

**REMUNERACIÓN EFICIENTE EN LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

**DAVID ESTEBAN SERNA GARCÍA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Maestría  
en Economía**

**Asesor: JOHN JAIRO GARCÍA RENDÓN**

**MEDELLÍN**

**UNIVERSIDAD EAFIT**

**DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA**

**2015**



**Nota de aceptación**

---

---

**Presidente del jurado**

**Jurado 1**

---

**Jurado 2**

---

Medellín, Agosto de 2015

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. OBJETIVOS .....	10
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	10
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	10
3. TEORÍA DE MONOPOLIO Y SU REGULACIÓN.....	11
3.1. CONDUCTA MONOPOLÍSTICA.....	12
3.2. MAXIMIZACIÓN DE BENEFICIOS.....	15
3.3. TIPOS DE MONOPOLIO .....	17
3.3.1. Monopolio Natural .....	18
4. TEORÍA DE INCENTIVOS.....	22
4.1. MECANISMOS DE REGULACIÓN DE REMUNERACIÓN DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	24
4.1.1. Tasa de Retorno (ROR) o Costo De Servicio .....	25
4.1.2. Precio Máximo ( <i>Price Cap</i> ) .....	25
4.1.3. Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap) .....	26
4.1.4. Ingreso Medio (Average Revenue Regulation).....	26
4.1.5. Indexación De Las Tarifas Ipc-X.....	26
4.1.6. Competencia Referencial (Yardstick Competition) .....	26
4.1.7. Precios No Lineales y Menú De Contratos.....	27
4.2. METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS.....	30
4.2.1. Métodos Basados en el Valor De Los Activos .....	31
4.2.1.1. Valor Presente Neto.....	31
4.2.1.2. Valor de Comparación .....	31
4.2.1.3. Valor de Mercado .....	32
4.2.2. Métodos Basados en los Costos de Reposición de los Activos .....	32
4.2.2.1. Costo Actual .....	32
4.2.2.2. Costo de Reposición Depreciado (CRD).....	33
4.2.2.3. Valor Nuevo de Reposición .....	33

5.	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	34
5.1.	REINO UNIDO .....	34
5.2.	NORUEGA.....	36
5.3.	PJM.....	39
5.4.	CALIFORNIA.....	40
5.5.	ESPAÑA.....	42
6.	REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA EN COLOMBIA .....	44
6.1.	INGRESO REGULADO.....	46
6.2.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....	46
6.3.	REMUNERACIÓN AOM.....	47
6.4.	CALIDAD DEL SERVICIO .....	47
7.	PROPUESTA REMUNERACIÓN DE ACTIVOS Y SIMULACIONES .....	49
7.1.	SELECCIÓN DE VARIABLES.....	51
7.2.	ANÁLISIS NUEVA METODOLOGÍA .....	53
7.3.	SIMULACIONES Y RESULTADOS.....	61
8.	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....	70
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	77

## LISTA DE FIGURAS

Gráfica 1. Demanda e Ingreso Marginal en el mercado de monopolio.....	14
Gráfica 2. Precio del monopolio .....	16
Gráfica 3. Beneficios del monopolio .....	17
Gráfica 4. Monopolio natural.....	19
Gráfica 5. Remuneración activos eléctricos VNR vs CRD.....	64
Gráfica 6. Frontera de producción ingresos Transmisores Nacionales .....	66

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de regulación de remuneración de transmisión de energía eléctrica. .....	29
Tabla 2. Metodologías de remuneración de activos en el sector eléctrico. ....	31
Tabla 3. Factor de ajuste de activos de media y alta tensión.....	55
Tabla 4. Cálculo de ingreso anual de transmisor según vida útil de los activos .....	63
Tabla 5. Cálculo de ingreso anual de transmisor metodología actual vs nueva propuesta .....	63
Tabla 6. Ingresos gastos AOM Transelca .....	69

## RESUMEN

Este escrito analiza la metodología actual que remunera la transmisión de energía eléctrica en Colombia, recogiendo las experiencias internacionales relacionadas con el tema y evalúa la propuesta establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en 2014, que pretende cambiar la remuneración de los activos de transmisión de valor nuevo reemplazo (VNR) a costo de reposición depreciado (CRD), por medio de un Menú de Contratos y determinar si se trata de una metodología más eficiente, conllevando a reducciones de la tarifa no solo en la componente de transmisión, si no en la tarifa para la prestación de servicio a los usuarios finales. En efecto, si se asume la metodología de CRD, por medio de técnica DEA, conllevaría a incentivar a las empresas a mejorar la infraestructura y, por supuesto, la calidad en la prestación del servicio como lo establece la teoría económica.

**Palabras Claves:** Sistema de Transmisión Nacional, teoría de incentivos, monopolio natural, remuneración de activos eléctricos.

## 1. INTRODUCCIÓN

Colombia es reconocido como uno de los países con el mercado de energía mayorista más avanzado de toda Latinoamérica, prueba de ello es que desde su creación en 1995, producto del racionamiento vivido en 1992 por el fenómeno de El Niño, no se ha vuelto a presentar en el sistema interconectado nacional, racionamientos que afecten la atención de la demanda de energía de todo el país.

La regulación del mercado de energía eléctrica está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG., la cual tiene como objetivo principal lograr la mayor cobertura al menor costo posible con una remuneración adecuada para los agentes que intervienen en el mercado eléctrico. La vigilancia, control y protección de los derechos de los usuarios y la libre competencia está a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La operación y administración del mercado eléctrico en Colombia está a cargo de XM S.A. E.S.P., la cual está conformada por el Centro Nacional de Despacho (CND) encargado de operar de manera confiable y eficiente el sistema eléctrico, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) encargado de realizar las transacciones en bolsa del Mercado de Energía y Mayorista, y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) encargado de liquidar los cargos por uso del Sistema Interconectado Nacional.

Desde la creación del MEM (Mercado de Energía Mayorista) en Colombia, se ha hecho un esfuerzo conjunto entre los diferentes gremios e instituciones, entre ellas la CREG, con el fin de tener cada vez un mercado de energía más avanzado que permita a los usuarios finales tener una tarifa de energía más eficiente, lo cual parte básicamente de exigir a los agentes del MEM en cada año una mayor eficiencia en sus gastos de administración, operación y mantenimiento.

Mediante la ley 143 de 1994 se estableció el régimen de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, denominadas las actividades del sector, además de incluir los principios para calcular la tarifa que aplica a los usuarios finales del país.

Este trabajo surge como propuesta de analizar la metodología actual que remunera la transmisión de energía eléctrica en Colombia, con el fin de presentar una recomendación basada en relacionamientos internacionales, de forma que se pueda reflejar una tarifa más eficiente en el componente de Transmisión, lo cual impacta directamente al usuario final.

Cabe resaltar el impacto que tiene la remuneración de la transmisión en la tarifa final que percibe cada usuario regulado en el país. Lo anterior se debe a que la formula tarifaria se compone de 6 variables: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Restricciones y Pérdidas. Es por esto que un estudio eficiente sobre la remuneración de la transmisión, puede reflejarse en una optimización en el componente de transmisión de la formula durante el siguiente periodo tarifario a analizar.

Para entender más a fondo el contexto sobre la evolución del mercado de energía eléctrica en Colombia, es importante resaltar la renovación del sector que se presentó con el fenómeno de El Niño entre 1992 y 1993 que tuvo un fuerte impacto en los niveles de embalse de las centrales hidroeléctricas, debido a que no se contaba con un respaldo suficiente de generación térmica.

Según lo anterior, y con el fin de establecer un esquema eléctrico más robusto y prevenir futuros racionamientos además de realizar un reordenamiento en el sector eléctrico, en 1994 se emitieron las Leyes 142 y 143 (Ley de Servicios Públicos y Ley Eléctrica).



Con estas leyes, el sector eléctrico presentó cambios trascendentales encaminados a fomentar la competencia en el mercado, tales como la desintegración vertical y la separación de actividades.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para el negocio de la transmisión se orientó al tratamiento de dicha actividad como un monopolio a nivel nacional y en el negocio de distribución se trató como un monopolio a nivel departamental, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

Es por esto que la ley no permite la creación de una empresa que opere en las cuatro actividades del sector: generación, transmisión, distribución y comercialización, con el fin de evitar poder de mercado. Además, de asignar límites de participación de hasta el 25% a nivel nacional en el mercado de energía, a aquellas empresas que operaban en los cuatro negocios previo a la expedición de la ley, es decir que si un agente operaba en los cuatro negocios, se debía garantizar que en cada uno de ellos no superara el 25% de participación del mercado de energía eléctrica en todo Colombia.

Según lo anterior, para poder determinar una mejora en la metodología actual de la remuneración de la actividad de transmisión en Colombia, comenzaremos entendiendo el modelo de monopolio y su forma de regulación, para posteriormente profundizar en la teoría de incentivos, teniendo en cuenta que la actividad de energía eléctrica está orientada a incentivar en la eficiencia económica a nivel de las empresas prestadoras del servicio, y finalmente realizaremos un referenciamiento a nivel internacional, de modo que se puedan analizar las ventajas y desventajas en cada uno de los métodos utilizados.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

Determinar las mejoras que se pueden obtener de la metodología actual de la remuneración de la actividad de transmisión en Colombia para un cálculo eficiente de la componente “T” de la formula tarifaria de la energía eléctrica.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar un referenciamiento de los modelos de remuneración del transporte eléctrico en los principales mercados de energía del mundo (PJM, EPEX SPOT, Nord Pool, Inglaterra, Gales, California).
- Describir en detalle la metodología actual para la remuneración del transporte de energía eléctrica en Colombia, con el fin de detectar las posibles mejoras asociadas a esta metodología.
- Realizar un análisis del comportamiento de las principales variables asociadas a la remuneración del transporte eléctrico.
- Presentar una propuesta de mejora de la remuneración del transporte eléctrico en Colombia que permita obtener costos más eficientes en el mercado de energía mayorista, reflejando dichas mejoras en la componente “T” de la formula tarifaria de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica.

### 3. TEORÍA DE MONOPOLIO Y SU REGULACIÓN

Tal como se ha mencionado previamente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas es la encargada de regular el sector eléctrico en Colombia. Cuando se habla del término regulación este se refiere a los diferentes controles que impone el ente regulador a cualquier actividad que se ejecute dentro del país. En este caso el regulador controla las empresas públicas y privadas que afectan la provisión del servicio público como lo es la energía eléctrica.

Mediante las leyes 142 y 143, se estableció que las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia se trataran como monopolios naturales. Es por esto que se debe analizar inicialmente la definición del monopolio, para luego entender la causa raíz de la existencia de un monopolio natural y sus causales de regulación.

Un monopolio es considerado como un fallo del mercado en la cual existe un productor que posee un gran poder de mercado y es el único en una industria dada que posee un producto, bien o servicio determinado y diferenciado (Salvatore, 1998). Este poder de mercado se presenta teóricamente debido a que el ingreso marginal en el mercado del monopolio es mayor que el precio del producto o servicio ofrecido, lo que permite al monopolista obtener un excedente en sus ingresos en comparación con el mercado en competencia perfecta.

La diferencia entre un mercado en competencia perfecta y un monopolio radica principalmente en que una empresa competitiva considera dado el precio de su producto y la cantidad es definida en donde el precio es igual al costo marginal. Por el contrario, el precio que cobra un monopolista es superior al costo marginal, sin embargo los monopolios no pueden conseguir ingresos infinitos, ya que entre más incrementen sus precios se reduce la cantidad que compran sus clientes.

La causa fundamental que exista un monopolio son las barreras de entrada, lo que significa que un monopolista puede ser el único en su mercado porque otras empresas no pueden entrar a competir con él.

Según (Mankiw, 2012), las barreras de entrada se pueden presentar por tres razones:

- *“Un recurso clave es propiedad de una única empresa.”*
- *“Las autoridades conceden a una única empresa el derecho exclusivo a producir un bien o servicio.”*
- *“Los costos de producción hacen que un único productor sea más eficiente que un elevado número de productores.”*

Teniendo en cuenta la capacidad que tiene el monopolista de influir en el precio, este difiere del mercado de competencia perfecta en su curva de demanda, la cual presenta una pendiente negativa ya que por ser un solo productor, su curva de demanda es igual a la curva de demanda del mercado, es decir, que entre mayor sea el precio del producto, los consumidores comprarán menos cantidad, a diferencia en el mercado de competencia perfecta, en el cual la curva de demanda presenta un comportamiento horizontal (curva perfectamente elástica), siendo equivalente al precio que está dado por el mercado.

### **3.1. CONDUCTA MONOPOLÍSTICA**

Uno de los cambios más importantes del monopolio en relación a la competencia perfecta es su ingreso marginal y sus beneficios. En competencia perfecta, el ingreso marginal tiene un comportamiento horizontal ya que los productores son “precioaceptantes” y por lo tanto venderán una unidad adicional de su producto por el mismo precio que la unidad anterior. El caso del monopolista es distinto; como su demanda tiene un comportamiento con pendiente negativa, queriendo

decir que el precio que recibe es cada vez menor conforme aumenta la cantidad, lo que lleva a que el ingreso marginal que percibe la empresa al aumentar en una unidad sus ventas sea cada vez menor.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede concluir que el ingreso marginal del monopolista presenta también un comportamiento con pendiente negativa, la cual está determinada por su curva de demanda.

Para comprobar la teoría anterior, a continuación se calcula el ingreso marginal para un monopolista:

En la ecuación 1 se muestra el ingreso total donde P es el precio al que vende el monopolista y Q es la cantidad vendida.

$$IT = P * Q \quad (1)$$

Como se muestra en la ecuación 2, la curva de la demanda es también la curva del ingreso medio del monopolista, la cual por motivos de simplicidad se modela como una línea recta con pendiente negativa:

$$P = a - b * Q \quad (2)$$

Reemplazando (2) en (1)

$$IT = (a - b * Q) * Q$$

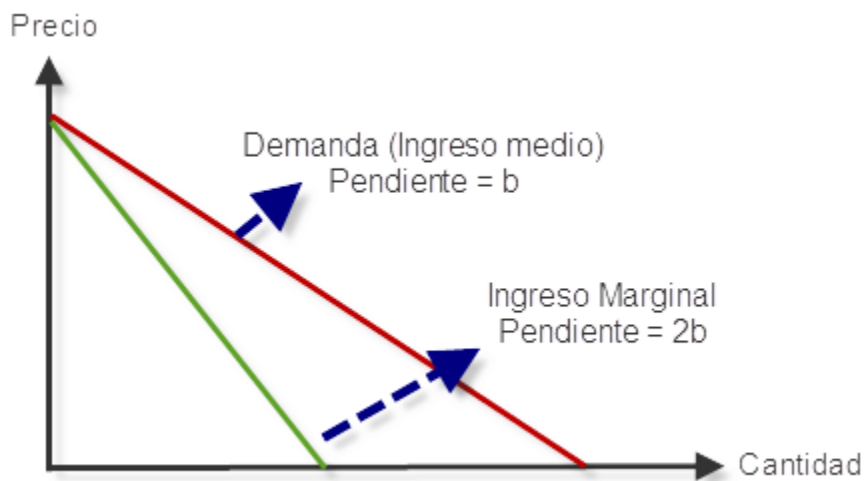
$$IT = a * Q - b * Q^2 \quad (3)$$

De la ecuación (3) se puede obtener el ingreso marginal, la cual está dado por el cambio del ingreso al vender una unidad adicional del producto o servicio, es decir:

$$IMg = \frac{\partial IT}{\partial Q}$$

$$IMg = a - 2 * b * Q \quad (4)$$

Lo anterior demuestra que cuando la curva de demanda de mercado es lineal, el ingreso marginal tiene el doble de la pendiente de la curva de demanda y corta en el eje X en la mitad del segmento entre el origen y el punto de corte de la demanda, tal como se muestra en la Gráfica 1.



Gráfica 1. Demanda e Ingreso Marginal en el mercado de monopolio

Fuente: Elaboración propia a partir de (Mankiw, 2012)

### 3.2. MAXIMIZACIÓN DE BENEFICIOS

El objetivo del monopolista es maximizar sus ganancias, para lo cual se parte de la definición del beneficio demostrada en la ecuación 5:

$$\pi = IT - CT \quad (5)$$

Como el objetivo es maximizar ganancias entonces:

$$\frac{\partial \pi}{\partial y} = \frac{\partial IT}{\partial y} - \frac{\partial CT}{\partial y} \quad (6)$$

$$0 = \frac{\partial IT}{\partial y} - \frac{\partial CT}{\partial y} \quad (7)$$

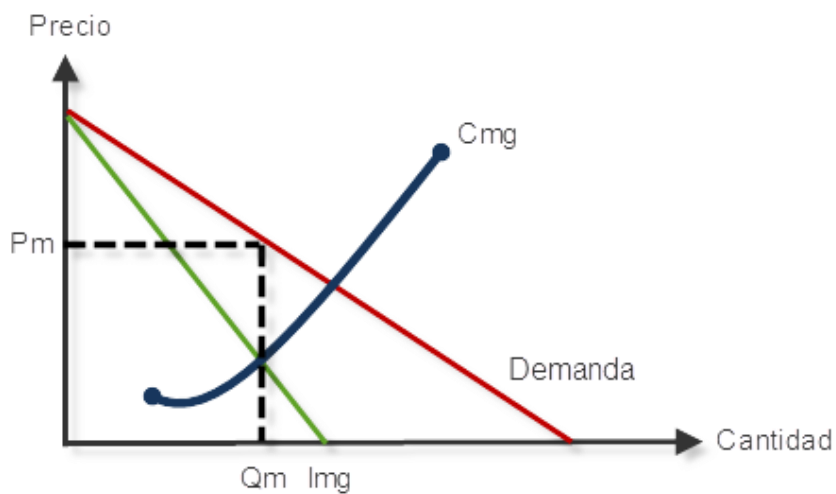
$$\frac{\partial IT}{\partial y} = \frac{\partial CT}{\partial y} \quad (8)$$

$$Img = Cmg \quad (9)$$

Según la ecuación 9, el monopolista maximiza sus beneficios donde el ingreso marginal es igual al costo marginal.

Al igual que en competencia perfecta, la teoría de monopolio asume que los factores de la producción son sustitutos y que mantienen la ley de rendimientos marginales decrecientes, lo cual determina que la curva del costo marginal es positiva en la parte relevante de la determinación del equilibrio, y en general tiene forma de "U", al igual que las curvas de costos medios variables y costos medios totales.

Para determinar el precio al cual el monopolista fija su producto, se parte entonces de hallar el punto donde el ingreso marginal es igual al costo marginal, el cual es llamado en punto de equilibrio en el monopolio, es decir, dado el supuesto comportamiento del monopolista como maximizador de ganancias, se puede determinar el punto de equilibrio de la empresa del monopolio y a partir de este el precio al cual el monopolio va a fijar su producto el cual estará limitado por la curva de demanda del mercado; gráficamente:

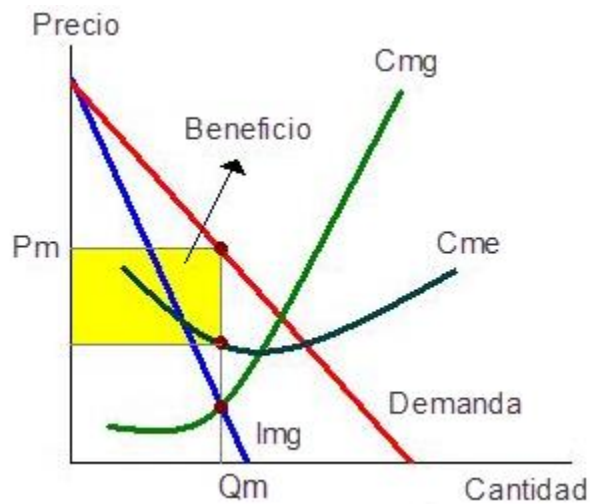


Gráfica 2. Precio del monopolio

Fuente: elaboración propia a partir de (Mankiw, 2012)

El beneficio del monopolista será igual a la diferencia entre el precio y el costo medio total, multiplicada por la cantidad vendida y sus beneficios se maximizarán donde el costo marginal sea igual al ingreso marginal, tal como se muestra en la Gráfica 3.





Gráfica 3. Beneficios del monopolio

Fuente: elaboración propia a partir de (Mankiw, 2012)

### 3.3. TIPOS DE MONOPOLIO

Entre los tipos de monopolio se encuentran:

- Monopolio puro o de precio lineal en el cual solo existe una sola empresa y una única industria.
- Monopolio artificial en el cual el monopolista aprovecha algún medio para impedir que vayan al mercado más productos que lo suyos.
- Monopolio discriminador de precios en el cual se ponen diferentes precios según las características del mercado, del producto o de los consumidores con el propósito de obtener mayores ingresos.

- Monopolio tipo estanco es aquel en el que la venta de un determinado bien asumido por el estado u otorgado a particulares a cambio de un ingreso al fisco (impuestos), como por ejemplo el tabaco y los licores.
- El monopsonio es aquel mercado en el cual solo existe un consumidor el cual tiene la capacidad de controlar los precios, disminuyéndolos en relación a un mercado competitivo.
- El monopolio bilateral es aquel en el cual los compradores o los vendedores pueden influir en el precio del producto, bien o servicio, es decir existe un monopolio por parte del producto y un monopsonio por parte del consumidor, en los cuales en algunos casos se contrarrestan los efectos del poder del mercado.
- El oligopolio es un mercado en el que existen pocas empresas productoras los cuales ejercen poder sobre el mercado provocando que los precios sean más altos y la producción sea inferior.
- El duopolio es un mercado en donde solo existen dos empresas productoras, siendo la forma más simple de un oligopolio.
- El monopolio natural, el cual es motivo de este estudio, se especifica en el numeral 2.3.1.

### **3.3.1. Monopolio Natural**

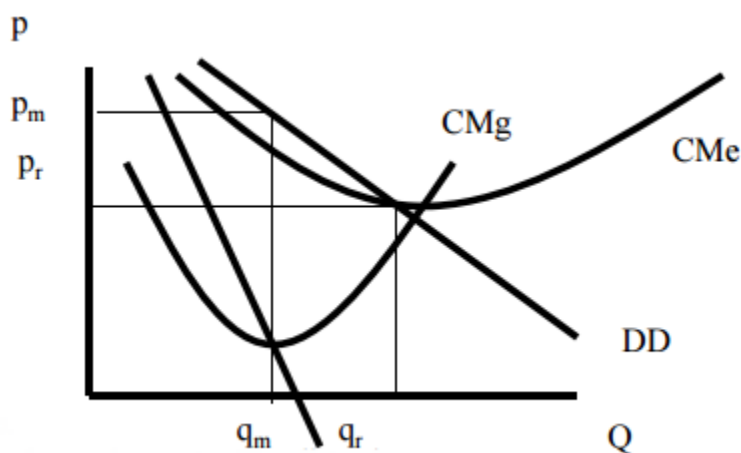
Un monopolio natural es creado por mandato del consumidor y por lo tanto no puede controlar los precios ya que se enfrenta a límites como competencia

potencial, factor competitivo permanente, elasticidad de la demanda, bienes sustitutos y ley de rendimientos decrecientes (Anave & León, 2013).

Por otro lado, el monopolio natural tiene la capacidad de producir toda la cantidad necesaria que necesita el mercado con un costo menor que si hubiera varias empresas compitiendo (Tirole, 1988).

Esto ocurre normalmente en sectores donde los inversionistas deben desembolsar grandes cantidades de dinero para ingresar al mercado y por lo tanto los incentivos para que nuevas firmas ingresen son prácticamente nulos. Además resulta más eficiente que una sola empresa produzca ya que los costos medios tienden a cero a medida que aumente su cantidad, lo que permite que el negocio sea más rentable.

En la Gráfica 4 se observa el comportamiento del monopolio natural teniendo en cuenta que el equilibrio del monopolista esta donde el ingreso marginal es igual al costo marginal determinando el precio del monopolista. Además, el monopolista para recuperar sus costos, maximiza sus ganancias donde el costo medio corta la curva de demanda.



Gráfica 4. Monopolio natural

Fuente: elaboración propia a partir de (Nicholson, 2014)

A continuación se mencionan las condiciones principales para que se presente un monopolio natural (Grupe, 1990):

- La producción del servicio ofrecido es realizada en condiciones de rendimientos crecientes a escala, de modo que no se tienen posibilidades de desarrollar formas competitivas para la producción del mismo.
- La regulación en un monopolio natural tiene la finalidad de proteger a los consumidores, lo cual se realiza limitando los beneficios de los monopolistas a efectos de impedir grandes sumas de ingresos al productor.

Es importante destacar que este tipo de regulación monopólica puede llevar a que se ejecuten sobreinversiones, a efectos de incrementar el valor de la base tarifaria permitida y con ello asegurar una rentabilidad dada.

- Tal como se presenta en el sector eléctrico colombiano, los consumidores se encuentran ligados a las plantas productoras del servicio por una red eléctrica, implicando un elevado monto de inversión para cualquier tipo de empresa y no se ofrecen alternativas para seleccionar la fuente de provisión del servicio, además que los activos poseen una larga vida útil.

Entre las principales finalidades de regular un monopolio natural, con el propósito de controlar sus ingresos se mencionan las siguientes (Economía, 2009):

- El regulador debe promover al monopolista a tener una reducción en la ineficiencia, lo cual se logra minimizando los costos de producción.

- El regulador debe garantizar que el monopolista ofrezca niveles adecuados de calidad y servicio en sus productos, que realice inversiones para el desarrollo y que tenga un constante mantenimiento en sus productos.
- El regulador debe garantizar que los monopolistas no obtengan rentas excesivas, lo cual se puede lograr acercando los precios a los costos de producción.
- El regulador debe promover por la igualdad de acceso y disponibilidad del servicio a precios razonables y que cubra la mayoría de los sectores geográficos del país.

Es importante destacar que los reguladores tienen acceso restringido a alguna información de los monopolistas, los cuales no tienen incentivos para declarar de forma completa y verdadera. Es por esto que los monopolistas pueden obtener una ventaja y actuar estratégicamente sobre su información privada.

Es por esto que los reguladores deben buscar un punto de equilibrio y considerar este juego estratégico, con el fin de buscar reglas de compromiso que permitan obtener mejores resultados en su forma de regulación.

Entre una de las ventajas del monopolio natural es que las empresas reguladas no tienen incentivos para reducir los costos ya que esto implica una disminución en sus ingresos; es por esto que los reguladores tratan de fijar los ingresos en un porcentaje de sus costos e inversiones, lo cual tiene un efecto cadena en las empresas de incrementar su tamaño y su número de activos.

#### 4. TEORÍA DE INCENTIVOS

Como se ha mencionado anteriormente, los negocios de transmisión y distribución de energía eléctrica se caracterizan por ser estructuras de mercados monopólicas (monopolios naturales), los cuales están orientados a incentivar la eficiencia económica. Estas eficiencias han sido utilizadas en diferentes regulaciones de energía eléctrica a nivel mundial, aplicando métodos de regulación basados en incentivos como la tasa de retorno, el *Price-cap*, menú de contratos y el ingreso regulado.

Durante los últimos veinte años los economistas han hecho énfasis en la regulación como respuesta a los problemas de información sobre la supervisión de los rendimientos de las empresas y sus metas en el corto plazo. Es por esto que la regulación mediante incentivos puede cubrir dichos problemas de información constituyendo el uso de retribuciones y penalidades para hacer que la empresa de servicios alcance las metas deseadas en aquellas partes donde las empresas tengan dificultades o debilidades para alcanzar el logro de las metas (Lewis & Garmon, 1997).

Según lo anterior, se pueden mencionar tres elementos importantes al momento de regular alguna actividad del sector público (Sanford, 2008):

- El uso de los incentivos y compensaciones logra que las empresas se motiven a ejecutar su labor.
- En la mayoría de casos, las empresas interactúan con el regulador a fijar sus metas y objetivos de los rendimientos, proporcionando información financiera y técnica sobre sus productos, con el fin de llegar a un acuerdo en donde se pueda obtener un beneficio.

- Las empresas son las que finalmente deciden el camino para llegar a sus metas, lo cual se logra implementando incentivos al interior de la compañía para lograr el rendimiento deseado.

Tal como se ha mencionado anteriormente, la regulación por incentivos depende de factores como el conocimiento por parte del regulador de las operaciones e información de las empresas y su habilidad para supervisarlas, costos administrativos de la regulación, tendencias políticas y estructura del mercado que se requiere regular (Sanford, 2008).

En el sector de transmisión de energía eléctrica, en el cual se concentra este estudio, con el objeto de sostener en el largo plazo las redes de energía eléctrica, de tal manera que sea productivo o eficiente el uso de los recursos que son escasos, y además que sea rentable, el regulador pretende incentivar a los Transmisores Nacionales a través del establecimiento de métodos y procedimientos regulatorios aceptados universalmente. A continuación se mencionan algunos aspectos que son comúnmente objeto de regulación en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica:

- El precio de la tarifa
- El ingreso máximo
- El reconocimiento de los costos AOM
- Las condiciones del acceso a la red
- Las áreas geográficas para la prestación del servicio
- La expansión y cobertura del servicio
- La calidad del servicio
- La desintegración vertical
- La eficiencia productiva: control de pérdidas de energía, valoración de los activos y tasas de rentabilidad.
- La operación de la red.

#### **4.1. MECANISMOS DE REGULACIÓN DE REMUNERACIÓN DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Tal como se ha mencionado anteriormente, el regulador es el encargado de fijar los parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario de tiempo predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado. Estos mecanismos permiten a las empresas gestionar la estructura de los costos del capital (reposición y costos de oportunidad) y de funcionamiento de la red (administrativos, operativos y mantenimiento) y otros gastos financieros e impositivos (Lasheras, 1999).

Las diferencias en la aplicación de estos procedimientos surgen en las metodologías de traspaso de los costos a los usuarios finales, los métodos de valoración económica de los activos del negocio de redes, las metas que fija el regulador, entre otros temas del negocio de red. A continuación se mencionan las alternativas o mecanismos de regulación más utilizados en el sector de energía eléctrica<sup>1</sup>:

- Tasa de beneficio o de retorno (ROR) o Costo del Servicio
- Precio máximo (Price Cap)
- Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)
- Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)
- Indexación de las tarifas y productividad: IPC-X
- Competencia Referencial (Yardstick Competition)
- Precios no lineales y menús de contratos

---

<sup>1</sup> Los conceptos contenidos en este capítulo se basan en los fundamentos teóricos de (Lasheras, 1999), (Lerner, 2000) y (Bonifaz, 2001).



#### **4.1.1. Tasa de Retorno (ROR) o Costo De Servicio**

Este esquema regula la actividad de transmisión a través de la fijación de una tarifa que incluya una tasa de retorno o de beneficio adicional a los costos efectivos del servicio en que incurre la red. Los costos efectivos cubren el capital invertido en infraestructura (costo histórico y costo de oportunidad del capital) más los AOM (costo de administración, operación y mantenimiento de la red). La tasa de retorno, la determina el regulador, sustentado en criterios de beneficio justo e información efectiva de los costos reales de este servicio público que permita sostener la empresa transportadora en el largo plazo. Este esquema tarifario fue seguido por EEUU. y Canadá de manera generalizada hasta la década de los 80's.

#### **4.1.2. Precio Máximo (*Price Cap*)**

Consiste en autorizar por el regulador por un periodo de tiempo preestablecido, un precio máximo independiente del comportamiento de los costos o de la demanda del servicio. En principio, este *price cap* cubre los costos de prestación del servicio más una tasa de retorno razonable.

La idea fundamental de este mecanismo es incentivar la eficiencia productiva (optimización de la infraestructura) con reducción de costos históricos y de AOM, para aumentar la demanda en beneficio de los consumidores.

El mecanismo del Price Cap puede adoptar varios sistemas en el caso del sector eléctrico: se puede establecer un precio tope para todo el mercado, y el agente regulado puede cobrar tarifas menores o se puede establecer techos tanto para el componente fijo como para el componente variable de una tarifa.

#### **4.1.3. Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)**

Mediante esta alternativa el regulador determina una base de ingresos máximos que puede recibir la empresa distribuidora, para desarrollar una operación eficiente y sostenible del servicio. Para esta metodología se conservan los criterios que garanticen una gestión eficiente de los recursos.

#### **4.1.4. Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)**

Este mecanismo de regulación, muy parecido al descrito en el numeral 4.1.3, consiste en el establecimiento de una tarifa promedio de tal forma que los ingresos totales no superen el ingreso máximo, en condiciones de eficiencia, establecido por el regulador.

#### **4.1.5. Indexación De Las Tarifas Ipc-X**

Este tipo de mecanismo permite a las empresas aumentos inflacionarios que se presentan en la economía para incrementar los precios de las tarifas a través del IPC (índice de precios al consumidor) o IPP (índice de precios al productor).

Adicionalmente para ajustar la tarifa de una forma eficiente, se introduce un factor X de productividad, el cual reduce el valor final de la tarifa. Para calcular este factor se tienen en cuenta conceptos como reducciones en los gastos de administración, operación y mantenimiento AOM y las eficiencias en la productividad de la empresa gracias a la implementación de nuevas tecnologías.

#### **4.1.6. Competencia Referencial (Yardstick Competition)**

Consiste en implementar un sistema en el cual la tarifa específica de un monopolio se basa en el comportamiento de la estructura general de costos del resto del mercado. Para lo anterior, el regulador debe contar con información completa de

todas las empresas, sin tener barreras de entrada al acceso de la información, con el objetivo de establecer una tarifa para cada empresa monopolística de acuerdo con su estructura de costos.

#### 4.1.7. Precios No Lineales y Menú De Contratos

Esta alternativa consiste en la posibilidad de implementar un esquema de incentivos mediante precios no lineales, es decir, según sea el grado de eficiencia de la empresa se otorgarán mayores beneficios, generando un mayor bienestar para el consumidor, dado que se admiten la discriminación de precios entre segmentos del mercado.

Este mecanismo permite compartir las eficiencias o las pérdidas de las empresas con los consumidores, según sea el nivel en el que se ubique en el menú de contratos del mercado. Si se obtiene un valor positivo del menú de contratos, esto quiere decir que la empresa tiene el derecho de incrementar sus ganancias; pero por el contrario, si se sitúa en el lugar negativo del menú indicará que sus ingresos disminuirán.

En la Tabla 1 se establecen las ventajas y desventajas de los tipos de regulación más utilizados a nivel internacional. Estos son: tasa de retorno (utilizado en países como E.E.U.U, Finlandia y Suecia), precio techo (Irlanda, Holanda y Argentina), ingreso regulado máximo (Reino Unido, Noruega, California, España, Brasil, Perú, Chile y Ecuador) y precios no lineales y menú de contratos.

Tipo de regulación	Ventajas	Desventajas
Tasa de retorno	Proporciona una oportunidad para cubrir los costos. Permite controlar las rentas del monopolista. El regulador obtiene mejor información de los costos.	Proporciona un incentivo para sobreinvertir en la planta e inflar los costos. No incentiva a la eficiencia. Altos costos administrativos y de supervisión regulatoria.

Tipo de regulación	Ventajas	Desventajas
	<p>Las empresas tienen mayor certeza de rentabilidad en el largo plazo.</p> <p>Los ajustes tarifarios son esporádicos.</p>	<p>Se puede presentar captura del regulador por grupos de interés.</p>
Precio techo	<p>Proporciona un incentivo para reducir los costos.</p> <p>Disminuye las asimetrías de información entre las empresas y el regulador.</p> <p>Facilidad de implementación cuando utiliza costos históricos.</p> <p>El regulador cuenta con modelos que simulan los cambios en los costos de las empresas y de la evolución de la demanda.</p> <p>Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción sobre los precios y los ingresos.</p> <p>La discriminación de precios incentiva a la eficiencia económica.</p> <p>El agente determina la estructura de cargos fijos y variables.</p>	<p>Los incentivos para invertir en exceso en capital son menores.</p> <p>Incentiva a las empresas a comportamientos estratégicos alterando precios.</p> <p>Puede generarse rentas monopolísticas por apropiación de ahorros.</p> <p>El regulador no conoce con precisión los parámetros de costos, eficiencias y demanda del servicio.</p> <p>En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor.</p> <p>Las empresas asumen el riesgo de no tener ajuste automático de precios dentro del periodo regulado y cambios inesperados de la demanda.</p>
Ingreso Regulado Máximo	<p>Mayor facilidad de control y administración por parte del regulador.</p> <p>El agente determina la estructura de cargos fijos y variables.</p>	<p>No induce al agente a establecer tarifas de eficiencia.</p> <p>Puede generarse rentas monopolísticas por apropiación de ahorros, conductas de riesgo moral e información</p>

Tipo de regulación	Ventajas	Desventajas
	<p>Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción de los ingresos.</p> <p>Las empresas se exponen a un menor riesgo ya que su ingreso no depende de su demanda.</p> <p>El regulador no requiere estimar demandas futuras.</p>	<p>asimétrica.</p> <p>El regulador no conoce con precisión los parámetros de eficiencia, costos y demanda del servicio.</p> <p>En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor.</p> <p>El monopolista maximiza sus beneficios en dos etapas: primero determina el óptimo de producción sujeto a ingresos restringidos, y luego fija precios individuales para maximizar ingresos totales.</p>
Precios no lineales y Menú de contratos	Los precios no lineales pueden generar mayor excedente del consumidor y bienestar social.	<p>Los segmentos de consumidores de bajos ingresos tendrán mayores precios.</p> <p>Los segmentos de consumidores de altos ingresos tendrán precios menores.</p> <p>La determinación del menú de contratos requiere información detallada de las empresas.</p>

Tabla 1. Tipos de regulación de remuneración de transmisión de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

## **4.2. METODOLOGÍAS DE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS**

Sin importar el modelo económico seleccionado por el regulador para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica en un país, este finalmente debe determinar los costos de capital que serán reconocidos en las tarifas del componente de transmisión, los cuales están compuestos por una base regulatoria de activos de cada agente (BRA) y una tasa de retorno aplicada a dicha BRA para determinar el costo del capital.

La base de capital es el monto de inversiones realizadas por las empresas para la prestación del servicio que será remunerada a través de las tarifas cobradas a los consumidores. En este sentido, una cuestión complicada y preocupación fundamental de todo regulador es la definición de cuáles son las inversiones que deben ser remuneradas.

La selección del método más apropiado para la definición de la BRA en el marco de las revisiones tarifarias es compleja y envuelve diversos aspectos. Su definición es fundamental para la conservación de las inversiones y, por lo tanto, para la calidad del suministro, así como también para proteger a los consumidores contra precios injustos, evitando que éstos, por medio de tarifas, remuneren activos por encima de lo necesario para brindar una buena calidad en el servicio de energía eléctrica.

Según lo anterior, una de las decisiones más criticadas en varios mercados de energía eléctrica a nivel internacional, consiste en la decisión de la forma de remunerar la BRA; sin embargo, el regulador es el encargado de realizar las simulaciones en condiciones de mercado competitivo, con el fin de proveer un mecanismo regulatorio que se adapte al objeto de regulación y a las condiciones particulares de cada país o región.

En la Tabla 2 se mencionan los principales enfoques o mecanismos más usados en el sector eléctrico para determinar la BRA:

<b>Métodos basados en el valor económico o de mercado de los activos</b>	<b>Métodos basados en los costos de reposición de los activos</b>
Valor Presente Neto	Costo Actual
Valor de Comparación	Costo de Reposición Depreciado
Valor de Mercado	Valor Nuevo de Reposición

Tabla 2. Metodologías de remuneración de activos en el sector eléctrico.

Fuente: Elaboración propia

#### **4.2.1. Métodos Basados en el Valor De Los Activos**

Estos métodos determinan el valor de un activo a partir de la potencialidad de los mismos de generar flujos de caja. Reflejan, por lo tanto, el valor del negocio, determinado por los inversores en los mercados financieros.

##### **4.2.1.1. Valor Presente Neto**

En esta metodología el valor que se remunera es el valor del mercado actual del activo y no su valor de reposición. En este caso, la antigüedad del activo tiene gran impacto sobre la remuneración. Para remunerar por medio de esta metodología es necesario conocer la antigüedad y los años de funcionamiento del activo. La palabra neto, hace referencia al valor del activo después de restarle la depreciación, para obtener un valor que es el remunerado por la tasa de retorno más el reconocido del gasto de depreciación del periodo. Esta metodología es muy usada para valorar los proyectos (Alvarez & Prieto, 2005).

##### **4.2.1.2. Valor de Comparación**

Esta metodología determina el valor de un activo según una muestra de activos similares. Es el valor que resulta de realizar un análisis sobre los valores efectivamente pagados a otras empresas; sin embargo, determinar el valor del activo puede volverse complejo ya que se requieren aislar otras variables

explicativas del valor de las empresas, los cuales son muy distintos entre una empresa y otra.

#### **4.2.1.3. Valor de Mercado**

Esta metodología permite determinar el valor de un activo según sea el valor de la compañía, es decir el valor del activo es más alto, por ejemplo, si la empresa se encuentra cotizando en la bolsa de valores, o por el contrario el valor del activo es menor si la empresa se encuentra endeudada.

Al momento de trasladarse un activo entre empresas, esta forma de remunerar el activo refleja el valor de un negocio más que el valor del propio activo y por ende estos pueden ser sobrevalorados de acuerdo con el nivel de privatización y de ganancias que tenga cada empresa, lo cual es desconocido por el regulador (Consultores Mercados Energéticos, 2014).

#### **4.2.2. Métodos Basados en los Costos de Reposición de los Activos**

Estos métodos determinan el valor de un activo a partir del costo de comprar el mismo. Dado el carácter de largo plazo de los activos de empresas de redes eléctricas, la determinación del costo de reposición a lo largo del tiempo es complicada, debido al efecto combinado de la inflación, la depreciación de los activos y el cambio tecnológico.

##### **4.2.2.1. Costo Actual**

En esta metodología se considera el costo histórico del activo, ajustándolo a través de la inflación y la depreciación del activo ocurrida entre los dos momentos del tiempo. Esta depreciación la puede obtener el regulador a través de valores



históricos y a través de la vida útil de cada activo (Consultores Mercados Energéticos, 2014).

#### **4.2.2.2. Costo de Reposición Depreciado (CRD)**

Este método permite determinar el valor de la BRA usando el valor de reposición de los activos ponderado por la vida remanente de cada equipamiento. Lo anterior resulta en un valor menor que el valor bruto. Por ejemplo, si la vida útil promedio de un activo es de 30 años y se determina que en promedio los equipamientos tienen 15 años de instalación, el costo de reposición es aproximadamente la mitad del valor bruto.

#### **4.2.2.3. Valor Nuevo de Reposición**

Esta metodología toma los activos que se presentan en el inventario a remunerar, para ser valorado por medio de costos unitarios que representan su valor de reposición, independientemente del tiempo que lleven operando. Para su cálculo, el activo se valora al valor del mercado en el momento de referencia y por lo tanto, su antigüedad no tiene ninguna relevancia.

El VNR es una metodología de costo económico medio, que valora un conjunto de activos determinados, considerados como necesarios y suficientes para la prestación del servicio de energía eléctrica en condiciones de eficiencia (Alvarez & Prieto, 2005).

## **5. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES**

Teniendo en cuenta que la metodología actual de remuneración de la transmisión de energía eléctrica en Colombia se regula a través del mecanismo de ingreso regulado máximo, en esta sección se describen las distintas metodologías usadas a nivel internacional en los mercados eléctricos que han sido bases fundamentales para comparar las ventajas y desventajas de acuerdo con las experiencias vividas a lo largo de la regulación, demarcado por las características geográficas de cada uno de los mercados investigados:

### **5.1. REINO UNIDO**

Inglaterra es considerada como uno de los impulsores de la regulación por incentivos en el sector de la energía eléctrica, el cual empezó a aplicar conceptos como eficiencia y confiabilidad de las empresas en la prestación del servicio de energía eléctrica (RIIO-T1, 2010).

En Gran Bretaña el modelo regulatorio de remuneración se basa en las siguientes características:

- Retorno permitido: determinado con base en la remuneración del capital invertido y costos de administración, operación y mantenimiento.
- Financiamiento del plan de negocios: consiste en un análisis de rentabilidad sobre el capital regulatorio.
- Composición de ajustes automáticos de costos cuando los productos difieren de los definidos en la línea base.

La regulación aplicada a la transmisión de energía eléctrica parte del concepto de considerar la actividad como un monopolio natural. El método de remuneración para la transmisión se hace mediante un ingreso regulado máximo para un periodo de ocho (8) años, siendo uno de los más extensos del mercado internacional.

Una vez aprobado por parte del regulador el ingreso de cada empresa, éstas fijan su tarifa en un rango que no sobrepase este ingreso. Esta tarifa reconoce los AOM, amortización de activos, inversiones y rentabilidad de capital, permitiendo la sostenibilidad de las empresas a largo plazo.

**En la remuneración de las inversiones**, los transportadores de este mercado reciben la remuneración a través de dos formas (OFGEM, 2015):

- La aplicación del costo de capital sobre la base regulatoria de activos (BRA).
- Cuota anual de depreciación regulatoria de activos dependiendo de su vida útil.

Según lo anterior, la base regulatoria de los activos es determinada a cada inicio del año tarifario, teniendo en cuenta factores como el stock de los activos a principios del año, las transferencias de los activos realizadas entre los agentes, los incrementos de los nuevos activos durante el último año y las depreciaciones generadas sobre los activos existentes, de acuerdo con su vida útil.

Para evaluar la vida útil de los activos de transmisión eléctrica en el mercado de Gran Bretaña, se consideraron los siguientes aspectos:

- Fomentar a las fuertes inversiones en energías renovables, con el objetivo de reducir los niveles de carbón producidos por las fuentes de energía que se usan actualmente.
- La necesidad de dar correctas señales sobre los precios de los activos.

- La necesidad de volver más eficiente el esquema de incentivos, permitiendo una depreciación adecuada de los activos, dependiendo de su vida útil promedio.

Para realizar una correcta depreciación sobre los activos existentes, el mercado de gran Bretaña realizó un estudio indicando que la vida útil técnica promedio de los activos se encuentra entre 56 y 60 años, con un nivel de antigüedad promedio de 33 años.

Según lo anterior, el regulador optó por una vida útil promedio de 45 años (OFGEM, 2015), con la finalidad que los transmisores aumenten sus inversiones en la instalación de energía renovables y, de esta manera, reducir los niveles de emisión de carbono. Este valor aplica para todos los activos reconocidos y para todas las empresas.

Finalmente, en la remuneración relacionada con los AOM, el regulador determina un porcentaje igual para todas las empresas en el primer periodo tarifario, las cuales irán variando anualmente dependiendo de la evolución de cada empresa, de acuerdo con la implementación de nuevas tecnologías y niveles de eficiencia alcanzados en cada periodo.

## **5.2. NORUEGA**

Noruega es uno de los transportadores más grandes de energía en el mundo, las cuales representan un 47% de las exportaciones del PIB del país y un 30% de los ingresos del estado. Su generación proviene principalmente de recursos hidráulicos, complementados con producción térmica y fuentes renovables.

En un año hidrológicamente normal, hasta el 99% de la energía generada puede ser hidroeléctrica. La alta dependencia de la generación hidráulica provoca que las variaciones climáticas modifiquen los precios de la energía.

El gobierno posee más del 90% de las redes del sistema a través de la empresa Statnett SF, que opera gran parte del sistema de transmisión (TSO). Por otro lado, la mayor parte de las empresas distribuidoras son municipales (Consultores Mercados Energéticos, 2014).

Noruega participa en el mercado eléctrico mayorista integrado por Suecia, Dinamarca y Finlandia, denominado Nord Pool. Dicho mercado tiene la capacidad de realizar transacciones entre toda el área nórdica y con Holanda.

Las redes de transmisión de Noruega tanto como en todo el mercado de Nord Pool manejan niveles de tensión de 220kV, 300kV y 420kV, las cuales están representadas en un 90% por la compañía estatal Statnett SF y que, a su vez, es el operador del sistema de transmisión Noruego (Policy International Energy, 2011).

Al igual que en la mayoría de mercado, en las actividades de generación y comercialización, el Ministerio de Petróleo y Energía favorece la libre competencia y el libre acceso de participantes, a diferencia de lo que ocurre con la transmisión y distribución que son reguladas por ser actividades tratadas como monopolio natural.

En la actividad de transmisión se establecen esquemas de incentivos en donde los transportadores deben conectar constantemente nuevos consumidores y/o nuevas fuentes energéticas para alcanzar los niveles requeridos de atención al cliente. En este sentido, las empresas deben realizar inversiones suficientes que permitan cubrir las metas establecidas.

La metodología de remuneración del transporte es a través del ingreso máximo, las cuales son aprobadas anualmente a los reguladores de forma que dicho ingreso permita cubrir los costos de red, adicionando una utilidad razonable sobre el capital invertido, haciendo que la red permanezca en un constante desarrollo de manera eficiente.

De esta forma, el Ministerio de Petróleo y Energía fija la remuneración de cada empresa de red estableciendo un *Revenue Cap* anual, integrado en 40% por los costos reales de la empresa (cost base) y en 60% por los costos eficientes (cost norm) que resultan para esa empresa de un estudio de *benchmarking*; así, si la empresa es eficiente, recupera el 100% de los costos. Los costos incluidos tanto para el costo base como en el *benchmarking* son los costos de operación y mantenimiento, costos de capital, costos de energía no suministrada y costos de pérdidas y adicionalmente la remuneración de los activos son calculados de acuerdo con la depreciación y la base regulatoria de dos años atrás (Nordic Energy Regulators, 2012).

La **remuneración de las inversiones** se realiza mediante una tasa de retorno sobre la base de activos regulatorios (BRA), la cual se usa, a su vez, para el cálculo de la depreciación anual de los activos, la cual se obtiene a partir de valores históricos de los activos ajustados conforme a la depreciación acumulada.

El cálculo del BRA de los transportadores incluye activos como edificios, terrenos, medios de transporte, equipos informáticos y edificios que sean utilizados para la operación del sistema. Además no se incluyen activos que sean costeados a través de leasing.

La depreciación de los activos es lineal y el propio agente define la vida útil del activo de acuerdo con las condiciones climáticas y del área donde se encuentre operando los equipos y sus inversiones se reconocen a partir del año en que el activo entre en operación comercial.

La regulación económica establece que las empresas deben obtener un retorno sobre el capital razonable, para un desarrollo y gestión eficiente de la red. Está definido que todas las empresas deben ganar al menos un retorno de 2% promedio en los últimos cinco años. Si una empresa cae por debajo de ese retorno mínimo, se realiza una corrección del balance de déficit o exceso de ingresos para alcanzarlo (Mathieu & EY, 2013).

### 5.3. PJM

PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland) es el mayor sistema eléctrico despachado centralizadamente en EE.UU., y es el tercero a nivel mundial después de Francia y Tokyo Electric. Al igual que en Colombia, las líneas de transmisión manejan niveles de tensión de 230kV y 500kV.

Los primeros 10 grandes actores del sistema de PJM son empresas verticalmente integradas de servicios públicos. Desde 1998, dicho mercado comienza a regirse a partir de las normas establecidas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), y desde entonces el mercado comenzó a funcionar a través del operador independiente del sistema (Independent System Operator – ISO), cuya principal responsabilidad es administrar las tarifas de acceso abierto a las redes de transmisión y operar el mercado de energía.

A partir de 1998, PJM implementó los precios marginales locales (LMP). El sistema de precios LMP, calcula los precios de la energía en cada una de las subestaciones del sistema de transmisión (precios nodales). Este precio es igual al costo marginal de la energía en dicha subestación. El costo marginal incluye el costo marginal de generación, las pérdidas marginales y el efecto de las congestiones en el sistema.

La actividad de transmisión se remunera a través de los derechos de transporte (Fixed Transmisión Rights, FTRs), siendo un mecanismo financiero que consiste en contratos que conceden a su propietario los derechos de cobro (u obligaciones de pago) basados en la diferencia de precios LMP entre determinados nodos de la red de transporte.

Existe una subasta mensual en la que los FTRs pueden ser negociados, aunque también se pueden negociar mediante contratos bilaterales. PJM utiliza un modelo de programación lineal que evalúa las ofertas de compra y venta y determina el precio de los FTRs maximizando su valor sujeto a las restricciones impuestas por

la capacidad de las líneas. Cada día, los propietarios de FTRs reciben los ingresos derivados de las diferencias de precio LMP del mercado diario entre los nodos correspondientes.

#### **5.4. CALIFORNIA**

California es el estado con mayor población en Estados Unidos y con una de las demandas más grandes en todo el país. Adicionalmente, California es líder de generaciones renovables como la eólica, geotérmica, solar y con gas procedente de rellenos sanitarios municipales (California ISO, 2013).

En la transmisión de energía eléctrica, cada una de las empresas generadoras del fluido eléctrico, determinan el nivel de tensión al cual desean transportar la energía, entre los cuales se encuentran los niveles de tensión 60kV, 69kV y 200kV. Entre los principales entes transportadores se encuentran Sothtern California Edison Company (SCE), Pacific Gas and Electric Company (PG&E), Los Angeles Department of Water and Power (LADWP) y San Diego Gas & Electric (SDG&E).

El regulador en este Estado es la Federal Energy Regulacion Commission (FERC), la cual tiene jurisdicción sobre el mercado eléctrico mayorista y la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. También regula la confiabilidad del sistema de transmisión a través de la compañía North American Reliability Corporation (NERC), a quien la FERC supervisa.

La metodología de remuneración en este estado es el ingreso regulado. Estos ingresos autorizados se mantienen aún si las empresas gastan más o menos que el monto autorizado por la FERC. La fijación de la tarifa con ingresos preestablecidos provee incentivos para gastar menos de lo presupuestado. Igualmente, los beneficios de los transportadores se reducen si el gasto es mayor al autorizado a través de los ingresos o se aumentan si el gasto es menor.



Adicionalmente, para la asignación de costos cada transportador debe participar en un proceso de planificación que incluya un método que asigne costos para las nuevas instalaciones seleccionadas en el plan aprobado por la FERC, cumpliendo una serie de criterios para promover el incentivo

La **remuneración en las inversiones** los cuales se perciben a través de los ingreso de transmisión asociados a un costo de capital están demarcados por el pago por depreciación y de un retorno sobre el capital invertido.

La FERC ha establecido reglas para reforzar la infraestructura de transmisión, promover la confiabilidad de la red y reducir los costos de la energía para los consumidores reduciendo la congestión en las redes de transmisión. Las reglas identifican incentivos específicos a ser autorizados por la FERC en base a un análisis caso a caso de propuestas de transmisión (Consultores Mercados Energéticos, 2014).

A través de la remuneración de la actividad de transmisión en California, la FERC busca obtener los siguientes incentivos para los transportadores:

- Reconocimiento de mayores tasas de remuneración del capital propio para nuevas inversiones de empresas que prestan el servicio público de transmisión.
- Recuperación total de las obras en curso
- Recuperación total de costos preoperacionales
- Recuperación total de los costos de instalaciones abandonadas.
- Depreciación acelerada

Según lo anterior, cada uno de los transportadores tiene la posibilidad de presentar ante la FERC un conjunto de incentivos necesarios para apoyar las nuevas inversiones, permitiendo de esta manera mejores formas de financiación para ejecutar los proyectos.

## 5.5. ESPAÑA

El sistema eléctrico español está dividido básicamente en tres mercados: el sistema Peninsular, Baleares y Canarias. Al igual que en el mercado de Gran Bretaña, el mercado español está incentivando fuertemente a las empresas para invertir en energías renovables como lo son la energía solar y la energía eólica.

En relación a las redes de transmisión, Red Eléctrica es la única empresa transportadora, la cual es propietario de los activos de los mercados Peninsular, Baleares y Canarias, lo cual refuerza la teoría anteriormente analizada sobre el monopolio natural, en este caso con una sola empresa para abastecer el mercado.

Red Eléctrica como gestor del transporte, es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y de garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en condiciones de igualdad. Sus niveles de tensión son de 220kV y 400kV (REE, 2012).

El método de regulación usado en el mercado eléctrico de España es a través del ingreso regulado máximo. Los activos que entraron en operación comercial antes de 1998, se remunerar considerando la actualización por inflación del IPC (índice de precios al consumidor) y un índice de eficiencia.

Los activos que entraron en operación comercial después de 1998 son remunerados de acuerdo con el costo acreditado reconocido en cada año evaluado, actualizado por el IPC menos un índice de eficiencia aplicado a dicho año.

En la **remuneración de las inversiones** son válidas para los activos que entraron en operación comercial a partir del 2008, los cuales se calculan teniendo en

cuenta la retribución por amortización del activo y la retribución financiera (CNE, 2012).

La retribución por amortización del activo objeto de la inversión se obtiene a partir del valor reconocido valorado a través de su vida útil, una tasa de actualización que se aplica anualmente y el número de años transcurridos a partir del inicio de operación comercial.

Finalmente, el reconocimiento de los gastos AOM son aprobados al transportador por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y son actualizados cada año a través de un índice establecido por la Comisión Nacional de Energía.

Cuando se finaliza la vida útil regulatoria de un activo y continua en operación, este se deja de remunerar a través de la retribución por amortización y la retribución financiera, y pasa a remunerarse a través de un costo de extensión de la vida útil, el cual corresponde al 50% del valor de la retribución por amortización más la retribución financiera, actualizando el valor a través de una tasa fija.

## **6. REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE ENERGÍA EN COLOMBIA**

Según lo establecido en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, la CREG es la encargada de establecer las metodologías para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas usadas para la actividad de transmisión.

La primera de estas metodologías fue la establecida mediante las resoluciones CREG 001 y CREG 002 de 1994 con las cuales se definieron cargos diferentes para cada una de las zonas que componían el Sistema de Transmisión Nacional, STN, a partir de los costos que los usuarios imponían a las redes en periodos de demanda máxima, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos en tales períodos. Los cargos para obtener la remuneración del sistema se aplicaban a los comercializadores de acuerdo con su demanda y a los generadores de acuerdo con su capacidad instalada.

Posteriormente, con la expedición de la Resolución CREG 051 de 1998 y 004 de 1999, se determinó que en la remuneración de la actividad de transmisión se utilizara la metodología de ingreso regulado calculado con el inventario de unidades constructivas de cada Transmisor Nacional, y con los valores de dichas unidades aprobados por la CREG.

Mediante la Resolución CREG 094 de 1999 se estableció “una metodología de transición para el cálculo y aplicación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), aplicable durante el año 2000”.

Una nueva metodología se definió mediante la Resolución CREG 103 de 2000, la cual determinó no facturar los cargos por uso de la red de transmisión a los generadores, la aplicación de los cargos por uso sólo para los comercializadores en proporción a su demanda y una tarifa tipo estampilla nacional. El ingreso de los Transmisores Nacionales, TN, se calculaba a partir del inventario particular y los

valores de las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 026 de 1999.

Actualmente, la metodología que se encuentra vigente es la establecida mediante la Resolución CREG 011 de 2009, en la cual se consideran los siguientes aspectos para la remuneración mediante las unidades constructivas.

- Unidades constructivas valoradas a costo eficiente de reposición.
- Reconocimiento de activos no eléctricos proporcionales a los activos eléctricos.
- Reconocimiento de gastos AOM, teniendo en cuenta los costos y gastos reales de cada uno de los agentes, en el desarrollo de la actividad, acotados por unos límites superior e inferior.
- Tasa de retorno compatible con una metodología tarifaria de Ingreso Regulado.
- Tarifa tipo estampilla nacional
- Distribución del Ingreso Regulado entre los agentes transmisores, de acuerdo con su participación en la base de activos.
- Aplicación de los cargos por uso sólo a los comercializadores.

Para los proyectos ejecutados mediante procesos de convocatorias públicas los ingresos corresponden a los solicitados por el TN seleccionado y que han sido oficializados mediante resoluciones de la CREG.

Para remunerar a un Transmisor Nacional en Colombia se consideran las unidades constructivas que representa ante el Liquidador y Administrador de Cuentas LAC, tanto los activos construidos con anterioridad al desarrollo de los procesos de selección y sus respectivas ampliaciones, como los proyectos ejecutados mediante los mencionados procesos<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> La metodología de remuneración de los activos construidos es la establecida en la Resolución CREG 011 de 2009, mientras que para los procesos de selección está determinada en la Resolución CREG 022 de 2001.

## **6.1. INGRESO REGULADO**

Para la remuneración de las ampliaciones y de los activos existentes antes de los procesos de selección se calcula un ingreso anual que tiene en cuenta la suma del costo anual equivalente de los activos eléctricos, valorados con base en las unidades constructivas definidas; los activos no eléctricos, estimados como un porcentaje de los eléctricos; y los costos por administración, operación y mantenimiento. El costo anual equivalente de los activos eléctricos se calcula aplicando una tasa de descuento y una vida útil reconocida.

Para los activos construidos mediante procesos de selección la remuneración es igual a los ingresos esperados solicitados por el Transmisor Nacional seleccionado en el respectivo proceso. Para esta clase de activos, la metodología de remuneración a partir de unidades constructivas aplica sólo después de vencido el plazo establecido en la resolución mediante la cual se le oficializó el ingreso esperado al Transmisor adjudicatario.

## **6.2. UNIDADES CONSTRUCTIVAS**

Los valores de las unidades constructivas de la metodología actual están definidos en el capítulo 3 del Anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009. Para los valores de las líneas se tienen en cuenta costos de longitud; mientras que los costos de las servidumbres de las líneas se contabilizan por separado.

Para las unidades constructivas de subestaciones, los equipos se agrupan en bahías de línea, bahías de transformación y compensación, transformadores de potencia y módulos de barras.

### **6.3. REMUNERACIÓN AOM**

La metodología establece que se reconocen los costos y gastos en que incurren las empresas, demostrados a través de los registros contables, pero limitados por unos factores de eficiencia. De este modo, cada año se actualiza el valor del AOM reconocido a cada agente en forma particular, teniendo en cuenta los costos y gastos demostrados, el valor reconocido en los años anteriores y los límites inferior y superior de porcentaje de AOM.

Los registros contables que se tienen en cuenta para el reconocimiento de AOM corresponden a los relacionados con el desarrollo de la actividad y están detallados en un listado de cuentas establecido en la regulación. Para la revisión de las cuentas y los valores reportados, se acompañó la metodología con la contratación anual, por parte de los agentes, de auditorías a la información reportada.

### **6.4. CALIDAD DEL SERVICIO**

De acuerdo con lo establecido en el capítulo 4 de la Resolución CREG 011 de 2009, la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) es verificada con base en la disponibilidad de los elementos que componen el sistema. Así, el ingreso mensual que recibe cada Transmisor Nacional puede disminuir dependiendo del resultado obtenido en los indicadores de calidad definidos en la regulación.

Esta componente permite medir la calidad y confiabilidad del fluido de energía eléctrica durante las 24 horas del día. En este sentido, si la calidad del fluido de energía eléctrica no se considera bueno, en relación a unos valores límites, los Transmisores Nacionales, dueños de las redes del STN, compensarán en dinero

la indisponibilidad en horas de cada uno de los activos que estuvo por fuera de servicio.

Según lo anterior, si el Transmisor Nacional no presenta una “buena” calidad en el fluido de energía eléctrica durante un mes calendario, se descontarán dichas indisponibilidades de las redes, teniendo en cuenta el valor remunerado en pesos del activo que causó el corte de energía eléctrica.

En este sentido, entre mayores sean las indisponibilidades en el mes, menores ingresos percibirán los Transmisores Nacionales causantes de los eventos, de forma que la tarifa final del usuario, por concepto de transmisión se disminuirá, teniendo en cuenta que no se tuvo una buena calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.



## 7. PROPUESTA REMUNERACIÓN DE ACTIVOS Y SIMULACIONES

De acuerdo con la metodología actual usada en Colombia, regida a partir de la Resolución CREG 011 de 2009 y teniendo en cuenta el proyecto de Resolución CREG 178 de 2014, en esta sección se realizará un análisis de eficiencia de la nueva propuesta de metodología de remuneración de los activos descritos en el proyecto, con el fin de determinar su nivel de eficiencia, partiendo de la base de datos de activos que existe actualmente para los nueve Transmisores Nacionales de país.

En la nueva propuesta de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional, se establece un cambio fundamental en la forma de remunerar los activos existentes, teniendo en cuenta enfoques como la vida útil del activo, el tiempo que ha estado en operación y las reposiciones ejecutadas en cada uno de esos activos.

La nueva propuesta pretende cambiar del modelo de VNR (valor nuevo reemplazo) a CRD (costo reposición depreciado), con el propósito de garantizar que el valor presente de los activos existentes sea igual al valor presente neto de los nuevos ingresos, lo cual permite presentar un nuevo enfoque orientado a productos a través de un *menú de contratos* que debe aplicar cada Transmisor Nacional.

Los objetivos con este cambio de metodología son los siguientes:

- Reposición de infraestructura
- Mejor calidad de servicio
- Gastos eficientes
- Incorporación de nuevas tecnologías
- Estabilidad en remuneración de inversiones
- Tarifas competitivas y ajustadas al servicio
- Empresas sostenibles

Según lo anterior, y con base en la información de cada Transmisor Nacional en el 2015, a continuación se presenta un análisis económico con el propósito de identificar el nivel de eficiencia en la remuneración de activos que se presenta con la nueva propuesta de regulación.

El servicio de una empresa se dice que es eficiente cuando con una determinada combinación de factores productivos (inputs) es capaz de obtener la mayor cantidad de bienes o servicios (outputs), o de otra forma, cuando para la fabricación de un determinado nivel de output se emplea la menor cantidad posible de recursos.

Una de las metodologías que se puede utilizar para valorar la eficiencia productiva, en sus componentes de la remuneración de los activos es el análisis envolvente de datos (DEA). Esta técnica propuesta inicialmente por (Charnes, Cooper, & Rhodes, 1978), se inscribe entre las técnicas no paramétricas dentro de los modelos frontera de evaluación de la eficiencia, y permite comparar el nivel de eficiencia productiva de distintas unidades, es decir mide una eficiencia relativa.

El análisis envolvente de datos es capaz de transformar una situación productiva en la que diversos recursos generan múltiples productos en un único índice de eficiencia. Dicho índice se identifica con el valor que maximiza el cociente entre la suma ponderada de los outputs y la suma ponderada de los inputs de la empresa analizada, de forma que permite estimar el nivel de eficiencia relativa de una empresa o unidad de producción, respecto al resto de unidades que se evalúan simultáneamente mostrando a aquellas unidades que realizan la mejor utilización de recursos en comparación al resto de la muestra.

Así se determina la eficiencia de cada unidad a partir de la estimación de una frontera de referencia constituida por las mejores unidades productivas de la muestra objeto de estudio (las más eficientes) que se sitúan, en lo que se denomina frontera de producción: esto es, la combinación idónea de inputs para un determinado nivel de producción o la combinación idónea de outputs para unos

inputs dados. Las unidades ineficientes quedarán por debajo de la frontera de producción, o por encima de la de costes, situándose fuera de la frontera, y su nivel de ineficiencia se podrá medir por la distancia entre su situación real y su frontera de producción correspondiente. Esta técnica permite una buena aproximación de la eficiencia relativa con la que una unidad económica alcanza sus objetivos.

Los principales objetivos de aplicar la técnica DEA en el sector eléctrico (transmisión en este caso) son los siguientes:

**Regulador:**

- Estimar la eficiencia en monopolios naturales
- Existencia de información asimétrica causa riesgo moral y selección adversa

**Empresas**

- Determinar fallas del mercado productivo
- Encontrar escalas de producción óptimas
- Establecer unidades productivas de referencia
- Cuantificar el efecto de factores exógenos en la eficiencia

## **7.1. SELECCIÓN DE VARIABLES**

En la estimación de la eficiencia técnica de unidades productivas es muy importante la medición de los inputs y outputs. En este estudio hemos definido las siguientes variables:

- La remuneración de activos eléctricos, representando el capital
- El porcentaje de AOM reconocido, representando el salario

Se elige el porcentaje de AOM como variable de medición, teniendo en cuenta que implícitamente contiene los salarios de los trabajadores. Esta variable se mide anualmente, con el propósito de ajustar los gastos de las empresas que prestan el servicio de transmisión de energía eléctrica, los cuales se encuentran delimitados por un límite superior y un límite inferior, con el fin de evitar sobredimensionar los costos de administración, operación y mantenimiento en el mercado y obtener empresas eficientes.

Para aplicar el modelo DEA sobre la remuneración de la transmisión aplicada actualmente y la propuesta de la nueva metodología regida por la Resolución CREG 178 de 2014, se utilizan las mismas variables de entrada para finalmente aumentar el nivel de producción de cada empresa, es decir, para medir si un Transmisor Nacional será eficiente mediante la nueva propuesta de remuneración, se usará la misma combinación de factores productivos de la metodología actual con el fin de aumentar el nivel de producción de cada empresa.

Según lo anterior, la nueva propuesta de remuneración está enfocada principalmente en la remuneración de los activos eléctricos; es por esto que para representar la frontera de producción de cada empresa, se parte del hecho que la remuneración de activos no eléctricos permanecerá constante, mientras que la variable principal a analizar es el número de activos representado a través de unidades constructivas, evaluándolas inicialmente con la metodología actual (valor nuevo reemplazo) y luego con la propuesta de remuneración durante el periodo tarifario (5 años), la cual está basada en la vida útil y reposición de los mismos (costo reposición depreciado).

## 7.2. ANÁLISIS NUEVA METODOLOGÍA

En la Resolución CREG 178 de 2014, se establecen las fórmulas para evaluar los activos eléctricos en función de su vida útil. Teniendo en cuenta los costos de reposición de cada una de las unidades constructivas aprobadas comercialmente para los 9 Transmisores Nacionales que existen actualmente, se realizaron las respectivas simulaciones para determinar si el ingreso que se aprobará eventualmente al transmisor aumentaría o disminuiría de acuerdo con varios análisis durante los 5 años del periodo tarifario.

En primer lugar, se realizaron los respectivos cálculos por transmisor nacional para la variable  $BRAE_{j,t}$ , la cual representa la base regulatoria de los activos eléctricos, enfoque de este estudio.

Para realizar los cálculos respectivos se tuvieron en cuenta las ecuaciones (10), (11), (12), (13) y (14):

$$BRAE_{j,t} = BRAE_{j,0} - RC_{j,t} + BRAEN_{j,t} - BRAFO_{j,t} \quad (10)$$

donde:

$BRAE_{j,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del  $TN j$ , en el primer periodo tarifario.

$RC_{j,t}$ : Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del  $TN j$ , en el año  $t$ .

$BRAEN_{j,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del  $TN j$ , en el año  $t$ .

$BRAFO_{j,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del  $TN j$ , en el año  $t$ .

$$BRAE_{j,0} = CRE_j * FA_j * FI \quad (11)$$

donde:

$BRAE_{j,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del  $TN j$ , en el año  $t-1 = 0$

$CRE_j$ : Corresponde al costo de reposición de la inversión, aprobado al  $TN j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 011 de 2009.

$FA_j$ : Factor de ajuste que considera la antigüedad y el cambio de modelo de remuneración de los activos del  $TN j$ .

$FI$ : Factor de indexación de los precios de diciembre de 2008 a la fecha de corte.

ANTIGÜEDAD PROMEDIO [años]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$
0	1,000
1	0,997
2	0,994
3	0,991
4	0,988
5	0,984
6	0,979
7	0,974
8	0,969
9	0,962
10	0,955
11	0,948
12	0,939
13	0,929
14	0,919
15	0,907
16	0,893

ANTIGÜEDAD PROMEDIO [años]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$
18	0,862
19	0,843
20	0,823
21	0,800
22	0,774
23	0,746
24	0,714
25	0,678
26	0,639
27	0,595
28	0,545
29	0,490
30	0,429
31	0,361
32	0,285
33	0,200
34	0,105

ANTIGÜEDAD PROMEDIO [años]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$	ANTIGÜEDAD PROMEDIO [años]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$
17	0,879	35	0,000

Tabla 3. Factor de ajuste de activos de media y alta tensión

Fuente: (CREG, 2014)

$$RC_{j,t} = RCBIA_{j,t} + RCNA_{j,t} \quad (12)$$

donde:

$RC_{j,t}$ : Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del  $TN j$ , en el año  $t$ .

$RCBIA_{j,t}$ : Recuperación reconocida de capital para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del  $TN j$ , en el año  $t$ .

$RCNA_{j,t}$ : Recuperación reconocida de capital, en el año  $t$ , para los activos del  $TN j$  que entraron en operación a partir de la fecha de corte.

La variable  $RCBIA_{j,t}$  se calcula de la siguiente manera:

$$RCBIA_{j,t} = \frac{BRAE_{j,0}}{VUR_j} \quad (13)$$

donde:

$BRAE_{j,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del  $TN j$ , en el año  $t = 0$

$VUR_j$ : Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del  $TN j$ . Corresponde a 20 años.

La variable  $RCNA_{j,t}$  se calcula de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,t} = \frac{\sum_{t=1}^T BRAEN_{j,t}}{VURN} \quad (14)$$

donde:

- T*: Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.
- BRAEN<sub>j,t</sub>*: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del *TN j*, en el año *t*.
- VURN<sub>j</sub>*: Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos. Corresponde a 45 años.

$$BRAEN_{j,t} = BRAE_{j,0} * PIR_j \quad (15)$$

donde:

- BRAE<sub>j,0</sub>*: Base regulatoria inicial de activos eléctricos del *TN j*, en el año *t*.
- PIR<sub>j</sub>*: Porcentaje de inversiones de referencia del *TN j*. Se asume igual a 1%.

$$BRAFO_{j,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,t}} BRAR_{i,j} * \left(1 - \frac{t}{VUR_j}\right) \quad (16)$$

donde:

- BRAFO<sub>j,t</sub>*: Base regulatoria de activos eléctricos que salen de operación del *TN j*, en el año *t*.
- NFO<sub>j,t</sub>*: Número total de UC, incluidas en la base regulatoria inicial de activos del *TN j*, que salen de operación en el año *t*.
- BRAR<sub>i,j</sub>*: Valor de la UC *i* reconocido en la base regulatoria inicial de activos eléctricos del *TN j*.
- t*: Años transcurridos desde la aplicación de la presente resolución. Para el primer año de aplicación este valor corresponde a 1.
- VUR<sub>j</sub>*: Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del *TN j*. Corresponde a 20 años.



La variable  $BRAR_{i,j}$  se calcula de la siguiente manera:

$$BRAR_{i,j} = CR_i * PU_{i,j} * (1 - RPP_i) * FA_j \quad (17)$$

donde:

$CR_i$ : Valor reconocido para la UC  $i$ , en la base regulatoria de activos del TN  $j$ .

$PU_{i,j}$ : Porcentaje del costo total de la UC  $i$  reconocido al TN  $j$ , incluido en la base regulatoria inicial de activos.

$RPP_i$ : Fracción de la UC  $i$  no incluida en la base regulatoria de activos de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.

$FA_j$ : Factor de ajuste.

Luego de obtener la base regulatoria de activos eléctricos para cada Transmisor Nacional de acuerdo con la nueva propuesta  $BRAE_{j,t}$ , se procede a obtener el valor total de la base regulatoria de activos para cada empresa, la cual se compone de los activos eléctricos más los activos no eléctricos, tal como se muestra en la ecuación (18).

$$BRA_{j,t} = BRAE_{j,t} + BRANE_{j,t} \quad (18)$$

donde:

$BRA_{j,t}$ : Base regulatoria de activos del TN  $j$ , en el año  $t$ .

$BRAE_{j,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del TN  $j$ , en el año  $t$ .

$BRANE_{j,t}$ : Base regulatoria de activos no eléctricos del TN  $j$ , en el año  $t$ .

Finalmente en la ecuación (20), se obtiene el ingreso anual del transmisor, el cual se compone de elementos como la tasa de retorno reconocida para la actividad de transmisión, la base regulatoria de los terrenos, los ingresos aprobados por AOM y los ingresos que se aprobarían eventualmente por incentivos, con la finalidad de obtener una reposición en la infraestructura eléctrica, gastos eficientes y empresas sostenibles dentro del mercado estudiado.

$$IAA_{j,t} = BRA_{j,t} * r + RC_{j,t} + BRT_{j,t} \quad (19)$$

$$IAT_{j,t} = IAA_{j,t} + IAAOM_{j,t} + IAINC_{j,t} - OI_j \quad (20)$$

donde:

- $IAA_{j,t}$ : Ingreso anual por inversión del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $BRA_{j,t}$ : Base regulatoria de activos del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $r$ : Tasa de retorno reconocida para la actividad de transmisión de energía eléctrica, para un esquema de ingreso máximo.
- $RC_{j,t}$ : Recuperación reconocida de capital para los activos remunerados en la base regulatoria del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $BRT_{j,t}$ : Base regulatoria de terrenos del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $IAT_{j,t}$ : Ingreso anual del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $IAAOM_{j,t}$ : Ingreso anual por gastos de AOM del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $IAINC_{j,t}$ : Ingreso anual por incentivos del  $TN j$ , en el año  $t$ .
- $OI_j$ : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica.

Adicionalmente, con el fin de determinar los gastos AOM reconocidos a través de la nueva metodología, se establecen las fórmulas para evaluar los ingresos anuales por gastos AOM a cada Transmisor Nacional.

En primer lugar, se realizaron los respectivos cálculos para hallar la variable  $IAAOM_{j,t}$ , la cual representa los ingresos aprobados por gastos AOM por empresa para un año.

Para realizar los cálculos respectivos se tuvieron en cuenta las ecuaciones (21), (22), (23) y (24):

$$IAAOM_{j,t} = AOMbase_{j,t} + AOMNI_{j,t} \quad (21)$$

donde:

$IAAOM_{j,t}$ : Ingreso anual por concepto de AOM del TN  $j$ , para el año  $t$ .

$AOMbase_{j,t}$ : Valor del AOM base del TN  $j$ , para el año  $t$ .

$AOMNI_{j,t}$ : Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del TN  $j$ , para el año  $t$ .

$$AOMbase_{j,t} = AOMINI_j - \frac{1}{5} * t * (AOMINI_j - AOMOB_j) \quad (22)$$

donde:

$AOMINI_j$ : Valor del AOM inicial del TN  $j$ .

$t$ : Variable que cuenta el número de años de aplicación de esta metodología. Es igual a 1 para el año en el que se inicia la aplicación de la metodología aprobada en esta resolución.

$AOMOB_j$ : Valor del AOM objetivo para el TN  $j$ , expresado en pesos de la fecha de corte.

$$AOMINI_j = \min\left(4,6\% * CRE_{j,2013}, \frac{AOMD_{j,09-13} + AOMR_{j,09-13}}{2}\right) * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}} \quad (23)$$

donde:

$AOMD_{j,09-13}$ : Valor promedio del AOM demostrado por el TN  $j$  entre los años 2009 y 2013.

$AOMR_{j,09-13}$ : Valor del AOM remunerado al TN  $j$ , entre los años 2009 y 2013.

$CRE_{j,2013}$ : Valor de reposición de la inversión del TN  $j$

$IPP_{fc}$ : Índice de precios al productor en la fecha de corte.

$IPP_{2013}$ : Índice de precios al productor de diciembre de 2013.

$$AOMOB_j = fe_j * AOMD_{j,09-13} * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}} \quad (24)$$

donde:

$fe_j$ : Factor de eficiencia del TN  $j$  obtenido de los modelos de eficiencia que se establezcan para los gastos de AOM en la actividad de transmisión.

$AOMD_{j,09-13}$ : Valor promedio del AOM demostrado por el TN  $j$  entre los años 2009 y 2013.

$IPP_{fc}$ : Índice de precios al productor en la fecha de corte.

$IPP_{2013}$ : Índice de precios al productor de diciembre de 2013.

### 7.3. SIMULACIONES Y RESULTADOS

#### 7.3.1. Remuneración de Activos Eléctricos

Para realizar los respectivos cálculos se tuvo en cuenta lo siguiente:

- El costo de reposición de la inversión  $CRE_j$  se obtuvo a partir del valor aprobado a cada transmisor nacional en resolución a parte, aprobado a pesos de diciembre de 2008.
- Para calcular la variable  $BRAE_{j,t}$  se consideró un factor de ajuste (FA) con una antigüedad promedio ponderada de 25 años en los activos eléctricos, lo cual representa un valor de 0,678 tal como lo muestra la Tabla 3.
- Para obtener empresas eficientes y sostenibles dentro de las simulaciones a través del método DEA, se dispuso como variable objetivo los ingresos aprobados por incentivos  $IAINC_{j,t}$  con el fin de determinar el valor de dichos ingresos y finalmente obtener un ingreso mayor al ingreso aprobado mediante la metodología actual, considerando que las demás variables siguen constantes.
- Los ingresos aprobados por incentivos permiten determinar a través de las simulaciones el factor de ajuste FA, la cual mide la antigüedad de los activos eléctricos, con el fin de obtener en cuantos años se debe renovar la infraestructura eléctrica para obtener mayores ingresos a los aprobados mediante la metodología actual.

- El factor de indexación FI usado para calcular la variable  $BRAE_{j,0}$  es igual a 1, con el fin de realizar las comparaciones a pesos de diciembre de 2008, tal cual están definidas las unidades constructivas actuales en la Resolución CREG 011 de 2009.
- Para calcular la recuperación reconocida de capital para los nuevos activos que entran en cada año durante los 5 años del periodo tarifario se supuso un aumento del 5% de la base regulatoria de activos eléctricos nuevos del periodo anterior ( $BRAEN_{j,t}$ ).
- A través de la nueva propuesta el regulador pretende incentivar a los Transmisores Nacionales a invertir por lo menos en un 4% de sus activos, por lo cual se asume para este ejercicio que anualmente saldrán de operación un 4% de los activos, lo cual representa el insumo para calcular la variable  $BRAFO_{j,t}$ .
- Para determinar el equivalente al 4% de los activos de cada Transmisor Nacional se tuvo en cuenta los activos remunerados comercialmente con fecha de corte de 30 de abril de 2015. A partir de este valor total para cada empresa, se obtuvo el 4%, el cual representa en pesos de 2008 el valor total a descontar por los activos que salen de operación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizaron las simulaciones para calcular el ingreso anual de cada Transmisor Nacional para los 5 años del siguiente periodo tarifario tal como se muestra en la Tabla 4.

CONCEPTO	CENS	DISTASA	EPSA	EBSA	EEB	EPM	ESSA	TRANSELCA	INTERCOLOMBIA
CREj	12.398.751.624	22.524.048.468	167.276.363.033	14.041.281.673	574.818.995.331	443.147.452.948	90.604.003.328	654.500.022.018	4.125.108.548.713
BRAEj,0	8.406.353.601	15.271.304.861	113.413.374.136	9.519.988.974	389.727.278.834	300.453.973.099	61.429.514.256	443.751.014.928	2.796.823.596.027
BRAENj,1	84.063.536	152.713.049	1.134.133.741	95.199.890	3.897.272.788	3.004.539.731	614.295.143	4.437.510.149	27.968.235.960
CR*PU*(1-RPP)	495.949.385	900.923.165	6.691.057.967	561.651.267	43.860.494.756	17.553.161.929	3.624.161.807	26.180.000.881	221.202.969.981
BRARi,j	336.253.683	610.825.906	4.536.537.301	380.799.559	29.737.415.444	11.901.043.788	2.457.181.705	17.750.040.597	149.975.613.647
BRAFOj,1	319.440.999	580.284.611	4.309.710.436	361.759.581	28.250.544.672	11.305.991.598	2.334.322.620	16.862.538.567	142.476.832.965
RCBIj,1	420.317.680	763.565.243	5.670.668.707	475.999.449	19.486.363.942	15.022.698.655	3.071.475.713	22.187.550.746	139.841.179.801
RCNAj,1	10.322.313	18.751.911	139.262.330	11.689.766	478.553.162	368.932.858	75.430.410	544.889.883	3.434.270.192
BRAENj,1	84.063.536	152.713.049	1.134.133.741	95.199.890	3.897.272.788	3.004.539.731	614.295.143	4.437.510.149	27.968.235.960
BRAENj,2	88.266.713	160.348.701	1.190.840.428	99.959.884	4.092.136.428	3.154.766.718	645.009.900	4.659.385.657	29.366.647.758
BRAENj,3	92.680.048	168.366.136	1.250.382.450	104.957.878	4.296.743.249	3.312.505.053	677.260.395	4.892.354.940	30.834.980.146
BRAENj,4	97.314.051	176.784.443	1.312.901.572	110.205.772	4.511.580.412	3.478.130.306	711.123.414	5.136.972.687	32.376.729.154
BRAENj,5	102.179.753	185.623.665	1.378.546.651	115.716.061	4.737.159.432	3.652.036.821	746.679.585	5.393.821.321	33.995.565.611
RCj,1	430.639.993	782.317.154	5.809.931.037	487.689.215	19.964.917.104	15.391.631.513	3.146.906.123	22.732.440.630	143.275.449.993
BRAEj,1	7.740.336.145	14.061.416.145	104.427.866.405	8.765.740.068	345.409.089.847	276.760.889.718	56.562.580.656	408.593.545.880	2.539.039.549.030
BRANEj,1	156.487.994	284.282.584	2.111.240.003	177.218.799	6.986.127.253	5.595.308.589	1.143.537.516	8.260.621.121	51.340.155.700
BRAj,1	7.896.824.138	14.345.698.729	106.539.106.408	8.942.958.867	352.395.217.099	282.356.198.307	57.706.118.172	416.854.167.001	2.590.379.704.730
BRTj,1	3.004.284	531.259	85.156.038	-	78.889.757	277.014.014	6.771.013	140.521.207	572.328.624
IAAj,1	1.346.517.148	2.441.211.186	18.211.007.775	1.521.495.260	60.780.693.958	48.309.022.052	9.824.504.396	71.061.303.542	443.295.672.484
IAAOMj,1	339.447.847	982.379.107	6.107.688.134	281.874.990	17.846.626.140	13.173.710.934	2.332.826.868	22.326.866.511	127.596.810.146
IAINCj,1	287.329.447	521.974.321	3.876.472.717	325.393.529	12.981.949.276	10.272.332.102	2.099.662.744	15.167.423.951	94.682.721.032
Oij	-	-	-	-	120.931.775	-	13.029.380	-	1.560.415.482
IATj,1	1.973.294.442	3.945.564.614	28.195.168.626	2.128.763.779	91.488.337.599	71.755.065.088	14.243.964.628	108.555.594.004	664.014.788.180
IATj,2	1.884.695.803	3.792.553.493	27.035.805.840	2.025.734.953	85.680.404.793	68.631.731.656	13.592.216.694	103.980.687.815	630.133.419.850
IATj,3	1.837.867.950	3.708.476.162	26.408.511.051	1.972.368.040	81.716.481.583	66.976.537.801	13.249.483.993	101.521.462.222	609.744.235.278
IATj,4	1.790.969.780	3.624.272.564	25.780.274.309	1.918.920.990	77.754.559.543	65.318.792.575	12.906.236.640	99.058.543.822	589.345.866.381
IATj,5	1.743.997.776	3.539.936.387	25.151.048.516	1.865.389.797	73.794.738.730	63.658.368.410	12.562.448.903	96.591.747.974	568.937.853.942

Tabla 4. Cálculo de ingreso anual de transmisor según vida útil de los activos

Fuente: elaboración propia a partir de datos de (CREG, 1994 - 2014)

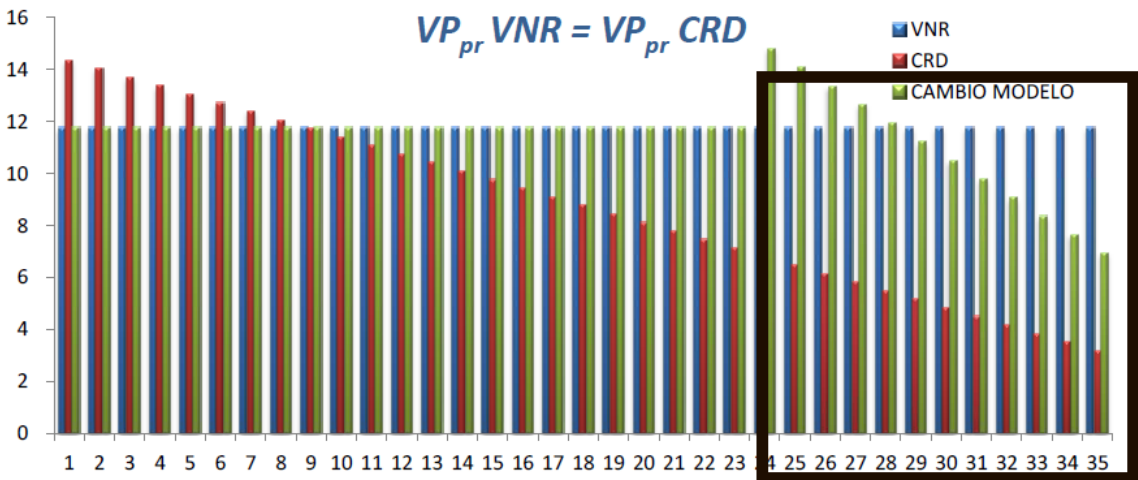
TRANSMISOR NACIONAL	IAT actual (\$ Dic 2008)	IATj,1 (\$ Dic 2008)	IATj,2 (\$ Dic 2008)	IATj,3 (\$ Dic 2008)	IATj,4 (\$ Dic 2008)	IATj,5 (\$ Dic 2008)
CENS	1.899.019.936	1.973.294.442	1.884.695.803	1.837.867.950	1.790.969.780	1.743.997.776
DISTASA	3.864.544.785	3.945.564.614	3.792.553.493	3.708.476.162	3.624.272.564	3.539.936.387
EPSA	27.360.333.850	28.195.168.626	27.035.805.840	26.408.511.051	25.780.274.309	25.151.048.516
EBSA	2.044.649.796	2.128.763.779	2.025.734.953	1.972.368.040	1.918.920.990	1.865.389.797
EEB	91.264.592.167	91.488.337.599	85.680.404.793	81.716.481.583	77.754.559.543	73.794.738.730
EPM	70.804.622.864	71.755.065.088	68.631.731.656	66.976.537.801	65.318.792.575	63.658.368.410
ESSA	13.552.673.690	14.243.964.628	13.592.216.694	13.249.483.993	12.906.236.640	12.562.448.903
TRANSELCA	106.745.156.373	108.555.594.004	103.980.687.815	101.521.462.222	99.058.543.822	96.591.747.974
INTERCOLOMBIA	648.253.519.534	664.014.788.180	630.133.419.850	609.744.235.278	589.345.866.381	568.937.853.942

Tabla 5. Cálculo de ingreso anual de transmisor metodología actual vs nueva propuesta

Fuente: elaboración propia a partir de datos de (CREG, 1994 - 2014)

Según las simulaciones realizadas y los resultados encontrados en la Tabla 4 y Tabla 5, se puede observar que para el primer año tarifario los Transmisores Nacionales perciben un ingreso mayor al ingreso aprobado mediante la metodología actual. Lo anterior se logra gracias al nivel de ingresos aprobados por los incentivos ( $IAINC_{j,t}$ ), los cuales representan un 14% aproximadamente de los ingresos totales aprobados ( $IAT_{j,t}$ ).

En otras palabras, para que las empresas transmisoras obtengan un ingreso superior al aprobado actualmente durante el primer año del periodo tarifario, deben ejecutar un plan de inversión de modo que la infraestructura de los activos eléctricos tenga una vida útil ponderada de 20 años (*ceteris paribus*). Lo anterior permite obtener el resultado esperado mediante la metodología de remuneración de activos eléctricos por medio del Costo de Reposición Depreciado permitiendo obtener un ingreso mayor en el primer año y luego presentando una disminución de acuerdo con la antigüedad de los activos, tal como se muestra en la Gráfica 5.

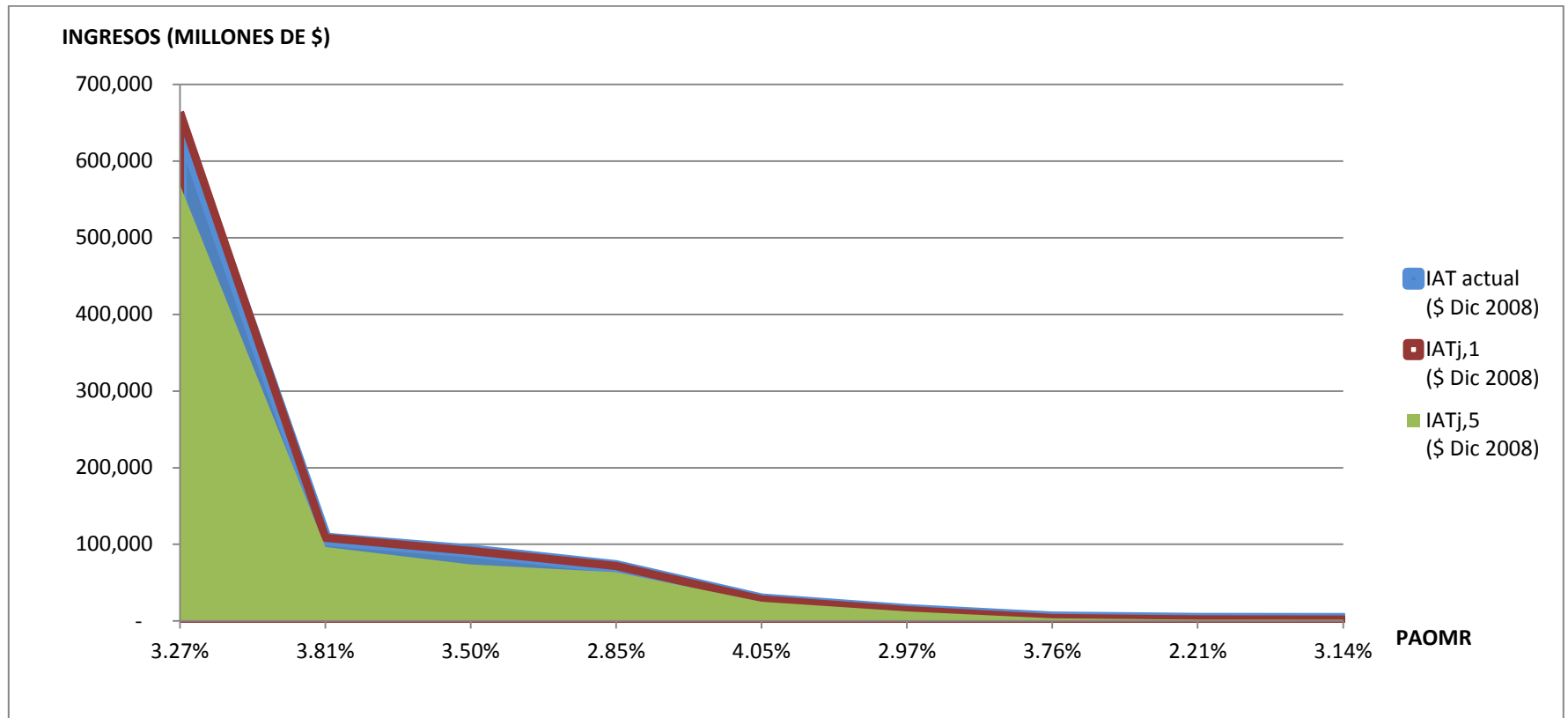


Gráfica 5. Remuneración activos eléctricos VNR vs CRD  
Fuente: (CREG, 2015)



El método DEA es aplicado a los resultados encontrados, los cuales se muestran en la Gráfica 6.

Se resalta que los ejes de la gráfica miden el resultado en términos de los ingresos obtenidos para los activos eléctricos y por lo tanto, como se muestra en la Tabla 4, estos ingresos aumentan para el primer año y luego disminuye en cada año hasta completar el quinto año del periodo tarifario. Según lo anterior y con el fin de obtener los cambios representativos, la Gráfica 6 muestra las fronteras de producción mediante la metodología actual, en el primer año y el último año de acuerdo con la nueva propuesta de metodología de remuneración.



Gráfica 6. Frontera de producción ingresos Transmisores Nacionales

Fuente: elaboración propia a partir de (CREG, 1994 - 2014).

Teniendo en cuenta los análisis realizados anteriormente, se puede visualizar que aplicando el método DEA, usando los mismos insumos de entrada para determinar si a través de la nueva metodología propuesta por la Comisión, los Transmisores Nacionales podrían incrementar sus ingresos respecto a la metodología actual, se observa que para el primer año los ingresos aumentan, siempre y cuando se garantice que los ingresos aprobados por incentivos a cada agente, conllevan a la renovación de la infraestructura eléctrica hasta 20 años de antigüedad de los activos eléctricos.

A partir del segundo año de periodo tarifario, los ingresos disminuyen hasta el quinto año. Lo anterior teniendo en cuenta que si no se realizan constantes inversiones para renovar la infraestructura eléctrica, los activos representarán cada vez una antigüedad mayor, lo que implica un factor de ajuste más cercano a cero y por tanto una disminución anual en sus ingresos mediante el método de costo de reposición depreciado.

A través de la Gráfica 6, se observa que los ingresos en el año 5 del periodo tarifario (área verde) son menores que los ingresos aprobados mediante la metodología actual (área azul). Lo anterior significa que mediante la metodología de costo de reposición depreciado los ingresos de los transmisores serán inferiores, lo cual incentiva a las empresas a realizar reposiciones y renovaciones tecnológicas para incrementar constantemente sus ingresos y de igual manera, mejorar la calidad en las redes de transmisión en relación con la disminución en las interrupciones del fluido de energía eléctrica.

### **6.3.2. GASTOS AOM**

Para determinar los nuevos valores de gastos AOM de acuerdo con la nueva propuesta, se tuvo en cuenta los valores aprobados entre 2009 y 2013. Lo anterior

con el propósito de identificar el aumento o disminución de los gastos aprobados para la remuneración de la transmisión en relación con la metodología actual.

Para realizar los respectivos cálculos se tuvo en cuenta lo siguiente:

- De acuerdo con la restricción al acceso de la información sobre los gastos AOM reportados anualmente por las empresas a los entes de regulación como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la CREG, se realizó el ejercicio para Transelca, debido a que se contaba con la totalidad de la información obtenida de XM S.A. E.S.P.
- Para el primer año la variable  $AOMNI_{j,t}$  es igual a cero teniendo en cuenta que no existe un valor acumulado de inversiones para el inicio del periodo tarifario.
- El valor aprobado por los gastos AOM que tiene Transelca actualmente a pesos de diciembre de 2013 es \$ 23.225.769.222, de acuerdo con la Resolución CREG 091 de 2013.
- El factor de eficiencia  $fe$  del Transmisor Nacional se obtuvo a partir de los modelos de eficiencia que se establecieron para los gastos de AOM en la Circular CREG 052 de 2015, a través del método de frontera producción. Su valor es igual a 0.742.
- Los índices de precios al productor - IPP usados para realizar las simulaciones fueron: IPP diciembre 2011: 97.39, IPP diciembre 2012: 94.51, IPP diciembre 2013: 94.05.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizaron las simulaciones de los ingresos por gastos de Administración, operación y mantenimiento  $IAAOM_{j,t}$  para Transelca tal como se muestra en la Tabla 6.

<b>VARIABLE</b>	<b>VALOR (\$ Dic 2013)</b>
<b><math>AOMD_{j,09-13}</math></b>	39.827.787.699
<b><math>AOMR_{j,09-13}</math></b>	24.291.622.377
<b><math>AOMIN_j</math></b>	30.107.001.013
<b><math>AOMOB_j</math></b>	29.552.218.472
<b><math>AOMbase_{j,t}</math></b>	29.996.044.505
<b><math>IAAOM_{j,t}</math></b>	29.996.044.505

Tabla 6. Ingresos gastos AOM Transelca

Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM

Según la Tabla 6, el valor aprobado para Transelca aumentaría con la nueva metodología en un 29% respecto al valor aprobado actualmente.

## 8. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este escrito analiza la metodología actual que remunera la transmisión de energía eléctrica en Colombia, recogiendo las experiencias internacionales relacionadas con el tema y evalúa la propuesta establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecida en 2014, que pretende cambiar la remuneración de los activos de transmisión de valor nuevo reemplazo (VNR) a costo de reposición depreciado (CRD), por medio de un Menú de Contratos y determinar si se trata de una metodología más eficiente, conllevando a reducciones de la tarifa no solo en la componente de transmisión, si no en la tarifa para la prestación de servicio a los usuarios finales. A continuación se describen las principales conclusiones:

En relación a la regulación por incentivos, existen argumentos que invitan a un cierto escepticismo sobre este tipo de regulación. En primer lugar, se argumenta que los gestores de las empresas anticipan que las reducciones de costos logradas, eventualmente darán lugar a reducciones de los objetivos de costes y precios. Por tanto, sigue el argumento de que el incentivo que supone la posibilidad de obtener beneficios a corto plazo está debilitado por el desincentivo que supone estar al tanto de que a mediano plazo los ingresos permitidos serán más bajos. El resultado neto de estos incentivos contrapuestos denominado “efecto trinquete” es incierto.

La regulación basada en incentivos se ha criticado también desde el punto de vista de su credibilidad. Cuando el resultado de la regulación es que las empresas obtengan beneficios importantes, surge una presión de consumidores y otros actores para cambiar la fórmula de incentivos. Si el resultado fuese el contrario y las empresas perdieran el dinero, surgiría igualmente una presión importante para cambiar la fórmula y no dejar que la calidad del servicio se deteriore o la viabilidad de las empresas sea riesgosa.

Según los diferentes esquemas de remuneración estudiados en la actividad de transmisión de energía eléctrica, la mayoría de los países regulan dicha actividad a través del esquema de Ingreso Máximo, mientras que en otros países como Finlandia se remunera a través de la Tasa de Retorno.

La regulación de limitación de precios o ingresos presenta una desventaja en relación a la determinación de los costos de la empresa regulada, tanto de capital como operativos, al igual que determinar el factor de eficiencia a aplicar a las empresas por cada periodo tarifario. Sin embargo, para tratar de mitigar estos riesgos, en el caso colombiano se contratan auditorías que permitan dar el visto bueno de los gastos de administración, operación y mantenimiento demostrados en cada periodo.

Uno de los métodos de remuneración de activos eléctricos más usado por los reguladores a nivel internacional es el Costo de Reposición Depreciado, el cual permite determinar el valor de la base regulatoria de activos de acuerdo a la vida remanente de cada equipo eléctrico. Este método tiene un problema importante que radica en la complejidad y la asimetría de información que surge cuando se requiere calcular la vida remanente de los activos. Para ello las empresas deben llevar un sistema de contabilidad regulatoria que permita hacer un seguimiento de los activos, o bien, desarrollar un modelo para determinar la depreciación de los activos. El otro método usado con mucha frecuencia en la valoración de activos es el Valor Nuevo de Reposición (VNR), o sea, el costo de reposición de los activos existentes por nuevos activos.

En caso que las empresas posean capacidad ociosa y activos desadaptados, el método de Costo de Reposición Depreciado (CRD) resultará en una base de activos mayor que el método VNR, aunque parcialmente compensada por las depreciaciones y por el uso efectivo de la capacidad, y, por lo tanto, mayores tarifas que las estimadas por este último método. Por el contrario, si la empresa tiene activos viejos, el método VNR resultará en valores más altos que los

encontrados por el método CRD. En ese sentido, el enfoque VNR da resultados que son independientes de la edad de los activos.

En situaciones de equilibrio de largo plazo, los métodos de VNR y CRD arrojan resultados equivalentes, tanto en tarifas como en gastos de capital, siempre que la estimación de la vida útil regulatoria de los activos en servicio sea adecuada, es decir, que sea lo más cercana posible a la vida útil real de los activos que se encuentran en operación.

Según las experiencias internacionales, en la mayor parte de países se utiliza un esquema de regulación basados en los costos de reposición de los activos, excepto en Inglaterra donde se presenta un esquema con cierto incentivo. Es importante resaltar que los esquemas de remuneración están muy asociados con el esquema de planificación, es por esto que en Inglaterra, dado que la planificación es realizada de manera libre por el transportador, se emplea una remuneración por incentivos para que se realicen las instalaciones justas.

En la Gráfica 6 se puede observar que la frontera de producción está regida por los ingresos aprobados mediante la nueva propuesta en el primer año del periodo tarifario, es decir, los ingresos mediante la metodología actual representa niveles de ineficiencia para las diferentes firmas debido a que no hace parte de la frontera de producción, sino que se encuentra dentro de ella (área azul). Lo anterior basados en el hecho de mantener constante los gastos AOM y la remuneración de activos no eléctricos y teniendo en cuenta que la remuneración de activos eléctricos representan la mayor proporción de los ingresos totales aprobados a cada transmisor nacional.

Igualmente, a partir del segundo año del periodo tarifario los ingresos de los transmisores nacionales disminuyen hasta el último año del periodo tarifario (área verde en la Gráfica 6) teniendo en cuenta que los activos representan un mayor grado de antigüedad. Lo anterior tiene sentido con base en que la metodología de costo de reposición depreciado conlleva a disminuir los ingresos de una firma en el



tiempo, con el propósito final de incentivar en mayor proporción a las empresas a incrementar sus inversiones y de esta forma mejorar en los niveles de eficiencia de la compañía, infraestructura y calidad del servicio.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 6, se observa un incremento en los ingresos aprobados por gastos AOM, sin embargo el porcentaje más alto de los ingresos totales está representando por la remuneración de los activos eléctricos y por tal motivo no se garantizaría un incremento en los ingresos totales de cada agente en relación con la metodología actual.

De acuerdo con los análisis realizados sobre las diferentes metodologías de remuneración de activos eléctricos y las simulaciones realizadas en el capítulo 6, se puede concluir que la metodología de Costo de Reposición Depreciado es una metodología adecuada teniendo en cuenta que el propósito de los reguladores es obtener empresas sostenibles y gastos eficientes, mantener la reposición en la infraestructura a través de la estabilidad en la remuneración de las inversiones y la incorporación de nuevas tecnologías, con el propósito de mejorar la calidad en el servicio de energía eléctrica obteniendo una reducción en las interrupciones en el Sistema de Transmisión Nacional.

Según lo anterior, el efecto de reducir la componente de transmisión en el sector eléctrico colombiano se lograría teniendo en cuenta que el cargo estampilla por el uso de las redes de transmisión es directamente proporcional a los ingresos de los Transmisores Nacionales. Es decir, si los ingresos se reducen en el tiempo con la nueva propuesta de regulación, el cargo “T” que representa la transmisión en la tarifa que se cobra al usuario final, se reduciría debido a que se debe recolectar menos ingresos a través de los Comercializadores para ser trasladados a los beneficiarios de las redes de transmisión del país.

Una recomendación para incrementar los ingresos en relación a los mostrados en la Tabla 5, estaría enfocado en reconsiderar los valores de la Tabla 3 indicados para obtener el “factor de ajuste (FA)” el cual mide el nivel de antigüedad de los

activos eléctricos, permitiendo que estos se aproximen en una mayor proporción a la unidad de forma que siga prevaleciendo el incentivo a ejecutar nuevas inversiones sobre la infraestructura y renovación de tecnología y al mismo tiempo se garanticen unos ingresos mínimos reposando en el hecho que los activos eléctricos tienen larga vida útil, incluso superior a los 30 años.

Es de anotar que la propuesta de remuneración indicada por la CREG para el siguiente periodo tarifario también está siendo analizada para el componente de distribución indicado en la tarifa final, lo cual permitiría generar incentivos a las empresas para invertir en nuevas tecnologías en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL), en las cuales podrían considerarse las redes inteligentes, lo cual representa grandes beneficios a los consumidores finales por medio de la disminución de la tarifa final en la prestación del servicio de energía eléctrica.

En países como Inglaterra y Gales se han establecido metodologías de eficiencia en las diferentes componentes de la tarifa de energía eléctrica del usuario final, entre estos se destacan la participación de la demanda dentro del mercado eléctrico, generación distribuida e integración de Smart Grids, el cual permite a los consumidores participar en el mercado obteniendo información valiosa del sistema al instante reflejándose en una reducción en los costos de energía e incluso en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Una combinación entre metodologías de remuneración como Ingreso Regulado y Costo de Reposición Depreciado, tal como lo propone el proyecto de Resolución CREG 179 de 2014, puede llevar a obtenerse un efecto Averch-Johnson. Este efecto ilustra que cuando se regula la tasa de retorno sobre la inversión, se crea un incentivo para que las empresas reguladas sobreinviertan en activos tangibles, puesto que el retorno permitido se basa en la cantidad de activos y por lo tanto la empresa tiene un incentivo para aumentarlos. La inversión excesiva tiene implicaciones en las tarifas a pagar por los consumidores y también para la

eficiencia en la asignación de recursos. Lo anterior se presenta gracias a que las empresas escogen sustituir trabajo por capital de manera sub-óptima dado que la tasa de retorno se aplica sobre el capital y no sobre el trabajo (Stephen, 2014).

Según lo anterior, las tarifas del sector eléctrico en el largo plazo aumentarían, teniendo en cuenta que los consumidores asumen el costo de estas sobreinversiones lo cual no va a representar tarifas competitivas y eficientes, objetivo en el cual se centra la nueva propuesta regulatoria.

En el corto plazo, se debe buscar otro mecanismo de incentivo a obtener empresas eficientes, en el sentido de realizar el análisis beneficio-costos de renovar la infraestructura eléctrica de la transmisión en hasta 5 años, lo cual puede llevar a las empresas a realizar inversiones innecesarias con el objetivo de aumentar constantemente sus ingresos. Igualmente, teniendo en cuenta que el incentivo por prestar una buena calidad en el servicio de energía eléctrica no está cumpliendo totalmente su función, teniendo en cuenta que este incentivo está representando menos del 1% de sus ingresos totales, se debe establecer un mecanismo más riguroso que permita cumplir con el objetivo final de constantes mantenimientos sobre las redes y constantes inversiones en nuevas tecnologías para renovar la infraestructura de manera eficiente en el largo plazo a través de los conceptos de ciudades y redes inteligentes, ya que de acuerdo a la propuesta regulatoria lo más probable es que se realicen sobre inversiones en el corto plazo con el fin de tener mayores ingresos por parte de las empresas, más que realizar una inversión planificada y sostenible en el largo plazo.

En caso que la Comisión considere implementar la nueva propuesta de remuneración de la actividad de transmisión en el siguiente periodo tarifario, se recomienda realizar una etapa de seguimiento, una vez se finalice el primer año con la nueva propuesta aplicada. Lo anterior con el fin de obtener los análisis en relación a las ventajas y desventajas tanto para los Transmisores Nacionales como para los usuarios finales, en el sentido de identificar cuáles fueron los

beneficios que se percibieron en el mercado en general con el cambio de remuneración del sector de transmisión.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- Abdala, M. (2008). *Transmission pricing in privately-owned electricity grids: An illustration from Argentine electricity pool*. Energy Economics.
- Alure, C. d. (1999). *Regulación y Economía del transporte de energía en Colombia*. Universidad Católica de Chile, Chile.
- Alvarez, E., & Prieto, O. (2005). *Estudio de la metodología de establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local de energía eléctrica en Colombia*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Anave, O., & León, O. (Abril de 2013). El monopolio. *Universidad Nacional Experimental Simon Rodriguez*.
- Barroso, L., Porrua, A., Pereira, M., & Bezerra, B. (2009). Solving the major challenges in transmission asset investment in the competitive environment: The Brazilian case. *Power & Energy Society General Meeting*, 1 - 8.
- Bonifaz, J. (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico – Centro.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). An empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry. *Journal of Industrial Economics*, 47.
- Brunekreeft, G., Neuhoff, K., & Newberry, D. (s.f.). Electricity transmission: An overview of the current debate. *Utilities Policy*. 3, 21.
- Cadena, A., Chahín, C., Durán, H., Mutis, H., Palacios, F., Prieto, M., . . . Táutica, C. (2007). *Metodologías para la remuneración de costos eficientes de AOM de empresas de transmisión y distribución eléctrica*.

- California ISO. (2013). *Conceptual Statewide Transmission Plan Update*. California.
- Charnes, A., Cooper, W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. 429-444.
- CNE. (2012). *Informe sobre el Sector Energético Español Parte I*.
- Consultores Mercados Energéticos. (2014). *Revisión de las metodologías de remuneración de actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica*.
- Cramton, P. (2009). Colombia Spot Market and Interconnections. 24 January. *Market Design INC*.
- CREG. (2014). *Resolución CREG 178 de 2014*. Bogotá.
- CREG. (Marzo de 2015). Propuesta de remuneración actividad de transmisión de energía eléctrica. *Taller Transmisión Medellín*. Medellín, Colombia.
- CREG, C. d. (1994 - 2014). *Resoluciones expedidas para regular el Mercado de Energía Eléctrico Colombiano*.
- Economía, C. J. (2009). Monopolio natural y teoría de la regulación. *Economía de la competencia*.
- García, A., & Arbeláez, L. (2002). Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market. *Energy Economics*, 217 - 229.
- Grupe, H. (1990). Regulación económica y teoría del monopolio natural. *Económica*; vol 36, no. 1 - 2, 73 - 96.
- Jamasb, T., & Pollit, M. (2003). International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy*, 1609 - 1622.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2007). En *Incentive regulation of electricity distribution networks: Lessons of experience from Britain* (Vol. 35, págs. 6163 - 6187).

- Klemperer, & Meyer, M. (1986). Price Competition vs. Quantity Competition: the Role of Uncertainty. *The Rand Journal of Economics*.
- Laffont, J., & Tirole, J. (1993). A theory of incentives in procurement and regulation. MIT Press. Littlechild S. Transmission regulation, merchant investment, and the experience of SNI and Murraylink in the Australian National Electricity Market.
- Lasheras, M. (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona: Ariel S.A.
- Lerner, E. (2000). *Perspectivas del negocio de distribución en Colombia, Estudio Proyecto CIER*. Medellín: COCIER.
- Lewis, T., & Garmon, C. (1997). Fundamentals of Incentive Regulation. *PURC/World Bank International Training Program on Utility Regulation and Strategy*.
- Littlechild, S., & Skerk, C. (2003). Transmission expansion in Argentina 6: Distribution companies, regulation and the Public Contest method. *Energy Economics*, 1527 - 1535.
- Mankiw, G. (2012). *Principios de Economía* (Sexta ed.). Mexico: Cengage Learning Editores.
- Mathieu, P., & EY. (2013). Mapping Power And Utilities Regulation In Europe. *EY*.
- Nicholson, W. (2014). *Teoría Microeconómica* (Novena ed.). Londres, Inglaterra.
- Nordic Energy Regulators. (2012). *Economic Regulation Of Tsos In The Nordic Countries*. Oslo.
- OFGEM. (2015). *Office of Gas and Electricity Markets*. Obtenido de <https://www.ofgem.gov.uk>

Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (1995). *Microeconomía* (Tercera ed.). (P. Hall, Trad.) United Kindom.

Policy International Energy. (2011). *Energy Policies of IEA Countries*. Noruega.

REE, R. E. (2012). EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.

RIO-T1. (2010). Final Proposals For National Grid Electricity Transmission And National Grid Gas. Londres.

Salvatore, D. (1998). *Microeconomía* (4ta edición ed.). Mexico: McGrawHill.

Sanford, B. (2008). Introducción a los Fundamentos de la Regulación Mediante. *Universidad de Florida*.

Sthepen, M. (2014). Assessing the Averch-Johnson-Wellisz Effect for Regulated Utilities. (C. C. Education, Ed.) *International Journal of Economics and Finance*, 6.

Tirole, J. (1988). *The Theory of Industrial Organization*. Massachussetts: Massachussetts Institute of Technology.