



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora

Carlos Fernando Vargas Navarro

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Eléctrica y Electrónica.
Bogotá, Colombia
2016

Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora

Carlos Fernando Vargas Navarro

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título
de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

M.Sc. Henry Navarro Sánchez

Línea de Investigación:

Sistemas de Distribución

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Eléctrica y Electrónica.
Bogotá, Colombia

2016

(Dedicatoria)

A mis padres por su apoyo incondicional, a mi princesa Lucely y a mi bebe David Santiago quienes son la razón de mi existencia.

Agradecimientos

Agradezco al profesor y director del trabajo final: Henry Navarro, por su compromiso en el desarrollo del trabajo, por la simplicidad de aclaración de dudas y por haberme brindado una guía de lo que quería presentar en este estudio. Agradezco a Pedro Pacanchique, profesional de regulación del área de CODENSA, quien apoyó el trabajo final con la documentación necesaria para soportar la visión de la CREG con la nueva propuesta regulatoria y me aclaró la evolución de la regulación Colombiana.

Agradezco a la Universidad Nacional de Colombia por permitir mi desarrollo profesional con la presentación de este trabajo final de maestría y a mi familia por la motivación brindada para llevar a feliz término la redacción de este trabajo.

Resumen

El presente trabajo aborda la problemática actual que han expuesto los operadores de red a cerca de la implementación de un nuevo modelo de remuneración en Colombia, pasando de un modelo de valor de reposición a nuevo a uno de costos de reposición depreciado. A lo largo del documento se presenta la necesidad de regular los operadores de red por considerasen monopolios naturales, se muestra la evolución de la regulación de remuneración de cargos en Colombia, se evalúa para un caso base definido, el modelo de remuneración de la CREG 097/08 (modelo vigente) y de la CREG 179/14 (propuesta regulatoria) para compararse y luego justificar el porqué debe realizarse propuestas de mejora, finalmente se exponen las mejoras a la propuesta regulatoria para que sean analizadas y discutidas

Palabras clave: (Cargos de distribución; Costo de Reposición Depreciado; Modelo regulatorio; Monopolio Natural; Valor Nuevo de Reposición; Valor Presente Neto; Tasa Interna de Retorno)

Abstract

This paper addresses the current problems that network operators have exposed close to the implementation of a new control price model in Colombia, from a model of “new replacement value ” to “depreciated replacement cost”. Throughout the document the need to regulate network operators is presented by considered natural monopolies, shows the evolution of the regulation of remuneration of charges in Colombia, is evaluated for a defined base case, the model of remuneration of the CREG 097/08 (current model) and of the CREG 179/14 (proposed regulatory) to compare and then justify why should only be suggestions for improvement, finally improvements are exposed to the regulatory proposal so that they can be analyzed and discussed.

Keywords: (Control price model; Depreciated replacement cost; Regulatory model; Natural monopoly; New replacement value; Net present value; Internal rate of return)

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIV
Lista de Símbolos y abreviaturas	¡Error! Marcador no definido.
Introducción	1
1. Esquemas Regulatorios de los Sistemas de Distribución	5
1.1 ¿Cómo Funciona el Monopolio Natural?	6
1.2 Modelos Económicos y Metodologías de Remuneración	10
1.2.1 Metodología de Tasa de Retorno	13
1.2.2 Metodología del Precio Máximo	14
1.2.3 Metodología del Ingreso Máximo	15
1.2.4 Metodología de Competencia Referencial.....	16
1.2.5 Metodología de Escala Móvil (Participación de Beneficios/Ingresos) ..	18
1.2.6 Evolución y Comparación de las Metodologías de Regulación.....	19
1.3 Variables y Enfoques de las Metodologías de Remuneración.....	21
1.3.1 Enfoques de la BRA (Unidades Constructivas)	22
▪ Costo de Reposición Depreciado (CRD)	23
▪ Valor Nuevo a Reposición (VNR)	23
1.3.2 Determinación de la Tasa de Retorno	24
1.3.3 Determinación de los gastos AOM	25
2. Evolución de la Regulación Colombiana para los Sistemas de Distribución	27
2.1 Marco Constitucional y Teórico.....	30
2.2 Resolución CREG 099 de 1997	31
2.3 Resolución CREG 082 de 2002	35
2.4 Resolución CREG 097 de 2008	38
2.5 Resolución CREG 179 de 2014	42
2.5.1 Evolución de las Inversiones	43
2.5.2 Evolución de los indicadores de calidad	45
2.5.3 Metodología de la propuesta	46
2.6 Comparación de Periodos Tarifarios.....	51
3. Evaluación del impacto de los modelos de remuneración del sistema de distribución de la CREG 097 de 2008 vs CREG 179 de 2014.....	55
3.1 Modelo de evaluación por CREG 097	56

3.1.1	Definición de las entradas.....	56
3.1.2	Salidas del Modelo	60
3.1.3	Flujo de Caja del Modelo	64
3.2	Modelo de evaluación por CREG 179	66
3.2.1	Definición de las entradas.....	67
3.2.2	Salidas del Modelo	69
3.2.3	Flujo de Caja del Modelo	75
3.2.4	Sensibilidad del Caso Base	77
3.3	Análisis Comparativo entre los Modelos.....	80
4.	Ajustes al Esquema de Regulación de la CREG 179 de 2014.	85
4.1	Primer Escenario.....	88
4.2	Segundo Escenario	91
4.2.1	Sensibilidad del Segundo Escenario.....	93
4.3	Tercer Escenario	95
4.4	Análisis Comparativo de los Escenarios.....	97
5.	Conclusiones y recomendaciones	101
5.1	Conclusiones.....	101
5.2	Recomendaciones.....	103
	A. Anexo: Hoja de Cálculo en Excel con la evaluación de los modelos de remuneración	105
	Bibliografía	107

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Curva de Oferta y Demanda en un escenario de Competencia Perfecta [1].	8
Figura 1-2: Curva de Oferta y Demanda para un monopolio natural [1].	8
Figura 1-3: Fijación de precios a los monopolios naturales [1].	10
Figura 1-4: Modelos Tradicionales de Regulación de Tarifas de Empresas de Redes [2].	13
Figura 1-5: Evolución de la Regulación en el tiempo [2].	20
Figura 2-1: Activos de Uso y de Conexión [4].	31
Figura 2-2: Inversiones Promedio anuales de reposición y Expansión en Colombia, 2009-2012 [7].	44
Figura 2-3: Inversiones Promedio anuales de reposición y Expansión por OR, 2009-2012 [7].	44
Figura 2-4: Indicadores promedios de Calidad para Colombia [7].	45
Figura 2-5: Índices internacionales de calidad por OR para el año 2013 [7].	45
Figura 2-6: Participación en la asignación del AOM por OR [7].	46
Figura 2-7: Cambio en el esquema regulatorio [9].	52
Figura 3-1: Tendencia de los Ingresos por nivel de tensión por CREG 097/08.	64
Figura 3-2: Flujo de Caja en Millones COP constantes para el caso simulado con el modelo de la CREG 097/08.	65
Figura 3-3: Comportamiento de los ingresos por activos en el modelo CREG 179/14 al largo plazo.	73
Figura 3-4: Flujo de Caja en Millones COP constantes para el caso simulado con el modelo de la CREG 179/14.	76
Figura 3-5: Comparación de los ingresos al largo plazo de los dos modelos de remuneración, el vigente y la propuesta.	82
Figura 4-1: Diagrama de remuneración de las propuestas de mejora a lo largo del tiempo.	87
Figura 4-2: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria - primer escenario.	89
Figura 4-3: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria – segundo escenario.	92
Figura 4-4: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria – Tercer escenario.	96

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Ventajas y desventajas de las metodologías de remuneración.	20
Tabla 2-1: Niveles de tensión definidos por la regulación CREG 099 de 1997 [4].....	32
Tabla 2-2: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 099/97 [4].	33
Tabla 2-3: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 082/02 [5].	35
Tabla 2-4: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 097/08 [6].	40
Tabla 2-5: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 179/14 [8].	50
Tabla 2-6: Cuadro comparativo de las resoluciones de remuneración de cargos.	53
Tabla 3-1: Flujo de nuevas inversiones anuales por nivel de tensión en Millones COP constantes.	56
Tabla 3-2: BRA reconocida por nivel de tensión en años anteriores a la evaluación... 57	57
Tabla 3-3: Distribución del AOM a lo largo de los dos periodos tarifarios.....	58
Tabla 3-4: Proyección de energía en MWH-año transportada en el STR y SDL del OR en estudio.	58
Tabla 3-5: Porcentajes de participación en el costo reconocido por nivel de tensión y sus vidas útiles declaradas en la resolución.....	59
Tabla 3-6: CAAE en Millones COP constantes para el modelo CREG 097/08.	61
Tabla 3-7: Cargos Máximos de distribución para el inicio del periodo tarifario de la evaluación CREG 097/08.....	62
Tabla 3-8: Ingresos anuales para los doce primeros años de la evaluación CREG 097/08 en Millones COP Constantes.	63
Tabla 3-9: Flujo de caja en Millones COP constantes para el OR en estudio con el modelo de la CREG 097/08.	65
Tabla 3-10: Sensibilidad a diferentes tasas de descuento de la empresa del VPN para los flujos de inversiones y de ingresos en millones COP constantes.....	66
Tabla 3-11: Factor de ajuste de la propuesta regulatoria de acuerdo a la vida útil promedio de los activos en operación del OR en estudio.....	68
Tabla 3-12: BRAE anual en Millones COP constantes y por niveles de tensión.	69
Tabla 3-13: BRA anual en Millones COP constantes y por niveles de tensión.	70

Tabla 3-14:	Depreciación en Millones COP constantes para el STR en los doce primeros años.	71
Tabla 3-15:	Ingresos anuales para los doce primeros años de la evaluación CREG 179/14 en Millones COP Constantes.	72
Tabla 3-16:	Ingresos en Millones COP constantes para el STR y SDL por el modelo CREG 179/14.	74
Tabla 3-17:	Flujo de caja en Millones COP constantes para el OR en estudio con el modelo de la CREG 179/14.	75
Tabla 3-18:	Sensibilidad a diferentes tasas de descuento de la empresa para el VPN de los flujos de inversiones y de ingresos en millones COP constantes.	76
Tabla 3-19:	Sensibilidad del VPN del flujo de caja en Millones COP constantes cuando la edad de los activos existentes cambia.	78
Tabla 3-20:	Sensibilidad de la TIR cuando la edad de los equipos existentes cambia.	79
Tabla 3-21:	Sensibilidad del VPN del flujo de caja en Millones COP constantes y de la TIR cuando el WACC reconocido cambia.	80
Tabla 3-22:	Comparación de los VPN en millones COP constantes para los dos modelos regulatorios, el vigente y la propuesta regulatoria.	81
Tabla 3-23:	Comparación de la TIR para los dos modelos regulatorios, el vigente y la propuesta regulatoria.	81
Tabla 4-1:	Riesgos percibidos por el Regulador con la resolución vigente y riesgos percibidos por el OR con la propuesta regulatoria.	85
Tabla 4-2:	Sensibilidad del VPN en Millones COP constantes de las inversiones, ingresos y flujo de caja a diferentes tasas de descuento de la empresa para el primer escenario propuesto.	89
Tabla 4-3:	Sensibilidad de la TIR varando la tasa de retorno reconocida (WACC) para el primer escenario.	90
Tabla 4-4:	Sensibilidad del VPN en Millones COP constantes de las inversiones, ingresos y flujo de caja a diferentes tasas de descuento del primer escenario propuesto.	92
Tabla 4-5:	Sensibilidad de la TIR cuando varia la tasa de retorno reconocida para el segundo escenario.	93
Tabla 4-6:	VPN en Millones COP constantes para el primer caso.	94
Tabla 4-7:	VPN en Millones COP constantes para el segundo caso.	94
Tabla 4-8:	Cuadro comparativo de la TIR de acuerdo a las sensibilidades del segundo escenario	94
Tabla 4-9:	VPN en Millones COP constantes para el tercer caso.	95
Tabla 4-10:	Sensibilidad de la TIR variando la tasa de retorno reconocida para el tercer escenario.	96
Tabla 4-11:	Cuadro comparativo de los indicadores financieros de los distintos modelos de remuneración abordados en este trabajo.	97
Tabla 4-12:	Ventajas y desventajas de los modelos de remuneración evaluados en este trabajo.	98

Introducción

El desarrollo del sector eléctrico en Colombia se dio por iniciativa del sector privado a finales del siglo XIX constituyéndose en capital de riesgo por ser un servicio aun en consolidación. Los usos de la electricidad se fueron diversificando y la demanda fue creciendo aceleradamente lo que impuso un ritmo importante de inversiones en el sistema que no fue posible atender por el sector privado. Vino el proceso de estatización del sector a partir de los años 30 el cual se extendió hasta los años 90. En ese momento los usuarios del servicio se quejaban masivamente por la mala calidad del servicio y la mayoría de las empresas estaban en una situación financiera crítica. En otros términos las tarifas no remuneraban la totalidad de la inversión, ni los gastos de las empresas prestadoras del servicio eléctrico. El modelo estatal fracasó. Se inició un proceso de reestructuración del sector de los servicios públicos en general con un capítulo especial en la nueva Constitución Política y luego con su desarrollo a través de las leyes 142 y 143 de 1994. El racionamiento de energía de los años 1992 -1993 confirmó la crítica situación del sector y aceleró la aprobación de las leyes anteriores.

A nivel internacional se desarrollaron nuevos modelos económicos donde el mercado era el motor de la economía (M. Friedman), este concepto aplicado al sector eléctrico llevó a formular el suministro de electricidad como la combinación de diferentes negocios: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada uno de ellos caracterizado por actividades propias. El negocio de la distribución por ejemplo, es caracterizado por actividades asociadas a las redes de transporte de energía, las cuales se consideran de monopolio natural por no requerirse más de una infraestructura para prestar el servicio en una parte específica del sistema. Al ser una actividad monopólica se requiere que sea regulada para evitar abusos de posición dominante en especial en lo relacionado con la calidad del servicio y el valor del servicio.

En el año 1997, la CREG presentó a través de la resolución 099 los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de

Transmisión Regional y/o Distribución Local. Así se dio inicio con la regulación de los cargos de distribución definiéndose una vigencia de 5 años para cada periodo tarifario. En el 2002 la promulgación de la Resolución CREG 082 establece la metodología de remuneración del periodo tarifario 2002-2007. Para el 2008-2014 es la resolución CREG 097 la que establece la nueva metodología de remuneración y que es actualmente vigente. Para el 2015 La CREG presentó la propuesta de la nueva metodología de remuneración para el periodo tarifario 2014-2019, que es el objeto de estudio del presente trabajo.

De acuerdo con la ley, cada 5 años la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) debe emitir una resolución exponiendo la metodología de cargos en distribución para la remuneración de los activos eléctricos y no eléctricos de los Operadores de Red (OR). El periodo tarifario vigente iría del 2008 al 2014, sin embargo, como no se ha aprobado la nueva metodología ni los cargos de distribución aún se va a extender por lo menos hasta 2015. Actualmente con la propuesta de la CREG para la nueva metodología de cargos en distribución (Resolución CREG 179/2014), los operadores de red necesitan adaptarse a las nuevas reglas de juego para el negocio de la distribución.

Los modelos regulatorios aplicados por el regulador para definir los cargos de distribución han tenido variaciones en el tiempo y en general han permitido a los agentes prestar servicio en condiciones razonables. Las resoluciones han venido consolidando aspectos tales como la remuneración de las inversiones, los gastos de administración, operación y mantenimiento, incluyendo la calidad del servicio en especial la confiabilidad. Un inconveniente relevante ha sido el valor definido por el regulador para remunerar los activos de distribución (unidades constructivas) el cual no ha tenido en cuenta las condiciones y costos cuando se construyeron. También está en discusión el WACC o tasa de remuneración de la inversión.

La propuesta actual del regulador ha generado mucha preocupación en los agentes distribuidores por ser un cambio estructural en las reglas del juego, por su efecto negativo en los ingresos, por las exigencias de información tan detalladas y en últimas en viabilidad de la actividad. Por lo anterior se deben responder preguntas como: ¿el modelo propuesto asegura la sostenibilidad de la actividad de distribución y la calidad del servicio?, ¿Cómo va afectar los ingresos de una compañía de servicio de energía

eléctrica la nueva propuesta de regulación?, ¿Qué análisis debe realizar un operador de red para mitigar el riesgo de que sus ingresos disminuyan ante la nueva metodología de remuneración?, ¿La metodología de remuneración propuesta por el regulador es la más adecuada para el usuario y para el OR?, ¿Cuál sería el modelo que debería implementar el regulador desde costos eficientes?, ¿Qué ajustes o cambios se pueden sugerir a la metodología propuesta que sea justa para las partes, asegure la calidad del servicio, incentive la eficiencia y la adecuada remuneración al agente prestador?.

Para dar una noción de las respuestas a las preguntas anteriormente planteadas, se define el alcance de este trabajo, el cual consta de Evaluar, Analizar y proponer modelos o ajustes a los mismos para la regulación de cargos de distribución, partiendo del análisis de la propuesta de remuneración CREG 179 de 2014 y de la evolución de la regulación Colombiana e internacional, involucrando en el modelo la inversión, AOM (Gastos de administración, operación y mantenimiento), Incentivos y rentabilidad.

El documento inicia exponiendo el concepto del monopolio natural comparándolo con un mercado de competencia perfecta y presentando la base para entender los modelos regulatorios, las diferentes metodologías de remuneración y los distintos enfoques tradicionales para definir las tarifas de usuarios regulados. Después, en un segundo capítulo se aborda la historia de la energía eléctrica en Colombia y la evolución de su sistema eléctrico entrando poco a poco a los distintos marcos regulatorios y exponiendo las características importantes de cada uno de estos. Ya en el tercer capítulo se implementan los modelos regulatorios de la resolución vigente y de la propuesta regulatoria mostrando resultados dicentes de las dificultades de cada uno de los dos modelos regulatorios y presentando a través de ellos la tendencia de la CREG para los periodos tarifarios venideros. Partiendo de los resultados anteriores se proponen en el capítulo cuarto los ajustes a la metodología propuesta, actualmente en discusión, y en el capítulo cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones más relevantes de este trabajo final de profundización.

1. Esquemas Regulatorios de los Sistemas de Distribución

Los esquemas regulatorios de los sistemas de distribución al igual que cualquier otro esquema que regule una actividad económica, parten del modelo de equilibrio general de Arrow-Debreu (1954)¹ planteado a mediados del siglo XX, que contempla la existencia de solo dos agentes en un mercado, los consumidores y los productores, quienes interactúan solamente para intercambiar bienes y servicios. El modelo asume que tanto el consumidor como el productor toman los precios de todos los bienes y servicios como dados y ninguno de los dos tiene la facultad para modificar el precio de un bien o servicio, el precio lo da el mercado por competencia perfecta. Sin embargo un equilibrio competitivo como el mencionado no es aplicable en todos los sectores económicos, si así lo fuera no sería necesaria la intervención de la sociedad a través de un gobierno.

En la práctica, el modelo de equilibrio general no se adapta a la realidad porque **la existencia de un mercado para cada bien** no se presenta en todas las actividades económicas, en varios sectores económicos se da la inexistencia de mercados gracias a que pueden haber externalidades negativas y positivas, integración vertical de las empresas, empresas con poder en el mercado y falta de mercados futuros entre otros.

Los **Monopolios Naturales**, como por ejemplo las empresas distribuidoras y transmisoras de energía eléctrica son agentes con poder en el mercado, y en consecuencia su actividad representa una inexistencia de competencia perfecta, lo que sus acciones pueden modificar el precio del servicio que están prestando, requiriendo entonces la intervención del gobierno para garantizar el mayor bien social y mantener un equilibrio económico para las empresas.

¹ Fecha en la que se actualiza el modelo de equilibrio general después de la primera versión del modelo trabajado por Walras (1874).

La tendencia en la economía actual es la de evitar que existan agentes con poder en el mercado, de hecho la constitución Colombiana de 1991² pone restricciones a este tema, en caso de que existan y se mantengan es porque no existe ninguna otra alternativa razonable desde el punto de vista técnico – económico. Es el caso de las actividades de distribución y transmisión en Colombia que se consideran monopolios naturales porque un solo Operador de Red (OR) es suficiente para prestar el servicio en una parte específica del sistema.

Por lo anterior, si la existencia de los monopolios naturales en algunos sectores de la economía son justificables, la pregunta sería: ¿Cómo se deberían proporcionar los recursos para un monopolio?, y en búsqueda de la respuesta nació la teoría económica de la regulación, en la que autores como Sappington (1982) estudiaron modelos con funciones de coste endógeno que más adelante Laffont y Tirole (1986) las abordaron como un problema de principal-agente, donde el gobierno (El regulador) es el principal y la empresa regulada (El OR) es el agente.

En conclusión, la teoría económica de la regulación parte de una realidad común y es que la existencia de competidores no es posible en las actividades de distribución y transmisión, y la existencia de una sola empresa para un mercado llevaría a que los precios del mercado sean elevados, por lo que es necesaria la intervención del gobierno fijando precios, compensando a los usuarios, incentivando a las compañías prestadoras de servicio para que sus costos sean eficientes y garantizando su viabilidad económica y financiera.

1.1 ¿Cómo Funciona el Monopolio Natural?

Un monopolio Natural es aquella empresa que puede abastecer todo un mercado a un precio menor del que lo podrían hacer dos o más empresas, a pesar de lo anterior, el

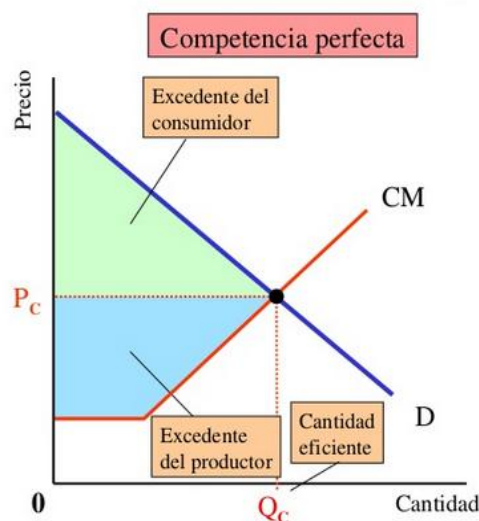
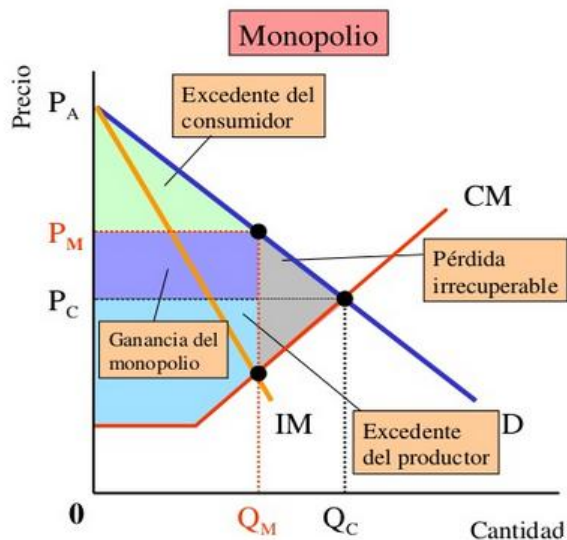
² Artículo 336. Ningún monopolio podrá establecerse sino como arbitrio rentístico, con una finalidad de interés público o social y en virtud de la ley.....El Gobierno enajenará o liquidará las empresas monopolísticas del Estado y otorgará a terceros el desarrollo de su actividad cuando no cumplan los requisitos de eficiencia, en los términos que determine la ley.

monopolio es ineficiente respecto a una empresa que está inmersa en un mercado de competencia perfecta. Toda empresa siempre buscará maximizar su beneficio y para lograrlo deberá tener conocimiento del comportamiento de la demanda para luego cruzarla con su función de costo marginal u oferta, una empresa que no se considere monopolio natural le asignara al precio de su servicio o producto el valor del punto de equilibrio y así obtendrá su máximo beneficio, un monopolio natural en cambio obtendrá su máximo beneficio cuando los ingresos marginales sean iguales a los costos marginales.

Para entender mejor el concepto anterior, la **Figura 1-1** muestra la curva de demanda y la de costo marginal, que al cruzarlas encontramos el punto de intersección (Q_c, P_c) que es el punto de equilibrio en el mercado y es el máximo beneficio que puede adquirir una compañía en una competencia perfecta. Se puede observar también que existen dos zonas resaltadas, la primera llamada el excedente del consumidor que es la ganancia monetaria del consumidor por comprar un producto a un menor precio al presupuesto que tenía destinado para el mismo y la segunda llamada el excedente del productor que es el beneficio adicional que recibe la empresa al vender sus productos por encima del precio de equilibrio.

Para los monopolios naturales, la **Figura 1-2** presenta las características de este y conserva las mismas curva de demanda y de costo marginal mostrada en la Figura 1-1, se observa que entra en el modelo la función de ingreso marginal, el punto donde se igualan el ingreso marginal y el costo marginal es Q_m , al proyectarse Q_m en la función de demanda se halla el precio P_m , dándose entonces el máximo beneficio para un monopolio en el punto (Q_m, P_m).

Comparando las figuras anteriores podemos evidenciar que el precio que da un monopolio natural a un servicio para maximizar sus beneficios es mayor que el de competencia perfecta ($P_m > P_c$), teniendo como inconvenientes que el excedente del consumidor disminuya, que exista una pérdida irrecuperable de eficiencia (solamente se presenta cuando el punto de equilibrio no es óptimo), que haya beneficios extraordinarios para el monopolio (ganancias del monopolio) y que este no tenga incentivos para aumentar su producción.

Figura 1-1: Curva de Oferta y Demanda en un escenario de Competencia Perfecta [1].**Figura 1-2:** Curva de Oferta y Demanda para un monopolio natural [1].

La conclusión más importante del comportamiento de los monopolios y que es reflejado por las figuras anteriores, es que él tendera a producir menor cantidad a un mayor precio ya que no tiene incentivos para moverse hacia la derecha de la curva de demanda.

Por lo anterior, es importante regular los monopolios naturales y que los reguladores implemente modelos regulatorios que disminuyan los beneficios extraordinarios y aumenten el excedente del consumidor, en otras palabras, mover el punto de máximo

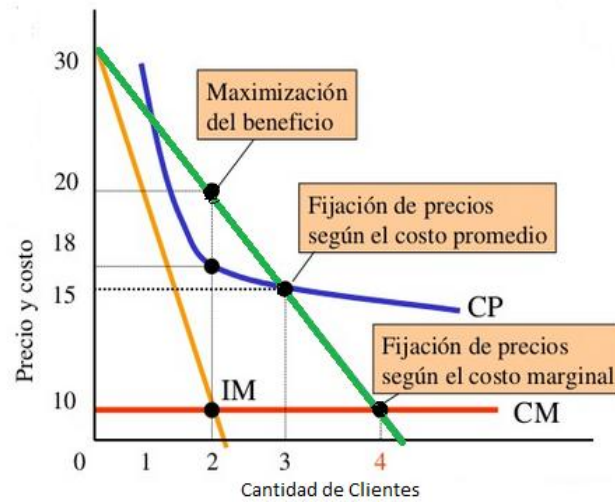
beneficio (Q_m, P_m) hasta asemejar el mercado a una competencia perfecta, y para esto el regulador debe fijar el precio del servicio o producto.

Para el sector de la distribución de energía eléctrica, los reguladores tienen tres enfoques para fijar los precios de la energía, el primero es que el precio se fije de acuerdo al costo marginal de la energía (como si el monopolio fuera de competencia perfecta), que sería el enfoque más eficiente para el mercado pero no para el monopolio, ya que puede incurrir en pérdidas económicas para este último porque su costo promedio es mayor al costo marginal, violando el regulador entonces un principio de la regulación que es garantizar la viabilidad económica y financiera de las empresas.

El segundo es fijar el precio de acuerdo al costo promedio de la energía, no es tan eficiente para el mercado como el anterior pero sí asegura la viabilidad económica de las empresas ya que cubre los costos del monopolio y brinda un beneficio moderado, es como un punto medio entre la competencia perfecta y el tener poder en el mercado, ver **Figura 1-3**.

El tercer enfoque es fijar diferentes precios moviéndose entre la frontera del punto de máximo beneficio y el del costo marginal, discriminando los precios por clientes. Nótese en la **Figura 1-3** que el punto de máximo beneficio se logra cuando el ingreso marginal y el costo marginal son iguales, un ejemplo es cuando las empresas estudian la posibilidad de modificar su nivel de producción para mejorar sus utilidades, debe tener en cuenta cómo cambia su ingreso como resultado de esa modificación, es decir, cuál será el ingreso adicional que puede recibir por cada unidad adicional producida (concepto del ingreso marginal). Con este método la empresa compara la cantidad que cada unidad adicional añade al ingreso total y al costo total, si el ingreso de cada unidad adicional es mayor que su costo marginal debe producirla, de lo contrario se reducen los beneficios o se incrementan las pérdidas.

En las etapas iniciales de producción, el ingreso marginal suele ser mayor que el costo marginal y es rentable producir dentro de ese rango de producción. En las etapas posteriores, cuando la producción es relativamente alta, los costos marginales pueden aumentar más que los ingresos marginales, es por esto que el precio para los monopolios en el otro extremo se fija cuando se cruce el costo marginal con la curva de demanda.

Figura 1-3: Fijación de precios a los monopolios naturales [1].

1.2 Modelos Económicos y Metodologías de Remuneración

Como se ha visto en numerales anteriores, las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica son monopolios naturales y deben ser reguladas con el propósito de asignar eficientemente los recursos productivos y maximizar el bienestar social, independientemente del modelo de regulación empleado para valorar el nivel y la estructura de las tarifas, el ente regulador debe tomar en consideración promover inversiones, operaciones y mantenimientos eficientes y al mismo tiempo exigir a los OR de ofrecer a los usuarios una calidad de servicio determinada, además debe promover también la reducción de costos que surgiría como consecuencia de los aumentos de productividad. El nivel de precio regulado debe entonces permitir operar a los OR, cubriendo sus costos eficientes, y evitando que tengan beneficios extraordinarios en desmedro de los consumidores.

La dificultad que tiene un ente regulador es establecer una tarifa que reconozca una estabilidad financiera para las empresas y que el usuario no perciba un alto costo por el servicio ni pague ineficiencias en las inversiones en la que incurra el OR. De la literatura podemos encontrar diferentes definiciones de objetivos que podría seguir un regulador para formular la tarifa regulada, pero la que mejor describe el objetivo de la tarifa es la

definición dada por la empresa Mercados Energéticos Consultores: “la tarifa adecuada es aquella que satisface las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa, brinda señales adecuadas a los usuarios para el uso racional y atiende los principios básicos de eficiencia económica, equidad, justicia, estabilidad y razonabilidad, además de considerar los objetivos atribuidos al sector eléctrico”.³ En otras palabras lo que el regulador debería lograr es que el precio medio cobrado al usuario coincida con el costo medio de largo plazo del OR, que el ingreso que perciba el OR por el cobro de la tarifa cubra sus costos totales (operación y prestación del servicio) más una rentabilidad esperada.

Para saber cuál es el costo medio del OR, el regulador debe conocer cuál es la estructura de costos reales del mismo, si la información no se conoce, o si se reporta de manera inadecuada no se podrá monitorear el desempeño de la reducción de costos de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. La información de la estructura financiera de los OR es la base para establecer un buen modelo regulatorio, ya que la única entidad que sabe cuánto le cuesta el servicio que ofrece es la empresa y el regulador siempre deberá buscar reducir esa brecha de la asimetría de información entre él y el OR para tomar las mejores decisiones.

Actualmente los organismos reguladores aplican diversos modelos económicos y mecanismos de regulación derivados de las teorías de Laffont y Tirole quienes vieron la importancia de la asimetría de la información en la regulación de monopolios naturales, estos modelos que han ido evolucionando desde que fueron propuestos, implican al final criterios para determinar restricciones y beneficios a los ingresos así como incentivos a la gestión eficiente.

Existen dos tipos de modelos económicos tradicionales en la remuneración de cargos para los sistemas de distribución [2] :

1. Modelos Basados en el costo del Servicio
 - **Tasa de Retorno (Cost of service)**
2. Modelos Basados en Incentivos

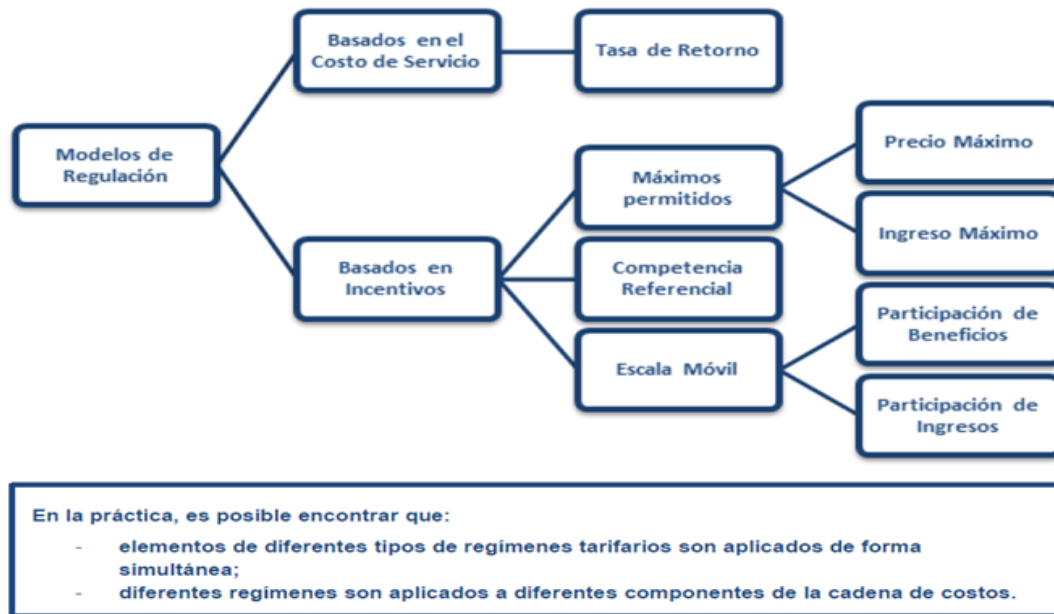
³ Tomado de la circular CREG 034 de 2014, anexo del documento CREG 099 de 2014 que es soporte de la Resolución CREG 179 de 2014.

-
- **Precio Máximo (Price Cap)**
 - **Ingreso Máximo (Revenue Cap)**
 - **Competencia Referencial (Yardstick Competition)**
 - **Métodos de escala Móvil (Profit-sharing o Revenue-sharing)**

Los modelos tradicionales se pueden dividir en dos tipos ya que podemos diferenciar en cualquiera de los dos quien asume el riesgo, en un modelo basado en el costo del servicio es el usuario quien tiene el riesgo de que se cambie su tarifa final por el servicio prestado, en un modelo basado en incentivos es la empresa (el OR) quien asume el riesgo de perder o ganar, pierde si realiza una gestión ineficiente y gana si ocurre lo contrario. El propósito de los dos modelos tradicionales siempre ha sido el de mejorar el nivel de competitividad y tarifas finales a los usuarios regulados en el corto plazo, sin embargo para una red de distribución que se contempla en el futuro un tanto diferente como se ve hoy, algunos reguladores como Ofgem de Reino Unido han pensado en una regulación basada puramente en el cumplimiento de las metas propuestas a los OR, se establecen márgenes inferiores y superiores de calidad del servicio por ejemplo o de nivel de pérdidas, y si los OR por medio de su plan de inversiones propuesto antes de, ejecutado después de y reportado, al final están dentro, por encima o por debajo de esos márgenes, se les compensa o se les penaliza.

En general, los modelos de regulación evolucionan con el tiempo, siendo el primer modelo implementado el de costo de servicio en Estados Unidos y luego implementándose los modelos basados por incentivos, de estos cada país combina sus diferentes metodologías de remuneración adaptándolas a las particularidades de cada negocio. La **Figura 1-4** presenta un mapa conceptual ilustrando los dos modelos tradicionales con sus metodologías regulatorias que a partir de este momento serán objeto de este capítulo.

Figura 1-4: Modelos Tradicionales de Regulación de Tarifas de Empresas de Redes [2].



1.2.1 Metodología de Tasa de Retorno

El modelo de costo del servicio se basa en la metodología de tasa de retorno, en esta se le reconoce al OR a través de la remuneración, los costos históricos en que este haya incurrido, incluyendo los gastos operacionales más el costo del capital invertido (Depreciación + rentabilidad). Para que no se presenten irregularidades en los ingresos, se limita la tasa de retorno (cuyo valor es dado por el regulador) que al final es el incentivo para presentarse un poder de abuso dominante en la tarifa.

Los ingresos regulados para esta primera metodología se determinan como la suma de las siguientes componentes:

$$I = G + D + T + BRA * r \tag{1-1}$$

Donde:

- I*: Son los ingresos permitidos para el año t.
- G*: Son los gastos operacionales en el año t.
- D*: Es la depreciación del año t.
- T*: Son los impuestos en el año t.
- BRA*: Es la base regulatoria de activos para el año t.
- r*: Es la tasa de retorno reconocida en el año t.

De acuerdo con la ecuación (1-1) se puede inferir dos aspectos importantes de esta metodología, si se tiene una mayor tasa de retorno reconocida representaría un mayor ingreso anual para los OR's, y si el costo de capital del OR (s) es mayor que la tasa de retorno reconocida (r) entonces el OR tendrá un incentivo de usar menos capital y viceversa, si $s < r$, entonces el OR tendrá incentivo de usar demasiado capital y presentarse condiciones de ineficiencia.

Por lo anterior, la señal que brinda el modelo de costo de servicio es el reconocimiento de todos los costos en que incurra el OR incluyendo las inversiones ineficientes, la manera para gestionar eficiencia está en la forma de como el regulador escoge que costos y gastos entran en la valoración de la tarifa y cuáles no. Puede presentarse también que si no se escoge una tasa de retorno reconocida adecuada pueden haber ingresos extraordinarios para las empresas y no incentivar la cobertura del servicio a prestar.

1.2.2 Metodología del Precio Máximo

La metodología del precio máximo es uno de los mecanismos que usa el modelo de remuneración basado por incentivos, esta metodología consiste en que el ente regulador reconoce la inversión de la infraestructura realizada por el OR a través de un cargo de distribución máximo dependiendo de un escenario de proyección de demanda.

Los precios máximos son actualizados anualmente o mensualmente por un deflactor que representa la inflación de un país o el que en su defecto use un gobierno para comparar precios en diferentes periodos de tiempo, en el caso de Colombia se toma el IPP (Índice de Precios al Consumidor) para actualizar los cargos de un periodo a otro.

Algunas metodologías de precio máximo incluyen en la actualización del ingreso o del precio un factor de eficiencia del mercado, que a la larga se transforman en los incentivos o penalizaciones de esta metodología para las empresas.

En un periodo tarifario de cinco años, el precio máximo es establecido en el primer año y actualizado año a año por el IPP, sin embargo su formulación no es cambiada sino hasta finalizar el periodo tarifario, lo que representa un riesgo por demanda para los OR, ya que si la demanda no crece lo esperado no se podrán remunerar el total de las inversiones.

A modo de ejemplo, para un OR cuyas inversiones tienen un costo reconocido de cien pesos en un año n , y un cantidad de cinco usuarios conectados a sus redes de transporte, el regulador le reconocerá un ingreso anual de veinte pesos en un periodo tarifario de cinco años, al haber cinco usuarios, el cargo máximo a cobrar por el transporte de la energía será de cuatro pesos por usuario durante el año n . Ahora si pasado tres años la cantidad de usuarios es menor, es decir hay cuatro usuarios, el OR no podrá cobrar más del cargo máximo y por ende perderá veinte pesos de ingresos anuales por un usuario que se retire, caso contrario ocurre si la cantidad de usuarios aumenta, se le reconocerá un ingreso anual mayor a veinte pesos y se le reconocerá toda la inversión más un delta de ganancia.

Con el ejemplo anterior se concluye que esta metodología el OR asume el riesgo de no ser remunerada toda su infraestructura sino tiene una buena proyección de demanda para el periodo tarifario.

El cargo máximo de distribución para un OR está determinado por los siguientes componentes:

$$CD_{max} = \frac{A(BRA, r, vu) + G}{D_{max}} \quad (1-2)$$

Donde:

CD_{max} : Cargo máximo reconocido para el periodo tarifario.

A : Anualidad del BRA con las tasa de retorno r y vida útil vu .

D_{max} : Demanda de energía proyectada en el último año del periodo tarifario.

Para el cálculo de los ingresos anuales se toma el cargo máximo reconocido del periodo tarifario y se multiplica por la demanda anual y el IPP, en algunos casos al IPP se le resta o suma el factor de eficiencia.

1.2.3 Metodología del Ingreso Máximo

Al igual que el anterior esquema, el mecanismo del ingreso máximo también tiene como objetivo incentivar la eficiencia de las inversiones en las empresas prestadoras del servicio eléctrico, esta metodología define el ingreso que puede recibir un OR en un periodo de tiempo sin tener un riesgo de demanda ya que el ingreso depende es de la inversión de la infraestructura reconocida que ha realizado el OR, este modelo también

se actualiza anualmente o mensualmente por el IPP o en su defecto el indicador que aplique para cada país.

De forma general y simplificada la ecuación que se usa para la metodología del Ingreso máximo es determinada por los siguientes componentes:

$$I_t = A(BRA, r, vu) + G \quad (1-3)$$

Donde:

I_t: Ingreso máximo permitido para el año t .

G: Gastos Operacionales.

El ingreso como se muestra en la ecuación (1-3) es el valor de la anualidad de las inversiones del OR más el reconocimiento de los gastos operacionales, el ingreso aumenta o disminuye cuando la BRA cambia dependiendo si ha habido nueva infraestructura o si se ha dado de baja equipos en operación.

Como se puede observar de la ecuación anterior, no existe un riesgo de demanda, el ingreso siempre será garantizado, el que es cambiante en el tiempo es el cargo de distribución que al final se percibe en aumento o disminución del precio del kWh en la factura de la energía.

Comparando las dos metodologías por incentivos vistas hasta el momento, nos damos cuenta que en el precio máximo se busca la eficiencia en las inversiones de acuerdo al crecimiento de la demanda, es decir el OR deberá tener una capacidad instalada que no sea mayor en grandes proporciones a la capacidad demandada para poder maximizar sus beneficios y le exige ampliar la cobertura para tener mayor cantidad de usuarios y así mayor energía transportada.

Para la metodología del ingreso máximo, el OR busca la eficiencia de sus inversiones ampliando su infraestructura existente solo por expansión, y garantizando confiabilidad a su sistema.

1.2.4 Metodología de Competencia Referencial

Las metodologías anteriores solucionan parte del problema de la eficiencia en la asignación de los recursos de las empresas distribuidoras de energía logrando que estas busquen la gestión de costos eficientes, sin embargo el ente regulador no disminuye la

brecha de la asimetría de la información, entonces aunque este crea que esta implementado un modelo que es adecuado, sin el conocimiento del real esfuerzo que hacen los OR para prestar el servicio no se tendrá la certeza de que el modelo funcione como se esperaría.

Para solucionar la asimetría de la información se creó la metodología de competencia referencial que está basada en la teoría de los contratos óptimos, si el comportamiento de diferentes OR son comparables entre sí para lograr resultados iguales, entonces sus incertidumbres son correlacionales y comparables, para esto se usan los costos medios reportados por los OR y se toma su media como referencia, una empresa que sea relativamente mejor eficiente que las otras percibirá un beneficio, si por el contrario está peor eficiente de acuerdo a la referencia no percibirá ningún beneficio.

La implementación de esta metodología es compleja, esperar encontrar empresas comparables dentro de un mismo país es difícil, en Colombia solo por la diferencia de regiones ya no permite que los OR sean comparables. La cantidad de usuarios, la cantidad de infraestructura, las ordenanzas territoriales, la influencia de los costos medios de un OR en el centro de un país al de un OR ubicado en la costa son diferentes, todas estas variables que influyen en la determinación del esfuerzo de los agentes para prestar el servicio siempre tienen circunstancias diferentes.

A pesar de lo anterior, el mecanismo regulatorio es implementable y adecuado si en el mercado de distribución existiera una gran cantidad de agentes y que estos fueran comparables así sea por pequeños grupos, y teniendo en cuenta que ninguno de ellos tenga gran influencia en el promedio de los costos medios reportados, recordemos que el problema de los promedios es que son fuertemente influenciados por los extremos, si la desviación entre las incertidumbres de los costos de los OR comparables es grande, el modelo amplía la brecha de la información asimétrica.

La ecuación que modela esta metodología está determinada por las siguientes componentes:

$$CP_i = \sum_{k \neq i} \frac{CP_k}{n-1} \quad [2] \quad (1-4)$$

Donde:

CP_k : Costos medios del OR k.

CP_i : Costos medios del OR i.

n_i : Número de empresas con escala comparable al OR i .

1.2.5 Metodología de Escala Móvil (Participación de Beneficios/Ingresos)

Las dificultades observadas en las anteriores metodologías de cubrir la eficiencia y la disminución de la brecha de información asimétrica al tiempo, permite combinar los tres mecanismos ya vistos. Esta combinación tiene como propósito distribuir de manera justa el riesgo y las ganancias entre las empresas y los clientes.

Esta metodología permite evitar que las empresas tengan beneficios si hay una gestión de costos ineficientes, caso que no discrimina por ejemplo la regulación por tasa de retorno. En esencia el modelo ajusta las tarifas reguladas de acuerdo a una tasa de retorno de referencia o de ingreso regulado creando bandas superiores e inferiores permitidas, de ahí el nombre de escala deslizante.

Si un OR tiene un desempeño en eficiencia de costos que se reflejan en mayores ingresos al objetivo superior establecido, entonces los ingresos extraordinarios que este percibirá son repartidos entre los usuarios (se modifica la tarifa disminuyendo el valor de esta), si por el contrario la empresa se encuentra con un desempeño no tan favorable de tal manera que sus ingresos se encuentran por debajo de la banda inferior de ingresos permitidos, el riesgo también lo asumen los usuarios (se modifica la tarifa aumentando el valor de esta). Existe un margen entre la banda superior y la inferior en la que si el OR se mueve en esta no repartirá ni riesgo ni beneficios con los usuarios.

La ecuación que establece esta metodología está determinada por las siguientes componentes:

$$I_t = I_{t-1} * (1 + IPP - X) - u * (S_{t-1} - S_{t-1reg}) \quad [2] \quad (1-5)$$

Donde:

I_t : Ingresos para el año t .

I_{t-1} : Ingresos obtenidos en el año $t-1$.

X : Factor de eficiencia.

u : Factor de ajuste usado para repartir las ganancias o beneficios entre los usuarios.

S_{t-1} : Son los beneficios obtenidos por el OR en el año $t-1$.

$S_{t-1 reg.}$: Son los beneficios establecidos por el regulador.

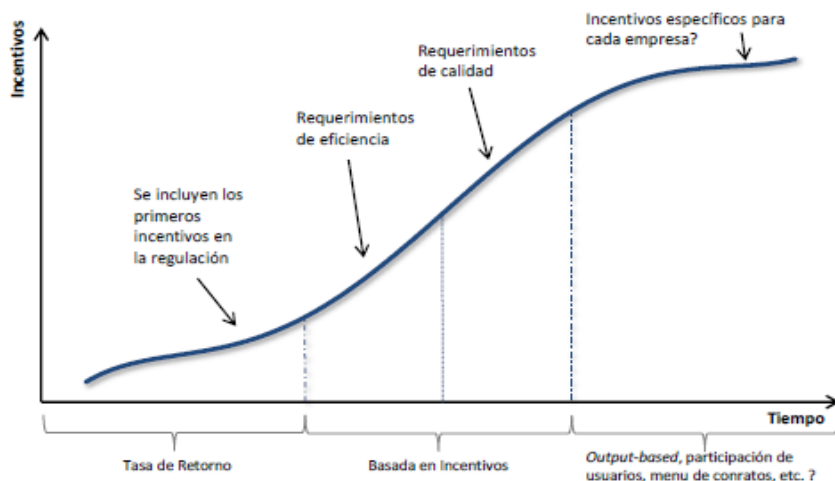
De la ecuación (1-5), podemos identificar de izquierda a derecha que los primeros cuatro términos pertenecen a una ecuación de actualización de Ingreso Máximo que se obtendría si el factor de ajuste fuera igual a cero, de otra manera si el factor de ajuste fuera igual a 1 se tendría una ecuación por el mecanismo de tasa de retorno. Para esta metodología el factor de ajuste entonces puede tomar valores entre 0 y 1.

1.2.6 Evolución y Comparación de las Metodologías de Regulación

Como se presentó en los numerales anteriores, los modelos regulatorios han ido evolucionando adaptándose a las necesidades de los mercados de distribución y transporte de energía eléctrica, al ser estos mecanismos dinámicos y de aplicación dependiente de la realidad que se esté presentando en un determinado momento de la historia, Los países deben avanzar y adaptar sus marcos regulatorios a los nuevos escenarios, mejorando los modelos y metodologías aquí presentadas cumpliendo con el objetivo de la regulación.

La **Figura 1-5** presenta de forma gráfica la evolución de los marcos regulatorios, empieza por el de tasa de retorno que reconocía el costo de prestar el servicio y una tasa de retorno al capital invertido. Luego, mas adelante los entes reguladores se dieron cuenta que los clientes pagaban costos de servicios muy elevados y se desconocían las estructuras de costos de las empresas (OR), de esta manera los marcos regulatorios se orientaron a los incentivos, con el propósito de reducir los costos de las empresas y mejorar la eficiencia en las inversiones.

Hoy en día los entes reguladores han aprendido que deben introducir a los modelos futuros una componente de planificación estratégica, en donde lo importante es remunerar las inversiones necesarias de los OR para cumplir con las metas establecidas por la regulación, metas en calidad, confiabilidad y seguridad, surgiendo la pregunta de si se debería tener incentivos específicos para empresa.

Figura 1-5: Evolución de la Regulación en el tiempo [2].

A continuación en una tabla resumen se presentan los aspectos más relevantes de las metodologías tradicionales expuestas en este capítulo.

Tabla 1-1: Ventajas y desventajas de las metodologías de remuneración.

Metodología	Definición	Ventajas	Desventajas
Tasa de Retorno	Reconoce el valor del costo del servicio y lo remunera en un ingreso anual que es un porcentaje de la BRA, a una vida útil.	El riesgo por cambio del valor en la tarifa lo asume el usuario, por tal razón tiene menor costo de capital.	No tiene incentivos para una gestión eficiente, no garantiza ampliar la cobertura de servicio y puede generar sobrecostos en la factura.
Precio Máximo	Se fija un precio máximo al principio del periodo tarifario que reconoce, la demanda para el precio máximo es proyectada y supuesta.	Incentiva a inversiones eficientes de acuerdo al comportamiento de la demanda y obliga a ampliar la cobertura del servicio.	Existe riesgo de proyección de demanda.
Ingreso Máximo	Se fija un ingreso máximo que depende de las inversiones en infraestructura nueva.	Incentiva a Inversiones eficientes de acuerdo a la expansión de la infraestructura y confiabilidad de la red. No existe riesgo de proyección de demanda.	No asegura una ampliación en la cobertura ya que los ingresos no se afectan por la demanda. Se puede dar inversiones ineficientes con tal de que se aumenten los ingresos.
Competencia Referencial	Se compararan las compañías que sean semejantes y se dan incentivos de acuerdo a una	Incentiva a la eficiencia productiva, soluciona el problema de la asimetría de la información y permite realizar comparaciones	Solo es posible su aplicación si existen muchas empresas comparables. Complejidad para comparar

Metodología	Definición	Ventajas	Desventajas
	referencia.	internacionales.	el funcionamiento entre empresas. La referencia puede ser afectada por una empresa influyente.
Escala deslizante	Se comparten las pérdidas y beneficios de las empresas con los usuarios.	Evita que la empresa tenga beneficios o pérdidas extraordinarias. Disminuye la tarifa del consumidor cuando los beneficios son compartidos.	Cuando se quiere compartir los beneficios con los consumidores, el OR debe entregar parte de su ingreso por su gestión eficiente. Aumenta la tarifa del consumidor cuando las pérdidas son compartidas.

1.3 Variables y Enfoques de las Metodologías de Remuneración

Cualquiera que sea la metodología escogida por el ente regulador para calcular los ingresos anuales de los OR, estos últimos siempre van a depender de tres variables fundamentales, **la Base Regulatoria de Activos (BRA), la tasa de retorno y los gastos de Administración Operación y Mantenimiento (AOM).**

Los costos de inversión que son conformados por el costo de los activos de la infraestructura para transportar la energía y los costos de los activos para que el OR pueda funcionar como compañía son reconocidos en la BRA.

La BRA puede ser calculada a través de varios métodos, el más usual es el de utilizar unidades constructivas, que es un conjunto de equipos básicos que forman una unidad operativa, cada unidad constructiva tiene un costo asociado que incluye el valor de los equipos, de las ingeniería, de la mano de obra, entre otros. La construcción de una subestación o de una línea requiere varias unidades constructivas, la suma de todas las unidades constructivas debería reflejar el monto total de la subestación, de la misma forma la totalidad de unidades constructivas que tenga un OR debe dar el monto total de los activos, y ese valor es la BRA.

1.3.1 Enfoques de la BRA (Unidades Constructivas)

Como se mencionó anteriormente, la Base Regulatoria de Activos es el conjunto de inversiones que realiza un OR en infraestructura para entregar energía eléctrica a los usuarios, al ser el negocio de la distribución eléctrica intensivo en capital, los inversionistas proyectan estas inversiones a largo plazo, por lo que una vez el regulador defina un enfoque para valorar y reconocer las unidades constructivas que son la base de la BRA, no debería cambiarlo con cada periodo tarifario, pues si lo hiciera estaría cambiando las condiciones iniciales que motivaron al inversionista a invertir, y se puede caer en el error de no reconocer la totalidad de la inversión que han hecho los OR y recordemos que un principio de la regulación es asegurar la viabilidad financiera y económica de las empresas.

Los principales enfoques para reconocer la BRA son descritos a continuación [2]:

- a) Enfoques basados en el valor económico o de mercado de los activos
 - **Valor Presente Neto (VPN)**
 - **Valor de Comparación**
 - **Valor de Mercado**
- b) Enfoques basados en el costo de reposición de los activos
 - **Costo actual**
 - **Costo de Reposición Depreciado (CRD)**
 - **Valor Nuevo a Reposición (VNR)**

Los enfoques basados en el valor económico de los activos determina el valor del activo a partir de qué capacidad tienen estos para generar flujo de caja, mientras que los enfoques basados en reposición de activos determinan el valor de un activo a partir del costo que tenga reemplazar el mismo activo.

El valor presente neto determina el valor de un activo trayendo los flujos de fondos previstos descontados, **el valor de comparación** determina el valor de un activo a partir de comparar valores de otros activos similares, para esto se debe realizar un benchmarking en valores pagados por el mismo activo (o diferentes que se asemeje en funcionalidad) en empresas similares.

El **valor del mercado** determina el valor de la base de capital a través de transacciones de mercado que se realicen, en realidad este enfoque encuentra es el valor del patrimonio de la empresa, y de ahí se puede encontrar el valor de la base de capital y por último el **costo actual** determina el valor de un activo reconociendo el costo histórico de compra depreciándolo y actualizando con la inflación a través del tiempo.

Dos enfoques de mayor importancia para este trabajo son los de **VNR** y **CRD**, por esto a continuación se presenta de manera más detallada.

▪ **Costo de Reposición Depreciado (CRD)**

El costo de reposición depreciado es un enfoque que determina el valor de la BRA ponderando el valor bruto del activo con su vida útil remanente, como ejemplo suponga que en el año n se compra el activo, este tiene un valor y es el que reconocen para ese año, sin embargo para diez años más tarde, el activo ya se ha depreciado y no cuesta lo mismo, si el activo tuviera una vida útil de cuarenta años, entonces su vida remanente sería de treinta años, y se alejaría de su valor inicial a medida que cumpla con su vida útil, llegando así a los cuarenta años sin ningún valor. Este enfoque no tiene en cuenta el valor de salvamento de los activos, una vez cumpla su vida útil no se sigue remunerando hasta no cambiarse por uno nuevo.

La dificultad que tiene este enfoque para valorar los activos es que los OR deben tener criterios para hallar la vida útil remanente de su infraestructura, y esto no es tan fácil de determinar porque depende de factores de operación, de fabricación y ambientales de los equipos, si no hay un estudio que pueda determinar la vida útil remanente, entonces el regulador deberá suponerla para todos los conjuntos de equipos, y esto amplía la brecha de información asimétrica con los OR.

Este enfoque tiene una ventaja y es que fomenta la reposición de activos, obligando a los OR que para que su ingreso no disminuya deben invertir no solo en expansión de su sistema sino también en reposición.

▪ **Valor Nuevo a Reposición (VNR)**

El valor nuevo a reposición es uno de los enfoques más utilizados en los marcos regulatorios, este reconoce el valor de los equipos como nuevos, es decir un equipo que

tenga cuarenta años de estar instalado se debe reconocer durante el periodo tarifario como si estuviera recién comprado, no le afecta la depreciación, entonces el ingreso nunca disminuirá por la edad de los equipos sino más bien por su desempeño, si el equipo salió de operación no se deberá remunerar.

El mayor inconveniente que tiene este enfoque es que no incentiva a reponer los equipos, y se puede caer en el error de estar remunerando un activo que ya se pagó hace mucho tiempo y que aun se le cobra a los usuarios en la tarifa regulada. Esto no sucedería si la vida útil real es igual a la vida útil tarifaria.

Por lo anterior, una BRA que es reconocida por un enfoque VNR incentivara a que el OR tenga capacidad instalada ociosa y activos desadaptados, por el contrario una BRA reconocida por el enfoque CRD incentivara a que los OR repongan sus activos.

1.3.2 Determinación de la Tasa de Retorno

Una vez visto los enfoques para valorar los activos de un OR que conforman la BRA, pasamos a la segunda variable que afecta los ingresos anuales de los OR, y **es la tasa de retorno** es la variable económica más relevante en un esquema regulatorio, es la que determina los rendimientos futuros de un inversión y da la señal de si se debe reinvertir año tras año en un negocio.

Para una actividad económica como la distribución de energía eléctrica que tiene un riesgo moderado en recuperar la inversión, un buen reconocimiento de la tasa de retorno es todo lo que espera un inversor, esta se debe determinar con mucha precaución, pues una tasa de retorno por debajo de la TIO (Tasa de Interés de Oportunidad) de los OR ocasionaría que las empresas no gestionaran inversiones en el sector eléctrico, por otra parte si la tasa es más alta que la que podría ganar el OR en un mercado de competencia perfecta generaría mala asignación de recursos a costo de los usuarios.

En Latinoamérica existen tres modelos para establecer la tasa de retorno, el primero **las tasas fijas establecidas por la ley** en donde se determina una tasa de acuerdo a la rentabilidad de las empresas y el riesgo país, en algunos casos no se define una tasa sino una banda superior e inferior permitida, este enfoque es usual en Perú, Chile y El Salvador; el segundo **las tasas establecidas por el método CAPM/WACC** que es un

modelo más realista, que calcula la rentabilidad esperada de la empresa y con esta calcula la tasa que se debe aplicar para los flujos futuros que generan los activos, este enfoque es aplicado en Brasil, Colombia y Argentina, se está pensando en implementar en Guatemala y Panamá, y finalmente el tercer modelo es el de las tasas **establecidas por comparación** en la que se determina la tasa comparando la tasa de retorno de capital propia de las empresas con la tasa de retorno de la bolsa de New York incluyendo el índice Down Jones para empresas de servicios públicos, en Bolivia se está implementado este modelo.

1.3.3 Determinación de los gastos AOM

Ya abordados los variables del BRA y de la tasa de retorno, una última variable que afecta el ingreso anual de un OR es el AOM, el AOM son los gastos que incurre un OR para administrar el negocio, operarlo y mantenerlo. Existen varias metodologías para determinar el valor a reconocer del AOM en los ingresos de los OR, de las más importantes están [2]:

- AOM reconocido por una empresa modelo.
- AOM reconocido por KPI's.
- AOM reconocido por Benchmarking.
- AOM reconocido por calidad del servicio.

La primera metodología supone que si el regulador conoce la estructura de costos de los OR's porque estos ya han reportado sus gastos y costos incurridos para la ejecución de los proyectos, puede simular entonces una empresa modelo con costos y gastos eficientes, de esta manera determina un porcentaje sobre la BRA a reconocer. **La segunda metodología** utiliza los Key Performance Indicator (KPI), que relacionan componentes específicos de los gastos con datos concretos y fácilmente verificables, a modo de ejemplo el gasto de mantenimiento por unidad de longitud de las redes, el costo de operación por transformador entre otros, luego de tener identificados los KPI's, los comparo con los otros OR bajo la misma circunstancia, y de esta forma encuentro el valor a reconocer del AOM.

La tercera metodología que es la de Benchmarking consiste en comparar con empresas semejantes los gastos reales que incurren en la explotación de sus sistema, con estas comparaciones se crea una función ya sea empírica o teórica que modele el comportamiento de estos gastos, y a través de esta se da un valor a reconocer y **la cuarta metodología** es calcular el porcentaje de AOM de acuerdo a los indicadores de calidad de servicio de las compañías, si cumplen con las metas de calidad, el porcentaje a reconocer será mayor y si no cumple se castigara el porcentaje, para esta metodología la base son los gastos incurridos por el OR a través de la historia.

2.Evolución de la Regulación Colombiana para los Sistemas de Distribución

El inicio de la energía eléctrica en Colombia se remonta a 1890, cuando la compañía **Bogotá Electric Light Co** [3]. inaugura el servicio en Bogotá, como una innovación del alumbrado de gas que se había instalado en años anteriores, siendo este, el primer logro del servicio de energía eléctrica y fruto de empresarios nacionales que formularon el primer modelo privado en el sector eléctrico, un tiempo después surgió en Medellín el servicio municipal por la compañía Instalaciones Eléctricas y luego en Panamá se introdujo la empresa de capitales extranjeros que prestaría el servicio para la construcción del canal Interoceánico de Panamá. Durante los primeros 40 años del desarrollo eléctrico nacional se mantuvo constituido esto tres tipos de modelos de empresas.

Entre **los años 1930 a 1950** la situación económica de Colombia fue analizada, y el desarrollo eléctrico fue reseñado en el documento⁴ entregado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, concluyendo que la capacidad generadora de Colombia era inadecuada, ya que el país tenía un rápido desarrollo económico y se abastecía un nivel mínimo de consumo residencial. La razón principal para que esto se presentara era que las plantas locales abastecían la demanda futura con una pequeña inversión y para ese entonces el desarrollo energético requería construcciones de enormes plantas para producir energía a un menor costo, el problema que se evidenció fue que los desembolsos de capital para esa infraestructura generadora adecuada eran demasiado grandes para el emprendimiento de las empresas privadas o municipales, razón por la que los particulares no realizaron las inversiones necesarias para hacer las ampliaciones requeridas en el sector, lo cual produjo que el Estado interviniera, en principio

⁴ El documento se titula Informe de Una Misión.

financiando las plantas eléctricas y con el tiempo convirtiéndose también en dueño de las empresas.

En **1950** el estado creó Electraguas (Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico) que fue encargado de la planeación y desarrollo del sector eléctrico nacional que venía ejecutando el Fondo de Fomento Municipal, promoviendo a través de este los grandes proyectos de las empresas como: Anchicayá en Cali, la empresa de Lebrija en Bucaramanga y la Central Hidroeléctrica de Caldas (Chec) en Manizales, estos aportes de capital de la nación se le transfirieron a Electraguas en la ley que le dio origen.

Entre **los años 1950 al 1970** se habló de tener un sistema interconectado, recomendación hecha por la empresa Electricité de France, esta iniciativa la promovieron las empresas de Bogotá, Medellín, Corporación Regional del Cauca (CVC) y Electraguas con el apoyo del banco Mundial, para hacerlo posible surgió la iniciativa de financiar las inversiones locales con una sobretasa al consumo de energía en su zona de influencia que en parte se capitalizaría como aporte a la Nación y el resto a nombre de las empresas donde se efectuaba el recaudo; pero esta iniciativa no contó con el respaldo suficiente, por el contrario se dio un esquema nuevo que consistió en una sociedad mixta sin capital propio, es decir, se explotaban concesiones de fuerza hidráulica compartida por varios entes, donde las inversiones directas, las obligaciones y gastos se asumían por cuotas sobre la capacidad de cada proyecto. Así nació Interconexión Eléctrica SA (ISA) con la doble finalidad de realizar la red principal y las centrales de ámbito nacional a través de la cooperación de sus cuatro accionistas: la empresa de Bogotá y Medellín, la CVC, y Electraguas.

Entre los años **1970 al 1993** se produjeron varios hechos internacionales que afectaron la situación financiera del sector eléctrico como la recesión mundial de la economía, el aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional, lo anterior en conjunto con los resultados desfavorables de un diagnóstico realizado en 1987 a las empresas estatales de electricidad, que mostró ineficiencia administrativa, operativa y financiera con una deuda que ascendía los US 5050 millones, llevó a que el Estado reformulara el sector eléctrico. El diagnóstico de la situación del sector eléctrico en 1987, formulado por el Banco Mundial en colaboración con el gobierno, indicó la necesidad de

implementar un plan de ajuste en los tres años siguientes que permitiera corregir las siguientes deficiencias:

- La concentración del servicio de la deuda, por el hecho de haber sido negociada con cortos periodos de gracia y en buena parte destinada a proyectos de generación sin suficiente demanda inmediata.
- El deterioro de los ingresos por efecto de las devaluaciones internas y los incrementos de la deuda por sus revaluaciones con respecto al dólar.
- Los atrasos en los pagos del servicio y el alto nivel de las pérdidas de energía.
- Las ineficiencias del sistema ante la falta de una estructura reguladora y una adecuada supervisión de las empresas.

Además de las deficiencias mencionadas y de la inestabilidad en el sector eléctrico, se dio a lugar el atraso de algunos proyectos de generación que produjeron en 1991 y 1992 un racionamiento de energía, el más grande de la historia de Colombia.

Con el panorama anterior, y con la creación de la nueva constitución política de 1991, se admitió que para lograr la eficiencia en la prestación de los servicios públicos, se debía permitir la entrada de cualquier entidad que quisiera prestarlos⁵. En 1992 el gobierno crea el Ministerio de Minas y Energía junto con tres unidades especiales, la Comisión de Regulación de Energía que más tarde en 1994 se le cambia el nombre por Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y La Unidad de Información Minero Energética (UIME).

Mediante la constitución de 1991 se estableció entonces el desarrollo de una ley que implementara la reforma de la prestación de los servicios públicos, esta debía definir las responsabilidades en la prestación de los servicios, los parámetros de cobertura, calidad y financiación, y la definición de un régimen tarifario con base en criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.[3]

⁵ Principio de creación del nuevo esquema de energía eléctrica, establecido también para los demás sectores de servicios por el artículo 336 de la constitución de 1991.

La ley creada para el objetivo anterior fue la ley **142 de 1994**, Bajo esta, la iniciativa de prestar y extender los servicios era del sector privado y el gobierno se encarga de regular, controlar y vigilar su prestación. La Ley dotó al Estado de mecanismos muy precisos de intervención de la actividad económica para evitar cualquier abuso de posición dominante en materia de precios, calidad o discriminación de usuarios.

Después de haber sido aprobada la ley 142 de 1994, se aprobó también la **ley 143 de 1994** o también conocida como la ley eléctrica, bajo esta, se define la estructura legal para la generación, transmisión, distribución y comercialización y asigna responsabilidades al gobierno como: 1) Promoción de la libre competencia dentro del sector, 2) Impedir la competencia desleal y regular los monopolios, 3) Proteger los derechos de los usuarios, y 4) Asegurar la prestación del servicio a todos los usuarios que lo soliciten, a los usuarios de bajos recursos y a las de zonas rurales; además define principios para la prestación del servicio eléctrico, este debe ser **eficiente**, es decir que tenga una adecuada asignación de los recursos para garantizar la prestación del servicio al menor costo, que se preste con **calidad**, en otras palabras que cumpla con los requisitos técnicos, que sea **continuo** asegurando que el servicio se preste sin interrupciones injustificadas, **Neutral** para todos los usuarios, y **Equitativo** para tener una cobertura adecuada y no discriminatoria en todas las regiones del país.

2.1 Marco Constitucional y Teórico

El sector eléctrico Colombiano, es dirigido por el Ministerio de Minas y Energía (MME) quien es el responsable de definir las políticas y lineamientos del sector, bajo este se despliegan tres entidades encargadas de la planeación (UPME), regulación (CREG) y control y vigilancia (SSPD) del sistema eléctrico y de la prestación del servicio.

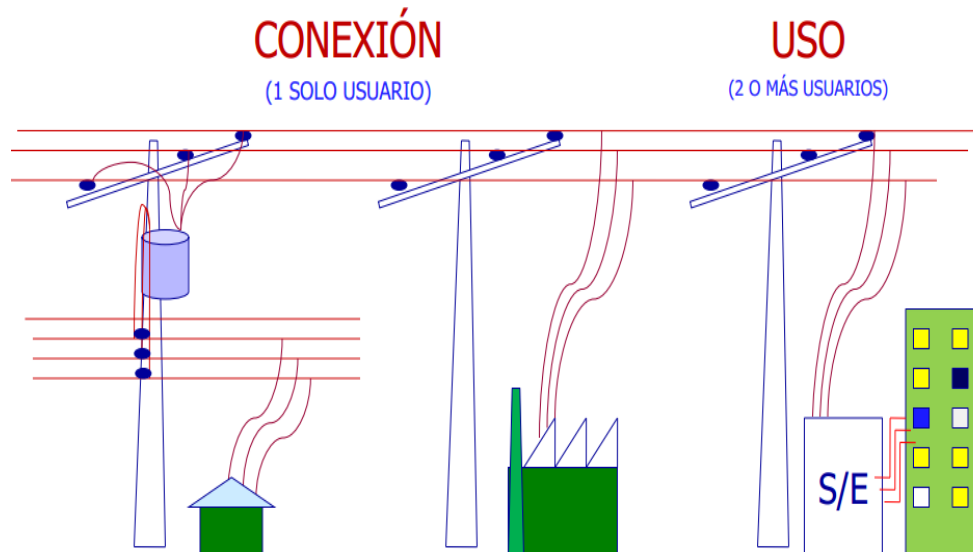
Además de las funciones descritas anteriormente, el sector eléctrico también cuenta con un Consejo Nacional de Operación (CNO), un Comité Asesor de Comercialización (CAC) y un operador y administrador de intercambio comercial del sistema nacional que es la compañía de Expertos en Mercados (XM).

Dentro del administrador de intercambio comercial existe un liquidador y administrador de cuentas quien es el encargado de recibir los ingresos vía tarifa regulada de todos los OR para luego distribuirla de acuerdo a los costos de inversión reconocidos por la CREG.

Actualmente por resolución CREG 043 de 2007, el costo unitario de la tarifa de energía eléctrica está formada por seis componentes, el de generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones, los cargos del que trataremos a lo largo de este trabajo son los de la componente de distribución.

En la **Figura 2-1** que presenta la diferencia entre un activo de uso y uno de conexión, los activos que regula las resoluciones de remuneración de cargos son los de uso, que es la inversión que debe hacer el OR para dar el servicio a los usuarios. Cuando los activos son para dar servicio a un solo usuario, no se debe remunerar por cargos ya que solo beneficia a un usuario siendo los activos de su propiedad y no del OR.

Figura 2-1: Activos de Uso y de Conexión [4].



2.2 Resolución CREG 099 de 1997

Una vez creada la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 1994, no fue sino hasta el 17 de junio de 1997 que se expidió la primera resolución que aprobaba la

metodología de remuneración de cargos al STR⁶ (Sistema de Transmisión Regional) y SDL⁷ (Sistema de Distribución Local).

Con un entorno económico donde la propiedad mayoritaria de las empresas eran del estado, los problemas de información (cantidad y calidad) de infraestructura, costos, energía y pérdidas eran evidentes y la vinculación del capital privado en el sector eléctrico se esperaba, la resolución CREG 099 de 1997 tuvo como principales objetivos la auto-sostenibilidad del sector, la ampliación de la cobertura y el levantamiento de la información real de costos de las compañías prestadoras del servicio eléctrico.

Por lo anterior, la resolución describió los lineamientos y metodología para realizar el primer inventario de activos eléctricos, agrupando los activos en unidades constructivas que reconocían: el costo de los equipos puestos en sitio, el costo de mano de obra y otros costos directos e indirectos. Para asegurar la auto-sostenibilidad y por la escases de información, la CREG adoptó el enfoque de Valor Nuevo a Reposición (VNR) ignorando la edad de los equipos ya instalados por los OR`s y decidiendo remunerarlos como si fueran nuevos.

Otros aspectos importantes de esta resolución fue la definición de los niveles de tensión para los activos eléctricos en el STR y SDL, para el STR se consideraban los activos de conexión al STN y los activos de uso para el transporte de energía con una tensión mayor o igual a los 65kV, para el SDL se definieron tres niveles de tensión como se presenta en la **Tabla 2-1**.

Tabla 2-1: Niveles de tensión definidos por la regulación CREG 099 de 1997 [4].

Nivel de Tensión	Tensión en kV
Nivel 4 (STR)	Mayor o igual a 65 menor a 220
Nivel 3 (SDL)	Mayor o igual a 30 y menor a 65
Nivel 2 (SDL)	Mayor o igual a 1 y menor a 30
Nivel 1 (SDL)	Menor a 1

⁶ Actualmente se considera el STR aquella infraestructura eléctrica con nivel de tensión igual o superior a los 57.5 kV, e inferior a los 220 kV.

⁷ Actualmente se considera el SDL aquella infraestructura eléctrica con nivel de tensión desde 0 kV hasta los 57.5 kV.

Dentro del reconocimiento de costos anuales (costo que se utiliza para determinar el valor de la componente de distribución de la tarifa de energía), se reconocieron otros costos necesarios para el funcionamiento administrativo de los OR's y la prestación del servicio.

En la Tabla 2-2, se muestran los demás costos reconocidos por la resolución CREG 099/97, y la definición de variables importantes en el cálculo de los ingresos anuales de los OR's como lo son el AOM y el WACC.

Tabla 2-2: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 099/97 [4].

Variables	Descripción
AOM	Para el STR era del 2% del valor de la BRA reconocida y para el SDL era del 2% en el nivel 3, y del 4% en los niveles 2 y 1.
Activos no Eléctricos	Se reconocía un 8% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL.
Costo de Terrenos	Se reconocía el 12% del valor comercial de terrenos.
Pérdidas	Las pérdidas reconocidas para el STR eran del 1,5%, y para el SDL variaban del 2% al 10% dependiendo del nivel de tensión.
Unidades Constructivas	La muestra la conformaba 38 elementos, y la vida útil variaba desde los 5 años hasta los 25 años.
Calidad del servicio	La calidad del servicio no estaba integrada con la remuneración y era medida por los indicadores del FES y TES de acuerdo a la resolución CREG 070/98.
WACC	La tasa de retorno reconocida para el STR y SDL fue del 9%.

Cada OR era el encargado de entregar a la CREG el costo de su BRA soportado con los formatos de inventarios propuestos en la resolución, luego el ente regulador reconocía la inversión y hallaba un costo anual a través del modelo de valor presente neto (VPN) con la tasa de retorno reconocida y la vida útil de la unidad constructiva correspondiente, con la anualidad calculada y los flujos de energía previamente reportados por el OR, se calculaba el cargo de distribución para el STR y el SDL.

Debido a que en esta primera resolución no se implementó una metodología de remuneración, la CREG acotó los ingresos de los OR's limitando el máximo valor del

cargo de distribución al 120% del valor promedio nacional, con esto no se presentaría beneficios extraordinarios a costo de los usuarios.

La resolución también definió el principio para la definición de los cargos por uso del sistema de distribución que era de acuerdo al costo promedio por energía, dejando una ventana abierta para aquellos OR que demostraran en sus estructura de costo, que si sus costos marginales eran mayores a los costos promedios bajo las mismas condiciones de eficiencia, entonces los cargos que le reconocerían sería el del costo marginal.

Para finalizar, la metodología para calcular los cargos de distribución durante este primer periodo tarifario se presenta a continuación:

- Se calculaba la BRA de acuerdo al valor de los equipos soportados en los inventarios entregados y se hallaba el costo anual de activos eléctricos.

$$CAE = Anualidad(BRA, 9\%, vu) \quad (2-1)$$

Donde:

CAE: Costo anual de activos eléctricos.

BRA: Base regulatoria de activos.

Vu: Vida útil.

- Se encontraba luego el costo anual de inversión que reconocía el CAE y los demás costos como el AOM, CANE y CAT.

$$CAI_n = CAE_n + CANE_n + AOM_n + CAT_n \quad (2-2)$$

Donde:

CAI: Costo anual de inversión.

CANE: Costo anual de activos No eléctricos.

AOM: Costo de administración, operación y mantenimiento.

CAT: Costo anual de Terrenos.

n: Nivel de tensión.

- Con el costo anual de inversión y los flujos de energía reportados por los OR, se encontraba el cargo D en la tarifa de los usuarios.

$$CD_n = \frac{CAI_n}{Eu_n} \quad (2-3)$$

Donde:

Eu: Energía útil.

2.3 Resolución CREG 082 de 2002

Terminado los primeros cinco años, tiempo que dura por mandato para Colombia los periodos tarifarios, la CREG emite la segunda resolución de remuneración de cargos al STR y SDL, también conocida como la CREG 082 del 2002.

Con un entorno económico macado por el capital privado en el sector eléctrico, con mejor información de infraestructura, costos, energía y pérdidas gracias a la anterior resolución y con conocimiento de las condiciones macroeconómicas y de riesgo país, la resolución CREG 082/02 tuvo como principales objetivos determinar la base de activos (unidades constructivas con costos definidos), la suficiencia financiera y dar señales de eficiencia en inversiones.

Las unidades constructivas (UC) en la resolución anterior no fijaban un costo sino que eran conceptuales para que los OR`s agruparan sus activos en cada una de ellas, el costo reconocido para la UC era el valor reportado por el OR, en este periodo tarifario, la CREG a través de estudios de mercado y con los inventarios reportados, fija los costos a las UC y amplía la muestra, de tal forma que los OR`s pasan ahora a acogerse al costo reconocido por el ente regulador, a este proceso se le llamó determinación de la base de activos.

Para cumplir con la suficiencia financiera, la CREG determinó aplicar la metodología de remuneración de ingreso y precio máximo, para el STR fue de ingreso máximo y para el SDL de precio máximo, también aumentó la tasa de retorno en siete puntos respecto a la tasa del anterior periodo tarifario. Lo anterior incentivó a traer capital privado extranjero y aumentar las inversiones en infraestructura para el sistema eléctrico en general. El enfoque para el valor de las unidades constructivas seguía siendo el de VNR lo que resultó aun más atractivo para los inversionistas.

La resolución cambió la frontera del nivel de tensión del STR, siendo este considerado a partir de los 57,5 kV y definió costos máximos de eficiencia por nivel de tensión para dar señales de eficiencia en inversiones.

Otros aspectos importantes de la resolución se describen en la **Tabla 2-3**.

Tabla 2-3: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 082/02 [5].

Variables	Descripción
AOM	Para el STR era del 2% del valor de la BRA reconocida y para el SDL era del 4% en el nivel 3, y del 2% el nivel2, para el nivel 1 eran un monto ya dado.
Activos no Eléctricos	Se reconocía un 4,1% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL menos en el nivel de tensión 1, no se reconocía.
Costo de Terrenos	Para el nivel de tensión 1 no se reconocía un porcentaje, para el SDL y STR se reconocía el 7.6% del valor catastral.
Pérdidas	Las pérdidas reconocidas para el STR eran del 1,35%, y para el SDL variaban del 6.43% al 1,47% dependiendo del nivel de tensión.
Unidades Constructivas	La muestra la conformaba 111 elementos, y la vida útil para todas de 25 años.
Calidad del servicio	La calidad del servicio no estaba integrada con la remuneración y era medida por los indicadores del FES y TES trimestrales de acuerdo a la resolución CREG 025/99 y la CREG 084/02. Las anteriores resoluciones definieron metas para los índices de calidad
WACC	La tasa de retorno reconocida para el STR era del 14,06% y para el SDL del 16,06%.

Por último, la metodología para calcular los cargos de distribución durante este segundo periodo tarifario se presenta a continuación:

- Se calculaba la BRA de acuerdo al valor de las unidades constructivas de la CREG 082/02.
- Se calculaba el CAE para cada nivel de tensión, este era de diferente formulación para cada nivel y se comparaba con un costo máximo de eficiencia. Los niveles 4 y 2 diferenciaban el CAE de acuerdo a la familia del activo, para el caso del STR si la familia era línea o equipo de subestación, para el SDL si el activo era red urbana o rural.

Para el STR

$$CAE = C_{líneas} + C_{equipos\ subestación} \quad (2-4)$$

$$C_{líneas} = Anualidad(BRA * fe, r_4, vu) \quad (2-5)$$

$$C_{\text{equipos subestación}} = \min \left(CME_4, \frac{\text{Anualidad}(BRA_4, r_4, vu) + CAT}{Eu_4} \right) * Eu_4 \quad (2-6)$$

Para el SDL

Nivel de tensión 3

$$CAE = \min \left(CME_3, \frac{\text{Anualidad}(BRA_3, r_3, vu) + CAT}{Eu_3} \right) * Eu_3 \quad (2-7)$$

Nivel de tensión 2

$$CAE = C_{\text{redes rural}} + C_{\text{redes urbana}} + C_{\text{equipos subestación}} \quad (2-8)$$

$$C_{\text{redes rural}} = \min \left(CME_{r2}, \frac{\text{Anualidad}(BRA_{r2}, r_2, vu)}{Eu_{r2}} \right) * Eu_{r2} \quad (2-9)$$

$$C_{\text{redes urbana}} = \min \left(CME_{u2}, \frac{\text{Anualidad}(BRA_{u2}, r_2, vu)}{Eu_{u2}} \right) * Eu_{u2} \quad (2-10)$$

$$C_{\text{equipos subestación}} = \min \left(CME_{o2}, \frac{\text{Anualidad}(BRA_{o2}, r_2, vu) + CAT}{Eu_{o2}} \right) * Eu_{o2} \quad (2-11)$$

Donde:

CME: Costo máximo de eficiencia.

r: Tasa de retorno.

fe: Factor de eficiencia.

n: Nivel de tensión.

C Costo de líneas o equipos etc.

En el nivel de tensión 1 se daban los cargos máximos de eficiencia para redes aéreas y subterráneas, rurales y urbanas, estos cargos se ponderaban por el porcentaje de la capacidad de transformación total en cada uno de las familias de equipos mencionadas y de esta manera se encontraba el cargo máximo de distribución.

Para todos los niveles de tensión menos el nivel 1 se calculaba el costo anual de inversión de la siguiente manera:

$$CAI_n = CAE_n + CANE_n + AOM_n \quad (2-12)$$

$$CANE_n = 4.1\% * CAE_n \quad (2-13)$$

$$AOM_n = (4\% \text{ o } 2\%) * BRA_n \quad (2-14)$$

Debido a que esta resolución introdujo la metodología de ingreso y precio máximo, entonces al inicio del periodo tarifario se calculaban estos dos parámetros para cada nivel de tensión, para el STR el valor del ingreso máximo se modificaba anualmente para actualizarse por un deflactor de precios y recalcularse para incluir los activos nuevos que

el OR hubiera puesto en operación. Para el SDL se asignaba un precio máximo al inicio del periodo tarifario y se actualizaba por el deflactor de precios, mas no se volvía a recalcular sino hasta que terminara el periodo tarifario y empezara uno nuevo, entonces los activos nuevos en el SDL no se reconocían sino hasta terminar el periodo tarifario, de igual manera si el OR sacaba de operación algún activo en este nivel de tensión, el regulador seguía reconociéndolo como si estuviera en servicio.

- El ingreso máximo para el STR se definía de la siguiente manera:

$$I = CAI * (1 - fp) * \frac{IPP}{IPP_0} \quad (2-15)$$

Donde:

- fp*: Factor de productividad que era del 0.0042.
- IPP*: Índice de precios del productor del año a deflactor.
- IPP₀*: Índice de Precios del Productor base.
- Imax*: Ingreso Máximo.

- El precio máximo para el SDL se definía de la siguiente manera:

$$CD_3 = \frac{CAI_3 + O_3}{Eu_3} \quad (2-16)$$

$$CD_2 = \frac{CAI_2 + \left(CAI_3 * \frac{E_{3 \rightarrow 2}}{E_3} \right) + O_2}{Eu_2} \quad (2-17)$$

Donde:

- E_{3→2}*: Energía que fluye del nivel 3 al 2 para atender al usuario conectado en nivel 2.
- O*: Energía Total que sale del nivel 3 al nivel 2.
- E₃*: Pagos de energía del OR a otros OR o terceros.

2.4 Resolución CREG 097 de 2008

El inicio del tercer periodo tarifario se da en el año 2008 con la resolución CREG 097 /08 (aun vigente), esta se caracterizó por la integración de los índices de calidad del servicio a la metodología de remuneración, por la consolidación de información de los activos, la transición de su remuneración y la suficiencia financiera.

El entorno en que se desarrolla esta resolución es de mejores condiciones macroeconómicas y de mayor información disponible en un solo sistema (Sistema Único de Información), por ende un mayor concomimiento del comportamiento de inversiones de los agentes distribuidores.

El aspecto más importante de esta resolución fue la definición de la BRA. Con un nuevo periodo tarifario se cambian no solo las metodologías sino también los montos de las unidades constructivas, esta resolución tuvo un reconocimiento menor en monto para las UC's que el de la CREG 082/02 pero mayor en vida útil.

Como los agentes ya habían realizado inversiones durante el segundo periodo tarifario proyectándolas a un plazo de 25 años con unas condiciones iniciales dadas por la anterior resolución, los OR no estarían de acuerdo en que sus inversiones ahora se reconocieran bajo otras condiciones más desfavorables que las que se tenían cinco años antes, entonces como solución, la CREG reconoció el 90% de la BRA calculada por la metodología de la CREG 082 incluyendo los activos del SDL que no se habían reconocido entre el 2002-2008, y el restante 10% sería evaluado con las condiciones de la CREG 097 junto con los activos del STR que entraran en operación durante el periodo que durara la resolución.

En otras palabras la nueva base regulatoria era calculada como la suma de las siguientes componentes:

$$BRA_n = 0.9 * BRA_{n082} + 0.1 * BRA_{n097} + BRA_{nueva097} \quad (2-18)$$

Donde:

- BRA_{n082} Base regulatoria de activos hasta el 2008 evaluada por la CREG 082
- BRA_{n097} Base regulatoria de activos hasta el 2008 evaluada por la CREG 097.
- $BRA_{nueva097}$ Base regulatoria de activos a partir del 2008 evaluada por la CREG 097.

Un segundo aspecto importante fue el esquema de incentivos y compensaciones que propuso esta resolución, como se mencionó al principio de este numeral, esta resolución integró la calidad del servicio con la remuneración, lo que significaba era que no cumplir con las metas de calidad definidas afectaba el ingreso de los agentes y de la misma manera, mejorar los índices de calidad aseguraba un mayor ingreso.

La resolución relacionó los índices de calidad con el porcentaje de AOM reconocido, el AOM a diferencia de las anteriores resoluciones no era fijo sino variable y su valor dependía de que los agentes mejoraran o empeoraran de un año a otro los índices de calidad.

De manera resumida, la CREG define el ITAD y el IRAD, el primero es el índice trimestral de discontinuidad y el segundo es el de referencia, el IRAD es hallado como el promedio

de los ITAD de los años 2006 y 2007, junto con el IRAD se define por trimestre una banda superior y una banda inferior que son los valores máximos y mínimos trimestrales de ITAD del OR en los dos años ya mencionados. Si los ITAD a partir del año 2008 estaban por debajo de la banda mínima el OR recibe un incentivo en su ingreso, si están dentro de la banda es indiferente, y si está por encima no recibe el incentivo y pasa a evaluarse si debe compensar, para compensar a un usuario debe presentarse que el índice de calidad local sea peor que el índice de calidad global.

Respecto al porcentaje del AOM, la CREG define el IAAD, que es el índice anual de discontinuidad, si el promedio de los IAAD calculado por año muestra una mejora, es decir una disminución en todos los niveles de tensión entonces el AOM aumentara, si por el contrario en al menos un nivel de tensión el IAAD disminuye el AOM disminuirá.

Otros aspectos de la resolución CREG 097/08 son:

- Continúa con la metodología de ingreso y precio máximo de la CREG 082/02, aplicando el ingreso máximo al STR y el precio máximo al SDL.
- Continúa con el enfoque de valor a nuevo de reposición para el cálculo de la BRA.
- Los cargos de distribución para el nivel de tensión 1 no es fijado por cargos máximos de eficiencia sino por un costo anual de inversión que se calcula de acuerdo al inventario reportado por los OR.
- Disminuye la tasa de retorno en 3 puntos para el SDL y 1 punto para el STR.

En la **Tabla 2-4** se muestra en resumen los cambios de algunas variables de importancia de la resolución CREG 097/08.

Tabla 2-4: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 097/08 [6].

Variables	Descripción
AOM	Es un solo porcentaje para todos los niveles de tensión, solo que este es variable y su valor lo da la mejora o desmejora en los índices de calidad.
Activos no Eléctricos	Se reconoce un 4,1% del costo anual de los activos eléctricos para el STR y SDL menos en el nivel de tensión 1, no se reconoce.
Costo de Terrenos	Se reconoce un 6.9% del valor catastral para todos los niveles de tensión.

Variables	Descripción
Pérdidas	Las pérdidas reconocidas para el STR son del 0,91%, y para el SDL variaban del 10.07% al 0.91% dependiendo del nivel de tensión.
Unidades Constructivas	La muestra la conformaba 170 elementos, y la vida útil tiene rangos por familias de activos entre los 5 hasta los 40 años.
Calidad del servicio	La calidad del servicio está integrada a la remuneración y es medida en el SDL por los índices de calidad ITAD e IRAD, para el STR son horas de indisponibilidad.
WACC	La tasa de retorno reconocida para el STR era del 13% y para el SDL del 13,09%.

Para terminar, la metodología para calcular los cargos de distribución durante este tercer periodo tarifario y que aun es vigente se presenta a continuación:

Se calcula la BRA como se mencionó párrafos anteriores, los nuevos activos del STR se valoran con unidades constructivas de la CREG 097/08.

- El CAE se calcula igual para todos los niveles de tensión menos el nivel de tensión 1.

$$CAE = Anualidad(BRA, r, vu) \tag{2-19}$$

- Para todos los niveles de tensión menos el nivel 1 se calcula el costo anual de inversión de la siguiente manera:

$$CAI_n = CAE_n + CANE_n + AOM_n + CAT \tag{2-20}$$

$$CANE_n = 4.1\% * CAE_n \tag{2-21}$$

$$AOM_n = (\%) * BRA_n \tag{2-22}$$

Donde:

% Porcentaje reconocido en el año t

- Esta resolución continua con la metodología de ingreso y precio máximo, ingreso máximo para el STR y precio máximo para el SDL, lo que cambia respecto a la anterior es que el ingreso máximo se puede recalcular mensualmente.
- El ingreso máximo para el STR se definía de la siguiente manera:

$$I = CAI * \frac{IPP}{IPP_0} \quad (2-23)$$

- El precio máximo para el SDL se definía de la siguiente manera:

$$CD_3 = \frac{CAI_3 + O_3}{Eu_3} \quad (2-24)$$

$$CD_2 = \frac{CAI_2 + \left(CAI_3 * \frac{E_{3 \rightarrow 2}}{E_3} \right) + O_2}{Eu_2} \quad (2-25)$$

Para el nivel de tensión 1, la resolución calcula los cargos de distribución tomando la inversión media de redes por circuito y la inversión media de los transformadores de distribución y las pondera por el porcentaje de usuarios que pertenezcan a un estrato, las dos inversiones las lleva a anualidad con la metodología de Valor Presente Neto y las suma, luego el resultado lo divide entre las ventas de energía menos las pérdidas no técnicas del OR.

2.5 Resolución CREG 179 de 2014

De acuerdo a los resultados favorables de recientes estudios técnicos y económicos que incluyen la incorporación de nuevas tecnologías de automatización en los sistemas de distribución, con la ventana abierta de la regulación Colombiana para la promoción de generación distribuida y de energías renovables, con la intención de motivar a los OR's de concebir en el futuro redes inteligentes para el sistema eléctrico Colombiano y con los resultados históricos de la evolución en inversiones, calidad del servicio y gasto de AOM, el ente regulador presentó en la propuesta regulatoria CREG 179 de 2014 mostrando la necesidad de tarifas competitivas, de tener una calidad de servicio acorde con la remuneración y de asegurar la confiabilidad reponiendo oportunamente los activos.

Por lo anterior, la propuesta regulatoria de acuerdo a la CREG 043 de 2013⁸ tiene como objetivos incentivar la reposición de activos, mejorar la integración de la calidad del servicio con la remuneración de inversiones, gestionar costos y gastos eficientes acorde a la remuneración, facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías, brindar estabilidad en la base regulatoria de activos y garantizar la suficiencia financiera.

⁸ Resolución que tiene las bases de la nueva metodología regulatoria.

Para lograr cada uno de los objetivos anteriores, la CREG propone cambiar el enfoque VNR para la valoración de los activos a un enfoque CDR, es decir ya no reconocerá los activos como nuevos sino que tendrá en cuenta su vida útil y por ende su depreciación, cambia la metodología de remuneración en el SDL, pasando de un precio máximo a ingreso máximo y remunera el plan de inversiones de los OR`s antes de que entren en operación los activos.

En cuanto a calidad del servicio, los indicadores serán ahora de referencia internacional, pasan de ser el ITAD e IRAD al SIDI y SIFI, y estos serán relacionados con la remuneración bajo los enfoques de participación de beneficios y de menú de contratos.

Como se puede observar, la propuesta regulatoria incluye muchos cambios en los lineamientos de la remuneración de activos, algunos desfavorables para los OR`s y otros no tanto, ese cambio de método de remuneración es descrito a lo largo de este numeral, pero antes se debe entrar en el detalle de cuáles fueron las señales que la CREG observó para orientar y justificar la propuesta regulatoria.

2.5.1 Evolución de las Inversiones

La CREG esperaba durante el periodo tarifario de la resolución CREG 097/08 un promedio del 3.3%⁹ en inversiones anuales por reposición, y esperaba un porcentaje de inversión de expansión significativo ya que el crecimiento promedio en ventas anuales de energía era del 3.6%.

Los resultados históricos de las inversiones reportadas por los OR a la CREG (de acuerdo al artículo 18 de la CREG 097/08) y en el SUI (Sistema Único de Información) son presentados en la **Figura 2-2** y **Figura 2-3**, de acuerdo a estos diagramas de barras, se muestra un porcentaje promedio de inversión en expansión moderado y de reposición por debajo del esperado.

⁹ Porcentaje divulgado por la CREG en el taller realizado para socializar la CREG 179/14 en Bogotá en marzo de 2015.

Figura 2-2: Inversiones Promedio anuales de reposición y Expansión en Colombia, 2009-2012 [7].

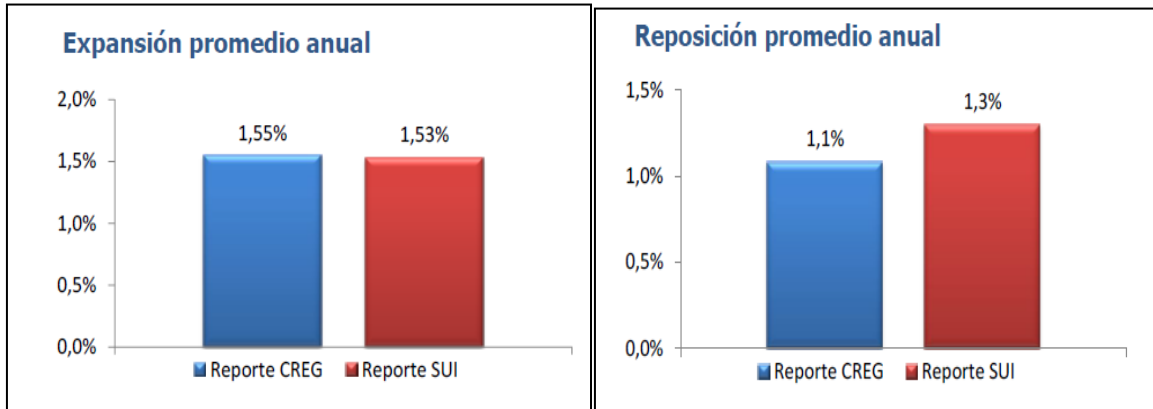
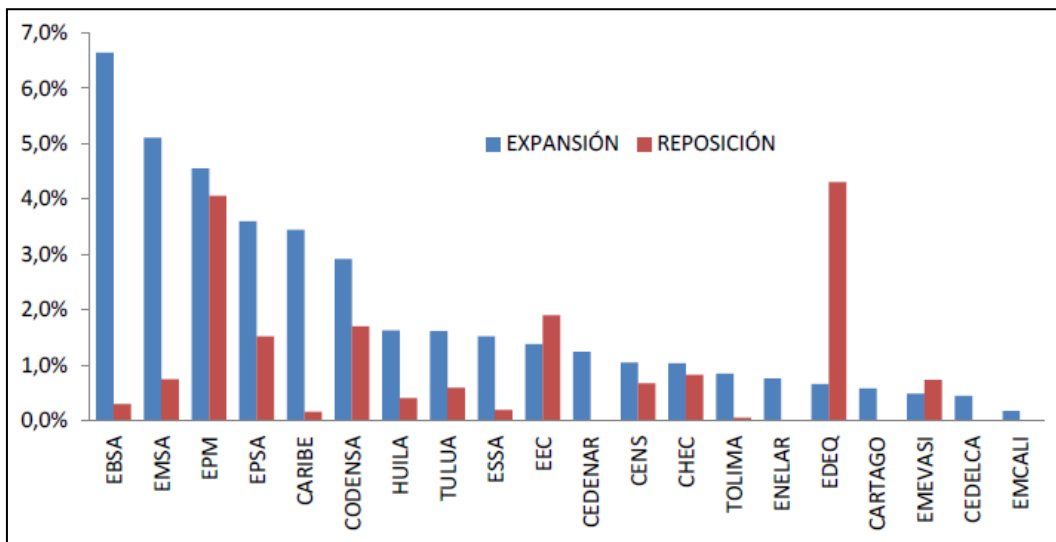


Figura 2-3: Inversiones Promedio anuales de reposición y Expansión por OR, 2009-2012 [7].



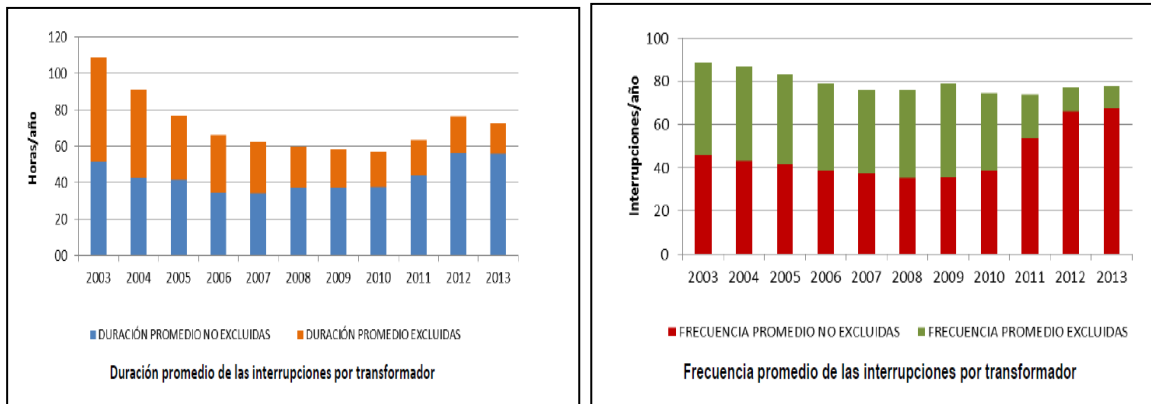
La preocupación del ente regulador se materializó al ver que eran muy pocos los OR`s que reponían sus activos, y que la mayoría presentaban alta obsolescencia en su infraestructura.

Otros problemas relacionados con la no ejecución de los proyectos del STR y de la poca confiabilidad que brindaban ciertas subestaciones en el sistema eléctrico, llevaron a que se considerara un enfoque de costo de reposición depreciado.

2.5.2 Evolución de los indicadores de calidad

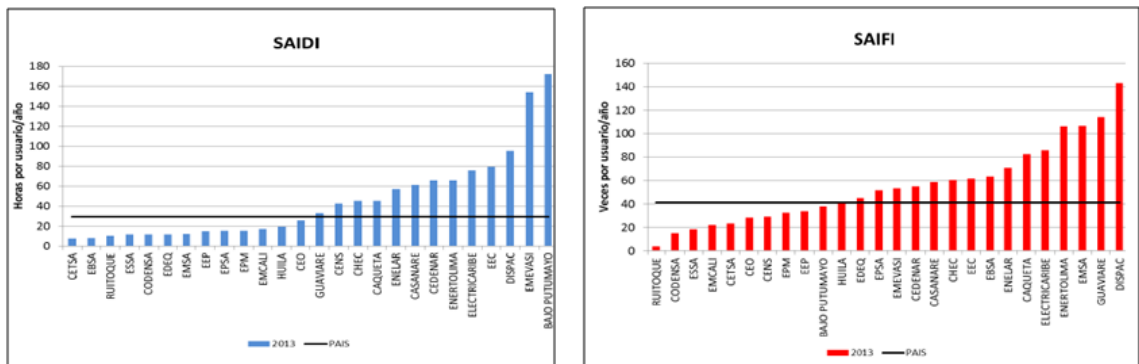
Otro resultado que preocupó a la CREG fue el comportamiento de los indicadores de calidad en los últimos años, como se observan en la **Figura 2-4**, la duración y frecuencia promedio han mostrado un aumento en los dos últimos años respecto a la tendencia histórica.

Figura 2-4 Indicadores promedios de Calidad para Colombia [7].

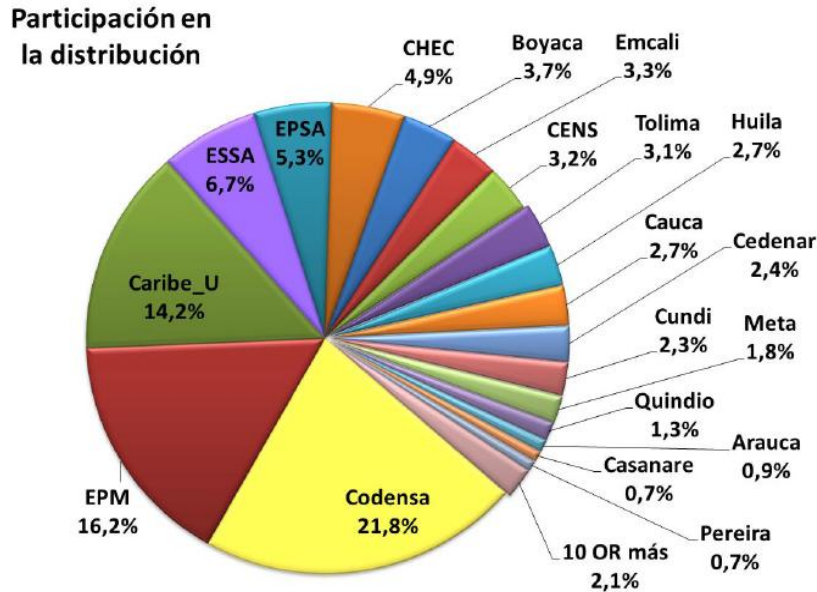


Lo anterior llevo a que el ente regulador se preguntara cómo era la relación entre el monto reconocido de AOM con los índices de calidad, desde luego se esperaba que los mejores índices los tuvieran los agentes con mayor AOM reconocido y mayor ingreso.

Figura 2-5: Índices internacionales de calidad por OR para el año 2013 [7].



En más de un caso se presentó que los OR que no tenían gran participación en la asignación del AOM (ver **Figura 2-6**) ni en la remuneración tenían mejores indicadores de calidad de servicio (ver **Figura 2-5**) y altos porcentajes de inversión en reposición.

Figura 2-6: Participación en la asignación del AOM por OR [7].

Los resultados anteriores permitieron que el regulador replanteara el esquema de incentivos y compensaciones para la calidad del servicio y se pensara en el AOM bajo un enfoque de fronteras de eficiencia. Otros resultados que no son presentados en este trabajo muestran indicadores favorables en cobertura y en disminución de pérdidas.

2.5.3 Metodología de la propuesta

Como respuesta a la evolución de los indicadores anteriores, el ente regulador define para el SDL, STR y activos de conexión al STN la metodología de ingreso máximo, eliminando con esto el riesgo en la afectación del ingreso por el comportamiento de la demanda.

Para tener tarifas competitivas la CREG define el ingreso anual de cada OR como la suma del ingreso por gestión de inversiones del OR, el ingreso por ordenanza territorial, y el ingreso por incentivos.

Donde los **ingresos por gestión del OR** son los que remuneran las inversiones realizadas por los agentes para solucionar una necesidad ya sea de expansión,

reposición, calidad o pérdidas en los diagnósticos de sus sistemas, este ingreso está definido como la suma de los ingresos por activos y el ingreso por AOM.

Los ingresos anuales por activos están determinados de la siguiente forma:

$$\text{Ingreso por activo} = r * BRA + RC + \text{ingreso por Terreno} \quad (2-26)$$

Donde:

r Tasa de retorno.

RC Recuperación de capital

Los ingresos de la ecuación anterior muestra que se remunera una amortización compuesto por un interés y capital (primer término), una depreciación (segundo término) y el costo anual de los terrenos (tercer término).

La BRA que es la base para el primer término de la ecuación (2-26) es calculada anualmente como la suma del valor de los activos eléctricos valorados por unidades constructivas mas el monto de los activos no eléctricos que es el 2% del valor de los activos eléctricos de acuerdo con la propuesta regulatoria (ver ecuación 2-27).

Para el cálculo del valor de los activos eléctricos (BRAE) del primer año se tomará el valor de reposición a nuevo de los activos puestos en operación en el periodo tarifario de la CREG 097/08, a este valor se le resta el valor de los activos puestos fuera en operación y se le adiciona el valor de las nuevas inversiones anuales que reconozca la CREG en el plan de inversión quinquenal presentado por el OR, para los años siguientes al primero, se le restara a la BRAE la depreciación reconocida en el ingreso del año inmediatamente anterior (ver ecuación 2-28).

$$BRA = BRAE + BRANE = BRAE * (1 + 0.02) \quad (2-27)$$

$$BRAE_1 = BRAE_{097} + BRAEN_{179} - BRAFO \text{ y } BRAE_n = BRAE_{n-1} - RC_{n-1} + BRAEN_n - BRAFO \quad (2-28)$$

Donde:

BRAE Base regulatoria de activos eléctricos.

BRAE₀₉₇ Base regulatoria de activos eléctricos del periodo tarifario CREG 097.

BRAEN₀₉₇ Base regulatoria de activos eléctricos del periodo tarifario CREG 179.

BRAFO Base regulatoria de activos fuera en operación.

BRANE Base regulatoria de activos no eléctricos.

n Año n

De la ecuación del BRAE se observan que la recuperación del capital y los activos declarados fuera de operación son negativos, esto se da porque se reduce el valor de los activos a remunerar en un valor equivalente a la depreciación, la cual fue reconocida en los ingresos en el rubro denominado como recuperación de capital; en cuanto al BRAFO es porque son activos que ya no están en servicio y no se deberían remunerar.

La recuperación del capital que es la fracción de capital invertido que se le va a pagar al OR anualmente, se determina por la división entre la inversión y la vida útil remanente de los equipos. Entonces para que los OR's mantengan el BRAE o lo aumenten deberán realizar obligatoriamente inversiones durante el periodo tarifario y reponer sus activos.

Para el BRAEN, que son las nuevas inversiones, la CREG propone que se le debe entregar un plan de inversión quinquenal, con un monto no mayor al 8% de la BRA utilizada para el periodo tarifario de la CREG 097/08, este plan de inversiones se debe mostrar cuánto va invertir el OR anualmente y las metas a las que espera llegar con las inversiones, el plan de inversión debe entregarse con inversiones en categorías de expansión, reposición, calidad del servicio, pérdidas e innovación tecnológica y es modificable solo una vez en el periodo tarifario.

El esquema que plantea la CREG para las inversiones es el de un menú de contratos donde las inversiones de cada categoría se remuneraran antes de que los activos sean puestos en operación(ver ecuación 2-29), el modelo plantea que para un año siguiente se tendrá en cuenta el porcentaje ejecutado del año inmediatamente anterior sobre la inversión declarada para ese mismo año, el delta entre los montos anteriores será restado en la remuneración de la inversión para el año siguiente(ver ecuación 2-30).

$$BRAEN = IE + IR + ICS + IP + IT \quad (2-29)$$

$$I_n = I(t) - (I_d(t-1) - I_e(t-1)) \quad (2-30)$$

Donde:

- IE* Ingreso anual por inversión en expansión
- IR* Ingreso anual por inversión en Reposición.
- ICS* Ingreso anual por inversión en Calidad del servicio.
- IP* Ingreso anual por inversión pérdidas.
- IT* Ingreso anual por inversión tecnología
- I_n* Ingreso final en cualquiera de las categorías de inversión.
- I_d* Ingreso declarado en cualquiera de las categorías de inversión.

I_e Ingreso ejecutado en cualquiera de las categorías de inversión.

$I(t)$ Ingreso aprobado por la CREG en el año t .

Un aspecto importante de la propuesta es que la $BRAE_{097}$ que reconoce la inversión de los periodos tarifarios anteriores al actual, es multiplicada por un factor de obsolescencia que toma valores de 1 cuando el equipo es nuevo y de 0 cuando el equipo ya ha cumplido con su vida útil. El ente regulador deja la ventana abierta para que el OR a través de un estudio de vidas útiles demuestre que sus activos son nuevos y que el factor debe ser mayor al que le sería impuesto si no presentara ningún estudio, el valor impuesto es de 0.746 para el $BRAE_{097}$ de niveles de tensión 4,3 y 2, y de 0.710 para la $BRAE_{097}$ de nivel de tensión 1.

Lo anterior nos indica que las inversiones de los periodos tarifarios anteriores serán afectadas por las vidas útiles de los equipos y por ende se esperaría una disminución en el reconocimiento de la base de activos de los OR's, trayendo como consecuencia que estos no estén de acuerdo con el cambio de las reglas de juego. Se debe tener en cuenta que los activos existentes se adquirieron bajo unas reglas del juego regulatorias y que además se pagaron en su momento con una expectativa de flujo de caja futuro de ingresos que compensaran dichas inversiones con una rentabilidad regulada.

Por otro lado también están los ingresos por AOM que es la segunda componente importante en los ingresos de las inversiones gestionadas por los OR, la CREG ha definido el **AOM inicial** y el **AOM base** para calcular los ingresos por este concepto; el primero tiene en cuenta el AOM demostrado y el remunerado desde el año 2009 hasta el 2013, halla la suma de los promedios anuales de cada uno de los anteriores para luego compararla con el 6.8% del valor del $BRAE_{097}$, de los dos, escoge el mínimo valor y así determinar el AOM inicial que es constante en todo el periodo tarifario. El AOM base que también puede ser constante durante el periodo tarifario, o decreciente de acuerdo a que tan lejos esta su valor del AOM objetivo, es determinado por la diferencia entre el AOM demostrado y la meta de reducción de AOM propuesta por el OR para las inversiones de reposición, la diferencia luego es multiplicada por un factor de eficiencia.

En cuanto a los **Ingresos por ordenanza territorial**, la CREG separa las inversiones realizadas por los OR's por mandato distrital o local de las que el OR ha identificado por necesidad de su sistema, un ejemplo de estas inversiones son la subterranización de circuitos, el cumplimiento del POT (Plan de Ordenamiento Territorial) entre otras, estas

inversiones no son una necesidad para el OR pero si para las alcaldías locales, por consiguiente ese sobrecosto que representan lo deberían pagar los usuarios que se benefician de las ordenanzas (o acuerdos) y no todos los usuarios Colombianos, con lo anterior se esperaría tener tarifas diferenciales por regiones.

Para finalizar, **los Ingreso por Incentivos** son aquellos que los OR's pueden obtener siempre y cuando demuestren eficiencia en la ejecución de sus inversiones, eficiencia en la reducción del AOM, y eficiencia y mejora de la calidad del servicio, en esta parte de los ingresos es donde se integra el SIDI y SIFI como índices de calidad global, a nivel de usuarios también existe un esquema de compensaciones que dependerán si el OR cumple con la meta propuesta en el plan de inversiones de calidad de servicio o no, en otras palabras el modelo implementado es el de participación de beneficios.

Otros aspectos no menos importantes son presentados en la **Tabla 2-5**.

Tabla 2-5: Resumen de las variables más importantes de la resolución CREG 179/14 [8].

Variables	Descripción
AOM	Son calculados de acuerdo al comportamiento histórico y por fronteras de eficiencia.
Activos no Eléctricos	Se reconoce un 2% de la base regulatoria.
Costo de Terrenos	Se reconoce un 6.9% del valor catastral para todos los niveles de tensión.
Pérdidas	Las pérdidas reconocidas para el STR son del 0,91%, y para el SDL variaban del 10.07% al 0.91% dependiendo del nivel de tensión.
Unidades Constructivas	La muestra la conforman 175 elementos, y la vida útil para todas es de 45 años y de 35 años en el nivel de tensión 1.
Calidad del servicio	La calidad del servicio está integrada a la remuneración y es medida en el SDL por los índices de SIDI y SIFI, para el STR son horas de indisponibilidad.
WACC	La tasa de retorno no se ha presentado pero se espera que sea mínimo del 11% por la metodología de remuneración definida y los buenos indicadores macroeconómicos del país.

2.6 Comparación de Periodos Tarifarios

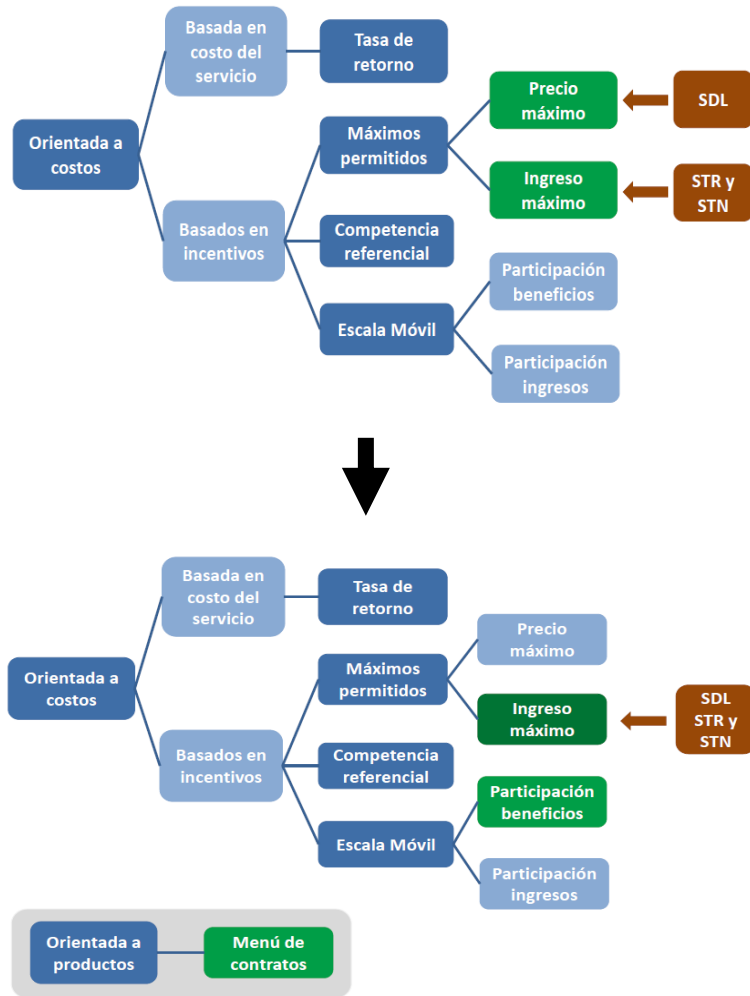
Desde que nace la regulación de cargos de los sistemas de distribución hasta hoy, se pueden observar grandes cambios en las metodologías regulatorias, adaptándose cada resolución a las necesidades de la época del Sector Eléctrico Colombiano.

La regulación empieza con una resolución toma información de los agentes que va a regular, que no tiene conocimiento de la estructura de costos de los OR's y que para lograr su principal objetivo de disminuir la brecha de información asimétrica debe presentar una metodología simple definida mas por los agentes que por el mismo regulador, luego cuando el regulador conoce un poco el contexto del costo de la prestación del servicio y con la realización de estudios económicos decide definir el valor de las unidades constructivas, el rol cambia, los agentes ya se someten a los lineamientos propuestos por el regulador.

En la segunda resolución se observó que estaba orientada a definir el valor de las unidades constructivas y la metodología de remuneración del SDL y STR. La tercera resolución integró la calidad del servicio a la metodología de remuneración, haciendo el modelo regulatorio más complejo y difícil de entender, ahora con esta última propuesta de resolución el modelo vuelve a tomar simplicidad pero con una metodología totalmente diferente. Respecto a lo anterior no es recomendable cambiar las metodologías regulatorias de un periodo a otro porque el negocio de distribución es intensivo en capital y su inversión es proyectada al largo plazo, la consecuencia, es que las condiciones que motivaron al inversionista a invertir ya no son las mismas, le pueden generar costos hundidos y el regulador puede perder credibilidad.

El cambio más representativo se da en cambiar la esencia del modelo regulatorio ya definido desde hace 11 años, la **Figura 2-7** muestra que de una metodología de ingreso y precio máximo para el SDL y STR se quiere pasar a una metodología de ingreso máximo para la remuneración, de participación de beneficios en la calidad del servicio y de menú de contratos en la remuneración del plan de inversiones.

Figura 2-7: Cambio en el esquema regulatorio [9].



Otro cambio importante es no esperar a reconocer en la remuneración los activos en el siguiente período tarifario y una vez puestos en operación, ahora se quiere reconocer la inversión del proyecto durante de construcción, esto con el propósito de ir acompañando al OR a definirse metas y en función de ellas realizar inversiones eficientes y justificadas.

De manera resumida la **Tabla 2-6**, presenta las demás diferencias que aun no se han mencionado a lo largo de este capítulo.

Tabla 2-6: Cuadro comparativo de las resoluciones de remuneración de cargos.

	CREG 099/97	CREG 082/02	CREG 097/08	CREG 179/14
Remuneración	VNR	VNR	VNR	DRC
Tasa de retorno	9%	Metodología WACC 14-16%	Metodología WACC 13-13.9%	Metodología WACC 11%
Valoración de activos (N4, N3 Y N2)	Inventario global de activos con valoración por uc y baja desagregación	Inventario detallado de activos, con valoración por uc y alta desagregación	Inventario detallado de activos, con valoración por uc y alta desagregación	Inventario detallado de activos, con valoración por uc y alta desagregación
Metodología Regulatoria	Precio máximo	Ingreso y precio máximo	Ingreso y precio máximo	Ingreso máximo
Valoración de activos (N1)	Tomada de muestra nacional.	Tomada de muestra nacional y diferenciada entre red urbana y rural.	Tomada de una muestra por OR	Tomada de una muestra por OR
AOM	Un porcentaje de la BRA	Un porcentaje de la BRA	Porcentaje con base en el AOM real y AOM histórico	Porcentaje con base en el AOM histórico y fronteras de eficiencia
Pérdidas reconocidas	Tomado de un Índice nacional.	Tomado de un Índice por OR y diferenciado en urbano rural.	Tomado del Índice del sistema del OR.	Tomado del Índice del sistema del OR.
Calidad del servicio	Esquema de compensaciones y no integrada a la remuneración.	Esquema de compensaciones y no integrada a la remuneración.	Esquema de compensaciones e incentivos integrada con la remuneración.	Esquema de compensaciones e incentivos con metodología de compartir beneficios

3.Evaluación del impacto de los modelos de remuneración del sistema de distribución de la CREG 097 de 2008 vs CREG 179 de 2014

En los capítulos anteriores se mostraron los modelos y metodologías de remuneración, se introdujo la importancia de regular los monopolios naturales, de presentar la historia de la regulación en Colombia y de describir su evolución a través del tiempo. Para este capítulo, se mostrará el impacto que tiene la propuesta regulatoria en los ingresos, en la base regulatoria de activos y en los cargos de distribución con el fin de justificar el porqué de ajustar su modelo y exponer sus debilidades y fortalezas.

El objetivo es entonces replicar los modelos de la CREG 097/08 (resolución vigente) y de la CREG 179/14 (propuesta regulatoria) en una hoja de cálculo para obtener resultados que se puedan comparar y analizar, para lo anterior se toman dos indicadores comparativos: el VPN y la TIR de los flujos de caja resultantes considerando el efecto de la inversión realizada en dos periodos tarifarios y el efecto total de la remuneración, es decir hasta el final de la vida útil regulatoria.

La definición de las entradas, el proceso de implementación de cada uno de los modelos y los resultados son mostrados a lo largo de los numerales siguientes. Es importante antes de abordar este capítulo tener en cuenta que los dos modelos a comparar son diferentes y usan distintos enfoques regulatorios, que los valores definidos para las entradas son modificables y que se tomaron sus montos de acuerdo a la experiencia y valores reportados por los OR Colombianos, y que cada OR tiene una evaluación diferente porque su estructura de costos es distinta.

3.1 Modelo de evaluación por CREG 097

El modelo de remuneración que establece la resolución vigente fue implementado en una hoja de cálculo en Excel partiendo de conocer las inversiones anuales formadas por un CAPEX y un OPEX que realizaría el OR en estudio a lo largo de dos periodos tarifarios, de saber cuál es la BRA reconocida para los años anteriores a la evaluación, tomando porcentajes de AOM de referencia reconocidos para diferentes compañías y teniendo un estimado de la proyección de energía a largo plazo.

Las variables expuestas anteriormente son las entradas al modelo y cada una tiene supuestos que se abordaran en detalle a continuación, estos supuestos son los que llevaron a obtener los resultados presentados en este trabajo.

3.1.1 Definición de las entradas

Conservando el mismo orden descrito en el primer párrafo para las variables de entrada al modelo, se aclaran a continuación los supuestos de cada una de estas y se muestran los valores asumidos para los dos periodos tarifarios en estudio.

- **Inversiones anuales:**

Son las nuevas inversiones que hace el OR para ejecutar los proyectos que solucionan o mejoran una criticidad en su red eléctrica a corto, mediano y largo plazo, también se incluyen los montos asignados para operar, mantener y administrar su sistema. Para la evaluación aquí presentada, se suponen inversiones en los doce primeros años de la evaluación (abarcando dos periodos tarifarios) como se muestra en la **Tabla 3-1**.

Tabla 3-1: Flujo de nuevas inversiones anuales por nivel de tensión en Millones COP constantes.

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	9.579	2.840	23.640	25.599	61.658
2	10.579	5.680	47.280	51.197	114.736
3	11.579	8.520	70.920	76.796	167.815
4	25.946	11.360	94.560	102.394	234.260
5	17.170	14.200	118.200	127.993	277.562
6	21.224	17.040	141.840	153.591	333.695
7	9.579	19.880	165.480	179.190	374.129
8	10.579	22.720	189.120	204.788	427.207

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
9	11.579	19.880	165.480	179.190	376.129
10	25.946	17.040	141.840	153.591	338.417
11	17.170	14.200	118.200	127.993	277.562
12	21.224	11.360	94.560	102.394	229.538

El comportamiento de las nuevas inversiones se ha supuesto creciente hasta el octavo año, luego decrece hasta el final del segundo periodo tarifario, a partir del año trece no se ejecutan nuevas inversiones.

Por otro lado la evaluación supone que la CREG reconocerá el monto de las nuevas inversiones en su totalidad.

- **BRA reconocida en años anteriores:**

Es el costo que el regulador ha reconocido al OR años anteriores a la evaluación que se presenta en este trabajo por sus activos existentes, se supone que el OR tiene una infraestructura eléctrica ya constituida y que es reconocida. Para esta evaluación los montos asumidos son presentados en la **Tabla 3-2**.

Tabla 3-2: BRA reconocida por nivel de tensión en años anteriores a la evaluación.

Concepto	Millones COP constantes
STR	972.365
SDL III	284.001
SDL II	2.363.998
SDL I	2.559.852
TOTAL	6.180.216

- **Porcentaje de AOM:**

Es el porcentaje que reconoce el regulador al OR en términos de costos eficientes sobre el valor de los activos para que administre, opere y mantenga su red eléctrica, este porcentaje es asignado en la resolución vigente de acuerdo al comportamiento de los indicadores de calidad de los OR, sin embargo para esta evaluación han sido supuesto sus valores y distribuidos aleatoriamente para los doce primeros años, a partir del doceavo año hasta el final de la vida útil regulatoria establecida por la resolución, el porcentaje es considerado constante y de igual valor al del año doce, en la **Tabla 3-3** se

muestra los porcentajes asignados por este concepto para los doce primeros años, para los años siguientes el valor es del 2,48%.

Tabla 3-3: Distribución del AOM a lo largo de los dos periodos tarifarios.

Año	Porcentaje del valor de los activos
1	2,48%
2	2,48%
3	2,51%
4	2,64%
5	2,58%
6	2,54%
7	2,54%
8	2,56%
9	2,51%
10	2,62%
11	2,42%
12	2,48%

▪ **Proyección de energía:**

Es la energía que transporta un OR a través de su infraestructura eléctrica para hacerla llegar a los usuarios finales, la **Tabla 3-4** presenta la proyección para los primeros doce años de la evaluación, a partir del doceavo año se proyecta la energía en todos los niveles de tensión con un crecimiento de 1,5% anual.

Tabla 3-4: Proyección de energía en MWH-año transportada en el STR y SDL del OR en estudio.

Año	STR IV	SDL III	SDL II	SDL I
1	13.133	2.020	10.687	7.707
2	13.333	2.051	10.849	7.825
3	13.536	2.082	11.014	7.944
4	13.742	2.114	11.182	8.065
5	13.951	2.146	11.353	8.188
6	14.164	2.179	11.525	8.312
7	14.376	2.212	11.698	8.437
8	14.592	2.245	11.874	8.564
9	14.811	2.279	12.052	8.692
10	15.033	2.313	12.233	8.822

Año	STR IV	SDL III	SDL II	SDL I
11	15.259	2.347	12.416	8.955
12	15.487	2.383	12.602	9.089

▪ **Otras entradas:**

Otras entradas que no son menos importantes que las anteriores pero si pueden ser resumidas son: los porcentajes de participación de las diferentes familias de activos en la BRA y los índices de precios del productor(IPP).

Los porcentajes de participación son cruciales ya que la resolución vigente define vidas útiles distintas para las unidades constructivas. En esta evaluación se agruparon tres familias de activos: las UC asociadas a las líneas(redes en MT), las UC asociadas a las subestaciones y las UC asociadas a equipos de control y protección, cada familia caracterizada por una vida útil regulatoria de 40, 30 y 10 años respectivamente. Cada familia tiene un porcentaje de participación en el monto de la BRA y en las nuevas inversiones presentadas en las **Tabla 3-1** y **Tabla 3-2**.

En cuanto al IPP es definido por el banco de la república y se debe utilizar los valores adecuados a los periodos que se quieran evaluar.

La **Tabla 3-5** presenta los porcentajes de participación asignados para la evaluación presentada en este trabajo.

Tabla 3-5: Porcentajes de participación en el costo reconocido por nivel de tensión y sus vidas útiles declaradas en la resolución.

Nivel de Tensión	Vida útil de la CREG 097 (años)	Porcentaje participación	
STR	Líneas	40	0,32
	Subestación	30	0,67
	Control y protección	10	0,01
SDL III	Líneas	40	0,58
	Subestación	30	0,41
	Control y protección	10	0,01
SDL II	Redes	30	0,57
	Subestación	30	0,41
	Control y protección	10	0,02
SDL I	Redes	30	0,7
	Subestación	20	0,3

Los porcentajes asignados en la tabla anterior son de tendencia real y acorde a los inventarios reportados a la CREG por los OR Colombianos, de estos se observa que a medida que se reduce el nivel de tensión crece el peso del costo de las redes frente al costo de las subestaciones. También que los niveles 2 y 3 tienen porcentajes de costos similares mientras que los niveles 1 y 4 son opuestos en la distribución del peso de las componentes. El control y la protección tienen un peso muy pequeño en la composición de costos.

3.1.2 Salidas del Modelo

Con las variables de entrada ya definidas, se actualiza la hoja de cálculo en Excel y se obtienen como salidas los costos anuales de activos eléctricos en el STR y SDL, los cargos máximos del SDL para los dos periodos tarifarios y la remuneración de acuerdo a la metodología de la resolución vigente.

A continuación se muestra la descripción de las salidas y los resultados arrojados por el modelo implementado:

- **Costos anuales de activos eléctricos (CAAE)**

El valor de las nuevas inversiones anuales y de la BRA para años anteriores al ser de un monto elevado, deben ser referidas en el tiempo a través de anualidades que reconocen una amortización de capital más un interés, de esta manera cuando se calculan los cargos de distribución, estos se hacen es con base a la anualidad y no al valor presente de la inversión. Por lo anterior, el modelo calcula un costo anual para el STR con una tasa de retorno del 13% y un costo anual para el SDL con tasa de retorno del 13,9%.

El costo anual en el STR es actualizado con el IPP y los nuevos costos reconocidos por activos en este nivel de tensión que hayan entrado en operación y que han sido reconocidos por la CREG en el año, en cambio el costo anual del SDL solamente es actualizado con el IPP a lo largo del periodo tarifario (aunque se haya realizado inversiones en este nivel de tensión) y se recalcula su costo (reconociendo las inversiones realizadas) es al inicio del siguiente periodo.

La razón por la que son diferentes las metodologías en el STR y SDL es porque para el primero se aplica un enfoque de Ingreso máximo (depende de la infraestructura del

sistema) y para el segundo es de precio máximo (depende del crecimiento de la demanda).

Al ser la demanda la que regula los ingresos en un modelo de precio máximo, y al no tener el OR ningún control sobre esta, se presenta el denominado riesgo por demanda, y es que el crecimiento de la energía no sea igual al esperado por el OR, por lo anterior la tasa de retorno para esta metodología debe ser mayor, para mitigar el riesgo mencionado.

La **Tabla 3-6** presenta el valor de los costos anuales por nivel de tensión para los primeros doce años que reconocería la CREG con los supuestos de entrada definidos anteriormente.

Tabla 3-6: CAAE en Millones COP constantes para el modelo CREG 097/08.

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	129.469	40.083	337.675	369.478	876.706
2	142.506	40.083	337.675	369.478	889.743
3	140.773	40.083	337.675	369.478	888.009
4	148.536	40.083	337.675	369.478	895.772
5	160.366	40.083	337.675	369.478	907.603
6	157.851	40.083	337.675	369.478	905.087
7	161.638	51.838	436.707	477.837	1.128.020
8	161.145	51.838	436.707	477.837	1.127.527
9	168.429	51.838	436.707	477.837	1.134.811
10	174.428	51.838	436.707	477.837	1.140.810
11	182.006	51.838	436.707	477.837	1.148.388
12	192.627	51.838	436.707	477.837	1.159.009

Obsérvese que el costo anual en el STR cambia anualmente, en cambio a pesar de que el OR ha realizado también inversión anual en el SDL, no se le reconoce en el costo anual sino a partir del séptimo año que es en el que inicia el segundo periodo tarifario.¹⁰

¹⁰ Esta metodología de reconocimiento de la inversión al inicio de cada periodo tarifario es la presentada por la resolución CREG 097, y hace referencia a la forma de calcular los cargos máximos.

Con los costos anuales, se programó la hoja de cálculo para que hallara los costos de activos no eléctricos (CANE) y los ingresos por AOM, el primero como el 4.1% del CAEE y el segundo como el porcentaje del año correspondiente de la **Tabla 3-3** por la BRA reconocida.

- **Cargos Máximos del SDL**

La segunda salida del modelo son los cargos máximos en el SDL, para esto se suma el CAEE, CANE e ingresos por AOM en el SDL del primer año y se divide en las proyecciones de energía también del primer año que se definieron en las entradas del modelo.

La **Tabla 3-7** muestra el precio máximo asignado al OR en estudio con los supuestos definidos para las entradas anteriormente. Un usuario que esté conectado en el nivel de tensión I, deberá pagar la suma de los tres cargos del SDL más el cargo del STR, este último no se presenta aquí ya que los ingresos para este nivel de tensión no depende del cargo sino del costo anual reconocido de la infraestructura. De la misma forma un usuario conectado en el nivel II pagara la suma de todos los cargos menos el del SDL I.

Por lo anterior, un cliente conectado a un mayor nivel de tensión pagaría menos por cargo de distribución en su costo unitario porque no hace uso de toda la infraestructura del OR.

Tabla 3-7: Cargos Máximos de distribución para el inicio del periodo tarifario de la evaluación CREG 097/08.

Cargos	COP/KWh
SDL III	23,41
SDL II	37,21
SDL I	56,18

Con los cargos calculados y fijos desde inicio del periodo tarifario y con un costo anual actualizado solamente por el IPP a lo largo del mismo, los ingresos del OR por concepto del SDL aumentaran si la demanda de energía de los años siguientes sigue la senda proyectada que también está orientada a aumentar. Si por el contrario, la demanda de energía real está por debajo de su proyección entonces existirá el riesgo de no pagarse

el monto invertido en infraestructura, si ocurre que la demanda real está muy por encima de la proyectada entonces el OR percibirá un mayor beneficio.

Al final del periodo tarifario, la CREG volverá a solicitar los inventarios a los OR y actualizará el valor de los cargos máximos de distribución con la energía del año correspondiente que se aplicaran para el cálculo de los ingresos del periodo tarifario siguiente.

▪ **Ingresos en el STR y SDL**

Los ingresos anuales (la remuneración) es la última salida del modelo implementado. En el STR está definido el ingreso anual como la suma del CAAE, CANE e ingresos de AOM, en el SDL el ingreso anual está determinado por el producto del cargo máximo y la energía anual transportada.

La **Tabla 3-8** muestra los ingresos anuales para los primeros doce años de la evaluación por niveles de tensión.

Tabla 3-8: Ingresos anuales para los doce primeros años de la evaluación CREG 097/08 en Millones COP Constantes.

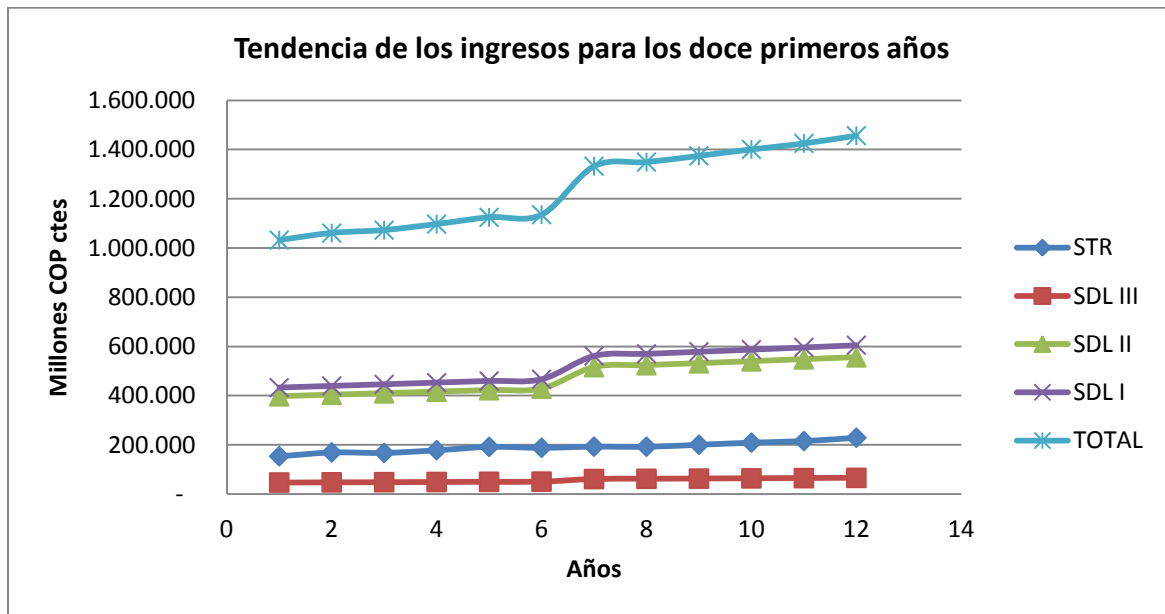
Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	TOTAL
1	154.115	47.290	397.687	432.963	1.032.055
2	169.634	48.010	403.743	439.556	1.060.943
3	167.887	48.742	409.891	446.250	1.072.770
4	178.596	49.484	416.133	453.045	1.097.258
5	192.098	50.237	422.470	459.945	1.124.750
6	188.610	51.002	428.904	466.949	1.135.465
7	193.135	61.380	516.153	561.926	1.332.594
8	192.788	62.301	523.895	570.355	1.349.339
9	200.870	63.235	531.753	578.911	1.374.769
10	209.465	64.184	539.730	587.594	1.400.973
11	215.832	65.146	547.826	596.408	1.425.212
12	229.295	66.123	556.043	605.354	1.456.816

De la tabla anterior, se observa la composición del ingreso total, de esta se deduce que el ingreso que mayor aporta es el percibido por los activos de baja y media tensión ya que la mayoría de clientes regulados se encuentra es en estos dos niveles, lo que conlleva a que se tenga mayor infraestructura para entregarles el servicio de energía.

En el séptimo año que es el inicio del segundo periodo tarifario, se observa un salto en la tendencia de los ingresos en el SDL respecto a los años anteriores, esto se debe a que la CREG ha reconocido en este año las inversiones realizadas en el periodo tarifario inmediatamente anterior.

La **Figura 3-1** presenta a modo de complemento, la gráfica de los ingresos para los doce primeros años del OR en estudio.

Figura 3-1: Tendencia de los Ingresos por nivel de tensión por CREG 097/08.



Los ingresos en el largo plazo para este modelo regulatorio serán expuestos más adelante cuando se comparen los dos modelos regulatorios.

3.1.3 Flujo de Caja del Modelo

Si bien observar el comportamiento de los ingresos es importante, el flujo de caja es más dicente en el momento de comparar dos modelos de remuneración, al ser lo anterior el propósito de este capítulo se presenta en la **Tabla 3-9** el flujo de inversiones y el flujo de ingresos para los primeros doce años del OR en estudio.

La **Tabla 3-9** tiene una columna de ingreso terminal, este ingreso es el valor presente en el año doce de la remuneración de las inversiones de los dos primeros periodos tarifarios

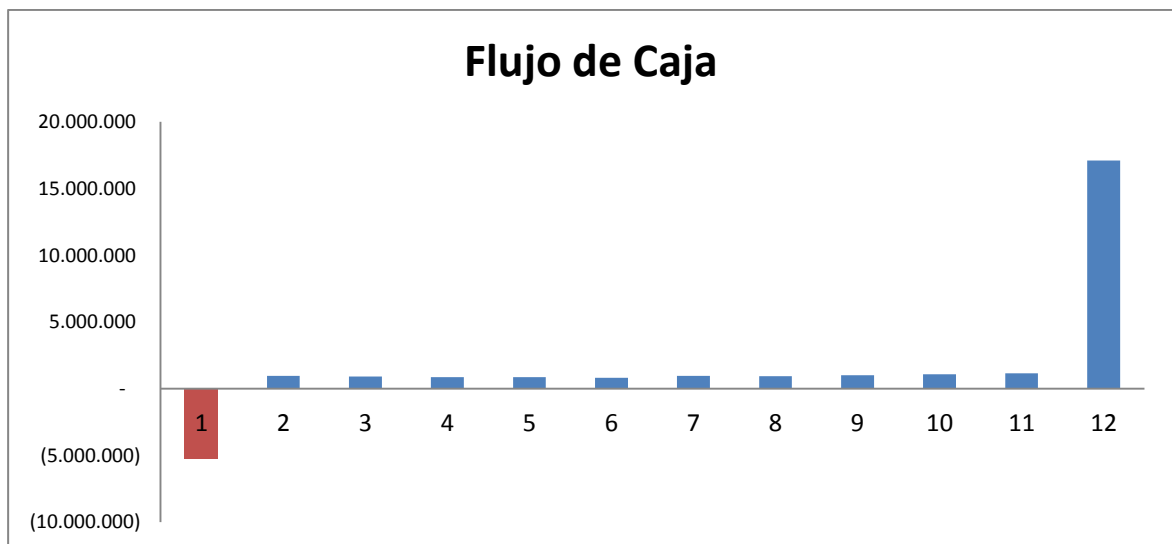
en el largo plazo. En el modelo, el OR realiza inversiones durante los doce primeros años, sin embargo los ingresos los recibe hasta que se cumpla la vida útil regulatoria.

Para traer esos ingresos desde el largo plazo hasta el año doce se utilizó una tasa de descuento de la empresa del 10% (en valor constante), la tasa anterior no es exclusiva, en párrafos siguientes se hace una sensibilidad a diferentes tasas y se trae este valor terminal dependiendo de cada una de ellas.

Tabla 3-9: Flujo de caja en Millones COP constantes para el OR en estudio con el modelo de la CREG 097/08.

Año	BRA	Flujo de Inversiones	Ingresos anuales	Ingreso Terminal	Flujo de ingresos	Flujo de Caja
1	(6.180.216)	(61.658)	1.032.055		1.032.055	(5.209.819)
2		(114.736)	1.060.943		1.060.943	946.207
3		(167.815)	1.072.770		1.072.770	904.955
4		(234.260)	1.097.258		1.097.258	862.998
5		(277.562)	1.124.750		1.124.750	847.188
6		(333.695)	1.135.465		1.135.465	801.771
7		(374.129)	1.332.594		1.332.594	958.465
8		(427.207)	1.349.339		1.349.339	922.132
9		(376.129)	1.374.769		1.374.769	998.640
10		(338.417)	1.400.973		1.400.973	1.062.556
11		(277.562)	1.425.212		1.425.212	1.147.650
12		(229.538)	1.456.816	15.877.433	17.334.249	17.104.712

Figura 3-2: Flujo de Caja en Millones COP constantes para el caso simulado con el modelo de la CREG 097/08.



La **Figura 3-2** muestra gráficamente el flujo de caja para los dos primeros periodos tarifarios considerando el efecto total de la remuneración y el efecto de las nuevas inversiones en los doce primeros años.

Llevando los flujos de inversiones y los flujos de ingresos al primer año con distintas tasas de descuento de la empresa y fijando una tasa de retorno reconocida (WACC) del 13% y 13,9% (en valores constantes) para el STR y SDL se puede observar el comportamiento del VPN del flujo de caja, la **Tabla 3-10** muestra el valor de estos indicadores.

Tabla 3-10: Sensibilidad a diferentes tasas de descuento de la empresa del VPN para los flujos de inversiones y de ingresos en millones COP constantes.

Tasa de descuento	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	17.788.523,22	15.990.754,90	14.485.932,43	13.215.682,91	12.134.821,83
VPN Nueva inversión	(2.013.404,61)	(1.910.128,19)	(1.814.296,22)	(1.725.266,86)	(1.642.461,24)
VPN Base regulatoria	(6.180.215,76)	(6.180.215,76)	(6.180.215,76)	(6.180.215,76)	(6.180.215,76)
VPN (CAJA)	9.594.902,85	7.900.410,95	6.491.420,45	5.310.200,29	4.312.144,83

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

La columna resaltada hace referencia a el VPN de los flujos de inversiones e ingresos presentados en la **Figura 3-2**.

Para complementar el ejercicio se calculó la TIR al WACC reconocido en la resolución vigente, dando como resultado un valor de **19,88%** (en valores constantes).

3.2 Modelo de evaluación por CREG 179

Al igual que para el anterior modelo, se implementa a través de una hoja de cálculo en Excel la metodología de remuneración de la propuesta regulatoria CREG 179/14 partiendo de conocer las nuevas inversiones, la BRA para los años anteriores, los porcentajes de AOM de cada año y la vida útil remanente de los activos en operación.

A diferencia del modelo regulatorio vigente, la propuesta utiliza el enfoque de ingreso máximo en todos los niveles de tensión por lo que no es necesaria la proyección de

energía, ya que la demanda no influye en los ingresos del OR sino es la inversión que este realice en su infraestructura.

Debido a que la propuesta regulatoria reconoce una depreciación de la inversión, la vida útil remanente de los activos entra a jugar un papel importante en la afectación de los ingresos para la compañía (fundamento de la metodología CRD) considerándose entonces esta variable una entrada que reemplaza la de proyección de energía en el modelo vigente.

El objetivo entonces, es presentar al final de la evaluación el flujo de caja y los valores presentes en el primer año a diferentes tasas de descuento para poder hacer comparaciones entre los dos modelos, adicional a esto se realizarán análisis de sensibilidad para la propuesta regulatoria aplicando el criterio de Ceteris Paribus (Todo lo demás constante) para poder evaluar diferentes escenarios cambiando una variable y manteniendo las demás constantes.

3.2.1 Definición de las entradas

Las entradas al modelo de remuneración de la propuesta regulatoria toma los mismos valores que las entradas del modelo de remuneración vigente, esto con el fin de mantener las mismas condiciones económicas, por otra parte las nuevas inversiones, la BRA de años anteriores y los porcentajes de AOM son variables que entrega el OR y dependen de su gestión.

Por lo anterior, el flujo de nuevas inversiones es el presentado en la **Tabla 3-1**, la BRA de años anteriores en la **Tabla 3-2** y la distribución de los porcentajes de AOM en la **Tabla 3-3**. Los supuestos para cada una de las entradas anteriores se conservan igual para la evaluación del modelo de la propuesta regulatoria.

- **Vida útil promedio de los activos:**

Una entrada que si es distinta es la vida útil de los activos nuevos y existentes, la propuesta regulatoria aplica un factor de ajuste a la BRA de años anteriores (activos existentes) dependiendo de la vida útil promedio que tengan los activos, la **Tabla 3-11** presenta un ejemplo de cuatro factores de ajuste para diferentes niveles de tensión y diferentes edades de los activos existentes. Para los nuevos activos se reconoce una

vida útil de 45 años para los niveles del STR, SDL III y SDL II, y de 35 años para el nivel del SDL I.

De acuerdo a lo anterior, para un activo existente que tiene 23 años y pertenece al STR tendrá una vida útil remanente de 22 años y su costo reconocido para la evaluación será del 74,6% (ver **Tabla 3-11**) de su costo real y además este nuevo costo reconocido se deberá depreciar linealmente a lo largo de su vida útil remanente.

Tabla 3-11: Factor de ajuste de la propuesta regulatoria de acuerdo a la vida útil promedio de los activos en operación del OR en estudio.

N4, N3 y N2		N1	
Factor de Ajuste	Antigüedad (años)	Factor de Ajuste	Antigüedad (años)
1	0	1	0
0,984	5	0,949	5
0,955	10	0,861	10
0,746	23	0,71	15

Para un activo que es nuevo, su costo reconocido para la evaluación será del 100% (ver **Tabla 3-11**) del costo actual y se deberá depreciar a lo largo de su vida útil (45 años).

La evaluación de la propuesta regulatoria tomara un caso base asumiendo inicialmente que la BRA de los activos existentes es afectada por un factor de ajuste igual a 1 (los activos existentes son considerados nuevos), y en el capítulo de sensibilidad por Ceteris Paribus se tomaran los diferentes valores presentados en la tabla anterior para crear tres escenarios diferentes al caso base.

- **Tasa de retorno (WACC):**

Otra variable que aun no ha sido definida en la propuesta regulatoria es la tasa de retorno con la que se reconocerá la remuneración de los OR. Para el modelo esta variable también es una entrada que puede ser ajustada y que se ha asumido del 11% para el caso base. Más adelante en el capítulo de sensibilidades, el WACC se pondrá a variar por encima y por debajo del valor inicialmente asumido.

3.2.2 Salidas del Modelo

Con las variables de entrada definidas, se actualiza la hoja de cálculo en Excel y se obtienen como salidas: la base regulatoria de activos, la depreciación, los ingresos por activos, los ingresos por AOM y los ingresos totales reconocidos para el STR y SDL.

A continuación se muestra la descripción de las salidas y los resultados arrojados por el modelo implementado.

- **Base Regulatoria de Activos (BRA):**

La propuesta regulatoria define la BRA como la suma de la base regulatoria de activos eléctricos (BRAE) y la base regulatoria de activos no eléctricos (BRANE), la BRAE son los valores presentes de las anualidades de los costos reconocidos por los activos existentes multiplicados por el factor de ajuste de vida útil mas los valores presentes de las nuevas inversiones menos la depreciación que reconoce el OR en los ingresos por activos un año inmediatamente anterior, y La BRANE es el 2% de la BRAE correspondiente al año de evaluación.

El valor de la BRAE para los doce primeros años es presentado en la **Tabla 3-12**, se debe observar que el valor total de la BRAE para el primer año no es igual que la BRA de activos existentes del primer año en el modelo de la CREG 097/08 (ver **Tabla 3-2**), esto es porque se le ha adicionado a la BRAE el valor de la nueva inversión y restado la depreciación del año anterior.

Es importante destacar que a partir del segundo año es cuando empieza a depreciarse el costo reconocido de los activos nuevos y existentes ya que en el primer años se empieza a reconocer en la remuneración la depreciación.

Tabla 3-12: BRAE anual en Millones COP constantes y por niveles de tensión.

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	981.944	286.841	2.387.638	2.585.451	6.241.873
2	970.489	286.083	2.381.334	2.562.046	6.199.953
3	959.799	288.040	2.397.619	2.562.778	6.208.236
4	963.219	292.647	2.435.968	2.586.914	6.278.748
5	957.286	299.842	2.495.856	2.633.722	6.386.706
6	955.025	309.561	2.576.758	2.702.473	6.543.816
7	940.648	321.741	2.678.147	2.792.433	6.732.970
8	927.059	336.320	2.799.499	2.902.873	6.965.750

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
9	914.234	347.554	2.893.008	2.981.862	7.136.658
10	915.519	355.506	2.959.200	3.030.134	7.260.358
11	907.450	360.239	2.998.600	3.048.418	7.314.708
12	903.054	361.817	3.011.733	3.037.448	7.314.052

Por otro lado si la BRAE es cambiante en cada año y la BRANE es un porcentaje de este valor, entonces la BRA anual para todos los niveles de tensión también será cambiante a lo largo del periodo tarifario, lo anterior difiere del modelo vigente, donde la BRA para el SDL es considerada constante durante el periodo tarifario.

La BRA para los doce primeros años de la evaluación es presentada en la **Tabla 3-13**, allí se observa que la base de activos reconocida por el regulador en el segundo año es menor a la del primer año, mostrándose el efecto de la depreciación de los activos que en el modelo vigente no se tiene en cuenta.

Tabla 3-13: BRA anual en Millones COP constantes y por niveles de tensión.

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	1.001.583	292.578	2.435.391	2.637.160	6.366.711
2	989.899	291.805	2.428.961	2.613.287	6.323.952
3	978.995	293.801	2.445.572	2.614.033	6.332.401
4	982.484	298.500	2.484.688	2.638.652	6.404.323
5	976.432	305.839	2.545.774	2.686.397	6.514.441
6	974.126	315.752	2.628.293	2.756.522	6.674.693
7	959.461	328.176	2.731.710	2.848.282	6.867.629
8	945.600	343.046	2.855.489	2.960.930	7.105.065
9	932.519	354.505	2.950.868	3.041.499	7.279.391
10	933.829	362.616	3.018.384	3.090.736	7.405.565
11	925.599	367.444	3.058.572	3.109.387	7.461.002
12	921.116	369.053	3.071.968	3.098.197	7.460.333

En algunos años, la BRA aumenta respecto al anterior reflejando la influencia de las nuevas inversiones realizadas por el OR, concluyendo que la mejor manera para mitigar el riesgo de la depreciación es ejecutando nuevas inversiones (propósito de la propuesta regulatoria).

▪ **Depreciación:**

La depreciación del costo reconocido de los activos nuevos y existentes son lineales. para las BRA de años anteriores (costo de los activos existentes) se toma la vida útil remanente promedio de sus activos y se divide su monto sobre esta cantidad de años, quedando una anualidad constante hasta que su valor de salvamento sea cero.

De la misma forma, el valor de las nuevas inversiones (costo de los nuevos activos) es dividido por la vida útil regulatoria establecida en la propuesta que es de 45 años para todas las UC de los niveles del STR, SDL III y SDL II, y de 35 años para todas las UC del nivel SDL I. Al asumir en la evaluación que el OR en estudio hace inversiones anuales con montos diferentes durante los primeros doce años, no se espera tener una depreciación constante sino acumulada a lo largo de la evaluación hasta que su valor de salvamento sea también igual a cero.

Al final, la depreciación que se reconoce en el ingreso por activos (existentes y nuevos) será la suma de la depreciación de la antigua y nueva inversión, la **Tabla 3-14** muestra un ejemplo de los montos de depreciación reconocidos durante los doce primeros años para las inversiones del STR.

Tabla 3-14: Depreciación en Millones COP constantes para el STR en los doce primeros años.

Año	Costo de activos existentes	Nueva Inversión	Total de depreciación
1	21.821	213	22.034
2	21.821	448	22.269
3	21.821	705	22.526
4	21.821	1.282	23.103
5	21.821	1.663	23.484
6	21.821	2.135	23.956
7	21.821	2.348	24.169
8	21.821	2.583	24.404
9	21.821	2.840	24.661
10	21.821	3.417	25.238
11	21.821	3.798	25.619
12	21.821	4.270	26.091

▪ **Ingresos por activos (existentes y nuevos):**

Los ingresos totales en el STR y SDL es el resultado de sumar dos ingresos, el ingreso por activos y el ingreso por AOM, en este numeral abordamos el primero que se define de acuerdo a la propuesta regulatoria como una anualidad que amortiza un capital e interés y reconoce una depreciación, la anualidad no es calculada con la metodología de VPN ya que no existe el concepto de costo anual en los diferentes niveles de tensión sino que se halla como el producto de la Base regulatoria anual (Valor presente de la inversión) por la tasa de retorno (WACC).

La **Tabla 3-15** muestra los ingresos por activos para los doce primeros años de la evaluación, se puede observar que el ingreso es creciente porque se ejecutan anualmente nuevas inversiones y estas son reconocidas para los años siguientes a lo largo del periodo tarifario.

Tabla 3-15: Ingresos anuales para los doce primeros años de la evaluación CREG 179/14 en Millones COP Constantes.

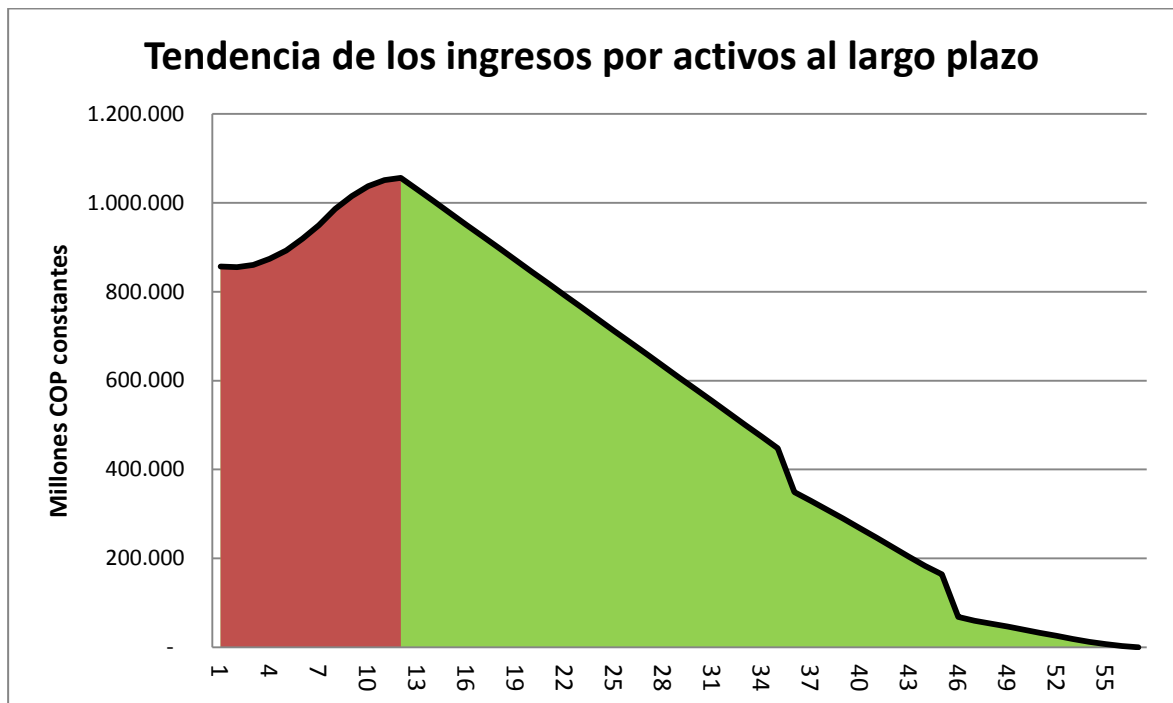
Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	132.208	38.621	321.477	364.689	856.995
2	131.158	38.662	321.820	363.526	855.166
3	130.216	39.071	325.223	365.802	860.312
4	131.176	39.840	331.628	371.436	874.080
5	130.892	40.963	340.974	380.344	893.173
6	131.110	42.432	353.203	392.447	919.192
7	129.710	44.241	368.256	407.660	949.866
8	128.420	46.381	386.074	425.902	986.778
9	127.238	48.084	400.243	439.885	1.015.450
10	127.959	49.354	410.822	449.689	1.037.825
11	127.435	50.201	417.870	455.397	1.050.903
12	127.414	50.631	421.444	457.092	1.056.581

Lo que no se ve en la tabla anterior y que es importante presentar es la tendencia de los ingresos después del doceavo año, ya que a partir de este último el OR ya no ejecuta nuevas inversiones, por ende los ingresos al largo plazo disminuyen de acuerdo a la depreciación reconocida.

La **Figura 3-3** representa el efecto descrito en el párrafo anterior. Este efecto de la depreciación no se da en la tendencia de los ingresos de la CREG 097/08 ya que el enfoque es VNR y no CRD.

En la **Figura 3-3** se observan dos regiones, la primera con un comportamiento creciente que es el presentado en la **Tabla 3-15** y la segunda que muestra lo que sucede en el modelo de la propuesta regulatoria cuando no se amortigua la depreciación con nuevas inversiones.

Figura 3-3: Comportamiento de los ingresos por activos en el modelo CREG 179/14 al largo plazo.



- **Ingresos por AOM:**

Los ingresos por AOM tienen dos componentes, el primero que es el porcentaje reconocido sobre el valor de los activos existentes y el segundo es un porcentaje definido por la propuesta regulatoria para las nuevas inversiones.

El primer porcentaje es encontrado teniendo en cuenta los porcentajes aprobados de años anteriores y bajo el criterio de fronteras de eficiencia, con esto se desliga los indicadores de calidad en su determinación que es como lo propone el modelo

regulatorio vigente, el segundo porcentaje es del 2% y 4% sobre el valor de las nuevas inversiones en los niveles de tensión 4 y 3, y 2 y 1 respectivamente.

La suma de los montos por AOM de la antigua y nueva inversión es el remunerado por el regulador. Los porcentajes asignados en la evaluación del modelo de la propuesta regulatoria para el costo reconocido de los activos existentes son los mismos de la **Tabla 3-3**.

▪ **Ingresos para el STR y SDL:**

Finalmente, los ingresos por AOM y los ingresos por activos son los que reconoce la CREG en la propuesta regulatoria como los ingresos máximos para el SDL y STR (la remuneración), de este último se calculan los cargos de distribución a cobrar en el costo unitario.

La **Tabla 3-16** presenta los ingresos máximos para el STR y SDL en los primeros doce años de la evaluación con los supuestos de las entradas definidas.

Tabla 3-16: Ingresos en Millones COP constantes para el STR y SDL por el modelo CREG 179/14.

Año	STR	SDL III	SDL II	SDL I	Total
1	156.752	45.791	381.636	429.832	1.014.011
2	155.438	45.871	382.769	429.112	1.013.189
3	154.538	46.471	388.241	433.200	1.022.450
4	157.124	47.793	399.720	443.826	1.048.463
5	155.933	48.983	410.095	453.414	1.068.425
6	155.792	50.636	424.326	467.233	1.097.987
7	153.794	52.811	442.900	485.755	1.135.260
8	152.364	55.446	465.306	508.407	1.181.523
9	150.417	57.205	479.477	521.897	1.208.996
10	152.465	59.010	494.027	535.222	1.240.723
11	149.739	59.203	495.164	534.289	1.238.394
12	150.234	59.831	499.918	536.517	1.246.499

Al igual que para los ingresos por activos, los ingresos máximos para el STR y SDL disminuyen a lo largo del tiempo ya que se supuso desde el inicio que el OR realizaría nuevas inversiones en los dos primeros periodos tarifarios y estudiaríamos el efecto completo de la remuneración que es el propósito de este trabajo.

La propuesta regulatoria, adicional a los ingresos por el costo de la infraestructura, también reconoce ingresos por incentivos e ingresos por ordenanzas territoriales, estos dos últimos ingresos no son tenidos en cuenta porque que no entra en el alcance de este estudio y porque tampoco se tuvieron en cuenta los incentivos por calidad del modelo regulatorio vigente.

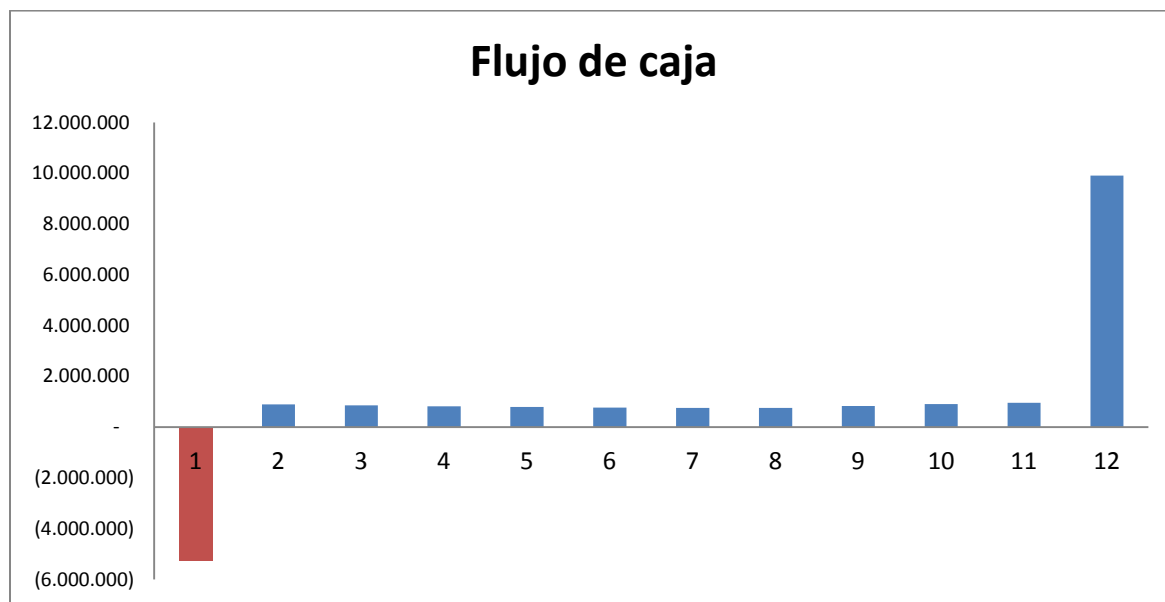
3.2.3 Flujo de Caja del Modelo

Conservando el mismo lineamiento utilizado para la evaluación de la CREG 097/08, se muestra el flujo de inversiones, de ingresos y de caja del modelo de la propuesta regulatoria en la **Tabla 3-17** y **Figura 3-4**.

El ingreso terminal mostrado en la **Tabla 3-17** se trae del largo plazo al año doce como un valor presente a la tasa de descuento de la empresa del 10% (en valor constante) y fijando una tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (en valores constantes).

Tabla 3-17: Flujo de caja en Millones COP constantes para el OR en estudio con el modelo de la CREG 179/14.

Año	BRA	Flujo de Inversiones	Ingresos anuales	Ingreso Terminal	Flujo de ingresos	Flujo de Caja
1	(6.180.216)	(61.658)	1.014.011		1.014.011	(5.227.862)
2		(114.736)	1.013.189		1.013.189	898.453
3		(167.815)	1.022.450		1.022.450	854.635
4		(234.260)	1.048.463		1.048.463	814.203
5		(277.562)	1.068.425		1.068.425	790.863
6		(333.695)	1.097.987		1.097.987	764.292
7		(374.129)	1.135.260		1.135.260	761.131
8		(427.207)	1.181.523		1.181.523	754.316
9		(376.129)	1.208.996		1.208.996	832.867
10		(338.417)	1.240.723		1.240.723	902.306
11		(277.562)	1.238.394		1.238.394	960.832
12		(229.538)	1.246.499	8.886.856	10.133.355	9.903.818

Figura 3-4: Flujo de Caja en Millones COP constantes para el caso simulado con el modelo de la CREG 179/14.

De los resultados anteriores se evidencia una diferencia en el valor del ingreso terminal para los dos modelos regulatorios, si se compara la **Tabla 3-17** y la **Tabla 3-9**, el valor presente traído al año doce es mayor en el modelo de la resolución vigente que en el de la propuesta regulatoria, esto se da porque los ingresos en la CREG 097/08 no disminuyen por el efecto de la depreciación de la BRA.

Llevando los flujos de inversiones y los flujos de ingresos al primer año con distintas tasas de descuento de la empresa y fijando la tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (en valores constantes) se puede observar el comportamiento del VPN del flujo de caja, la **Tabla 3-18** muestra el valor de estos indicadores.

Tabla 3-18: Sensibilidad a diferentes tasas de descuento de la empresa para el VPN de los flujos de inversiones y de ingresos en millones COP constantes.

Tasa de descuento*	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	\$ 13.380.226,26	\$ 12.284.203,90	\$ 11.345.789,82	\$ 10.535.830,60	\$ 9.831.517,98
VPN Nueva inversión	(\$ 2.013.404,61)	(\$ 1.910.128,19)	(\$ 1.814.296,22)	(\$ 1.725.266,86)	(\$ 1.642.461,24)
VPN Base regulatoria	(\$ 6.180.215,76)	(\$ 6.180.215,76)	(\$ 6.180.215,76)	(\$ 6.180.215,76)	(\$ 6.180.215,76)
VPN (CAJA)	\$ 5.186.605,89	\$ 4.193.859,95	\$ 3.351.277,85	\$ 2.630.347,98	\$ 2.008.840,98

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

La columna resaltada de la tabla anterior hace referencia al VPN de los flujos de inversiones e ingresos presentados en la **Figura 3-4**.

Para complementar el ejercicio se calculó la TIR de la inversión fijando la tasa de retorno reconocida (WACC) al 11% (en valores constantes), dando como resultado una TIR igual al **16,65%** (en valores constantes).

En el capítulo siguiente, se variara la tasa de retorno reconocida y se mostrará el comportamiento de la TIR frente a estos cambios.

3.2.4 Sensibilidad del Caso Base

Hasta el momento se ha presentado la metodología y resultados de las evaluación por CREG 179/14 del caso base (con factor de ajuste igual a 1) implementado en las hojas de cálculo. En este numeral, se analiza en qué ocurriría si se dejara todo constante y se pusiera a variar un parámetro importante en el modelo de la propuesta regulatoria, El objetivo entonces es observar de manera global cómo se afectaría el valor presente, la TIR y los ingresos del OR en estudio.

Los escenarios definidos fueron los siguientes:

- Variando el Factor de ajuste.
- Variando el WACC reconocido por la CREG.

El primero relacionado con la antigüedad de los activos existentes y el segundo con el monto de la remuneración, ambos parámetros de importancia en el modelo de la propuesta regulatoria ya que definen el valor de la depreciación y de los ingresos.

Otro parámetro interesante a estudiar es el monto de las nuevas inversiones, sin embargo ya se observó su importancia en la **Figura 3-3** como estrategia de mantener la BRA y amortiguar la depreciación de los activos.

- **Sensibilidad a la antigüedad de los activos existentes**

Al inicio de la evaluación, se mencionó que se asumiría los activos existentes como nuevos y por ende el factor de ajuste sería igual a 1 (caso base). Ahora se asume que los activos existentes tienen una edad de 5, 10 y 23 años en los niveles de tensión del STR, SDL III, SDL II, y de 5, 10 y 15 años en el SDL I, entonces se tendrán tres casos adicionales al base de acuerdo a los factores de ajuste ya presentados en la **Tabla 3-11**.

Los resultados de los VPN que se presentaran a continuación están referenciados a la tasa de descuento de la empresa del 10% (en valor constante) y consideran el efecto completo de la remuneración y el efecto de las nuevas inversiones para los doce primeros años de la evaluación.

La **Tabla 3-19**, presenta en resumen los VPN de los flujos de ingresos, inversiones y de caja para los tres nuevos casos resultantes del cambio de la edad de los activos existentes comparándolo con el caso base que se abordó a lo largo de este capítulo.

Tabla 3-19: Sensibilidad del VPN del flujo de caja en Millones COP constantes cuando la edad de los activos existentes cambia.

Concepto	Caso base	Activos con edad de 5 años	Activos con edad de 10 años	Activos con edad de 23 y 15 años
Tasa de descuento *	10%	10%	10%	10%
VPN Ingresos	11.345.789	11.006.142	10.459.728	8.696.901
VPN Nuevas inversiones	(1.814.296)	(1.814.296)	(1.814.296)	(1.814.296)
BRA	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN (Caja)	3.351.277	3.011.631	2.465.216	702.390

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC)

De los resultados anteriores, se observa que si se reconoce que los activos existentes tienen una edad avanzada puede afectar la viabilidad financiera de los OR, un negocio que bajo una reglas de juego iniciales era atractivo ya no lo es si se cambian estas reglas.

La propuesta regulatoria define que si los OR no presenta un estudio de vidas útiles promedio de sus activos que demuestre que estos tienen una edad inferior a los 23 (para STR, SDL III, SDL II) y 15 (para SDL I) años, entonces por defecto esta será la edad asumida para la implementación del nuevo modelo regulatorio definitivo.

Si los resultados presentados en la **Tabla 3-19** son desalentadores respecto al VPN de la resolución vigente, entonces es crítico saber que el escenario más probable de implementarse no sea el de considerar los activos existentes como nuevos (caso base) sino con aproximadamente la mitad de vida útil (último caso presentado).

Por otra parte, un segundo indicador financiero representativo es la TIR de los cuatro casos evaluados, la **Tabla 3-20** presenta la sensibilidad de la TIR a una tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (en valores constantes) para cada escenario de evaluación.

Tabla 3-20: Sensibilidad de la TIR cuando la edad de los equipos existentes cambia.

Concepto	Caso base	Activos con edad de 5 años	Activos con edad de 10 años	Activos con edad de 23 y 15 años
TIR	16,65%	16,14%	15,17%	11,56%

De estos últimos resultados se observa la criticidad del último escenario (quinta columna de la **Tabla 3-20**) respecto al caso base, ayudando a definir lo que es justo y que no lo es, si se tienen inversiones antiguas y proyectadas con una evaluación bajo unos parámetros iniciales, no es justo que lo que la empresa observaba antes de participar en el negocio que era una TIR del 19,88% (evaluación CREG 097/08) ahora esta sea del 11,56%. (caso más probable de implementarse de acuerdo a la CREG 179/14).

Como resultado global de esta sensibilidad, deja que el cambio entre el modelo de la resolución actual al de la propuesta regulatoria es preocupante por su severidad, se debe tener en cuenta el impacto en los OR y su capacidad de reacción sin afectar su viabilidad financiera.

- **Sensibilidad a la tasa de retorno WACC**

Una vez observado el efecto de la vida útil de los activos existente, en este numeral se quiere exponer el efecto de asignar una tasa de retorno adecuada, para esto se toma la tasa de retorno de referencia como la asumida en el caso base, a partir de esta se varia por encima y por debajo hasta +2 y -2 puntos respectivamente.

La **Tabla 3-21**, presenta el VPN en el primer año del flujo de caja del caso base traído a una tasa de descuento de la empresa del 10% (valor constante) y con diferentes tasa de retornos (WACC) reconocidas por la CREG. También en la última columna se muestra la TIR de cada uno de los escenarios resultantes.

Tabla 3-21: Sensibilidad del VPN del flujo de caja en Millones COP constantes y de la TIR cuando el WACC reconocido cambia.

Escenario	WACC	VPN Flujo de Caja Tasa de descuento del 10%	TIR
1	9%	1.996.493,23	13,87%
2	10%	2.673.885,54	15,24%
Base	11%	3.351.277,85	16,65%
3	12%	4.028.670,16	18,09%
4	13%	4.706.062,46	19,57%

La fila resaltada de la tabla anterior hace referencia a la tasa de retorno (WACC) actual reconocida para los activos del STR que tiene el mismo enfoque de precio máximo que establece la propuesta regulatoria.

Por lo anterior, y comparando el VPN del modelo de remuneración vigente con el VPN y la TIR de la columna resaltada, se observa que la inversión tiene una rentabilidad similar en los dos modelos regulatorios ya que para la CREG 097/08 la TIR es del 19,88% y para el cuarto escenario es del 19,57%. Se debe recordar que los resultados anteriores son para el caso base, si se simula el cuarto escenario con el efecto de la antigüedad de los activos existentes (quinta columna de la **Tabla 3-19**), la TIR para un WACC regulatorio del 13% será del 13,6% (en valores constantes), estando muy por debajo de la TIR del modelo de remuneración actual.

3.3 Análisis Comparativo entre los Modelos

Los resultados de las sensibilidades del caso base para la evaluación de la CREG 179/14 y los resultados de la evaluación del modelo de remuneración vigente han ayudado a definir qué es lo más apropiado para lograr el propósito que ha manifestado la CREG sin que afecte la viabilidad financiera de los OR, y para resumir se ha redactado este capítulo mostrando cuadros comparativos entre los dos modelos.

La **Tabla 3-22** por ejemplo, compara el VPN de los flujos de caja de los dos modelos regulatorios teniendo en cuenta el caso base y el caso más probable de implementación de acuerdo en lo establecido en la resolución de la propuesta.

Tabla 3-22: Comparación de los VPN en millones COP constantes para los dos modelos regulatorios, el vigente y la propuesta regulatoria.

Concepto	Caso base CREG 097/08	Caso base CREG 179/14	Caso mas probable CREG 179/14
Tasa de descuento *	10%	10%	10%
VPN Ingresos	14.485.932	11.345.789	8.696.901
VPN Nuevas inversiones	(1.814.296)	(1.814.296)	(1.814.296)
BRA	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN (Caja)	6.491.420	3.351.277	702.390
* La tasa de descuento es la de la empresa y no tiene relación con la aprobada por la resolución (WACC)			

La **Tabla 3-23**, presenta la TIR de los flujos de caja de los escenarios anteriormente definidos.

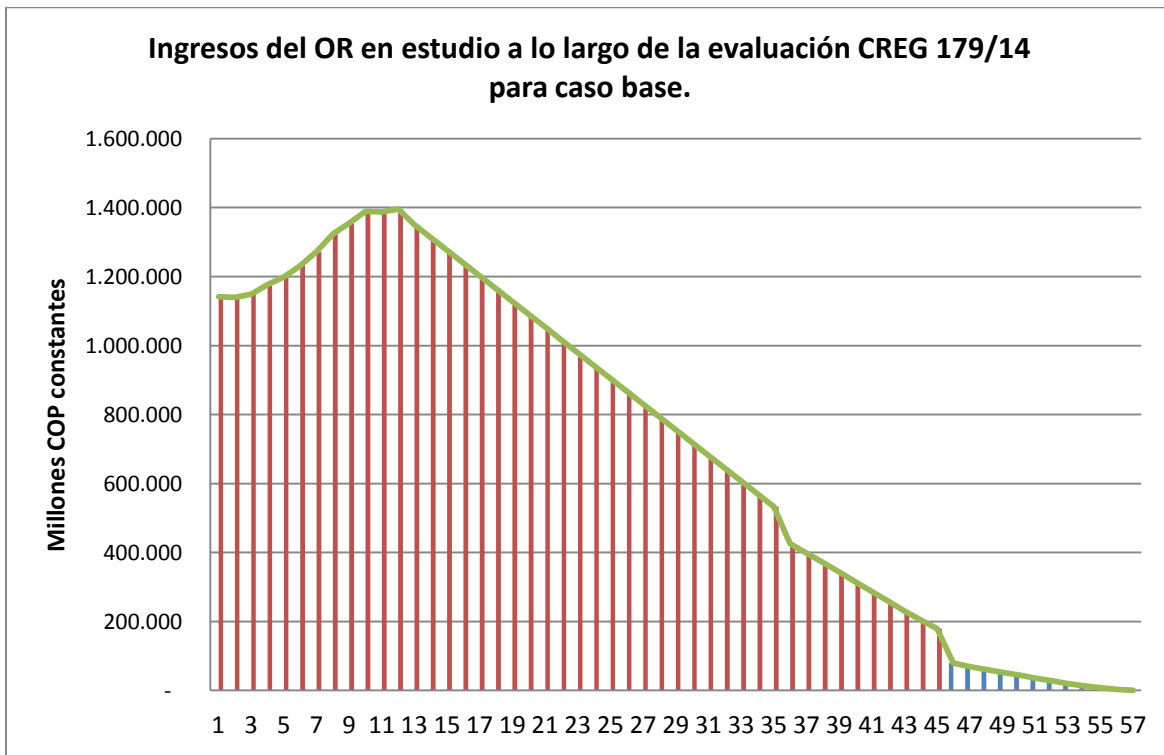
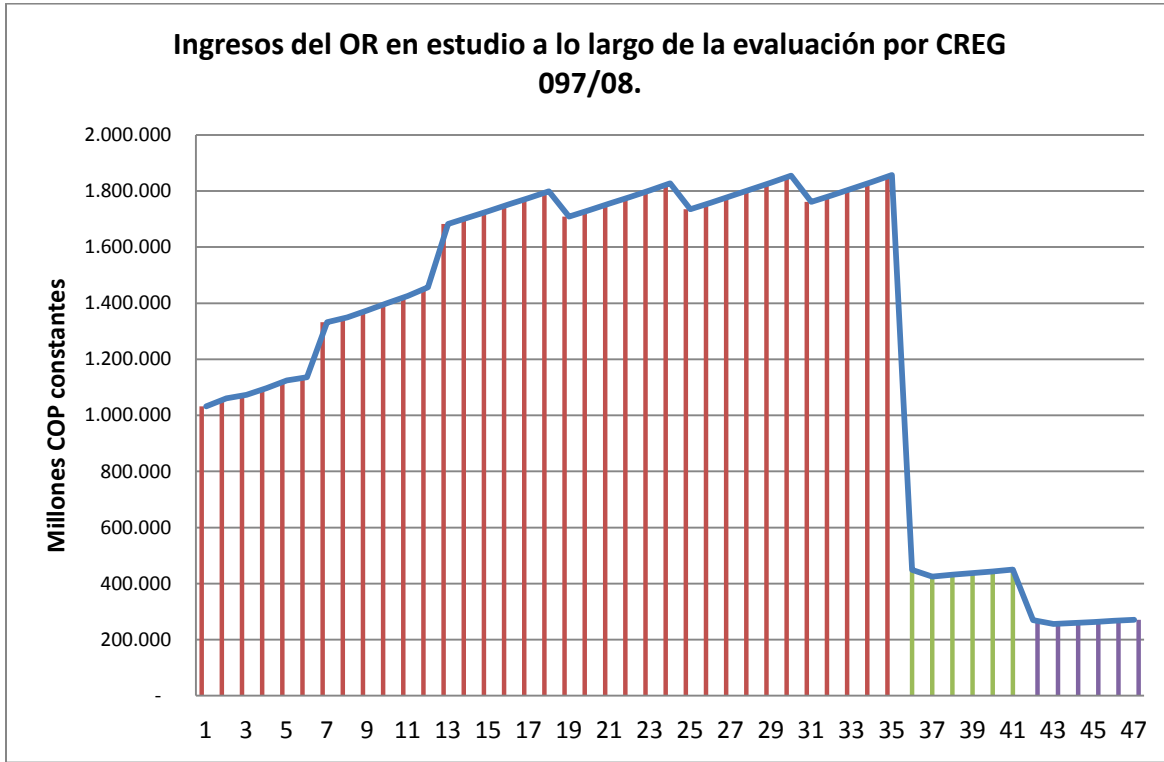
Tabla 3-23: Comparación de la TIR para los dos modelos regulatorios, el vigente y la propuesta regulatoria.

Concepto	Caso base CREG 097/08	Caso base CREG 179/14	Caso mas probable CREG 179/14
TIR	19,88%	16,65%	11,56%

Una vez más los anteriores resultados evidencian la severidad de la propuesta regulatoria sin tener en cuenta el criterio de viabilidad financiera hacia los OR.

Por otra parte, una análisis comparativo que no se ha abordado aun son las tendencias de los ingresos al largo plazo para los dos modelos regulatorios, la **Figura 3-5**, muestra gráficamente como es la remuneración de las dos evaluaciones.

Figura 3-5: Comparación de los ingresos al largo plazo de los dos modelos de remuneración, el vigente y la propuesta.



Obsérvese de la anterior figura que para el modelo de la remuneración vigente, la BRA de los activos existentes es reconocida hasta el año 35¹¹, a partir de este los ingresos caen porque la remuneración pertenece a las nuevas inversiones realizadas durante los primeros doce años.

Otro aspecto importante es que después del doceavo año la remuneración tienen un comportamiento constante y es porque no se da una depreciación en el tiempo de la BRA.

Respecto a la tendencia de los ingresos de la propuesta regulatoria se observa un crecimiento en los primeros doce años porque se asumió que se ejecutaban nuevas inversiones en estos, después del doceavo año se deprecia la inversión resaltándose en el año 45 que el costo de los activos existentes han sido totalmente depreciados, y que a partir de este año se deprecia es el costo de las nuevas inversiones.

Si se comparan las dos curvas y se asume que se realizan inversiones en un tiempo infinito, seguramente la remuneración en el modelo de la propuesta regulatoria podrá llegar a ser superior al de la resolución vigente (es por esto que la propuesta limita las nuevas inversiones al 8% Anual de la BRA) o mantenerse constante dependiendo de que se amortigüe el mismo porcentaje de depreciación.

Pero entonces, ¿en donde se cumple el propósito de tener tarifas competitivas si estas se calculan de acuerdo a los ingresos máximos reconocidos?, es aquí donde el regulador debe aplicar el factor de ajuste para que los ingresos máximos reconocidos por la propuesta regulatoria nunca lleguen a ser iguales ni superiores a los de la resolución vigente.

La pregunta entonces es: ¿si es justo que se afecte la viabilidad financiera de los OR sin tener en cuenta su velocidad de respuesta por la presión de tener tarifas menores a una velocidad mayor?.

¹¹ Este año se determinó teniendo en cuenta que el aporte de las UC en redes y subestaciones tienen un mismo porcentaje global en el costo aunque difieran en los niveles de tensión, por esta razón se toma el promedio entre 30 y 40 años que es la vida regulatoria para estas UC.

4. Ajustes al Esquema de Regulación de la CREG 179 de 2014.

Los resultados observados en las sensibilidades del caso base y los análisis comparativos entre los dos modelos regulatorios del capítulo anterior muestran una tendencia desalentadora para la viabilidad financiera del mercado de distribución de energía, por lo anterior es necesario presentar escenarios de propuesta de mejora a la CREG 179/14, para que la resolución definitiva contemple todos los efectos económicos que contraerá, se adapte a las condiciones actuales del mercado, tenga en cuenta la condición de los OR y sea lo más equitativa posible para el lado de los usuarios y del desarrollo de las empresas prestadoras del servicio.

Para poder definir los escenarios de propuesta de mejora, se resumen en la **Tabla 4-1** los riesgos vistos por el regulador en el modelo de remuneración vigente y los riesgos vistos por el OR el modelo de remuneración de la propuesta regulatoria.

Tabla 4-1: Riesgos percibidos por el Regulador con la resolución vigente y riesgos percibidos por el OR con la propuesta regulatoria.

Regulador	OR
Activos existentes con alto grado de obsolescencia	No reconocer el monto real de las inversiones realizadas.
Bajo incentivo en reposición de activos obsoletos, en ejecución de nuevas inversiones que responden al crecimiento del mercado, y en ejecutar proyectos ya declarados.	Poner en riesgo la viabilidad financiera de las inversiones ejecutadas y futuras.
Remuneración de activos que ya se pagaron.	la dificultad de definir nuevas inversiones a cinco años sin considerar la incertidumbre.
Altos cargos de distribución.	El riesgo de los bajos ingresos.
El riesgo por demanda.	El no adecuado reconocimiento de la tasa de retorno

Con base en los riesgos expuestos en la tabla anterior se evaluaron tres escenarios de mejora a la propuesta regulatoria y un cuarto escenario que es abordado en las recomendaciones para estudios futuros.

Los escenarios definidos fueron los siguientes:

- **Primer Escenario:** Congelar la BRA de años anteriores (el costo reconocido de los activos existentes) y remunerarlos bajo la metodología de la CREG 097/08 hasta el final de la vida útil regulatoria de acuerdo a su fecha puesta en operación o definiendo para todos los activos una vida útil remanente, la remuneración por concepto de activos existentes sería con anualidades constantes (enfoque de ingreso máximo) actualizadas por el IPP hasta la finalización de la vida útil remanente correspondiente. Para los activos del SDL puestos en operación durante el periodo 2008-2014 deberán ser valorados bajo UC de la CREG 097/08, y pueden ser remunerados con la metodología de la propuesta regulatoria considerándose como activos nuevos (factor de ajuste igual a 1), para las nuevas inversiones se remuneraran bajo el modelo de la CREG 179/14.

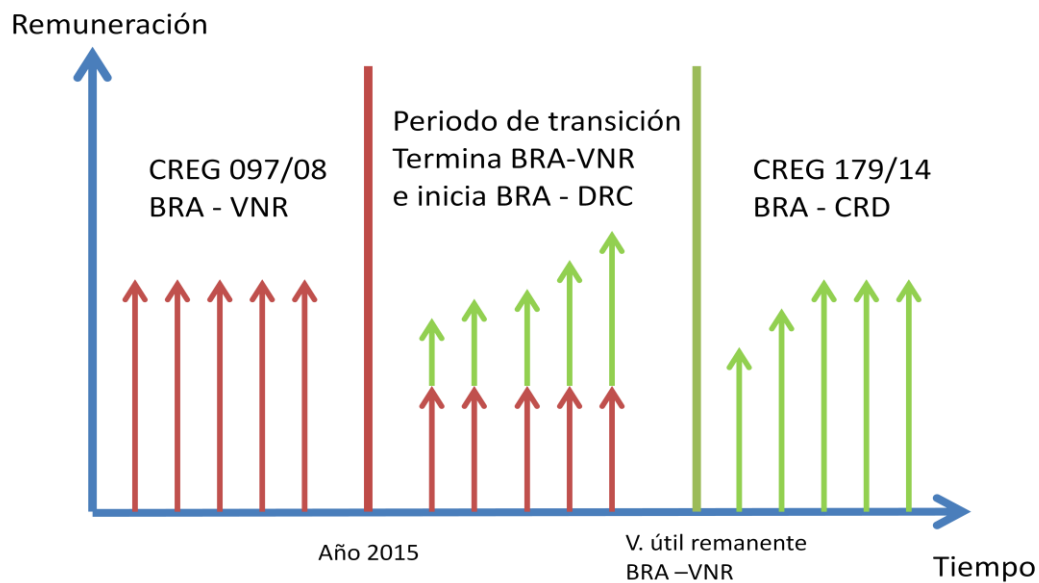
- **Segundo Escenario:** Tomar un porcentaje de la BRA de años anteriores que se remunere por la metodología de la CREG 097/08 bajo enfoque de ingreso máximo para todos los niveles de tensión. El porcentaje restante se le aplica el factor de ajuste correspondiente y se deprecia de acuerdo a su vida útil remanente. Para los activos del SDL puestos en operación durante el periodo 2008-2014 deberán ser valorados bajo UC de la CREG 097/08, y pueden ser remunerados con la metodología de la propuesta regulatoria considerándose como activos nuevos (factor de ajuste igual a 1), para las nuevas inversiones se remuneraran bajo el modelo de la CREG 179/14.

- **Tercer Escenario:** Congelar la remuneración actual por activos eléctricos existentes hasta un plazo de cumplimiento de su vida útil regulatoria por CREG 097/08 reconociendo un menor porcentaje de OPEX afectando los ingresos por AOM. Para los activos del SDL puestos en operación durante el periodo 2008-2014 deberán ser valorados bajo UC de la CREG 097/08, y

pueden ser remunerados con la metodología de la propuesta regulatoria considerándose como activos nuevos (factor de ajuste igual a 1), para las nuevas inversiones se remuneraran bajo el modelo de la CREG 179/14.

Los anteriores escenarios están orientados en implementar un periodo de transición como se presenta en la **Figura 4-1**, logrando tres objetivos: garantizar la viabilidad financiera del OR, tener tarifas competitivas e incentivando a realizar nuevas inversiones.

Figura 4-1: Diagrama de remuneración de las propuestas de mejora a lo largo del tiempo.



En resumen, el grafico anterior parte de un periodo de remuneración con anualidades constantes (enfoque VNR), para después entrar en un periodo de transición que sigue remunerando la inversión de activos existentes bajo las reglas de juego iniciales pero con algunos ajustes, y que reconoce además las nuevas inversiones con el efecto de la depreciación (enfoque CRD), una vez terminada la remuneración de los activos existentes bajo las condiciones iniciales, se inicia el tercer periodo con una BRA constituida que se deprecia y se sostiene con nuevas inversiones.

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros para los tres escenarios aquí presentados y aplicados al caso base que se ha estudiado en el tercer capítulo.

4.1 Primer Escenario

Ajustando los casos base para las evaluaciones de los modelos de remuneración de la resolución vigente y de la propuesta regulatoria en la hoja de cálculo de Excel, se tienen las nuevas remuneraciones.

Antes de presentar los resultados, se debe describir los ajustes realizados al modelo de acuerdo a la descripción en el numeral anterior, para este escenario los ajustes fueron:

Para los activos existentes:

- 1) La BRA de los activos existentes se congela, tomando el valor inicial y calculando los CAEE de cada nivel de tensión con las tasas de retorno (WACC) de la resolución vigente, es decir 13% para el STR y 13,9% para el SDL.
- 2) Como el enfoque será de ingreso máximo para el STR y SDL, entonces no se calcularán cargos máximos en el SDL, sino se remunerará el CAEE de cada nivel de tensión y se reconocerá un ingreso por AOM y un ingreso por CAANE sobre este.
- 3) El porcentaje de AOM será el promedio de los reconocidos para los años del último periodo tarifario 2008-2014 y permanecerá constante hasta que finalice la vida útil remanente regulatoria de los activos existentes.
- 4) los ingresos máximos serán únicamente actualizados por el IPP anual.

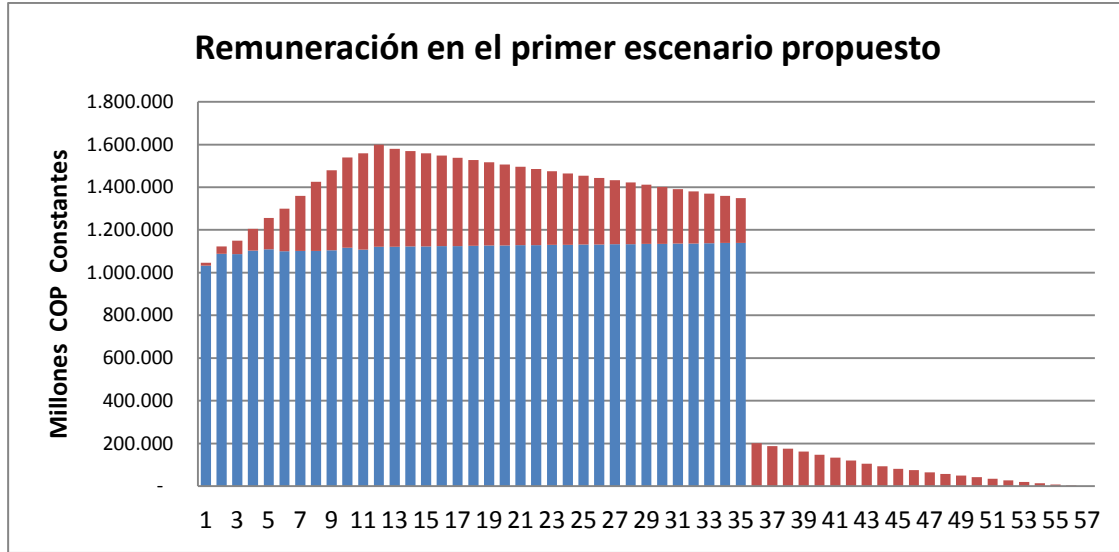
Para los activos nuevos:

- 1) Su remuneración es bajo la metodología de la propuesta regulatoria.
- 2) El WACC para las nuevas inversiones varía desde el 9% hasta el 13% con el propósito de presentar sensibilidades a la TIR de la inversión.

Para la evaluación del primer escenario se asumió que la vida útil remanente de la BRA de activos existentes era de 35 años, los demás parámetros de entrada que no se ajustaron son los mismos que los utilizados para los casos base.

La remuneración a lo largo de la evaluación es presentada en la **Figura 4-2**, allí se puede observar los ingresos por concepto de los activos existentes (barras de color azul) y los ingresos por concepto de nuevos activos (barras de color rojo)

Figura 4-2: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria - primer escenario.



Después de la vida útil remanente, los ingresos reconocidos pertenecen a la BRA de nuevas inversiones, mostrándose el efecto de la depreciación con la disminución de los ingresos. Por otra parte, durante los primeros doce años los ingresos tienen un crecimiento sostenido, esto se presenta porque durante este tiempo el OR ha ejecutado nuevas inversiones mitigando el efecto de la depreciación.

En consecuencia, los VPN del flujo de caja para este primer escenario son presentados en la **Tabla 4-2**, los valores presentes fueron traídos al primer año considerando distintas tasas de descuento de la empresa y fijando la tasa de retorno reconocida (WACC) al 11% (valores constantes).

Tabla 4-2: Sensibilidad del VPN en Millones COP constantes de las inversiones, ingresos y flujo de caja a diferentes tasas de descuento de la empresa para el primer escenario propuesto.

Tasa de descuento*	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	17.246.727	15.660.675	14.316.280	13.167.781	12.179.335
VPN Nueva inversión	(2.013.405)	(1.910.128)	(1.814.296)	(1.725.267)	(1.642.461)
VPN Base regulatoria	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN caja	9.053.107	7.570.331	6.321.768	5.262.299	4.356.658

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

La sensibilidad de la TIR para el primer escenario es mostrada en la **Tabla 4-3**.

Tabla 4-3: Sensibilidad de la TIR varando la tasa de retorno reconocida (WACC) para el primer escenario.

WACC	9%	10%	11%	12%	13%
TIR	20,45%	20,66%	20,86	21,07%	21,27%

Los anteriores resultados muestran una mejora en los indicadores financieros bajo este primer escenario, asegurando entonces para este caso la viabilidad financiera de los OR y entrando en un periodo de transición que finaliza cuando solo se reconoce lo que en la actualidad se le llaman nuevas inversiones.

En este ejercicio se estableció que la vida útil remanente de la BRA antigua era de 35 años, y que las inversiones solo se realizaban en los primeros doce años, pero si se asume que el OR ejecutará inversiones durante todos los años en el largo plazo, entonces, al final de la vida útil remanente de los activos existentes se tendrá una nueva BRA bajo la metodología CRD.

Por otro lado, asegurar unos ingresos mínimos (remuneración de la BRA antigua) durante un periodo de tiempo definido (vida útil remanente) y al estar reconociendo las nuevas inversiones por otra metodología (BRA nueva), puede presentarse los siguientes riesgos :

- Si la vida útil remanente es muy grande y el OR ejecuta montos de inversiones anuales cada vez mayor, se puede llegar a duplicar los ingresos porque se suman la remuneración de una BRA por VNR con la remuneración de una BRA por CRD, y eso representaría un alza en el cargo de distribución en un plazo determinado.
- Si la vida útil remanente es muy pequeña, el OR no alcanzará a tener una BRA por CRD constituida que le asegure una viabilidad financiera, ya que la mayor componente de los ingresos para los primeros años la daría la remuneración de la BRA por VNR.
- Si el OR no realiza nuevas inversiones se le reconocerá un ingreso mínimo que estará determinado por la remuneración de la BRA de VNR y que tendrá un plazo finito, entonces tendrá el riesgo en largo plazo de no tener viabilidad financiera

porque no tendrá una BRA de CRD constituida, lo anterior incentiva a los OR a invertir en nuevos activos.

4.2 Segundo Escenario

El escenario anterior congelaba la BRA de activos existentes y continuaba su remuneración bajo la resolución vigente, para este escenario se afecta un porcentaje de la BRA de activos existentes con el propósito de asegurar nuevas inversiones en reposición de activos, los ajustes al modelo del caso base para el segundo escenario fueron:

Para los activos existentes:

- 1) Se congela un porcentaje de la BRA de los activos existentes, se calculan los CAAE de cada nivel de tensión con las tasas de retorno (WACC) de la resolución vigente, es decir 13% para el STR y 13,9% para el SDL.
- 2) El otro porcentaje de la BRA de los activos existentes se deprecia bajo la metodología de la propuesta regulatoria asumiendo una vida útil de 23 años. (vida útil por defecto sino se presenta un estudio)
- 3) Como el enfoque será de ingreso máximo para el STR y SDL, entonces no se calcularan cargos máximos en el SDL, sino se remunerara el CAAE de cada nivel de tensión y se reconocerá un ingreso por AOM y un ingreso por CAANE sobre este.
- 4) El porcentaje de AOM será el promedio de los reconocidos para los años del último periodo tarifario 2008-2014 y permanecerá constante hasta que finalice la vida útil remanente regulatoria de los activos existentes.
- 5) los ingresos máximos serán únicamente actualizados por el IPP anual.

Para los activos nuevos:

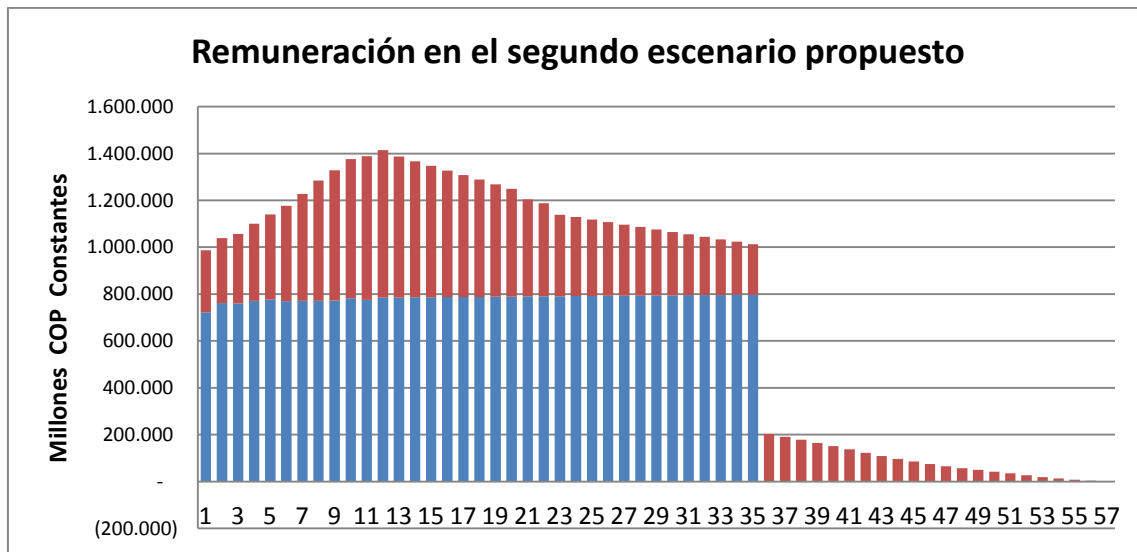
- 1) Su remuneración es bajo la metodología de la propuesta regulatoria.
- 2) El WACC para las nuevas inversiones varía desde el 9% hasta el 13% con el propósito de presentar sensibilidades a la TIR de la inversión.

Para esta segunda evaluación se asumió que el porcentaje de la BRA antigua que se congelaría sería el 70% de su valor, el 30% restante se le aplica el factor de ajuste

correspondiente y se deprecia bajo la metodología de la propuesta regulatoria, por otra parte se asumió una vida útil remanente para activos existentes de 35 años.

La tendencia de los ingresos para este segundo escenario son presentados en la **Figura 4-3**, las barras de color rojo pertenecen a los ingresos conjuntos de la BRA por VNR y BRA por CRD, las barras de color azul son los ingresos del 70% de la BRA por VNR.

Figura 4-3: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria – segundo escenario.



Los VPN de los flujos de caja traídos a diferentes tasas de descuento de la empresa y fijando una tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (en valores constantes) para este escenario son presentados en la **Tabla 4-4**.

Tabla 4-4: Sensibilidad del VPN en Millones COP constantes de las inversiones, ingresos y flujo de caja a diferentes tasas de descuento del primer escenario propuesto.

Tasa de descuento*	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	15.097.455	13.767.168	12.634.714	11.663.135	10.823.438
VPN Nueva inversión	(2.013.405)	(1.910.128)	(1.814.296)	(1.725.267)	(1.642.461)
VPN Base regulatoria	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN caja	6.903.834	5.676.824	4.640.202	3.757.652	3.000.761

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

Por otra parte, la sensibilidad de la TIR es mostrada en la **Tabla 4-5**.

Tabla 4-5: Sensibilidad de la TIR cuando varia la tasa de retorno reconocida para el segundo escenario.

WACC	9%	10%	11%	12%	13%
TIR	17,49%	17,92%	18,36%	18,79%	19,23%

Los resultados para el segundo escenario presentan una disminución en la TIR y en el VPN respecto a los indicadores financieros del caso base de la CREG 097/08, sin embargo se debe tener en cuenta que el efecto de las nuevas inversiones se está analizando solo para los doce primeros años y que las diferencias se pueden considerar marginales, en efecto la TIR a un tasa de retorno reconocida del 13% para las nuevas inversiones llega a valores cercanos a la TIR por el modelo de la CREG 097/08 (19,88% en valores constantes).

En este escenario también se presentan los mismos riesgos que para el primero, la diferencia de estos dos, es que aquí se reconoce que ya se tienen activos existentes obsoletos y por esto se asume que deben depreciarse bajo la metodología de la propuesta regulatoria, incentivando entonces a que se realicen nuevas inversiones para la reposición de activos.

4.2.1 Sensibilidad del Segundo Escenario

Debido a que el porcentaje de afectación de la BRA para activos existentes asumido puede ser cualquiera, se quiere mostrar en este numeral dos casos adicionales al definido en el segundo escenario:

- Primer caso: El porcentaje de la BRA de activos existentes sea del 90% congelado y 10% depreciado a la vida útil remanente por defecto de la propuesta regulatoria.
- Segundo caso: El porcentaje de la BRA de activos existentes sea del 70% congelado y 30% depreciado considerando este ultimo porcentaje como activos nuevos.

Con los ajustes descritos anteriormente al segundo escenario, se traen los VPN para los dos casos variando la tasa de descuento de la empresa y fijando la tasa de retorno reconocida (WACC) al 11% (en valores constantes).

Las **Tabla 4-6** y **Tabla 4-7**, presenta los resultados para el VPN del flujo de caja. Por otro lado en la **Tabla 4-8**, se muestran las TIR para una tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (en valores constantes) aplicada a los distintos casos aquí evaluados.

Tabla 4-6: VPN en Millones COP constantes para el primer caso.

Tasa de descuento*	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	16.536.034	15.034.254	13.759.804	12.669.776	11.730.554
VPN Nueva inversión	(2.013.405)	(1.910.128)	(1.814.296)	(1.725.267)	(1.642.461)
VPN Base regulatoria	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN caja	8.342.413	6.943.910	5.765.292	4.764.293	3.907.877

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

Tabla 4-7: VPN en Millones COP constantes para el segundo caso.

Tasa de descuento	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	15.889.830	14.531.737	13.371.567	12.373.101	11.507.760
VPN Nueva inversión	(2.013.405)	(1.910.128)	(1.814.296)	(1.725.267)	(1.642.461)
VPN Base regulatoria	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN caja	7.696.210	6.441.393	5.377.055	4.467.618	3.685.083

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

Tabla 4-8: Cuadro comparativo de la TIR de acuerdo a las sensibilidades del segundo escenario .

Concepto	Primer Caso	Segundo Caso	Segundo Escenario
TIR	20,05%	20,23 %	18,36%

Los resultados anteriores muestra indicadores favorables para el segundo y primer caso respecto a los resultados del segundo escenario, obsérvese que se puede reconocer que se tienen activos existentes ya obsoletos (caso 2) y depreciarse sin afectar la viabilidad financiera de las compañías.

En cuanto al primer caso, es una réplica del segundo escenario pero con porcentajes diferentes, dado que el porcentaje de la BRA de activos existentes a depreciar es menor, el VPN y la TIR serán mayores.

4.3 Tercer Escenario

Los anteriores escenarios se centraban en afectar el CAPEX de los activos existentes del OR, para este tercer escenario se congela la remuneración por CAPEX y se afectan los ingresos reconocidos por OPEX, los ajustes que se realizaron a los modelos de remuneración existente y de la propuesta regulatoria fueron:

Para los activos existentes:

- 1) Se congelan los últimos ingresos por activos eléctricos existentes (CAPEX) y se actualizan solo por el IPP reconociéndose hasta el final de la vida útil regulatoria de los activos.
- 2) Se reconoce un menor OPEX afectando el porcentaje de los ingresos por AOM.

Para los activos nuevos:

- 1) Su remuneración es bajo la metodología de la propuesta regulatoria.
- 2) El WACC para las nuevas inversiones varía desde el 9% hasta el 13% con el propósito de presentar sensibilidades a la TIR de la inversión.

Los demás supuestos de evaluación son los mismos que se utilizaron para los escenarios anteriores, la vida útil remanente de los activos existentes se fija a 35 años.

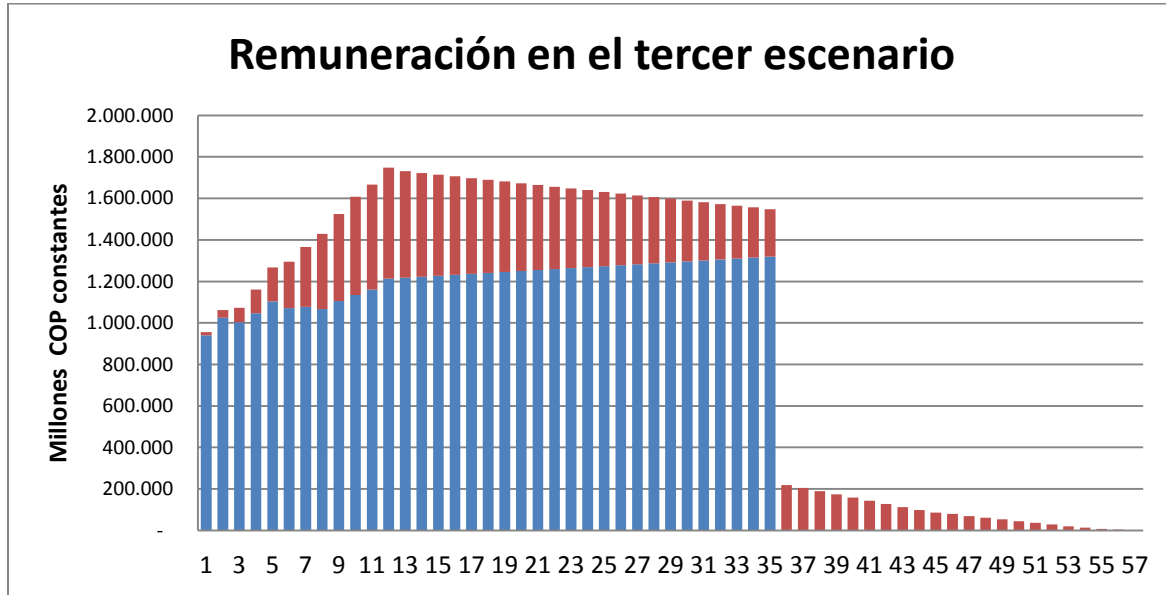
La tendencia de los ingresos para este tercer escenario son mostrados en la **Figura 4-4**, y los VPN de flujo de caja traídos a diferentes tasas de descuento de la empresa y fijando la tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (valores constantes) están consignados en la **Tabla 4-9**.

Tabla 4-9: VPN en Millones COP constantes para el tercer caso.

Tasa de descuento*	8%	9%	10%	11%	12%
VPN Ingresos	17.553.664	15.869.817	14.446.886	13.235.050	12.195.326
VPN Nueva inversión	(2.013.405)	(1.910.128)	(1.814.296)	(1.725.267)	(1.642.461)
VPN Base regulatoria	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)	(6.180.216)
VPN caja	9.360.044	7.779.473	6.452.374	5.329.567	4.372.649

* La tasa de descuento es la de la empresa y no se debe confundir con la aprobada por la resolución (WACC).

Figura 4-4: Ingresos del OR en estudio con los ajustes de mejora de la propuesta regulatoria – Tercer escenario.



La sensibilidad de la TIR variando la tasa de retorno reconocida es presentada en la **Tabla 4-10**.

Tabla 4-10: Sensibilidad de la TIR variando la tasa de retorno reconocida para el tercer escenario.

WACC	9%	10%	11%	12%	13%
TIR	19,88%	20,08%	20,28%	20,47%	20,67%

Los resultados anteriores también muestran una tendencia favorable de los indicadores financieros, siendo un intermedio entre los tres escenarios, el más optimista es el primero y el más afectado es el segundo, aunque este último tiene mejores indicadores que el caso base de la propuesta regulatoria y el caso más probable de implementación.

Los riesgos de este escenario son los mismos que para los escenarios anteriores, la diferencia de este con los otros es que retira la mirada del CAPEX y se fija en afectar el OPEX de los activos existentes.

4.4 Análisis Comparativo de los Escenarios

En el capítulo anterior se abordaron los escenarios de propuestas de mejora orientados a implementar un periodo de transición que mitigara los riesgos percibidos por el regulador y los OR, siempre con la pregunta en mente de si es justo o no la aplicación de cada uno de ellos desde el punto de vista de las compañías y los usuarios.

En este capítulo se contrastan los indicadores financieros de los modelos simulados en las hojas de cálculo de Excel con sus respectivos supuestos definidos en las entradas de cada uno de ellos. La **Tabla 4-11**, muestra en resumen el valor del VPN y la TIR para cada modelo de remuneración, los VPN son los del flujo de caja traídos a la tasa de descuento de la empresa del 10% (valores constantes) al primer año de la evaluación y la TIR corresponde a la tasa de retorno reconocida (WACC) del 11% (valores constantes).

Tabla 4-11: Cuadro comparativo de los indicadores financieros de los distintos modelos de remuneración abordados en este trabajo.

Modelo de remuneración	VPN Millones COP constantes Tasa de descuento (10%)	TIR WACC(11%)
Vigente	6.491.420	19,88%
Propuesta Regulatoria	3.351.277*	16,65%
Primer Escenario	6.321.768	20,86%
Segundo Escenario	4.640.202	18,36%
Tercer Escenario	6.452.374	20,28%

* Este valor es considerando un FA igual a 1.

Del cuadro comparativo anterior se observa que los escenarios propuestos de mejora si representan una mejor tendencia de los indicadores financieros respecto al modelo de remuneración de la propuesta regulatoria, incluso los escenarios alcanzan valores de la TIR cercanos y superiores al modelo de remuneración vigente.

Por otro lado, analizando los VPN de la tabla anterior, se tienen que: un mayor VPN en los flujos de caja cuando la inversión es constante en todos los modelos de remuneración, significa mayores ingresos, el tener un mayor ingreso implica que los cargos de distribución aumenten, yendo entonces en vía contraria con lo manifestado por del regulador. Por lo anterior, el segundo escenario tendría los valores razonables de mejora en la TIR y en los ingresos que buscaría el regulador para disminuir tarifas.

En cuanto a incentivar las nuevas inversiones y la ejecución de estas, todos los modelos propuestos cumple con esta característica ya que ponen un periodo finito a la remuneración de los activos existentes por el modelo regulatorio vigente.

Otro aspecto importante que se observa de los resultados comparativos es que tener un mayor VPN, no significa que se tenga una la mayor TIR, de hecho el primer indicador muestra la proporción de los ingresos y el segundo lo rentable que es el negocio.

Para pensar en recomendar un modelo respecto a otro no solo se deben observar los indicadores financieros sino también sus riesgos al largo plazo, sus ventajas y desventajas, la **Tabla 4-12** muestra un resumen cualitativo de cada uno de los escenarios abordados.

Tabla 4-12: Ventajas y desventajas de los modelos de remuneración evaluados en este trabajo.

Modelo de remuneración	Ventajas	Desventajas
Vigente	<ul style="list-style-type: none"> --> No tiene el efecto de la depreciación. --> Los ingresos son considerados constantes en los periodos tarifarios y de un monto considerable. --> Tiene un VPN y una TIR alta. --> Se considera el valor de la BRA de activos existentes en su totalidad. 	<ul style="list-style-type: none"> --> Tiene el riesgo por demanda. --> No incentiva la reposición de activos. --> Se tienen cargos de distribución altos
Propuesta Regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> --> Incentiva la reposición de activos y ejecución de nuevas inversiones. --> No tiene el riesgo por demanda. --> Se tienen cargos de distribución bajos y diferenciales. 	<ul style="list-style-type: none"> --> Tiene el efecto de la depreciación. --> Los ingresos tienden a bajar sino se ejecutan nuevas inversiones. --> Tiene un VPN y una TIR baja. --> Se le aplica un factor de ajuste a la BRA de activos existentes de acuerdo a su vida útil.

Modelo de remuneración	Ventajas	Desventajas
Primer Escenario	--> Crea un periodo de transición. --> Asegura un ingreso mínimo por activos existentes congelando la totalidad de la BRA antigua. --> Los ingresos mínimos son considerados constantes. --> Tiene un VPN y una TIR alta. --> No tiene el riesgo por demanda.	--> Tiene el efecto de la depreciación para las nuevas inversiones. --> Existe el riesgo de no tener una BRA consolidada de nuevas inversiones sino estas no se ejecutan. --> Se tienen cargos de distribución altos si la vida útil remanente de la BRA antigua no es la adecuada.
Segundo Escenario	--> Crea un periodo de transición. --> Asegura un ingreso mínimo por activos existentes congelando un porcentaje de la BRA antigua. --> Los ingresos mínimos son considerados constantes. --> Tiene un VPN y una TIR alta. --> No tiene el riesgo por demanda. --> Se tienen cargos de distribución moderados.	--> Tiene el efecto de la depreciación para las nuevas inversiones. --> Existe el riesgo de no tener una BRA consolidada de nuevas inversiones sino estas no se ejecutan. --> Se aplica un factor de ajuste al porcentaje restante de la BRA antigua.
Tercer Escenario	--> Crea un periodo de transición. --> Asegura un ingreso mínimo congelando el ultimo ingreso anual por activos. --> Los ingresos mínimos son considerados constantes. --> Tiene un VPN y una TIR alta. --> No tiene el riesgo por demanda.	--> Tiene el efecto de la depreciación para las nuevas inversiones. --> Existe el riesgo de no tener una BRA consolidada de nuevas inversiones sino estas no se ejecutan. --> Se tienen cargos de distribución altos si la vida útil remanente de la BRA antigua no es la adecuada. --> Hay un menor reconocimiento del gasto para los activos existentes.

Finalmente la respuesta a la pregunta : Si es justo o no la implementación de uno de los modelos presentados en esta evaluación, queda como planteamiento de discusión para el ente regulador y los operadores de red, no se debe olvidar nunca violar los principios consignados en la constitución Colombiana para la prestación del servicio de energía y tomar en consideración el desarrollo, bienestar social y crecimiento de Colombia.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La importancia de que el negocio de la distribución de energía eléctrica sea regulado se da porque los operadores de red son considerados monopolios naturales (uno es suficiente para prestar el servicio en una parte específica) y se puede presentar abuso de poder dominante en el costo de la tarifa y en la prestación del servicio, el objetivo principal de fijar precios es entonces lograr que una economía de escala se comporte como un mercado de competencia perfecta.

Una regulación de cargos justa es aquella que está orientada a buscar el mayor beneficio social optimizando los recursos de las compañías prestadoras del servicio, para esto es importante que los reguladores tengan un mayor acercamiento a las estructuras de costos de los OR, un mayor conocimiento del valor de los equipos en el mercado, y un seguimiento a las tendencias reales económicas de un país.

Una vez un ente regulador haya implementado un modelo de regulación, debe asegurar que las inversiones realizadas bajo las condiciones de remuneración de ese modelo se lleven a feliz término en caso de que las reglas de juego cambien por la evolución de los mercados.

Las unidades constructivas son la base de los ingresos de los OR, se debe tener especial cuidado en asignar sus montos y vidas útiles, si estos dos parámetros no se acercan a los valores reales se puede presentar un riesgo en no reconocer la adecuada remuneración de las inversiones.

Los modelos regulatorios iniciaron con la implementación de un modelo basado por costo de servicio, que años más tarde se modificó a un modelo basado en incentivos para mejorar la eficiencia en el uso de los recursos de las compañías, actualmente la experiencia internacional ha presentado un modelo regulatorio orientado a las metas de

los OR que propone dejar de remunerar la infraestructura física (unidades constructivas) y orientarse más a remunerar el cumplimiento de los objetivos a los que se comprometen los OR.

El modelo de regulación de remuneración de cargos en Colombia inicia con base en el modelo de regulación Ingles, luego se aleja de la senda de simplicidad cuando integra los indicadores de calidad al marco de remuneración, y actualmente a través de la propuesta regulatoria se observa que quiere retomar una vez más la simplicidad de la metodología.

La propuesta regulatoria a diferencia de las demás resoluciones que se han ido acogiendo en la historia regulatoria Colombiana, propone la separación de los ingresos por activos debido a las criticidades identificadas por el OR en su red de los ingresos por activos de ordenanzas territoriales, de esta manera promueve las tarifas diferenciales por municipios y asegura que las inversiones que son mandatarias sean remuneradas.

Los resultados presentados en el capítulo tercero demuestran la severidad de la propuesta regulatoria frente al modelo de regulación vigente, ya que en esta no se tiene cuenta el criterio de viabilidad financiera para los OR y no muestra un periodo de transición que les permita adaptarse al nuevo modelo de remuneración.

El propósito de la propuesta regulatoria es claro en el sentido de que busca incentivar el porcentaje de inversión y de ejecución de nuevos proyectos (en especial aumentar la reposición de activos obsoletos), en buscar disminuir los cargos de distribución y en disminuir la tasa de retorno reconocida (eliminando el riesgo por demanda), sin embargo al estar orientada solo a obtener un mayor bienestar social no contempla la criticidad económica del cambio de las reglas de juego para las compañías prestadoras del servicio.

Los resultados de los indicadores financieros para el modelo de la propuesta regulatoria son desalentadores para los OR, esto se da porque al reconocer una BRA de activos existentes y nuevos que se deprecia, los ingresos siempre tenderán a disminuir.

Los escenarios de mejora propuestos tienen como finalidad depreciar la BRA de nuevas inversiones y un porcentaje de las BRA de activos existentes, con esto se logra conservar un valor mínimo de ingresos asegurando la viabilidad financiera de los OR.

Los escenarios de mejora propuestos solucionan la severidad de la propuesta regulatoria, dando un espacio a los OR para que respondan frente al cambio del modelo de remuneración y mitigando los riesgos percibidos por el regulador con el modelo de remuneración vigente.

Los escenarios de mejora propuestos también tienen riesgos que se solucionan con una adecuada asignación de la vida útil remanente de los activos existentes, es importante resaltar que al inicio del periodo de transición se podrán tener cargos de distribución menores a los cargos actuales, sin embargo con el paso del tiempo los OR percibirán mayores ingreso a la medida de su crecimiento en ejecución de nuevas inversiones.

Los resultados presentados en este trabajo son producto de realizar un modelo por Ceteris Paribus tomando las variable más representativas de los modelos de remuneración de cargos y dejándolas constantes, por lo tanto, los resultados de rentabilidad tenderán a disminuir si se observa la regulación de manera integral, si se tiene en cuenta el cambio en las variables incidentes, o si el regulador determina otros factores que incidan directamente en la remuneración.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda que la resolución definitiva que emita la CREG considere un periodo de transición en el que de posibilidad a los Operadores de Red de adaptarse al nuevo marco de remuneración, y que contraste sus análisis con un estudio de viabilidad financiera para las compañías prestadoras del servicio eléctrico.

Este trabajo final, tiene desde el inicio el propósito de mostrar los impactos de la propuesta regulatoria frente al modelo de remuneración vigente, y a partir de estos proponer mejoras, debe utilizarse como una guía para los agentes involucrados de tal manera que responda algunas de sus incertidumbres y les aclare la tendencia de los ingresos en el largo plazo con los distintos modelos de remuneración.

Este trabajo también debe ser usado como la base de un estudio de investigación que considere todas las variables de impacto en los modelos de remuneración de cargos en Colombia, debe ser considerado un punto de partida y ayuda para corroborar y validar los resultados de una tesis de investigación o trabajo doctoral.

Se recomienda para estudios próximos evaluar el modelo RIIO, este propone remunerar el cumplimiento de los objetivos a los que se comprometen los operadores de red, se debe pensar que con la vía abierta a la generación de energías renovables, a la autogeneración y a la promoción de las redes inteligentes, la remuneración por unidades constructivas quedara corta frente a la nueva concepción de la red eléctrica.

Los marcos regulatorios de remuneración de cargos abarcan tantos temas que se puede emprender investigaciones en la asignación de unidades constructivas, en los modelos de menú de contratos para las nuevas inversiones, en el costo de la energía reactiva, en los nuevos modelos de remuneración, en modificar el cálculo de los cargos de distribución etc.

A. Anexo: Hoja de Cálculo en Excel con la evaluación de los modelos de remuneración

Anexo al documento se encuentra la hoja de cálculo con los resultados presentados, el archivo en Excel tiene cuatro hojas, en la primera se definen las entradas, en la segunda y tercera se muestran la formulación de los modelos de remuneración de la CREG 179/14 y de la CREG 097/08 , y en la cuarta hoja están los resultados más representativos del modelo.

Bibliografía

[1] PARKING, Michael. Microeconomía. Editorial Pearson Novena Edición, Capitulo 13, University of Western Ontario, México, 2010, 549p.

[2] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Anexo de la Circular 034 de 2014. Revisión de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y transmisión de energía eléctrica, En: pagina CREG, Bogotá: (16 Jun., 2014),390p.

[3] ROMERO MAESTRE, Monica Patricia. La privatización del sector eléctrico en Colombia y sus incidencias en la prestación del servicio de energía eléctrica. Trabajo de Especialización. Escuela Superior de Administración Pública. Bogotá (Julio del 2006); p. 1-20.

[4] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 099 de 1997. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 43.078 de julio 8 de 1997),28p.

[5] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 082 de 2002. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 45.044 de 24 de diciembre de 2002),74p.

[6] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097 de 2008. se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 47.134 de 6 de octubre de 2008),135p.

[7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de Socialización, Fortalecimiento y consolidación de la distribución de energía en Colombia., En: pagina web de ASOCODIS: Bogotá (Diciembre de 2013),26p.

[8] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097 de 2008. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 49.424 de 13 de febrero de 2015),204p.

[9] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de Socialización,

Propuesta de remuneración actividad de distribución de energía eléctrica Resolución CREG 179 de 2014., En: pagina web de ASOCODIS: Bogotá (Marzo de 2015),132p.

[10] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Presentación de Socialización, Propuesta de remuneración actividades de transmisión y distribución Resoluciones CREG 178 y 179 de 2014., En: pagina web de ASOCODIS: Bogotá (Marzo de 2015),42p.

[11] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 079 de 2014. Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el periodo tarifario 2015-2019, En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 49.181, el día:13/junio/2014),9p.

[12] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 043 de 2013. Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario., En: Diario Oficial, Bogotá: (No. 48.792, el día16/mayo/2013),204p.

[13] CABRERA RAMIREZ, Maria Fernanda. Esquema de remuneración de los sistemas de distribución, una propuesta para el caso ecuatoriano. Trabajo de Maestría. En: Repositorio de la Universidad de Cuenca, Cuenca- Ecuador (2012); 178p.

[14] RODRIGUEZ LIZARAZO, Liliana. La regulación económica: tendencias y desafíos. Editoras académicas, Universidad del Rosario, Primera edición, Bogotá, Diciembre 2004, 376p.

[15] STEWART C, Myers. Principios de Finanzas Corporativas. Editorial MC Graw Gil Novena Edición, México D.F, 2010, 736p.