,57
20	\$ 242.280.507,34	\$ 49.192.163,26	\$ 69.336.438,22	\$ 262.424.782,29
21	\$ 261.130.519,53	\$ 51.991.197,35	\$ 69.336.438,22	\$ 278.475.760,39
22	\$ 254.465.961,13	\$ 54.949.496,48	\$ 69.336.438,22	\$ 268.852.902,87
23	\$ 338.925.904,19	\$ 58.076.122,83	\$ 69.336.438,22	\$ 350.186.219,58
24	\$ 428.395.600,79	\$ 61.380.654,22	\$ 69.336.438,22	\$ 436.351.384,79
25	\$ 413.459.425,16	\$ 64.873.213,45	\$ 69.336.438,22	\$ 417.922.649,93
26	\$ 430.231.891,74	\$ 68.564.499,29	\$ 69.336.438,22	\$ 431.003.830,67
27	\$ 447.581.767,72	\$ 72.465.819,30	\$ 69.336.438,22	\$ 444.452.386,64
28	\$ 465.510.263,80	\$ 76.589.124,42	\$ 69.336.438,22	\$ 458.257.577,60
29	\$ 484.053.596,06	\$ 80.947.045,60	\$ 69.336.438,22	\$ 472.442.988,68
30	\$ 503.707.839,33	\$ 85.552.932,49	\$ 69.336.438,22	\$ 487.491.345,05
	-\$ 243.439.569,55			-\$ 243.439.569,55

Tabla 24*Flujo de caja del activo Retador escenario pesimista (parcial).*

Periodo	(-)		(+) FNC	
	Utilidad Neta	Abono a Capital	Depreciación	FNC
				-\$ 890,494,153.17
1	\$ 137,009,077.46	\$ 11,361,146.44	\$ 69,336,438.22	\$ 194,984,369.24
2	\$ 126,839,495.02	\$ 12,270,038.16	\$ 69,336,438.22	\$ 183,905,895.08
3	\$ 140,029,754.25	\$ 13,251,641.21	\$ 69,336,438.22	\$ 196,114,551.26
4	\$ 166,990,938.14	\$ 14,311,772.51	\$ 69,336,438.22	\$ 222,015,603.85
5	\$ 179,499,212.15	\$ 15,456,714.31	\$ 69,336,438.22	\$ 233,378,936.06
6	\$ 192,471,554.05	\$ 16,693,251.45	\$ 69,336,438.22	\$ 245,114,740.81
7	\$ 196,170,115.75	\$ 18,028,711.57	\$ 69,336,438.22	\$ 247,477,842.40
8	\$ 219,205,377.30	\$ 19,471,008.49	\$ 69,336,438.22	\$ 269,070,807.02
9	\$ 218,154,831.08	\$ 21,028,689.17	\$ 69,336,438.22	\$ 266,462,580.13
10	\$ 260,837,801.19	\$ 22,710,984.31	\$ 69,336,438.22	\$ 307,463,255.10
11	\$ 242,066,901.58	\$ 24,527,863.05	\$ 69,336,438.22	\$ 286,875,476.74
12	\$ 101,130,715.75	\$ 26,490,092.10	\$ 69,336,438.22	\$ 143,977,061.87
13	\$ 158,485,607.55	\$ 28,609,299.47	\$ 69,336,438.22	\$ 199,212,746.31
14	\$ 145,958,653.49	\$ 30,898,043.42	\$ 69,336,438.22	\$ 184,397,048.28
15	\$ 149,627,940.25	\$ 33,369,886.90	\$ 69,336,438.22	\$ 185,594,491.57
16	\$ 175,664,058.21	\$ 36,039,477.85	\$ 69,336,438.22	\$ 208,961,018.58
17	\$ 207,832,858.30	\$ 38,922,636.08	\$ 69,336,438.22	\$ 238,246,660.44
18	\$ 204,543,120.16	\$ 42,036,446.96	\$ 69,336,438.22	\$ 231,843,111.42
19	\$ 212,787,495.40	\$ 45,399,362.72	\$ 69,336,438.22	\$ 236,724,570.90
20	\$ 226,482,702.49	\$ 49,031,311.74	\$ 69,336,438.22	\$ 246,787,828.98
21	\$ 246,213,916.05	\$ 52,953,816.68	\$ 69,336,438.22	\$ 262,596,537.59
22	\$ 250,017,658.23	\$ 57,190,122.01	\$ 69,336,438.22	\$ 262,163,974.44
23	\$ 312,916,962.72	\$ 61,765,331.77	\$ 69,336,438.22	-\$ 2,821,037,183.67
24	\$ 42,773,134.58	\$ 66,706,558.31	\$ 41,597,407.36	\$ 3,805,607.13
25	\$ 153,646,226.00	\$ 72,043,082.98	\$ 41,230,209.01	\$ 109,709,372.23
26	\$ 174,087,947.05	\$ 77,806,529.61	\$ 40,866,252.09	\$ 124,751,603.56
27	\$ 195,253,450.68	\$ 84,031,051.98	\$ 40,505,507.97	\$ 140,053,328.95
29	\$ 217,191,316.18	\$ 90,753,536.14	\$ 40,147,948.30	\$ 155,626,269.96
30	\$ 239,922,754.81	\$ 98,013,819.03	\$ 39,793,544.96	\$ 171,451,829.04
31	\$ 263,505,738.76	\$ 105,854,924.56	\$ 39,442,270.09	\$ 187,544,982.33
32	\$ 90,350,351.62	\$ 0.00	\$ 39,094,096.08	\$ 313,050,026.61
33	\$ 171,138,150.08	\$ 0.00	\$ 38,748,995.55	\$ 394,182,925.60
34	\$ 190,017,716.62	\$ 0.00	\$ 38,406,941.37	\$ 413,404,546.32
35	\$ 209,259,236.64	\$ 0.00	\$ 38,067,906.66	\$ 432,985,101.06
36	\$ 228,757,503.44	\$ 0.00	\$ 37,731,864.75	\$ 452,819,409.76
37	\$ 249,047,996.68	\$ 0.00	\$ 37,398,789.22	\$ 473,442,978.52
38	\$ 269,804,757.09	\$ 0.00	\$ 37,068,653.90	\$ 494,529,874.26
39	\$ 291,069,113.75	\$ 0.00	\$ 36,741,432.83	\$ 516,121,451.99

	Utilidad Neta	Abono a Capital	Depreciación		FNC
40	\$ 334,718,202.63	\$ 0.00	\$ 36,095,630.75	\$ 261,793,771.07	\$ 560,416,342.94
41	\$ 357,012,209.74	\$ 0.00	\$ 35,776,998.98	\$ 261,793,771.07	\$ 583,028,981.83
42	\$ 380,523,534.21	0.00	\$ 35,461,179.90	\$ 261,793,771.07	\$ 606,856,125.38
43	\$ 403,813,725.44	\$ 0.00	\$ 35,148,148.70	\$ 261,793,771.07	\$ 630,459,347.81
44	\$ 428,050,361.95	\$ 0.00	\$ 34,837,880.76	\$ 261,793,771.07	\$ 655,006,252.26
45	\$ 452,722,083.42	\$ 0.00	\$ 34,530,351.68	\$ 261,793,771.07	\$ 679,985,502.81
46	\$ 479,147,335.10	\$ 0.00	\$ 34,225,537.31	\$ 261,793,771.07	\$ 706,715,568.87
47	\$ 517,656,750.80	\$ 0.00	\$ 33,923,413.65	\$ 261,793,771.07	\$ 745,527,108.22
48	\$ 541,913,131.12	\$ 0.00	\$ 33,623,956.98	\$ 261,793,771.07	\$ 770,082,945.21
49	\$ 570,588,402.51	\$ 0.00	\$ 33,327,143.74	\$ 261,793,771.07	\$ 799,055,029.84
50	\$ 600,035,320.34	\$ 0.00	\$ 33,032,950.60	\$ 261,793,771.07	\$ 828,796,140.81
51	\$ 630,282,805.53	\$ 0.00	\$ 32,741,354.43	\$ 261,793,771.07	\$ 859,335,222.17
52	\$ 661,348,187.98	\$ 0.00	\$ 32,452,332.30	\$ 261,793,771.07	\$ 890,689,626.74
53	\$ 693,269,962.84	\$ 0.00	\$ 32,165,861.50	\$ 261,793,771.07	\$ 922,897,872.41
	\$ 333,817,739.38				-\$ 333,817,739.38

Nota. La tabla 24 el flujo de caja del activo defensor y tabla 25 flujo de caja del activo retador se puede apreciar la distribución de los ingresos y egresos, las compensaciones y los demás elementos que la conforman, los resultados arrojados, indican:

En la tabla 25 se presentan los CAE resultantes de los cálculos anteriores para los activos defensor y retador respectivamente para los cuatro escenarios.

Tabla 25

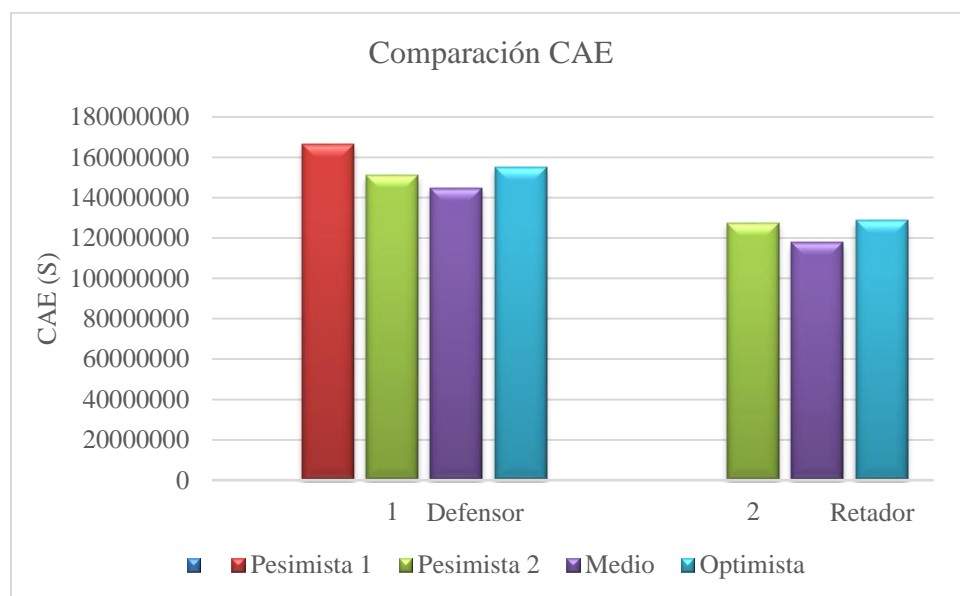
Análisis de CAE en diferentes escenarios.

	CAE			
	Pesimista (5,68%)	Pesimista (8%)	Medio	Optimista
Defensor	\$ 166.570.107,22	\$ 151.052.442,68	144,802,054,68	\$ 155.147.164,37
Retador	\$151,074.171,09	\$ 127.420.848,67	117.673.280,33	\$ 128.602.647,89

En la figura 12 comparación del CAE, se muestra que la diferencia grafica de los CAE y nuevamente se observa que el CAE más favorable para el proyecto es del activo Defensor, por tal se mantiene.

Figura 12

Comparación de CAE.



Esta comparación establece que el activo retador en cualquier escenario tiene menor CAE, por tal es la opción rechazada, el flujo de caja del activo retador establece un componente importante como la depreciación y la inversión inicial, esta última mantiene un impacto importante en el flujo de caja, ya que la ventaja de la regulación es la sostenibilidad del ingreso en el tiempo de manera constante

El Valor presente Neto es un valor positivo para ambos activos, lo cual es una opción aceptable, de igual forma arroja TIR superior a la regulada lo que desde este punto de vista ambas son buenas opciones.

En el momento óptimo de reemplazo que corresponde al periodo 22 y 28, se puede

observar que el abono a capital del activo defensor sigue vigente para el activo retador, el cual lo asume y además inicia el periodo 22 y 28 con su propia financiación.

En el apéndice A del presente documento se aprecia el flujo de caja completo pestaña “F.C Defensor” y F.C Retador accediendo a través del enlace.

Interpretación de los Criterios Económicos Para el Reemplazo de la Unidad

Constructiva

Es de apreciar que el flujo de los ingresos en ambos activos es similar, puesto que la regulación vigente no establece un cambio relevante sobre el ingreso para nuevas inversiones, sino que este se basa en el valor del costo de reposición en variación con el IPP reportado por el DANE para cada una de las anualidades.

En el flujo de caja del activo retador o reemplazante, se pueden apreciar que los ingresos y demás valores son semejantes al flujo de caja del activo defensor, ya que el impacto de renovar no aumenta el ingreso, puesto que éste es regulado y está estipulado en el costo unitario de reposición según la resolución, pero quizás bajo un escenario diferente las compensaciones por indisponibilidad del activo Defensor podrían disminuir el ingreso de una manera progresiva, pero también hay que tener en cuenta que la calidad del mantenimiento incrementa la salud en activos y que la posibilidad de afectación por fallas también disminuya.

En cuanto al retorno de la inversión PRI presenta buena proyección y es muy atractivo para el inversionista ya que el tiempo de retorno es pronto, puesto que el más lejano es a 10 años mientras que el resto de la vida útil del activo representaría ganancias netas para el TN.

La sensibilidad B/C, representa la recuperación de la inversión más una

La VPN es un indicador positivo, lo cual indica que el proyecto de reemplazo sería buena opción, en cuanto a la TIR, es mayor a la tasa de oportunidad estipulada por la CREG, por tal también es aceptable.

Criterios de selección de la mejor Alternativa

A continuación, en las tablas 26, 27, 28 y 29 se muestran los indicadores de selección para cada uno de los escenarios estudiados en el presente trabajo.

Tabla 26

Indicadores De Selección En El Escenario Pesimista 1

ACTIVO	CAE	VPN	TIR	PRI	B/C	TASA
Defensor	\$ 166.570.107,22	\$1.711.283.655.44	26%	4,14	2,92	5,69%
Retador	\$151,074.171,09	\$ 1.552.083.763,62	26%	10,16	1,33	5,69%

Tabla 27

Indicadores De Selección En El Escenario Pesimista 2

ACTIVO	CAE	VPN	TIR	PRI	B/C	TASA
Defensor	\$ 151.052.442,68	\$1.551.860.538.42	24%	4,43	2,74	8,00%
Retador	\$ 127.420.848,67	\$ 1.309.077.717,08	24%	11,86	1,09	8,00%

Tabla 28.

Indicadores de Selección Escenario Medio

ACTIVO	CAE	VPN	TIR	PRI	B/C	TASA
Defensor	144,802,054,68	\$1.487.646.214.51	20%	5,33	2,19	8,00%
Retador	117.673.280,33	\$ 1.209.859.201,09	19%	7,16	1,11	8,00%

Tabla 29*Indicadores de selección Escenario Optimista*

ACTIVO	CAE	VPN	TIR	PRI	B/C	TASA
Defensor	\$ 155.147.164,37	\$ 1.593.928.292,51	21%	5,12	2,27	5,69%
Retador	\$ 128.602.647,89	\$ 1.321.219.113,46	20%	11,1	1,05	5,69%

En las tablas 27, 26, 27 y 28 se muestran los indicadores de selección para cada uno de los escenarios estudiados en el presente trabajo y por tal se realizan los siguientes análisis:

VPN: trae al presente todo el flujo de efectivo de cada periodo, su criterio está basado en la selección de un valor positivo, siendo escogido el de mayor valor, en este caso el defensor es la opción, motivado por el efecto deducible de la depreciación de bienes sobre los impuestos.

TIR: la tasa interna de retorno es igual para ambos flujos de caja y mayor a la tasa de oportunidad para ambos proyectos, por tal es indiferente en la decisión de la elección, pero están por encima de la TIR regulada del 11,5%.

CAE: el Costo Anual Uniforme equivalente es el indicador más significativo, puesto que el análisis del presente trabajo contempla ingresos y egresos de ambos activos, por tal se debe elegir el de mayor valor siempre que sea positivo.

PRI: Periodo de Retorno de la Inversión es quizás de los más apetecido en el mundo financiero, ya que se espera que esta sea lo más pronto posible, en el caso de nuestro proyecto presenta varias opciones, ya que es el mismo para ambas opciones.

Sensibilidad B/C: relación de los Beneficios del proyecto y los costos totales incluyendo la inversión, los criterios son;

$B/C \geq 1$ Aceptar proyecto

$B/C < 1$ Rechazar proyecto

En este caso todos los escenarios poseen un B/C por lo tanto es el de aceptar.

La variable sensible del proyecto es la compensación, producto de la indisponibilidad del activo, ya que los ingresos y los costos operativos y administrativos son menos sensibles.

En la tabla 26 Indicadores de Selección Escenario Pesimista, se puede apreciar que el activo defensor posee buenos indicadores en comparación con los otros dos escenarios, se aprecia un VPN aceptable, la TIR de 21% es mayor con respecto a la regulada, el retorno de la inversión también es de los más atractivos con menos de 5 años, la relación B/C es de las altas de grupo lo que quiere decir que por cada peso invertido se le devuelve 1,64 veces, aunque los parámetros de deuda en el ciclo de vida no le favorece puesto que la vida económica se disminuye según lo estudiado en el capítulo 2.

En resumen todos los escenarios son aceptables tanto para el activo retador como defensor, aunque, los indicadores del defensor son la mejor opción.

Conclusiones

El reemplazo de activos físicos representa una decisión muy importante para el transmisor nacional, puesto que realizarlo antes de tiempo constituye una inversión innecesaria que podría haberse realizado para otro beneficio, pero si se hace de manera extemporánea puede representar pérdida del ingreso por compensaciones, por tal realizar la evaluación económica de reemplazo teniendo en cuenta la vida económica del activo defensor y la confrontación de los beneficios económicos del activo defensor contra el retador, suministra la información necesaria para la toma de decisiones a partir de los indicadores económicos resultantes de los análisis mediante el modelo matemático planteado.

De esta manera, se pudo determinar que, una vez aplicado el modelo con base en métodos, estándares y la metodología de remuneración de activos de uso del STN, lo siguiente:

De acuerdo con la vigencia de las regulaciones en el ciclo de vida del activo defensor y el activo retador se estimó el ingreso para cada periodo a partir de los parámetros como el costo de reposición de activos eléctricos, la anualidad, el valor de AOM de referencia, el reconocimiento del terreno ocupado por la unidad constructiva de acuerdo a la vigencia de la resolución y el porcentaje de activos no eléctricos, observándose para ambos casos un ingreso constante en el tiempo actualizado por el IPP (CREG 004 de 1999) (CREG 011 de 2009).

Se determinaron las compensaciones de los activos a partir de la información inicial aportada por el TN y ésta se proyectó mediante la probabilidad calculada mediante simulación utilizando el método de distribución normal, la cual arroja una disponibilidad acorde con la regulación hasta el periodo 22 y después decrece levemente generando compensaciones hasta el fin de su vida útil (CREG 011 de 2009).

Se estimó la vida económica del activo defensor a partir del costo de capital, el AOM, la depreciación y las compensaciones, de este cálculo se obtuvo cuatro escenarios, el primero y segundo fueron el pesimista asumiendo una deuda del 60% a una tasa del 5,68% y 8%, lo cuales arrojaron una periodo en ambos casos de 22 años, otro escenario denominado medio con una deuda del 40% con una tasa de 8%, el cual arroja una vida económica de 28 años y el ultimo escenario que es el optimista a una deuda del 40% y tasa de 5,69% arroja una vida económica igual a la vida útil, este ejercicio demostró que la vida económica guarda relación entre el costo de la deuda y su respectiva tasa, a mayor endeudamiento menor vida económica (Meza Orozco, 2013).

Se estimó el costo anual equivalente – CAE para el activo defensor y retador donde se tuvo en cuenta los ingresos y egresos para cada uno en los cuatros escenarios, el balance de los beneficios se representó en el mayor valor arrojado por el CAE del defensor, siendo la opción más favorable en todos los escenarios, de esta manera el activo defensor se mantiene hasta el final de su vida útil (Meza Orozco, 2013) (Baca G. , 2007).

En el análisis de indicadores económicos se apreció que el activo defensor en el escenario pesimista arroja un VPN positivo, una TIR mayor del 11,5%, un PRI alrededor de 4 años, una relación beneficio – costo mayor a 2, lo quiere decir que el activo defensor es altamente rentable y por ende no es conveniente reemplazarlo.

El modelo desarrollado, evidenció ser una herramienta para la toma de decisiones en el proyecto de reemplazo de activos de uso del STN, que proporciona al Transmisor Nacional la posibilidad de conocer el comportamiento de la vida económica del activo, comprendiendo la importancia de obtener los mejores beneficios de deuda, tasa y costos de capital.

Recomendaciones

El modelo desarrollado establece el reemplazo del activo a través del análisis de la vida económica del activo defensor y la confrontación de los beneficios contra el activo retador, y es extensible a otros activos propiedad del TN, pero, aun así, el modelo podría abarcar un reemplazo parcial de elementos técnicos críticos que proporcionan una alternativa de análisis.

El ingreso calculado mediante el actual esquema tarifario de la metodología de remuneración establece un predominio constante en el tiempo, pero es factible que sufra cambios en el transcurso de la vida útil, ya que la resolución se actualiza, por tal sí esto sucede el modelo actual conserva su estructura.

El CAE presenta proyecciones que pueden variar a medida que se ajusten a la realidad por tanto el TN debería ajustar el análisis de acuerdo con la variabilidad.

Este modelo de evaluación económica aplica a cualquier activo de uso asociado al sistema de transmisión nacional regulado mediante la resolución CREG 011 del 2009.

Referencias Bibliográficas

- Abdollah , A., & Sharareh , T. (2018a). Optimal Replacement of a Fleet of Assets with Economic and Environmental Considerations. 2018 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), pp. 1-6.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8462994>
- Abdollah , A., & Sharareh , T. (2018b). *Sustainable asset management: A repair-replacement decision model considering environmental impacts, maintenance quality, and risk. Computers & Industrial Engineering, Volume 136.*
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360835219304127>
- Aguilar, D. d. (Noviembre de 2015). *Análisis Técnico Económico Para La Reposición De Equipos De Potencia En Subestaciones De La Red De Transporte De ETCEE. [Trabajo de grado para optar al título ingeniero Electricista]. Universidad de San Carlos de Guatemala.*
https://www.academia.edu/34877067/an%C3%81lisis_t%C3%89cnico_econ%C3%93mico_para_la_reposici%C3%93n_de_equipos_de_potencia_en_subestaciones_de_la_red_de_transporte_de_etcee
- Amedola, L. (2010). *Gestion Integral de Activos Pass 55. Mailmax.*
<http://www.mailxmail.com/curso-gestion-integral-activos-pas-55-2>
- Baca, G. (2007). *Fundamentos de Ingenieria Economica. Quinta edición.* Mexico: Mc Graw Hill.
<https://es.pdfdrive.com/fundamentos-de-ingenier%C3%ADa-econ%C3%B3mica-gabriel-baca-urbina-e33801642.html>

- Baca, G. (2009). *Ingeniería económica (octava edición)*. Bogota: Fondo Educativo Panamericano.
- Banco de la Republica. (2022). *Índice de precios al consumidor (IPC)*. Descargar y Consultar. *Serie IPC Total Nacional e inflación (Desde 07/1954)*.
<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc>
- Banco de la Republica. (2022). *Índice de Precios al Productor (IPP)*. *Le puede interesar. Índice de precios del productor (IPP) - Serie Banco de la República (Base 1999 = 100) empalmada con serie DANE (Base 2006 = 100)*.
<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-del-productor-ipp-serie-banco-republica-base-1999-100-empalmada-con-serie-dane-base>
- BIS. (2008). *British Standards Institution. (BSI) PASS 55 Gestión de Activos*.
- Constitucion Politica de Colombia. (7 de Julio de 1991). [Const]. *Capitulo 5. de los deberes y obligaciones. art. 95. inciso 8.*
- Costa Lima, G., Costa, L. A., Teodoro, F., & Pinto, A. (2020). *A model to estimate the optimal time of replacement of potential transformer in power* .
<https://www.rpsonline.com.sg/proceedings/esrel2020/html/4576.xml>
- CREG 004 de 1999. (s.f.). *Metodología para determinar el ingreso regulado por concepto de uso del sistema regulado*.
<http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG004-99>
- CREG 010. (2009). *Metodología para la remuneración de la actividad de la transmisión eléctrica*. Bogota: CREG.

CREG 011 de 2009. (s.f.). *Comision Reguladora de Energia y gas. Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>

CREG 025 de 1995. (s.f.). *Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

CREG 061 de 2000. (s.f.). *Por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2000-CREG061-2000>

CREG 068. (2002). *Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 068.*

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0068_2002.htm

CREG 083 de 2008. (s.f.). *Metodologia para el calculo de la tasa de Retorno en la actividad de transmision de la energia electrica.*

CREG. (2009). *Metodologia para la remuneración de la actividad de la transmisión eléctrica.*

Documento CREG 010. Bogota: CREG.

CREG. (2020). *Estructura Tarifaria.* <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-tarifaria>

CREG 26 de 1999. (s.f.). *Metodologia para establecer los costos unitarios de las unidades constructuivas del STN, se fijan costos unitarios aplicables durante el periodo 2000 - 2004 y se establece las areas tipicas de launidades onstructivas de subestaciones.*

<http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG026-99>

CREG Circular 081. (7 de Diciembre de 2007). *Costo de Capital para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica.*

CREG. Circular 002. (17 de Enero de 2007). *Publicación Estudio “Remuneración de Costos Eficientes de AOM Empresas de Transmisión y Distribución Eléctrica. Anexo Metodologías para la remuneración de costos eficientes de AOM de empresas de transmisión y distribución eléctrica. parte 1: transmisión.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/11a0dff9274cd07a0525785a007a6db3?OpenDocument>

CREG. Circular 022 2008. (06 de Marzo de 2008). *Desarrollo de metodologías para la remuneración de los Costos Eficientes de AOM en empresas.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/13d11e534e656e680525785a007a6fe6?OpenDocument>

CREG. Circular 036. (01 de Septiembre de 2006). *Asesoría para la Valoración de los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas para la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/da3cd284ea2c77670525785a007a6d43?OpenDocument>

DANE. (2022). *Índice de Precios al Consumidor (IPC) Índice de Precios al Consumidor -IPC- Histórico.* <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y->

costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-historico#indices-y-ponderaciones-base-2008

DANE. (2022). *Indice de Precios al Productor (IPP). Series Historicas (IPP)/1999 - 2022 (Julio)*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

Doc. 061 2008. (s.f.). CREG. *Costo de Capital para remunerar la actividad de Transmision de energia electrica.*

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d95444c179bee5f80525785a007a7073/\\$FILE/D-061-](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d95444c179bee5f80525785a007a7073/$FILE/D-061-)

08%20COSTO%20DE%20CAPITAL%20PARA%20REMUNERAR%20LA%20ACTIVIDAD%20DE%20TRANSMISI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%C3%89CTRICA.pdf

Duran, J., Sojo, L., & Fuenmayor, E. (7 de Febrero de 2011). *Decisión de Reemplazo o*

Reparación de un Equipo. Caso de estudio basado en Métodos y Normas Vigentes. The Woodhouse Partnership Ltd:

https://www.academia.edu/25304554/_Decisi%C3%B3n_de_Reemplazo_o_Reparaci%C3%B3n_de_un_Equipo_Caso_de_estudio_basado_en_M%C3%A9todos_y_Normas_Vigentes

Durão, V., Silvestre, J., Mateus, R., & De Brito, J. (Agosto de 2019). *Economic valuation of life cycle environmental impacts of construction products - A critical analysis. IOP Conference Series. Earth and Environmental Science; Bristol Tomo 323, N.º 1.*

<https://www.proquest.com/docview/2557902759/fulltextPDF/FB59A60A9F8E4999PQ/1?accountid=48784>

Fernández Avilés, G. V. (17 de Septiembre de 2017). *El desmantelamiento de propiedades, planta y equipo: caso de análisis del sistema eléctrico del cantón la troncal de propiedad de la CNEL EP regional milagro y de la Centrosur C.A.*

<https://ideas.repec.org/a/cun/journal/v27y2018p67-85.html>

GRN. (2021). *Impacto Ambiental Línea de Transmisión Eléctrica*. <https://www.grn.cl/impacto-ambiental-linea-de-transmision-electrica.html>

ISA Intercolombia S.A. (2019). *Transmisión de Energía Eléctrica*.

<https://www.isaintercolombia.com/Paginas/67/transmision-de-energia-electrica>

ISA Intercolombia S.A E.S.P. (2022). *Dirección de la operación. Histórico de semáforos*.

Jones, H., Moura, F., & Domingo, T. (2018). *Transportation Infrastructure Project Evaluation: Transforming CBA to Include a Life Cycle Perspective in the Handbook of Sustainability Science and Research* Leal Filho W (Springer, Cham).

Khalid M. , A.-Z., & Abdulaziz Marzouq , A.-F. (Noviembre de 2015). *The Contribution Of the Health Asset on Extend of the Life Cycle and Optimize the Cost of the Substation Equipment. 2015 International Conference on Sustainable Mobility Applications, Renewables and Technology (SMART)*.

https://www.researchgate.net/publication/304298259_The_contribution_of_the_health_asset_on_extend_of_the_life_cycle_and_optimize_the_cost_of_the_substation_equipment

- Ley 143 . (1994). *por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.*
- Mathieu, A., Rennotte, C., Romain, F., Vosse, B., & S, A. S. (2017). *strategic asset management implementation (sami) at national grid, saudi arabia. 2017 saudi Arabia Smart Grid (SASG). pp. 1-6, doi: 10.1109/SASG.2017.8356483.*
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8356483>
- Meza Orozco, J. (2013). *Evaluación financiera de proyectos (SIL) (3a. ed.).* Ecoe Ediciones.
<https://elibro-net.bibliotecavirtual.unad.edu.co/es/ereader/unad/69258?page=237>
- Minenergia. (2022). *Ministerio de minas y energia de Colombia. Estructura Orgabizacional. Funciones.* <https://www.minenergia.gov.co/es/ministerio/estructura-organizacional/funciones/#:~:text=Formular%2C%20adoptar%2C%20dirigir%20y%20coordinar,de%20minerales%2C%20hidrocarburos%20y%20biocombustibles.>
- Sapag Chain , N. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos (5a. ed.).* McGraw-Hill Interamericana.
- Sapag, N., & Sapag, R. (1985). *Decisiones de Reemplazo. Analisis de Momento Optimo. Estudios de Economía Vol. 12, No. 1 . Págs. 17-26.*
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/128414?locale-attribute=es>
- Soust Verdaguer , B., Llatas , C., & García Martínez , A. (2017). *Critical review of bim-based LCA method to buildings. Energy Build 136 110–120.*

Apéndices

Apéndice A

Flujo de caja en Excel

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1weo_wgszNITW46PguH06X10VjEUR3Wqc/edit?usp=sharing&oid=106357020563107264307&rtpof=true&sd=true

Apéndice B

Registro Fotográfico Construcción Unidad Constructiva

