

**ESTUDIO DE LA METODOLOGÍA DE ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR
USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN
LOCAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

**ERIKA CONSTANZA ALVAREZ FRANCO
OSCAR JAVIER PRIETO NIÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

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**

**ERIKA CONSTANZA ALVAREZ FRANCO
OSCAR JAVIER PRIETO NIÑO**

**Proyecto para optar al título de
Ingenieros Electricistas.**

**DIRECTOR
GERARDO LATORRE BAYONA
Doctor Ingeniero Industrial.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005**

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres, Audy y Edgar, a quienes adoro, por todo lo que soy y lo que seré.

A mis hermanos, Mónica y Mauricio, por su apoyo total.

A mis amigos, mi gente, por ayudarme a crecer en esta etapa de la vida.

Y a mi Dios, que sé que también estuvo altamente implicado.

Erika Constanza Álvarez Franco.

A mi padre a quien le debo en gran proporción la persona que soy ahora.

A mi madre quien con gran fortaleza y entereza, se encargó de la mejor manera de orientarme y animarme después de la muerte de mi padre.

A mi hermana por su constante apoyo.

En general a todos mis amigos, quienes estuvieron siempre a mi lado y me incentivaron.

Oscar Javier Prieto Niño.

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN.....	0
1. PRESENTACIÓN GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	1
1.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	1
1.2 FUNCIONES DE LA CREG.....	2
1.2.1 Autoridades del Sector Energético.....	3
1.2.2 Organismos de operación y administración.....	4
1.3 ACTIVIDADES DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	5
1.3.1 Generación.....	6
1.3.2 Transmisión.....	6
1.3.3 Distribución.....	7
1.3.4 Comercialización.....	8
1.4 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	9
1.5 TARIFAS DE CONSUMO.....	10
1.5.1 Componente de Generación G.....	11
1.5.2 Componente de Transmisión T.....	11
1.5.3 Componente de Distribución D.....	11
1.5.4 Componente Comercialización C.....	11
1.5.5 Componente Otros Costos O.....	12

1.6	COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO	12
1.7	MONOPOLIO REGULADO Y SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES.....	13
1.7.1	Desregulación.....	14
2.	METODOLOGÍAS REGULATORIAS.....	17
2.1	MODELO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USADO POR TERCEROS	17
2.1.1	Supuestos del modelo.	17
2.1.2	Modelación.	18
2.2	PRINCIPALES ESQUEMAS REGULATORIOS	20
2.2.1	Esquema Rate Of Return (Costo del servicio).	21
2.2.2	Esquema Price Cap (Regulación por precio máximo).	21
2.2.3	Price Cap with Cost Pass–Through.	23
2.2.4	Sistemas de Regulación Híbridos.	23
2.2.5	Regulación Tipo Yardstick Competition o Competencia por Comparación.	24
2.3	MODELOS DE ASIGNACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES.	26
2.3.1	Modelo de asignación según Prorrata de Costos.	26
2.3.2	Modelo de asignación según Prorrata de Utilidades (Regla OFTEL)....	27
2.4	METODOLOGÍAS DE VALORACIÓN DE ACTIVOS	28
2.4.1	Valor de Reposición a Nuevo (VNR).....	29
2.4.2	Valor del Activo Neto.	29
2.4.3	Costo Incremental Promedio (CIP).	29
2.4.4	Costo Actual Depreciado–CAD (Depresiated Actual Cost–DAC).	30

2.5 TASA DE RETORNO SOBRE EL CAPITAL INVERTIDO	31
2.5.1 WACC (Weighted Average Cost of Capital).....	31
3. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN: EXPERIENCIA NACIONAL E INTERNACIONAL	33
3.1 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA.....	33
3.1.1 Regulación de la distribución en España: Esquema de Incentivos.....	34
3.1.2 Estudio de los cargos por uso del sistema distribución (peajes).....	35
3.1.3 Sistema de prorrata propuesto en España para tarificar los peajes de distribución.....	36
3.1.4 Conclusiones y comentarios para España.....	38
3.2 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN INGLATERRA	39
3.2.1 Metodología de cálculo de los peajes de distribución.....	40
3.2.2 Aspectos relevantes de la metodología de cálculo de los peajes de distribución en Inglaterra.....	42
3.2.3 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en Inglaterra.....	45
3.3 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE. (≤ 23 kV)	45
3.3.1 Régimen tarifario.....	45
3.3.2 Remuneración del Capital.....	49
3.3.3 Valoración de los activos.	49
3.4 DISTRIBUCIÓN EN CALIFORNIA (EL FRACASO DE LA DESREGULACIÓN ELÉCTRICA EN CALIFORNIA).....	50
3.4.1 Estructura eléctrica de California.	51

3.4.2	Desarrollo del mercado.....	52
3.4.3	Cambios de la industria eléctrica antes de la crisis en California.	54
3.4.4	Desarrollo de la crisis.....	55
3.4.5	Lecciones para Colombia.	57
3.4.6	Conclusiones y comentarios acerca de California.	58
3.5	PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA	59
3.5.1	Mercado Eléctrico Colombiano.	59
3.5.2	Estructura Tarifaria de distribución.	60
3.5.3	Metodología general de cálculo de los cargos monomios.	61
3.5.4	Inventario y valoración de activos.....	61
3.5.5	Determinación de los cargos por uso del Sistema de Distribución.	62
3.5.6	Vidas Útiles.....	64
4.	REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA.....	68
4.1	MARCO REGULATORIO	68
4.1.1	Antecedentes y Definición de la Metodología Anterior.....	69
4.1.2	Metodología Actual.	70
4.2	ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD	71
4.2.1.	Estimación de los Precios Eficientes.	72
4.2.2	Estimación del Factor de Productividad.....	73
4.3	REGULACIÓN Y COSTO DE CAPITAL.....	75
4.3.1	Cálculo y ajustes al costo de capital.	76
4.3.2	Estructura óptima de capital.	76

4.3.3 Tratamiento de los impuestos.....	77
4.3.4 Definición por parte de la CREG de la tasa de retorno.....	77
4.3.5 Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado.....	80
4.3.6 Metodología de Cálculo.....	81
4.3.7 Costo de la Deuda k_D	81
4.3.8 Costo del Capital Propio (Equity) k_E	82
4.3.9 Estructura de Capital, w_D y w_E	82
4.4 CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL.....	84
4.4.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4.....	86
4.4.2 Otros Activos del Nivel de Tensión 4 y Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2.....	87
4.5 ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	89
4.5.1 Metodología Análisis Envolvente de Datos (DEA).....	90
4.5.2 Aplicación de la Metodología de Análisis Envolvente de Datos.....	91
4.6 METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	94
4.6.1 Experiencias Internacionales.....	96
4.6.2 Propuesta a la Comisión.....	97
4.6.3 Nivel de pérdidas Técnicas eficientes.....	97

4.6.3 Nivel de pérdidas No Técnicas.	100
4.6.4 Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor.	101
4.7 VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS.....	102
4.7.1 Valoración de Activos Eléctricos.....	102
4.7.2 Valoración de Activos No Eléctricos.	107
4.8 DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS MÁXIMOS DEL NIVEL DE TENSIÓN	
1	108
4.8.1 Descripción General de la Metodología.....	109
4.8.2 Desarrollo de la Metodología.....	110
4.8.3 Cargos máximos de AOM en Nivel 1.....	114
5. REGULACIÓN ESTABLECIDA DE CARGOS.....	115
POR USO Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN	115
5.1 REGULACIÓN ESTABLECIDA PARA CARGOS POR USO	115
5.1.2 Cálculo de los Cargos Máximos.	115
5.1.3 Actualización, Liquidación y Recaudo de los Cargos por uso de STR's	
.....	116
5.1.4 Conformación de los Sistemas de Transmisión Regional.....	121
5.1.5 Actualización de los cargos de los STR por puesta en servicio de	
nuevos activos.....	122
5.1.6 Criterios para Activos de Conexión y Activos de Uso.	122
5.1.7 Propiedad de activos de los STR y/o SDL.....	123
5.1.8 Remuneración de Activos de Terceros.....	123

5.1.9 Reposición de activos de terceros.	125
5.1.10 Venta de activos.	125
5.1.11 Transporte de energía reactiva.....	125
5.1.12 Cargos por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red aplicables a los Autoproductores.	126
5.1.13 Publicación de los cargos.	126
5.1.14 Pruebas.	126
5.1.15 Decisión sobre aprobación de los cargos de cada Operador de Red.	126
5.1.16 Información para próximo periodo tarifario.	127
5.2 CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO	127
5.2.1 Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.	128
5.2.2 Cálculo de los cargos por uso de una subestación tipo.....	130
5.2.3 Pérdidas reconocidas por nivel de tensión y factores de pérdidas para referir al STN.	141
5.2.4 Cálculo de las energías útiles de los STR y SDL.....	144
5.2.5 Cálculo de los cargos de los STR y SDL.	146
5.2.6 Cálculo de cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2.....	147
5.2.7 Cargo por uso que se utiliza en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio.	150
5.2.8 Cálculo de los cargos monomios horarios.	151

CONCLUSIONES	154
BIBLIOGRAFÍA.....	157
ANEXOS	160
GLOSARIO	252

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de Tensión en Distribución.....	7
Tabla 2. Factores considerados en los esquemas regulatorios	20
Tabla 3. Países por tipos de regulación.....	26
Tabla 4. Evolución de la regulación del sector eléctrico	33
Tabla 5. Áreas típicas de distribución para el 2000 y empresas distribuidoras que las componen.	49
Tabla 6. Componentes del VNR	49
Tabla 7. Agentes y participantes en la estructura del mercado eléctrico	50
Tabla 8. Principales acontecimientos desde mayo de 2000	56
Tabla 9. Comparación de esquemas de peaje de distribución.	65
Tabla 10. Aplicación del Modelo de Productividad.....	73
Tabla 11. Índices de Productividad en otros países.....	75
Tabla 12. Parametros de referencia.....	78
Tabla 13 Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado	80
Tabla 14 Cálculo del Costo de Capital en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica	83
Tabla 15. Variables empleadas para el análisis DEA	91
Tabla 16. Costo de pérdidas de Energía	95
Tabla 17. Nivel de Pérdidas Eficientes por nivel de tensión sin incluir STN	97
Tabla 18. Pérdidas Técnicas Sin Acumular	99

Tabla 19. Número de usuarios por Nivel de Tensión	100
Tabla 20. Porcentaje de Pérdidas No-Técnicas Reconocidas	101
Tabla 21. Porcentajes de Pérdidas a reconocer	102
Tabla 22. Factores considerados para transformadores.....	111
Tabla 23. Factores considerados para redes secundarias	111
Tabla 24. Cantidad de transformadores por zona.....	112
Tabla 25. Cargos máximos	113
Tabla 26. Información para determinar los cargos máximos	115
Tabla 27. Sistemas de Transmisión Regional.....	121
Tabla 28. Factores a tener en cuenta para el cálculo	130
Tabla 29. Parámetros utilizados en el cálculo.....	132
. Tabla 30. Costo reconocido por conexiones al STN.....	133
Tabla 31 Costo reconocido por conexiones al STN (transformador de conexión al STN)	133
Tabla 32 Cálculo costos activos nivel IV (transformador tridevanado).....	134
Tabla 33. Cálculo costos activos nivel IV (transformador tridevanado).....	134
Tabla 34 Cálculo costos activos nivel IV	135
Tabla 35 Cálculo costos activos nivel IV (líneas radiales)	136
Tabla 36. Costos totales en el nivel de tensión 4.....	136
Tabla 37. Costo de activos nivel de tensión 3.....	137
Tabla 38 Costo de activos nivel de tensión 3 (Transformador bidevanado)	138
Tabla 39. Costo asignado del transformador tridevanado al nivel de tensión 3...	138
Tabla 40. Costo de activos nivel de tensión 3 (Líneas radiales)	138

Tabla 41. Costos totales nivel de tensión 3	139
Tabla 42. Cálculo de costos anuales nivel de tensión II	139
Tabla 43. Costo asignado del transformador tridevanado al nivel de tensión 2... 140	
Tabla 44. Cálculo de costos anuales nivel de tensión II (Líneas radiales).....	141
Tabla 45. Costos totales nivel de tensión 2	141
Tabla 46. Niveles de Pérdidas Reconocidos por la CREG	141
Tabla 47. Pérdidas a reconocer en nivel de tensión 2	142
Tabla 48. Pérdidas a reconocer en nivel de tensión 1	142
Tabla 49. Factores Para Referir al STN.....	143
Tabla 50. Factores para referir medidas de energía del nivel 1 al nivel de tensión 3.....	143
Tabla 51. Energía Útil del Nivel de Tensión 4	144
Tabla 52. Energía Útil del Nivel de Tensión 3.....	145
Tabla 53. Energía Útil del Nivel de Tensión 2.....	145
Tabla 54. Ingresos anuales por activos nivel de tensión 4 y conexión al STN....	146
Tabla 55. Cargo para nivel de tensión 4	147
Tabla 56. Cargos máximos para nivel de tensión 3	148
Tabla 57. Cargos máximos para nivel de tensión 2	148
Tabla 58. Cargos máximos para nivel de tensión 1	149
Tabla 59. Componente D usada en el cálculo del costo unitario de capital	151
Tabla 60. Cargos monomios horarios, nivel de tensión 3.	152
Tabla 61. Cargos monomios horarios, nivel de tensión 2	152

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura Organizacional CREG	2
Figura 2. Autoridades del sector	3
Figura 3. Actividades del Sector Eléctrico.....	5
Figura 4. Mercados de Energía.....	10
Figura 5. Costo Unitario de Prestación del Servicio	13
Figura 6. Gráfico con Distribución normal. Forma Canónica.	88
Figura 7. Índice de Pérdidas 1996-2001	95
Figura 8. Factor y horas de aplicación	152
Figura 9. Factor y horas de aplicación	152

ÍNDICE DE ANEXOS

<i>ANEXO 1. CÁLCULO DE COSTOS ANUALES (Resolución CREG 082-02, Anexo 1)</i>	<i>157</i>
<i>ANEXO 2. CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN (Resolución CREG 082-02, Anexo 2)</i>	<i>176</i>
<i>ANEXO 3. LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE STR Y SDL, EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2 Y DE LAS CONEXIONES AL STN (Resolución CREG 082-02, Anexo 3)....</i>	<i>183</i>
<i>ANEXO 4. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL (Resolución CREG 082-02, Anexo 4)</i>	<i>195</i>
<i>ANEXO 5. VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LOS OPERADORES DE RED PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS STR O SDL DE NIVELES DE TENSIÓN 2, 3 Y 4 (Resolución CREG 082-02, Anexo 5)</i>	<i>204</i>
<i>ANEXO 6. RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS OR (Resolución CREG 082-02, Anexo 6).....</i>	<i>207</i>
<i>ANEXO 7. REPORTE DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CÁLCULO DE ENERGÍA ÚTIL (Resolución CREG 082-02, Anexo 7)</i>	<i>208</i>

ANEXO 8. METODOLOGÍA PARA APLICAR CRITERIOS DE EFICIENCIA EN EL USO DE ACTIVOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3, Y 2 (Resolución CREG 082-02, Anexo 8).....	211
ANEXO 9. CÁLCULO DE CARGOS MONOMIOS HORARIOS A PARTIR DEL CARGO MONOMIO ACUMULADO (Resolución CREG 082-02, Anexo 9).....	219
<i>ANEXO 11. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL (CREG)</i>	226
ANEXO 12. DETERMINACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS	241

RESUMEN

TITULO.

ESTUDIO DE LA METODOLOGÍA DE ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA*

AUTORES.

ALVAREZ FRANCO, Erika Constanza y PRIETO NIÑO, Oscar Javier. **

PALABRAS CLAVES

Cargos por uso, activos, peajes, distribución, Internacional, WACC, pérdidas, regulación, AOM, STR, SDL, DEA.

DESCRIPCIÓN

Actualmente, el paradigma que está tomando fuerza a nivel mundial, es el de la desregulación, donde su principal herramienta, es la introducción de la competencia. Particularmente en el sector de distribución de energía eléctrica, se están implementando metodologías regulatorias bajo este concepto, usando mecanismos que simulan un entorno de competencia en este sector que es considerado monopólico. La desregulación es utilizada con el fin de incentivar a los participantes del sector (empresas de distribución y operadores de red) a realizar mejoras en sus redes, para así obtener mayores beneficios que a su vez se ven reflejados en los clientes atendidos.

En este proyecto se describe la metodología regulatoria y los criterios para el cálculo y remuneración de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local, así como estudios realizados por la CREG y contratados por la misma, para determinar los factores considerados en el establecimiento de dichos cargos. Además se hace una comparación de las metodologías regulatorias de los cargos por uso de las redes de distribución de energía eléctrica empleadas en Chile, Inglaterra y España, con la metodología aplicada en Colombia.

La finalidad planteada para este proyecto es que a partir del estudio realizado, se tenga una base para la realización de un diplomado sobre este tema. Es de gran importancia resaltar que no existen muchas personas en el medio eléctrico, que posean un conocimiento apreciable acerca del tema, luego, el campo de acción es bastante bueno. A partir del estudio se pudo concluir que ventaja o desventaja de un esquema regulatorio, se constituye en la forma como éste sea aplicado por el regulador, para adaptarlo a las características del sector.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ciencias Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Gerardo Latorre, Doctor Ingeniero Industrial

SUMMARY

TITLE

METHODOLOGY ESTABLISHMENT STUDY OF THE CHARGES BY USE OF THE REGIONAL TRANSMISSION SYSTEMS AND LOCAL DISTRIBUTION SYSTEMS OF ELECTRICAL ENERGY IN COLOMBIA *

AUTHORS

ALVAREZ FRANCO, Erika Constanza y PRIETO NIÑO, Oscar Javier. **

KEY WORDS

Charges by use, actives, peajes, distribution, International, WACC, losses, regulation, AOM, STR, SDL, DEA.

DESCRIPTION

Nowadays, the paradigm that is taking force worldwide is deregulation, which its main tool is the introduction of the competence. Particularly in the electric power distribution sector, regulatory methodologies under this concept are being implemented, using mechanisms that simulate a competence environment in this sector considered monopolistic. The deregulation is implemented in order to encourage the sector participants (distribution enterprises and network users) to get improvements in its networks, obtaining greater benefits that at the same time are seen reflected in the attended clients.

In this project the regulatory methodology and the criteria for the calculation and remuneration of the charges by use of the of Regional Transmission Systems and the Local Distribution Systems are described, as well as studies carried out by the CREG and hired by the same one, to determine the considered factors in the charges establishment. Besides, a comparison between regulatory methodologies of the charges by use applied in the electric power distribution networks of Chile, England, Spain and Colombia is made.

The purpose presented for this project is that from the study carried out, have a base for the execution of a graduate on this theme. It is of great importance to stand out that there are not many people in the electric environment that possess an appreciable knowledge about regulatory topics, then, the work field of action is quite good. From the study could be concluded that advantage or disadvantage of a regulatory plan, is constituted in the form as this could be applied by the regulator, to adapt it to the characteristics of the sector.

* Graduation Project

** Faculty of Engineering Physical-mechanics. Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering School. Director Gerardo Latorre, Doctor Industrial Engineer

INTRODUCCIÓN

Una de las actividades imprescindibles en la cadena de electricidad, es la actividad de transporte de energía eléctrica, la cual es necesaria para llevar la energía eléctrica desde el lugar donde ésta es generada, hasta los lugares donde será consumida por los usuarios.

En el sistema eléctrico colombiano, la actividad de transporte de energía eléctrica se compone de tres tipos de sistemas interconectados, que se clasifican de acuerdo con el nivel de tensión al cual operan. Estos sistemas son el Sistema de Transmisión Nacional, que opera a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los Sistemas de Transmisión Regional, que operan a tensiones menores a 220 kV y mayores o iguales a 57,5 kV, y los Sistemas de Distribución Local, que operan a tensiones menores a 57,5 kV.

La remuneración de la actividad de transporte, se realiza a través de un “peaje” que se cobra a quien haga uso de las líneas y equipos necesarios para transportar la energía, también llamados *activos de uso*. Dichos peajes reciben el nombre de *cargos por uso* y deben ser pagados al dueño de las redes por quienes hagan uso de las mismas. Los peajes que se pueden cobrar por el uso de las redes, son determinados por el ente regulador, que en el caso colombiano es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En este proyecto se describe la metodología y los criterios para el cálculo y remuneración de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local, así como estudios realizados por la CREG y contratados por la misma, para determinar los factores considerados en el establecimiento de dichos cargos. Además se hace una comparación de las metodologías regulatorias de los cargos por uso de las redes de distribución de energía eléctrica empleadas en Chile, Inglaterra, España y California, con la metodología aplicada en Colombia.

Adicionalmente se presenta un ejercicio práctico, en el que se realiza el cálculo de los cargos por uso de una subestación tipo. Para esto, se toma como base lo dispuesto en la resolución CREG 082 de 2002, que aprueba los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, y aquellas normas que la complementen.

En esta regulación se presentan los criterios generales para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y los lineamientos que deben seguir los operadores de red para ejercer su actividad.

1. PRESENTACIÓN GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Antes de tratar en profundidad los temas que constituyen este estudio, se hace necesario hacer un recuento de los inicios y evolución que ha presentado el sector eléctrico colombiano a través de su trayectoria.

La estructura para el suministro de la energía eléctrica en Colombia fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, el cual requería de grandes inversiones en activos de larga duración. El sector presentaba *economías de escala*, donde los costos promedio decrecen con una mayor producción; *de alcance*, que consiste en que es económicamente favorable la adquisición de dos bienes en conjunto por una misma unidad económica; *integración vertical* (el producto de una empresa es insumo principal de otro negocio) y *costos hundidos importantes*, que son aquellos que no pueden ser devueltos si el inversionista se retira del negocio, tal como los costos de construcción de una represa.

En este ámbito, era el estado quien proveía el servicio; es decir, las empresas prestadoras del servicio de energía en esta época fueron estatales (aunque la financiación era de tipo externo y con preferencia en proyectos hidráulicos), el despacho era centralizado y las tarifas no reflejaban las variaciones reales del costo del servicio.

A comienzos de la década de los 90's, un diagnóstico efectuado sobre la gestión y logros que habían alcanzado las empresas de electricidad en manos del Estado, mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera. El sector considerado globalmente, enfrentaba la quiebra financiera, que finalmente se tradujo en un racionamiento de energía a nivel nacional que abarcó el período 1991-1992, afectando notoriamente el presupuesto nacional, al ser el sector eléctrico el responsable de una gran proporción de la deuda externa del país.

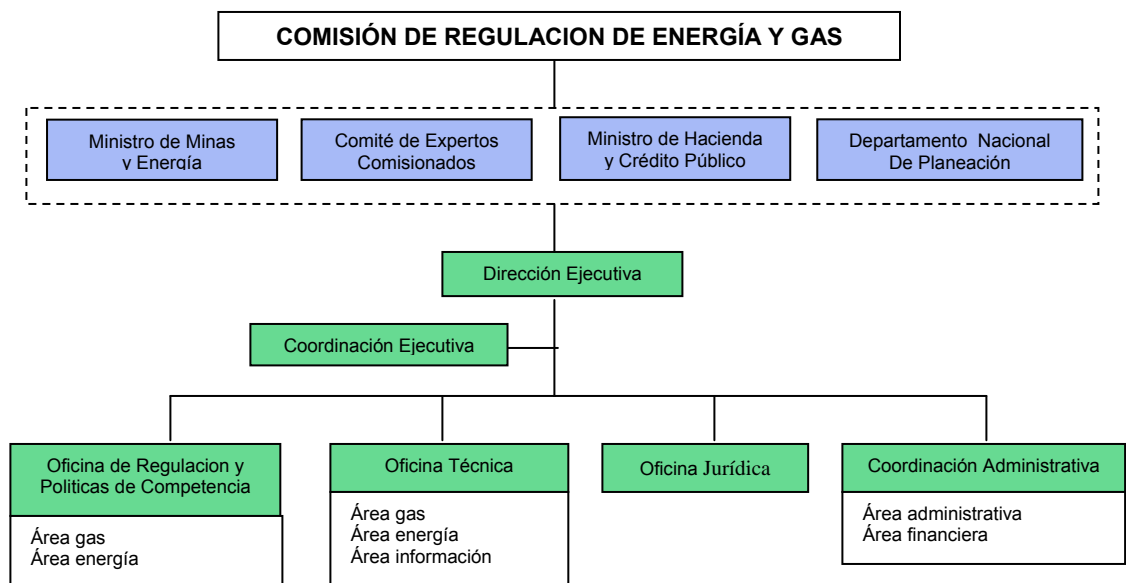
Por lo anterior, fue necesario realizar una reestructuración que se inició con las Leyes 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 (Ley Eléctrica) del año 1994 promulgadas por el Congreso de la República, después de un proceso de más de dos años en donde se contó con amplia participación de los gremios, la comunidad, el sector político y los agentes de servicios públicos. En dichas Leyes, se establecieron las condiciones para mejorar la eficiencia de las empresas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios en beneficio de los consumidores. Con todos estos cambios se buscó propiciar el buen

funcionamiento de las empresas involucradas en el sector, así como la satisfacción de los usuarios.

Adicionalmente, de acuerdo con el Artículo 21 ley 143 se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que sería una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, encargada de las funciones regulatorias del sector energético. Su objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, la CREG ha de promover la competencia, crear y preservar las condiciones que la hagan posible.

Para el cumplimiento de las funciones propias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se estableció la estructura interna que se muestra a continuación:

Figura 1. Estructura Organizacional CREG



1.2 FUNCIONES DE LA CREG

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, a continuación se presentan las funciones especiales de la Comisión de regulación de Energía y Gas más relevantes en relación con el tema que nos atañe:

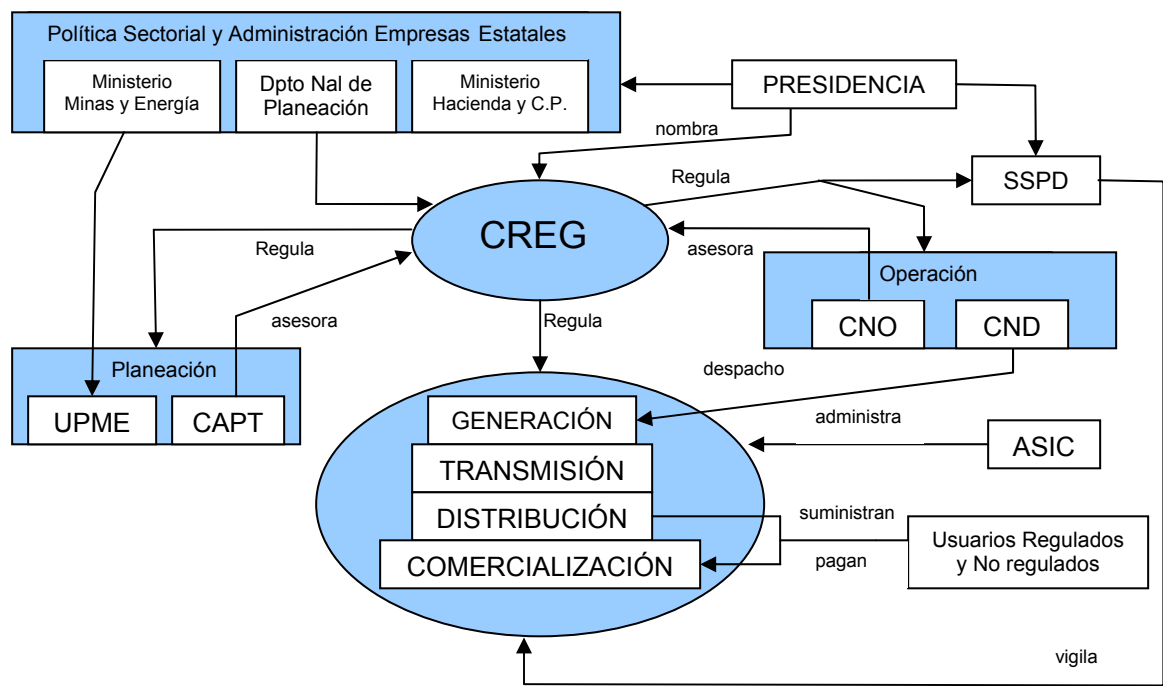
- a. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente;

propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

- b. Establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.
- c. Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de la Ley 142, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.
- d. Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.

1.2.1 Autoridades del Sector Energético. Además de la CREG, existen otros organismos de gran importancia dentro del sector, que se presentan a continuación:

Figura 2. Autoridades del sector



CREG.

- ✓ **Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD).** Es un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación (DNP), que desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de regulación y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados.
- ✓ **Consejo Nacional de Operación (CNO).** La Ley 143 de 1994 estableció la creación del Consejo Nacional de Operación cuya función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica. También es su función ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.
- ✓ **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).** Está organizada como unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y de los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas, económicas y de precios de los recursos energéticos. Así mismo, elabora el plan energético nacional de desarrollo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; y que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía.
- ✓ **Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT).** Este comité fue creado mediante Resolución CREG-051 de 1998, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN).

1.2.2 Organismos de operación y administración. Además de las autoridades del sector, existen organismos de operación y administración, cuyas funciones contribuyen al correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Colombiano.

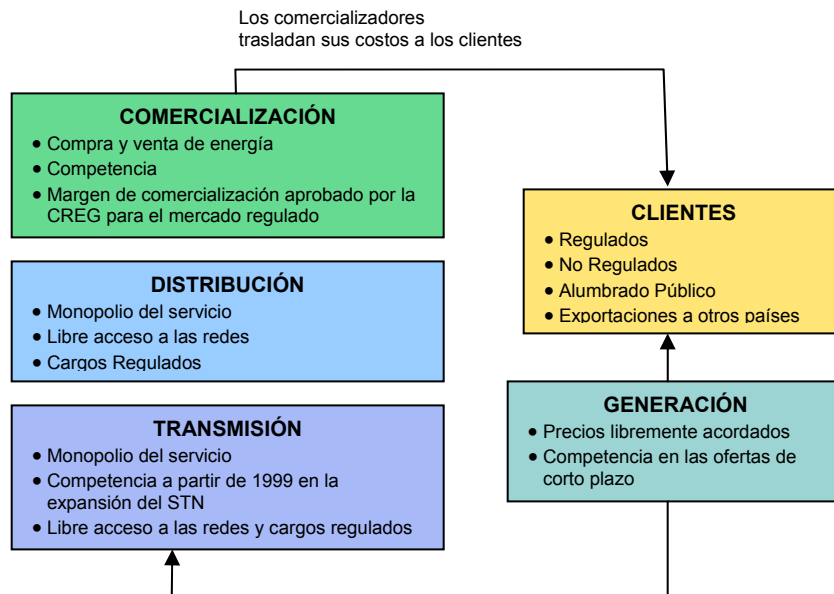
- ✓ **Centro Nacional de Despacho (CND).** Es una dependencia de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Adicionalmente coordina los Centros Regionales de Despacho (CRD), los cuales, a su vez, se encargan de la operación de las redes regionales. Para este efecto el CND y los CRD's utilizan herramientas de supervisión y control apoyadas en un sofisticado equipo de comunicaciones, que permite disponer de la información en tiempo real para así determinar y evaluar permanentemente el estado del Sistema.

- ✓ **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).** Es otra dependencia de ISA, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o transacciones de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información requeridos y programas de computación; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales.
- ✓ **Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC).** Dependencia de ISA, que participa en la administración del Mercado de Energía Mayorista encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del Mercado Mayorista.

1.3 ACTIVIDADES DEL MERCADO ELÉCTRICO

Para que la cadena de electricidad se complete, se requiere de tres cosas: Generar la energía, Transportarla y Distribuirla. A continuación se presenta en términos generales, el funcionamiento de dicha cadena de electricidad desde su generación hasta su consumo por parte del usuario final.

Figura 3. Actividades del Sector Eléctrico



CREG.

1.3.1 Generación. Es la actividad consistente en la producción de energía eléctrica, que puede ser, mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. Ésta energía puede ser transada en la Bolsa de Energía o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días la declaración de disponibilidad y sus ofertas de precio a la Bolsa, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores también pueden recibir un ingreso adicional proveniente del Cargo por Capacidad, cuyo pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

El Generador puede desempeñar esta actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico (excepto las actividades de transmisión o distribución), donde cualquiera de ellas puede ser la actividad principal.

1.3.2 Transmisión. Esta es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Las centrales de generación, normalmente se encuentran a grandes distancias de los centros de consumo, razón por la cual es necesario transportar la energía a estos puntos. El transportador es quien aporta la infraestructura necesaria para el transporte de dicha energía, y puede cobrar por prestar este servicio. Para esto, es necesario elevar el nivel de tensión, y así disminuir las pérdidas de potencia I^2R propias de la actividad de transmisión.

Los transportadores cobran su servicio a los usuarios de la red a tarifas reguladas por la CREG, las cuales cubren sus costos de inversión y funcionamiento, incluyendo el costo de oportunidad del capital. También prestan el servicio de conexión al STN de las nuevas plantas de generación o de las nuevas cargas del Sistema. Estos agentes deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad.

La actividad de transporte se encuentra bajo un régimen de monopolio controlado, debido al elevado costo de la construcción de varios circuitos para la conexión de las mismas regiones. Sin embargo, existe una competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P (ISA), es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

1.3.3 Distribución. El agente distribuidor se encarga de transformar la energía del transportador a niveles más bajos que hagan posible su consumo por parte de los usuarios finales y cobra por el servicio de distribución de esta energía, un valor que depende del nivel de tensión y de la infraestructura utilizada para este fin. Los niveles de tensión de la actividad de distribución se clasifican en cuatro grupos:

Tabla 1. Niveles de Tensión en Distribución

Nivel de Tensión	Tensión
I	< 1 kV
II	1kV < 30 kV
III	30 kV < 57,5 kV
IV	57,5 kV < 220 kV

Con base en un listado que el distribuidor debe reportar a la Comisión de los activos utilizados, y unos valores pre-establecidos por la CREG para dicha infraestructura, la Comisión determinará y aprobará el cargo máximo que el distribuidor puede cobrar por el uso de dicha infraestructura.

La actividad de distribución se encuentra integrada por dos sistemas de transporte:

- ✓ **Sistema de Transmisión Regional (STR).** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red. El Sistema Interconectado Nacional se encuentra clasificado en dos STR's: STR Norte y STR Centro-Sur.
- ✓ **Sistema de Distribución Local (SDL).** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir el libre acceso indiscriminado a los STR's a los SDL's, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad. Los Ingresos que perciben los Transmisores

Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, por dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red diferenciados por nivel de tensión.

La actividad de distribución se diferencia de la de transporte, desde un punto de vista regulatorio, en dos aspectos fundamentales: primero, la red de distribución es a la que se conectan directamente la inmensa mayoría de los consumidores finales, por lo que los aspectos de calidad del servicio cobran una particular importancia. Y segundo, el elevado número de instalaciones de distribución no permite su tratamiento regulatorio individualizado, en particular en lo referente a retribución, por lo que se recurre a procedimientos simplificadores que consideran el sistema de una forma global.

1.3.4 Comercialización. Esta actividad consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista, y su venta a los usuarios finales regulados o no regulados. Esta actividad puede realizarse en forma exclusiva o conjunta con otras actividades del sector eléctrico, siendo cualquiera de ellas la actividad principal.

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Es así como los comercializadores venden energía a los consumidores finales o a otros agentes del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Estos también pueden vender en la Bolsa de Energía sus excedentes de contratos. El negocio de los comercializadores proviene de aprovechar el grado de información que manejen de las fluctuaciones en los precios y de las recompensas que les da el mercado al tomar riesgo.

Todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, pero no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras. Un error común que se presenta es el de integrar dentro de una única categoría dos actividades de naturaleza radicalmente distinta: el servicio de “red de distribución”, que permite hacer llegar físicamente la energía desde la red de transporte hasta los consumidores finales y que como se ha dicho, tiene características de monopolio natural, y el servicio de “comercialización” de esta energía, adquiriéndola al por mayor y vendiéndola al por menor; actividad que puede realizarse en condiciones de competencia.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado y no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Estos usuarios regulados o no regulados se definen a continuación:

- ✓ **Usuario No Regulado (UNR).** Un Usuario No Regulado es un consumidor que gracias a superar un nivel límite de consumo, puede negociar libremente la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que desee. A este usuario se le llama No Regulado precisamente porque sus tarifas no están reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), sino que son acordadas mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador.

La CREG establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a esta condición. Dichos límites al inicio del mercado se ubicaban en 2 MW, y luego pasaron a 1 MW en 1997. Actualmente, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses superior a los 100 kW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes promedio durante los últimos seis meses.

En conclusión, empresas con consumo pico alto pueden ser usuarios no regulados al superar el límite de la potencia establecida para tal fin, o también pueden serlo si poseen un consumo constante de energía de 55 MWh/mes, aunque su demanda de potencia no sea tan elevada.

- ✓ **Usuarios Regulados (UR).** Son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, y están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.

Si un Usuario Regulado posee las condiciones para ser No Regulado mantendrá dicho estatus hasta que en forma expresa indique que quiere dejar de serlo. Adicionalmente, si un Usuario Regulado cree que en el futuro va a aumentar su demanda, de tal manera que cumpla con los límites, puede suscribir un contrato en condiciones de No Regulado con un Comercializador. Al finalizar los 6 meses iniciales del contrato, se debe verificar que la demanda realmente sí cumple con los límites.

1.4 MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

Con el fin de introducir competencia en la generación de electricidad, con la reforma eléctrica implantada en las leyes 142 y 143 de 1994, se crea el Mercado de Energía Mayorista Competitivo en el cual participan generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad.

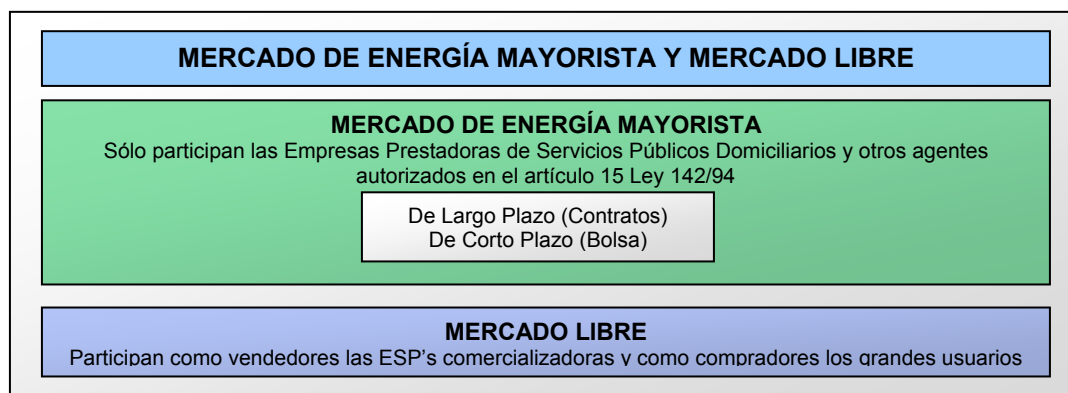
El Mercado de Energía Mayorista (MEM), es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en el que participan como

compradores y vendedores los agentes autorizados por la ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista, este último en forma pasiva, ya que tiene prohibido participar en las actividades de comercialización o generación de energía, en razón del monopolio de su actividad.

La comisión de regulación de energía y gas CREG definió los alcances de este Mercado de Energía Mayorista y estableció dos grandes espacios para realizar las transacciones mayoristas: *el mercado de contratos a término* (ó mercado de largo plazo) y *la bolsa de energía* (o mercado de corto plazo). Los contratos pueden ser de diferentes modalidades y pueden acordarse libremente entre las partes; mientras que la bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado en el mercado, con reglas explícitas de cotización, donde se determina el precio del kWh, de acuerdo con la oferta y la demanda, entre otros factores.

El lado de la demanda no participa directamente en la bolsa, luego, los grandes consumidores no pueden acceder en forma directa al MEM, ya que para hacerlo tendrían que constituirse como empresa de servicios públicos ESP, según lo dispuesto en la ley. Sin embargo, podrán realizar contratos con el comercializador que deseen, a través del mercado libre, que es el mercado en el que participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores los comercializadores de electricidad.

Figura 4. Mercados de Energía



1.5 TARIFAS DE CONSUMO

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, de manera genérica, la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final es la siguiente:

Generación + Transmisión + Distribución + Comercialización + Otros Costos

Los componentes de la cadena de costos de prestación del servicio para la atención de usuarios en los dos mercados son idénticos. Sin embargo, el manejo que el comercializador puede aplicar a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe. A continuación se hace una descripción de cada uno de estos componentes de la cadena de costos de prestación del servicio de electricidad.

1.5.1 Componente de Generación G. Esta componente corresponde a los costos por compra de energía que los comercializadores pueden adquirir con destino a sus Usuarios Regulados y No Regulados. El comercializador traslada a su estructura de costos la señal de costos de sus transacciones por compra de energía, a través de las fórmulas tarifarias diseñadas por la CREG para tal fin.

1.5.2 Componente de Transmisión T. Esta componente corresponde a los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), los cuales son regulados y fijados por la CREG. A partir del 1º de enero del 2000 este cargo es una estampilla nacional, es decir, es un cargo fijo que pagan todos los comercializadores, y que se calcula de acuerdo con la energía transmitida.

1.5.3 Componente de Distribución D. Esta se refiere a los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y/o Distribución Local (SDL's), que debe cobrar el distribuidor y que son regulados y fijados por la CREG para cada empresa Distribuidora, de acuerdo con los diferentes Niveles de Tensión de Suministro.

1.5.4 Componente Comercialización C. La CREG definió la fórmula tarifaria mediante la cual el comercializador, que actúa en el mercado regulado, traslada a su Estructura de Costos el Costo Base de Comercialización máximo que le ha sido aprobado, y que se fija en \$/Factura (Pesos por Factura)

La fórmula tarifaria contiene en la componente C, los denominados costos de clientela, como medición, liquidación, facturación, recaudo, atención de clientes y reclamación, dados en \$/usuario que dependen del consumo en \$/kWh.

Se entiende como "Mercado de Comercialización", el conjunto de Usuarios Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional (STR's) y/o Distribución Local (SDL's). La regulación establece que los comercializadores que deseen prestar el servicio de electricidad a usuarios regulados en mercados existentes del Sistema Interconectado Nacional, no requieren aprobación previa

del Costo Base Comercialización (Co*). Para ello, los valores ya aprobados en cada mercado se consideran como el máximo que puede cobrar el comercializador.

1.5.5 Componente Otros Costos O. La componente “Otros Costos” corresponde a los Costos Adicionales en que incurre un comercializador en el Mercado Mayorista de Electricidad. Estos costos están asociados con los siguientes conceptos:

- ✓ Contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD: La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, dispone que las entidades sometidas a regulación, control y vigilancia, están sujetas a dos contribuciones: Contribución a la CREG y Contribución a la SSPD, con el fin de recuperar los costos del servicio de regulación y de control y vigilancia.

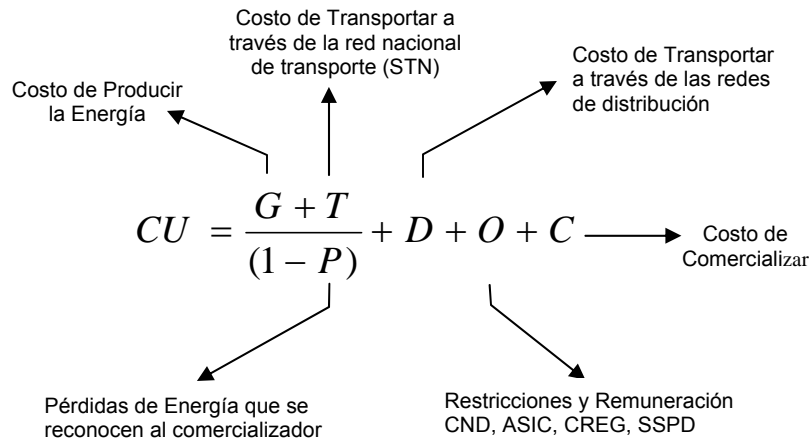
La tarifa máxima de contribución por empresa regulada es 1% del valor de los gastos de funcionamiento, asociados al servicio sometido a regulación, en el año anterior a aquel en el que se haga el cobro. Para esto, las empresas reguladas deben poner a disposición de la SSPD y de la CREG los estados financieros, para que estas entidades fijen la tarifa aplicable de manera independiente.

- ✓ Costos asignados a los comercializadores por restricciones en las redes de transmisión.
- ✓ Remuneración del Centro Nacional de Despacho (CND), del Administrador del SIC (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Contribución del 20% sobre el valor del servicio que pagan los usuarios de estratos 5 y 6 y los consumidores industriales y comerciales para el Fondo de “Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos”, con destino a los subsidios de los estratos 1, 2 y 3.

1.6 COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La sumatoria de cada uno de los anteriores componentes de costo (G+T+D+O+C) conforma lo que se denomina el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). Este costo es trasladado a los usuarios mediante la aplicación de la siguiente expresión:

Figura 5. Costo Unitario de Prestación del Servicio



CREG.

Donde P (pérdidas), representa el porcentaje reconocido de pérdidas de energía. Con este mecanismo, se impide que el prestador del servicio traspase a los usuarios ineficiencias derivadas de no tener ni ejecutar planes de recuperación de las pérdidas e incentiva a su vez a aquellos que hacen un manejo eficiente de las mismas.

La fórmula tarifaria establece un nivel fijo de pérdidas a cargar al comercializador entrante. Esta variable afecta el reconocimiento de pérdidas en las redes de transmisión y distribución por la energía consumida por los usuarios de cada comercializador.

1.7 MONOPOLIO REGULADO Y SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

Como se ha mencionado, el suministro de electricidad requiere la realización de diversas actividades, asociadas fundamentalmente a las redes de transporte y de distribución, donde el control sobre dichas actividades puede dar cierto poder en el mercado eléctrico, acarreando efectos negativos. El principal efecto de dicho poder de mercado es debido al régimen de monopolio (una industria es un monopolio, si la producción de un bien o servicio particular lo realiza una sola firma minimizando los costos), donde el monopolista puede fijar precios por encima de los costos marginales, afectando directamente a los usuarios finales, ya que estos costos son transferidos a dichos usuarios.

Por esto, puede observarse que el monopolio tiene ciertas características que en teoría podrían deteriorar el bienestar social. Uno de los objetivos más relevantes en términos de la regulación de estas industrias, es la organización y combinación adecuada de actividades competitivas y de monopolio.

En un principio se partió de empresas integradas verticalmente (esto es, que realizaban desde la generación, hasta la facturación de la electricidad al consumidor final), donde las actividades competitivas esenciales, que son la generación y la comercialización, se podían beneficiar con el poder de mercado de las monopólicas, y de igual forma podrían transferir el riesgo de la actividad competitiva a la regulada. Por consiguiente, se hizo necesario que estas actividades asociadas a la red fueran totalmente independientes de las competitivas; por lo que fue preciso modificar la estructura de organización y de propiedad del sector, para poder introducir mecanismos de competencia.

Para implantar una competencia real en la distribución y así eliminar el monopolio, lo primero que viene a la mente es construir una nueva red en paralelo con la ya existente; sin embargo, esto sería muy costoso y no tendría sentido, ya que conllevaría a una inversión ineficiente. Es por esto, que en la distribución no puede haber una competencia abierta, constituyéndose así, en un monopolio natural. Como alternativa para limitar el poder de mercado en las actividades que se constituyen como monopolio natural, el estado realiza una regulación, dando lugar a lo que se conoce como monopolio regulado. Así, la intervención pública en su papel de ente regulador está justificada donde existe un monopolio. Como ya se ha mencionado, en Colombia esta regulación es realizada por La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo encargado de establecer las “reglas del juego” del mercado eléctrico para las actividades tanto monopólicas, como competitivas.

1.7.1 Desregulación. En la actualidad, existe una tendencia en el mundo a desregular la industria eléctrica, tal como se ha observado en otros sectores en los que se efectuó la desregulación y se tuvo un éxito considerable. En dichos sectores los consumidores percibieron los beneficios en forma importante y la eficiencia global de las industrias desreguladas mejoró notablemente. Se redujeron costos, se bajaron precios, se ofrecieron nuevos servicios y se implantaron nuevas tecnologías.

Estas experiencias han motivado la implantación de la desregulación en la industria eléctrica, que a lo largo de su historia ha carecido de competencia en los precios, acarreado la inexistencia de alternativas para el consumidor y la limitación de innovaciones tecnológicas (comparadas con otros sectores como las telecomunicaciones y la computación). Entre los argumentos en favor de un mercado competitivo de electricidad, se tiene que los monopolios se deben evitar para que no logren ganancias espectaculares, afectando a los usuarios. De esta forma, la competencia incrementaría la eficiencia del suministro de energía; y reduciría el precio de la electricidad.

El nuevo entorno competitivo ha creado nuevas responsabilidades y oportunidades para la distribución. Las nuevas responsabilidades incluyen la

operación del sistema no sólo para beneficiar a los propietarios de las redes, sino también a los usuarios, mejorando el manejo de la energía y así bajar los costos a los clientes.

Algunas de las experiencias internacionales en el aspecto de la desregulación se presentan a continuación:

- ✓ **Inglaterra.** Inglaterra fue el primer país en Europa en cambiar radicalmente su sector eléctrico. El Acta de Electricidad de 1989 introdujo simultáneamente la privatización de la industria, la separación de la empresa eléctrica en cuatro unidades de negocios independientes y la competencia (no sólo en generación, sino también en el suministro, incluyendo en 1998 a los usuarios domésticos). La intención del gobierno británico es que cualquier usuario pueda contratarse con la compañía de su preferencia.
- ✓ **Estados Unidos de América.** En el pasado, las empresas eléctricas eran organizaciones verticales en donde la electricidad se consideraba como un sólo producto que se pagaba con una sola tarifa. La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC por sus siglas en inglés), rompió con este modelo vertical y ahora existen diferentes organizaciones para la generación, transmisión y distribución, operando en forma independiente entre ellas. Esto dio lugar a la aparición de productores, operadores independientes y comercializadores de energía eléctrica, entre otros.

Los operadores independientes del sistema son el resultado de que los sistemas de transmisión, propiedad de las empresas eléctricas integradas verticalmente, podrían en teoría ser usados por dichas compañías para su beneficio propio, por lo que la FERC decidió transferir la operación y planeación de la transmisión a operadores independientes del sistema (OIS). Estas entidades por ser independientes se interesan por la confiabilidad del sistema y el libre movimiento de la energía dentro y a través del sistema.

- ✓ **Otros Países Europeos.** La reforma del sistema eléctrico en Inglaterra ha servido como ejemplo para otros países europeos. Las reformas adoptadas en los países nórdicos (Noruega, Suecia, Finlandia), son similares en muchos aspectos a las adoptadas en Inglaterra. En los tres países nórdicos, se cuenta con un mercado de electricidad común entre las tres fronteras en el que los consumidores tienen acceso libre a cualquier suministrador; esto quiere decir que no sólo los productores operan traspasando fronteras, sino también los consumidores. En Noruega, todos los consumidores pueden contratarse con cualquier empresa que ofrece el suministro eléctrico. En el caso sueco, donde se comenzó la operación del mercado de electricidad en 1996, en un principio existieron grandes diferencias de precios, sin embargo, se constituyó en un mercado completamente abierto en el que cualquier consumidor puede comprar a cualquier suministrador.

- ✓ **Latinoamérica.** Sudamérica ha sido pionero en el mundo en la desregulación de los mercados de electricidad. En Chile este proceso se inició en 1982, en donde los elementos clave son la competencia en la generación y un acceso abierto en la transmisión. Le siguió Argentina con una nueva ley para la electricidad en 1992, después Perú en 1993 y Colombia en 1994. Brasil y Venezuela iniciaron cambios regulatorios en 1997; igualmente, en los países centroamericanos como Panamá, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Honduras se iniciaron en 1997 nuevas reformas en sus sectores eléctricos.

2. METODOLOGÍAS REGULATORIAS

Cuando una actividad de tipo competitiva necesita hacer uso de las instalaciones de la empresa monopólica para realizar su servicio, la empresa propietaria de las instalaciones debe proveer de acceso a la empresa competitiva y cobrar una retribución por este concepto. Sin embargo, en muchos casos, la empresa monopólica usa también sus redes para realizar un servicio de suministro a sus clientes con tarifa no regulada, ya que, la mayoría de los esquemas regulatorios permiten a la empresa monopólica ejercer la actividad competitiva en forma paralela a su servicio a tarifa regulada.

Ante este escenario, debe establecerse, por parte del ente regulador, una tarifa de acceso (cargo por uso o peaje) a las instalaciones de la empresa monopólica, que estimule la competencia del sector no regulado, pero que no permita al monopolio lucrarse en exceso o cobrar una tarifa de acceso que haga imposible la entrada de empresas al sector competitivo, favoreciendo así su posición en dicho sector.

El análisis del establecimiento de los peajes de distribución, se centra, tanto en la identificación de los costos a incluir en la tarifa de acceso a la distribución, como en la forma en que estos costos son determinados. A continuación se presentarán los esquemas regulatorios más utilizados en actividades reguladas y las metodologías de valoración de activos que son la base para determinar la tasa de retorno sobre el capital invertido, donde a través de esta tasa los agentes distribuidores obtienen sus utilidades.

Además se analizarán brevemente algunos modelos de utilización internacional para asignación de tarifas de acceso a redes de distribución, los cuales, aunque provienen de otros sectores como el de telecomunicaciones, pueden ser aplicados a cualquier situación, en la cual existe una empresa monopólica dueña de los activos, debiendo permitir su utilización a los agentes competidores.

2.1 MODELO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN USADO POR TERCEROS

A continuación se presentará la modelación de un sistema de distribución conformado por una empresa dueña de las redes de distribución y otra u otras que utilizan estas redes para atender a sus clientes.

2.1.1 Supuestos del modelo. Una empresa de distribución eléctrica “M” posee un monopolio geográfico regulado para abastecer clientes regulados a precio

regulado. La empresa M también participa en un segmento competitivo (por ejemplo grandes consumidores), junto con otra empresa “I”; en el análisis puede considerarse que I representa la suma de cualquier número de empresas competidoras que utilizan las redes de M (suponiendo que todas aquellas empresas poseen la misma estructura de costos). Tanto M como I abastecen a los grandes clientes (clientes no regulados), cuya tarifa se encuentra sujeta a competencia.

Para esta empresa modelo se tendrán los siguientes supuestos:

- ✓ **Propiedad de las redes.** Las redes de distribución son propiedad de M. Dicha empresa utiliza sus redes para abastecer a sus clientes regulados y no regulados.
- ✓ **Bien homogéneo.** Ambas empresas suministran un bien o servicio (**commodity**) a sus clientes, sean regulados o no.
- ✓ **Acceso de los competidores a las redes del monopolista.** La empresa I debe utilizar las redes de M para atender a sus clientes no regulados. Para ello, debe cancelar a M una tarifa de acceso o uso de sus redes. La empresa I requiere de una unidad de acceso (en el caso de distribución, 1[kW]) para suministrar una unidad (1[kW]) a sus clientes no regulados.
- ✓ **Ausencia de asimetrías de información.** El regulador conoce las estructuras de costos de M e I. Por consiguiente, puede asegurarse la transparencia en la información reportada.
- ✓ **Empresas competitivas tomadoras de precio de acceso.** La empresa I es tomadora de precios, en el sentido de que la tarifa de acceso a la red de M no depende de alguna negociación entre ambas entidades, es decir, dicha tarifa es definida por el regulador.
- ✓ **Barreras de entrada a los competidores.** Al estar ambas empresas (M e I) compitiendo en el mercado no regulado, no existen barreras de entrada a dicho mercado.

2.1.2 Modelación. En primer término, se considerará que “ q_i ” es la cantidad de producto (en este caso, potencia en [MW]) que cada empresa transita por la red. De este modo, M suministra “ q_0 ” [MW] a sus usuarios regulados y “ q_1 ” [MW] a sus clientes no regulados. Mientras tanto, I proporciona “ q_2 ” [MW] a sus clientes no regulados. De este modo, el tráfico total por la red, “ Q_t ” viene dado por:

$$Q_t = q_0 + q_1 + q_2$$

Para el caso de la empresa monopólica M, existen costos de dos tipos: marginales y fijos, asociados con la inversión y con la explotación de la red de distribución. Dicho costo marginal es dependiente en forma directa de la potencia demandada por los clientes de M. De este modo, para efectos de notación, el costo marginal de inversión y explotación de la red de M será " c_0Q_t ". Y el costo fijo será " K_0 ".

Para el caso del segmento competitivo, la actividad de suministro de energía y potencia eléctrica a un cliente no regulado a través de la red, supone costos debidos al acceso a dicha red, más otros costos adicionales de gestión comercial, asociados al abastecimiento del consumidor final. Estos costos adicionales para acceder al consumidor final se denominarán " C_1 " y " C_2 ", para las empresas M e I, respectivamente. Con base en lo anterior se presentan las siguientes funciones de costo para cada segmento:

M para sus clientes regulados: $C_0 = c_0Q_t + K_0$

M para sus clientes no regulados: $C_1 = c_1q_1$

I para sus clientes no regulados: $C_2 = c_2q_2$

Donde:

c_0 : costo marginal de inversión de las redes.

c_1 : costo marginal adicional de gestión comercial de M en el segmento no regulado.

c_2 : costo marginal adicional de gestión comercial de I en el segmento no regulado.

De no existir un peaje de acceso a las redes, el monopolista debe asumir por completo los costos fijos asociados a la red de distribución, cargándolos completamente a los clientes regulados.

Luego es relevante comentar la naturaleza de los costos fijos de la red (K_0), donde una parte importante de estos, corresponde a los incurridos en mantener el funcionamiento de la red de distribución (por ejemplo, mantenimiento y operación). Y otra parte significativa guarda relación con la obligación por parte del monopolista de entregar el servicio de energía, ya que una tarifa regulada generalmente presenta subsidios cruzados entre clientes regulados y no regulados (debido, por ejemplo, al uso compartido de activos eléctricos y no eléctricos), o no cubre totalmente los costos de la red en cada tramo de ésta. Debido a esto y con el objeto de establecer tarifas eficientes y equitativas, resulta necesario que la empresa competitiva (I) cubra parte de estos costos, ya que también utiliza la red de distribución de M.

De acuerdo con los costos presentados anteriormente, se puede observar para el caso de la empresa monopólica de distribución, que la mayoría de los costos de inversión de las redes dependen de la potencia transitada (costo marginal c_0).

Mientras que en los costos fijos (K_0) se encuentran incluidos los costos que no dependen de la potencia transitada por la red, tales como costos de los activos no eléctricos (edificios, terrenos, equipos de laboratorio, vehículos, etc.), así como los costos de operación y mantenimiento de la red.

Cabe señalar que para el caso de la distribución, la medida eléctrica que define los costos de inversión es la potencia de punta que debe suministrar la red en cada nivel de tensión. Puntualmente, dicha potencia máxima define el calibre de los conductores y la capacidad de los equipos de protecciones, y la energía sólo aporta costos de pérdidas ohmicas. Es por ello que los costos variables se definen como dependientes de la potencia máxima de la red de distribución.

2.2 PRINCIPALES ESQUEMAS REGULATORIOS

Para entender los diferentes esquemas regulatorios se puede hacer referencia a la siguiente función de utilidad:

$$\Pi = PQ - C_x(Q) - C_n(Q)$$

Donde:

- Π : Utilidad.
- P : Tarifa (precio).
- Q : Cantidad.
- PQ : Ingresos.
- C_x : Costos exógenos (no controlables).
- C_n : Costos endógenos (controlables).

Cada uno de los esquemas varía por los elementos que se tienen cuenta a la hora de definir la tarifa.

Tabla 2. Factores considerados en los esquemas regulatorios

Sistema Regulatorio.	Aspectos considerados en la Regulación.	Aspectos no Considerados en la Regulación.
Rate of Return	P, Q, C_x, C_n	
Price Cap	P	Q, C_x, C_n
Price cap with cost pass - through	P, C_x	Q, C_n
Revenue Cap	P, Q	C_x, C_n

A continuación se presentan algunos esquemas regulatorios comúnmente utilizados en las actividades reguladas.

2.2.1 Esquema Rate Of Return (Costo del servicio). Como se ve en la tabla anterior, en este esquema el regulador interviene sobre todos los elementos de la función de utilidad, de tal forma que el operador pueda obtener una rentabilidad justa con base en los costos y demanda reales. El regulador fija el retorno adecuado para la empresa teniendo en cuenta los cambios en los diferentes elementos de la fórmula, de tal forma que la rentabilidad se mantenga en el tiempo sin importar las circunstancias. Luego, agente distribuidor tendrá una rentabilidad fija durante todo el periodo tarifario.

Este esquema es considerado un sistema de bajos incentivos hacia la eficiencia, ya que el operador no tiene forma de aumentar su rentabilidad, dado que si este reduce sus costos de operación, las tarifas también se reducen. La inversión que se hace en empresas distribuidoras bajo este tipo de regulación, tiene una gran similitud con una inversión de renta fija, donde los riesgos para el inversionista son mínimos.

En este caso la fuente de riesgo proviene principalmente del hecho de que los ajustes en la utilidad de la empresa por variaciones en los diferentes elementos de su función, no pueden ser trasladados automáticamente a la tarifa, dado que esta es establecida para todo el periodo tarifario. Así, entre menor sea el periodo, menor será el riesgo.

2.2.2 Esquema Price Cap (Regulación por precio máximo). En sistemas puros por precio máximo se establecen precios eficientes por períodos de tiempo prolongados, usualmente de cinco años. En estos esquemas, la empresa tiene un incentivo de mejorar eficiencia (reducir costos), obteniendo así mayores ganancias.

En los sistemas de **Price Cap**, en razón a que los precios no se ajustan automáticamente, la exposición al riesgo es mayor (la firma asume todo el riesgo de fluctuaciones en costos y en demanda), por lo cual, el retorno que esperan los inversionistas es consecuentemente mayor.

La regulación por incentivos se suele asociar generalmente al sistema **Price Cap**, que ha sido desarrollado en los últimos años a partir de la experiencia inglesa, y ha sido aplicado en países como Estados Unidos, Australia, Inglaterra y Gales, Holanda y Colombia, entre otros. Este modelo se ha aplicado en los servicios de distribución de energía eléctrica, gas, agua potable, alcantarillado y telefonía fija, etc, obteniendo resultados satisfactorios.

En los sistemas de **Price Cap** ó **Revenue Cap** se establecen límites superiores a las tarifas o a los ingresos permitidos a las empresas reguladas. Éstos se van

ajustando periódicamente teniendo en cuenta la inflación, las mejoras de eficiencia (debidas, entre otras, al progreso tecnológico o a la mejor gestión de los recursos por parte de las empresas), y cambios que dependen del mercado en el que opera la distribuidora.

En esta forma de regulación, se desacoplan los ingresos y los costos de las empresas durante un periodo regulatorio, permitiendo que las tarifas o los ingresos de la empresa regulada tengan cada año un incremento igual al de un índice de precios menos algún factor de eficiencia normalmente denominado factor X (rebaja anual por concepto de aumento en la eficiencia), que permita repartir las ganancias en productividad entre los usuarios y la empresa.

En términos generales, existen dos tipos de políticas respecto al tratamiento de la tarifa de acceso a la red utilizando **Price Cap**:

- ✓ **Price Cap parcial.** Esta consiste en que el regulador permite que cada empresa monopólica cobre su tarifa de acceso de acuerdo con su propia estructura de precios y costos, o a través de otra metodología exógena a la regulación de los clientes regulados (**Price Cap**). Sin embargo, para prevenir situaciones de poder en el mercado por parte del monopolista, ésta es estudiada por parte del regulador. En el caso de que la regulación del monopolista utilice el modelo de **Price Cap**, esta modalidad se denomina "**Price Cap parcial**", y la tarifa de acceso puede calcularse a través de cualquier método (por ejemplo los enunciados en el numeral 2.3).
- ✓ **Price Cap global (puro).** Esta política muestra una mayor regulación, en la cual, la tarifa de acceso a la red es incluida dentro de los ítems fijados por el regulador, fijando un techo de precios impuesto por el **Price Cap**. Bajo el esquema de **Price Cap**, la tarifa de acceso es tratada como un bien final de la industria y es incluida en la determinación del precio de cada empresa. Esta modalidad se denomina "**Price Cap Global**", y es la propia empresa la que encuentra su estructura de precios que maximiza sus utilidades, sujetas al techo impuesto por el **Cap**.

En este caso, el regulador fija un techo en la tarifa (precio) para el mercado atendido por la empresa o para distintos segmentos del mercado durante un periodo de tiempo (usualmente cinco años), de tal forma que el operador pueda obtener una rentabilidad justa, con base en los costos y demandas proyectadas. Este esquema es considerado de altos incentivos hacia la operación eficiente, ya que si el operador quiere obtener mayor rentabilidad, la única opción es reducir los costos de operación.

Sin embargo, dicho esquema tiene implicaciones sobre los riesgos e incertidumbres que enfrenta el operador, ya que este:

- Asume los riesgos comerciales asociados a fluctuaciones en la demanda con referencia a las demandas proyectadas.
- Asume los riesgos operacionales asociados a variaciones no controlables en los costos.
- Asume los riesgos tributarios en la medida que los mayores impuestos no pueden ser trasladados a las tarifas.
- Asume el riesgo cambiario en la medida que fluctuaciones inesperadas en la tasa de cambio no pueden ser trasladados a las tarifas.

Los defensores del esquema global apuntan a que el “**Price Cap global**” en un principio permite una estructura de precios basada en el uso de la red y permite al regulador establecer dichos precios sin necesidad de conocer la estructura de la demanda de los participantes (por ejemplo, las superelasticidades). Además, se argumenta que debido a que el “**Price Cap parcial**”, al establecer los precios regulados no incluye la tarifa de acceso, permite al monopolista cobrar cargos mayores al óptimo, lo cual implica un subsidio relativo a la actividad no competitiva, perjudicando la franja competitiva.

Los defensores del “**Price Cap parcial**” argumentan que las fuerzas del mercado en el sector libre se encargarán de equilibrar correctamente la tarifa de acceso. Sin embargo, es necesario asegurar dicha competencia, evitando abusos del monopolista.

Siendo así, existe una relación directa entre el tipo de regulación y el riesgo sistemático que enfrenta la industria. Dado que el tipo de regulación se asocia directamente con el grado de intensidad de los incentivos; es decir, a mayores incentivos, mayores riesgos.

2.2.3 Price Cap with Cost Pass–Through. En este sistema se tienen en cuenta variables incontrolables por la empresa, y el aumento del riesgo al que se enfrenta la empresa, debido a la exposición a estas variables. Este sistema permite que ciertos cambios en los costos que están fuera del control de la empresa sean pasados a los clientes sin tener que esperar al próximo periodo de revisión de la tarifa. Un ejemplo de estos costos incontrolables puede ser la inflación.

2.2.4 Sistemas de Regulación Híbridos. Además de los dos tipos de regulación extremos en donde los elementos de la fórmula de utilidad se controlan por completo (como en el caso de *Rate of Return*), y donde sólo se controla el precio

(como en el caso del *Price Cap*), existen híbridos de estos dos y también modelos donde algunos elementos extras de la fórmula de utilidad se controlan en formas diferentes. El sistema de incentivos para estos modelos se considera como medio.

Estos sistemas de incentivos llevan a un riesgo sistemático asociado entre los niveles de riesgo de *Price Cap* y *Rate of Return*. Dichos sistemas son aplicados especialmente en países de Europa occidental como: Suecia, Italia, Noruega y Portugal entre otros.

Los sistemas de regulación híbridos se aplican basándose en el sistema de costos de las compañías y del sector.

- ✓ **Price – Revenue Caps (Regulación por ingreso máximo).** Los sistemas por ingreso máximo limitan el ingreso de la empresa a través de ajustes periódicos en el nivel de precios. Los riesgos de mercado que enfrentan las firmas en este tipo de regulación son menores que los que se evidencian en sistemas de precio máximo, porque los precios son ajustados para mantener el ingreso de la firma. En otras palabras, se eliminan las fluctuaciones de demanda. Los elementos controlados en la fórmula de utilidad son el precio y la cantidad. Este sistema se usa para balancear los costos marginales y los costos fijos de la compañía. Sigue siendo un sistema de incentivos de eficiencia, ya que al reducir los costos, se beneficia la compañía.
- ✓ **Price Cap – Rate of Return.** Es un sistema intermedio entre estos dos sistemas regulatorios. El objetivo de esta regulación es reducir un poco los altos niveles de ganancias entre los periodos de revisión, aproximando el sistema *Price Cap* a un sistema *Rate of Return*. Para este sistema se utiliza un margen de retornos donde la eficiencia en costos depende de los niveles de retorno. La compañía está expuesta a un riesgo mayor, ya que tiene un techo para sus ganancias pero no un piso para sus pérdidas.

Un aspecto positivo de la regulación por *Price Cap* es que incentiva a las empresas a minimizar los costos a corto plazo. Como los precios se fijan a medio plazo (los periodos tarifarios suelen ser de 4 ó 5 años), cualquier reducción de costos que pueda conseguirse a corto plazo se traduce directamente en mayores beneficios. Además, a largo plazo, las ganancias debidas a las mejoras de eficiencia se comparten también con los clientes, mediante una reducción de las tarifas.

2.2.5 Regulación Tipo Yardstick Competition o Competencia por Comparación. En este tipo de regulación, la remuneración se establece aplicando esquemas de comparación, bien sea con empresas modelo (como el caso de la regulación por empresa eficiente usada en Chile o Brasil), o por comparación relativa de eficiencias entre las empresas reguladas del país

correspondiente (casos de Holanda o Colombia), o realizando un *benchmarking* internacional (como es el caso de Panamá que se compara con empresas estadounidenses). Esto es, comparando los costos del monopolio del país con otros similares, el regulador podría introducir competencia “artificialmente” en el monopolio local con el mismo ambiente de operación.

En general, el esquema de ***Yardstick Competition*** se presenta como apto para regular la tarifa de acceso, ya que el hecho de que la tarifa se obtenga a través de la comparación de la empresa con una empresa modelo, implica una posible optimalidad de esta. Por lo tanto, la tarifa de acceso va fuertemente ligada al esquema regulatorio imperante.

Los autores ***Baumol y Willing***, establecieron una importante regla acerca del cálculo de la tarifa para el acceso a las redes, llamada ECPR (***Efficient Component Pricing Rule***). Bajo un esquema de ***Yardstick Competition***, lo que se pretende realizar es acercar lo más posible la tarifa de acceso a esta regla, que impone que la tarifa de acceso a la red del monopolista debe ser igual al costo de oportunidad de éste de usar su propia red, para abastecer a sus clientes del segmento competitivo. Es decir, mantener la tarifa como la diferencia entre el precio de venta de los clientes regulados, menos los costos adicionales de gestión comercial (costo marginal), asociados al segmento competitivo. Si bien la regla ECPR es muy útil, los supuestos en los cuales descansa, son bastante estrictos, ya que dependiendo de las características de la industria analizada, éstos podrían estar alejados de la realidad.

La competencia por comparación ayuda al regulador, haciendo que la información sobre los costos de distribución sea más transparente y más fácil de obtener. Los métodos de regulación, como limitación de precios o de ingresos, y competencia por comparación se basan en el requerimiento de información de las empresas reguladas, dando origen a problemas de asimetrías de información. En efecto, bajo el modelo de ***Price Cap***, una de las principales dificultades para el regulador es la estimación del factor de eficiencia X, ya que debe basarse en información facilitada por la propia empresa regulada para la determinación de sus costos. Sin embargo, en Colombia se cuenta con un sistema de contabilidad regulatoria, es decir, una contabilidad de costos que establece criterios homogéneos para todas las empresas, lo que permite obtener la información de las empresas reguladas, ayudando a disminuir el problema de la información asimétrica.

De esta forma, aunque es más complicada de llevar a la práctica, la regulación por comparación parece ser una de las más adecuadas para la actividad de distribución de energía eléctrica. Pero independientemente de la forma de regulación empleada, los objetivos de una buena regulación de esta actividad, deberían ser promover inversiones eficientes y una operación y mantenimiento eficientes, ofreciendo a los usuarios una calidad de servicio determinada, así como asegurar que las reducciones de costos que surgen como consecuencia de los

aumentos de productividad, se compartan entre todos los agentes involucrados: usuarios y empresas.

Para establecer una relación entre las metodologías regulatorias de diferentes países y la colombiana, se deben tener en cuenta empresas que operen en países con esquemas regulatorios de incentivos altos; esto con el fin de que estas sean comparables con el ambiente regulatorio colombiano, ya que las empresas colombianas operan bajo un esquema de incentivos altos, concretamente **Price Cap**. Los países que se presentan a continuación fueron clasificados según lo propuesto en el documento “**Regulatory Structure and Risk: An Internacional Comparison**”

Tabla 3. Países por tipos de regulación

Esquema de Regulación		
Incentivos Bajos	Incentivos Medios	Incentivos Altos
Estados Unidos Canadá Japón	Suecia Noruega Portugal Italia España Otros Europa Occidental	Argentina Brasil Chile Inglaterra Australia Colombia

Regulatory Structure and Risk: an International Comparison

La conclusión más importante del estudio de las formas y ambientes regulatorios, es que la selección de un esquema regulatorio esta directamente relacionada con el riesgo, pues los modelos regulatorios son una manera de asignar los riesgos propios del negocio entre el agente regulado y el mercado. Es claro que entre mayor sea riesgo asignado al agente por el marco regulatorio, mayor será el riesgo sistemático de su operación.

2.3 MODELOS DE ASIGNACIÓN DE TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES

A continuación con los supuestos definidos en los numerales 2.1.1 y 2.1.2 se aplicarán los siguientes modelos económicos de asignación de tarifas.

2.3.1 Modelo de asignación según Prorrata de Costos. El modelo más simple usado en la actualidad consiste en asignar los costos relevantes del acceso de las redes, según alguna medida de utilización de ésta. Ello puede realizarse prorrateando proporcionalmente dichos costos, según el uso que realice cada

participante de la red (lo cual se conoce comúnmente con el nombre de “estampillado” o “**Postage Stamp**”). Por ejemplo, en el caso de la distribución eléctrica, los costos se prorratan proporcionalmente según la potencia [kW] o energía [kWh], transitados por cada empresa que utiliza las instalaciones de la empresa monopólica.

Para abastecer a sus clientes no regulados, la empresa monopolista debe incurrir en el costo adicional de gestión comercial propio de ese segmento, más el costo marginal de utilizar sus propias redes. Ahora una empresa competidora, que utiliza las redes de M para abastecer sus clientes no regulados, debe incurrir en el costo adicional de gestión comercial propio de sus usuarios no regulados, dado en [\$/kWh]. Cada entidad cubre la proporción de los costos fijos que le corresponde según su uso de la red. De esta forma, la utilidad total del sistema (la sumatoria de las utilidades de todos los participantes), cubre los costos fijos totales, por lo cual la empresa monopolista logra el balance de su cartera.

Este modelo es equitativo en repartir los costos, pero existen varias críticas a sus resultados. En primer lugar, el modelo, al basarse directamente en los costos de las empresas, no incentiva a la minimización de éstos, es decir el modelo no se basa en el uso físico (extensivo) de la red. En segundo lugar, por el hecho de ser un modelo basado sólo en los costos reales de las empresas, no toma en cuenta la elasticidad de la demanda de cada empresa. Lo anterior podría llevar a subsidiar a aquella empresa con una demanda más inelástica, en perjuicio de aquella empresa con una demanda más elástica.

A pesar de las desventajas ya comentadas, posee la importante ventaja, además de su simplicidad, de impedir la entrada de competidores ineficientes al segmento de clientes no regulados. Ya que si entrase una empresa competidora menos eficiente que la monopólica en el segmento de clientes no regulados, sus costos serían mayores que los de la empresa monopólica, por lo cual, en una situación de competencia perfecta, sería esta última, quien se llevaría la totalidad del mercado.

2.3.2 Modelo de asignación según Prorrata de Utilidades (Regla OFTEL). La Oficina de Telecomunicaciones del Reino Unido (OFTEL, **Office of British Telecommunications**) ha utilizado una variante del esquema prorrata de costos, según el cual el prorrato de los costos se realiza en función de las utilidades variables de cada entidad, en lugar de utilizar directamente dichos costos para prorratar el pago de cada entidad.

Los competidores del segmento de clientes no regulados pagan una tarifa de acceso a las redes según la prorrata de las unidades variables que percibe el monopolista en dicho segmento. La utilidad de la empresa competidora, depende del valor de la tarifa de acceso a las redes del monopolista. Lo anterior implica que la tarifa de acceso debe obtenerse a partir de datos históricos de utilidades de las

empresas participantes (precios, costos y cantidades transitadas del año anterior), o en su defecto, de estimaciones que dichas utilidades.

En caso de que las utilidades variables de los segmentos cubran por completo los costos fijos de la red (teniendo el monopolista su “cartera” balanceada), la tarifa de acceso, coincide con la regla ECPR. De este modo, el objetivo del regulador es intentar que se cumpla la igualdad de las utilidades, ya que en tal caso, la tarifa de acceso refleja exactamente el costo de oportunidad que significa para el monopolista el hecho de que el competidor utilice las redes de su propiedad.

La metodología implantada por la OFTEL ha sido bastante exitosa. Pese a que a primera vista, parece muy similar al método de prorrata de costos, esta nueva modalidad presenta una importante ventaja: a diferencia de la prorrata por costos, la prorrata por utilidades es una metodología basada en el uso físico de la red y no en los costos de cada empresa. Esta metodología, refleja en la tarifa de acceso (a través de un modelo basado en el uso de la red), la pérdida de utilidades que sufriría el monopolista al permitir el paso de un competidor por su red (costo de oportunidad del monopolista).

Finalmente, el éxito de este tipo de metodología siempre se encuentra asociado a una estricta separación contable de las actividades del monopolista. Por ejemplo, si se detecta internamente en la empresa monopolista una transferencia contable de costos de un segmento a otro, produciéndose una disminución de utilidades por usuarios regulados y un igual aumento de utilidades por usuarios no regulados del monopolista, ello se refleja en un aumento proporcional en la tarifa de acceso, sin que este aumento de tarifas que conlleve un aumento de los costos del monopolista.

2.4 METODOLOGÍAS DE VALORACIÓN DE ACTIVOS

Es a través de la valoración de los activos que opera el distribuidor, que el regulador puede determinar el valor a remunerar por el uso de dichos activos. En el caso de Colombia, al comienzo de cada periodo tarifario, el distribuidor presenta un listado de todos sus activos que se encuentran en operación, clasificándolos como unidades constructivas, definidas previamente por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Para la valoración de activos, existen diferentes metodologías con las cuales se puede encontrar el valor de los activos a ser remunerados en condiciones de eficiencia. En el caso particular de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, es común que se tenga la misma metodología de valoración de activos para todas las empresas. Dentro de las variables más importantes que son

comunes a todos los modelos se encuentran: el nivel de activos reconocidos, la metodología de depreciación y la vida útil de los activos.

Dentro de los modelos de valoración de activos más utilizados en la regulación de distribución de energía eléctrica están:

2.4.1 Valor de Reposición a Nuevo (VNR). Esta metodología toma los activos que se presentan en el inventario a remunerar, para ser valorados por medio de costos unitarios que representan su valor de reposición, independientemente del tiempo que lleven operando. Para su cálculo, cada activo se valora al valor de mercado en el momento de referencia, 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 distribución de energía eléctrica en condiciones de eficiencia, a sus precios de mercado.

Los activos que componen la red y otros activos que afecten el servicio de distribución eléctrica, son los que se consideran para entrar en la base de capital a ser remunerada. Los valores que se consideran son los de mercado de los activos, teniendo en cuenta los cambios tecnológicos que se han producido en el sector. En la medida en que no se reconocen los valores históricos de las instalaciones de distribución eléctrica, se busca incluir nueva tecnología para que al realizar los reemplazos de los activos, la red se vaya modernizando, desplazando así, los bienes obsoletos. Este es, precisamente, el concepto de reposición, ya que se considera el valor eficiente de cada inversión al momento de su reemplazo.

2.4.2 Valor del Activo Neto. En esta metodología, el valor que se remunera es el valor de mercado actual del activo y no su valor de reposición. En este caso, la antigüedad del activo tiene gran impacto sobre la remuneración. Algo muy importante (otra de las grandes diferencias que tiene con el modelo anterior), es que en esta metodología se necesita mayor información sobre el activo para poder llevar a cabo la remuneración. Dentro de la información requerida se encuentra la antigüedad y años de funcionamiento, entre otros. 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 de período. Este modelo de valoración de activos corresponde al mismo CCA utilizado en Gran Bretaña.

2.4.3 Costo Incremental Promedio (CIP). Esta metodología remunera el costo medio de la expansión de la red. A través del CIP se remuneran las inversiones

necesarias para abastecer el incremento de demanda del período de fijación de tarifas. La condición de sostenibilidad de la actividad (empresa de distribución) es que el costo marginal de largo plazo, representado por el CIP sea igual o mayor que el valor de reposición a nuevo. Cuando el CIP, resulta inferior al costo medio (VNR), ello implica que hay un hundimiento implícito del costo de red preexistente.

En su cálculo, se tienen en cuenta las estimaciones de demanda futura y las inversiones necesarias para abastecerla. El costo unitario de inversión en las redes (\$/kW) se calcula como el cociente entre el valor actual de las inversiones futuras en expansión (donde el plan de las nuevas inversiones se valora a valor de mercado), y la demanda de potencia para el periodo considerado. Posteriormente se determina la anualidad para el periodo de amortización de cada tipo de instalación en la que se incluye la tasa de rentabilidad adoptada.

El CIP incorpora la sobre o la subinversión en la red presente, a partir del estado actual de las instalaciones y las adapta a las necesidades futuras. En el caso de sobre inversión, el CIP puede anularse provocando inquietud generacional. Las dos variables principales del método son: evolución de la demanda en un horizonte temporal dado (10 a 15 años), y las inversiones a realizar en el mismo periodo, de acuerdo con el crecimiento esperado de la demanda y el mantenimiento o mejora de la calidad de servicio. Tanto la demanda como las inversiones están referidas a los distintos niveles de tensión de la cadena de abastecimiento.

Cuando toda la demanda es importante y constante (asumiendo que se parte de una red adaptada), el CIP es un buen método, ya que incorpora en su cálculo dicho crecimiento y la señal de costo marginal de largo plazo mediante un procedimiento de cálculo factible. Teóricamente, al partir de una red adaptada, el cálculo por el método del CIP y del VNR debieran ser coincidentes (A. Sruoga. Sistemas Tarifarios. Apuntes Procedimientos para el cálculo Tarifario. ITBA. 1997). Sin embargo, esta metodología fue utilizada en el cálculo de tarifas de distribución en Argentina, al momento de la privatización del negocio de distribución de electricidad, donde se logró apreciar, que el concepto de “red adaptada” resulta de difícil definición técnica y los cálculos no coinciden con el VNR.

2.4.4 Costo Actual Depreciado–CAD (Depresiated Actual Cost–DAC). El costo actual depreciado o costo histórico de un activo refleja el costo original de construcción de dicho activo menos la depreciación. Esta metodología es muy simple de usar y aceptada por el sector comercial para propósitos financieros.

Sin embargo, existen varias ideas que van en contra del uso de este modelo de valoración, dentro de las cuales se puede mencionar que no tiene en cuenta la inflación o cambios tecnológicos que pueden presentarse en el sector, sobreestimando así, la tasa de retorno del negocio, además del hecho de que el

valor obtenido de los activos y el valor económico de estos, no tiene relación directa con los flujos futuros de caja generados por el activo en normal uso. Esta metodología corresponde al mismo HCA utilizado en Gran Bretaña.

2.5 TASA DE RETORNO SOBRE EL CAPITAL INVERTIDO

En actividades en las cuales se realizan grandes inversiones de capital, para poder prestar un servicio como el de energía eléctrica, utilizando activos con tiempos de vida útil considerables, es necesario establecer el reconocimiento de una tasa de retorno adecuada sobre el capital invertido y los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, asociados con la prestación del servicio. Una de las tareas más difíciles para una empresa eléctrica es determinar su costo de capital. El ente regulador debe determinar cuáles son los gastos operativos apropiados y que los clientes paguen precios que aseguren la continuidad del suministro.

En el “*Distribution Control Review*” de diciembre de 1999, se define el costo de capital, como el nivel de retorno requerido por los mercados financieros para aportar capital a un negocio. Usualmente se calcula con la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), de manera que se pondera el **debt** o costo de la deuda y el costo del **equity** o costo del capital propio, necesarios para financiar el negocio.

La tasa de retorno adecuada para retribuir una inversión riesgosa es el costo de oportunidad del capital, es decir el retorno que se obtendría sobre el capital invertido en una actividad alternativa de riesgo similar. Los riesgos relevantes para el capital invertido son el riesgo del negocio, asociado con la incertidumbre del flujo neto de ingresos y el valor de los activos, y el riesgo financiero, asociado con un determinado nivel de endeudamiento para financiar la inversión.

2.5.1 WACC (Weighted Average Cost of Capital). Para efectos de cálculo, se estima el costo de capital, como el promedio ponderado del costo de sus fuentes, es decir, del costo de la deuda y del costo del capital propio. El resultado se conoce como Costo Promedio Ponderado de Capital ó *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) y se define de la siguiente manera:

$$WACC = w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E$$

Donde

k_D : costo de la deuda

k_E : costo del capital propio o *equity*.

Representando por D el valor de la deuda y por E el capital propio o *equity*, la relación D/E se denomina estructura de capital, donde:

$$w_D = D/(D+E) : \text{peso ponderado de la deuda}$$
$$w_E = E/(D+E) : \text{peso ponderado del capital propio.}$$

Estrictamente hablando, la fórmula se deriva de un mundo “sin impuestos” o más correctamente, uno donde la Proposición I de Modigliani-Miller se cumple (Brealey and Myers, 1996). Una vez se tienen en cuenta los efectos de los impuestos en el costo de capital junto con el valor del activo reconocido regulatoriamente, la fórmula debe ajustarse de manera consistente con el escenario regulatorio.

3. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN: EXPERIENCIA NACIONAL E INTERNACIONAL

En este capítulo se realizará una comparación entre la forma como se realiza y remunera la actividad de distribución de energía eléctrica en países como España, Inglaterra, Chile, California en Estados Unidos y lo que se esta realizando en Colombia.

3.1 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA

Como antecedente, a continuación se presentan algunos de los logros más importantes del proceso de liberalización de la industria eléctrica en España, que tiene entre sus mayores logros la introducción de la competencia en el sector de la generación y la posibilidad que tienen los consumidores de elegir a la empresa suministradora de energía.

Tabla 4. Evolución de la regulación del sector eléctrico

1984	Ley de Operación Nacional Unificada	Creación del REE (Red Eléctrica de España) ❖ Despacho Central
1987	Marco legal estable (MLE)	Estabilización financiera ❖ Ingresos útiles basados en costos estándar ❖ Sistema nacional de tarifas
1994	Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN)	Primer intento de liberación de la industria eléctrica. ❖ Creación de la comisión nacional del sistema eléctrico (CNSE). ❖ Libre acceso de terceros a las redes.
1996	Protocolo de electricidad (nuevos servicios del estado)	Principios básicos de un modelo competitivo ❖ competencia en generación ❖ reconocimiento de costos hundidos ❖ reducción de la tarifa regulada ❖ desarrollo de una nueva ley eléctrica
1997	Nueva ley eléctrica	
1998	Implementación del nuevo modelo de mercado electricidad.	

Electricity Economics

Las actividades de transmisión y distribución permanecen reguladas de acuerdo con su carácter monopólico (CNSE).

A partir de 1994, comienza la desregulación y reestructuración del sector, estableciéndose un periodo de transición en las tarifas entre 1998 y 2007, pretendiéndose llegar a un sector completamente liberalizado para el final de dicho periodo.

El operador del mercado y del sistema Red Eléctrica de España (REE), fue asignado, al igual que en otros países, a la empresa encargada de la actividad de transmisión (como ISA en Colombia). Tiene por función calzar la demanda con las ofertas, determinando el despacho adecuado y el costo marginal del sistema, equivalente a la unidad más cara que genera para alcanzar la punta demandada.

3.1.1 Regulación de la distribución en España: Esquema de Incentivos. La distribución en España ha evolucionado hacia una regulación basada en incentivos. El principio que rige esta operación es el hecho de desacoplar, durante un periodo de algunos años, los ingresos de los costos reales de cada empresa. En ese entorno, cada empresa regulada tiene un incentivo de reducir sus costos para obtener beneficios.

La implementación de la política se basa en el principio de “libre acceso de terceros a las redes”, por el cual tanto generadores como consumidores pueden acceder sin discriminación a las redes de distribución, pagando por el uso que hagan de estas. Una vez calculada la retribución total de la actividad, el reparto entre las diferentes empresas distribuidoras responderá a un modelo que caracteriza las distintas zonas de distribución, las variables objetivas de la actividad y que evolucione en función de parámetros de calidad del suministro y reducción de pérdidas.

En términos generales el ingreso percibido por una empresa distribución española, viene dado por la siguiente fórmula:

$$I_i = Inf_i + Io_i + Inr_i$$

Donde:

- I_i : Ingreso de cada empresa distribuidora “i”
- Inf_i : Ingresos netos por venta a tarifa regulada (por concepto de comercialización más distribución) de la empresa distribuidora “i”
- Io_i : Ingresos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de equipos de medida liquidables de la empresa distribuidora “i”

Inr_i : Facturación bruta por concepto de peajes de acceso a las redes de propiedad del distribuidor i , para aquellos consumidores no regulados (cualificados).

La retribución global de la distribución se fundamenta de acuerdo con un esquema de incentivos, en la actualización anual de costos, teniendo en cuenta el “IPC-1” (este término se relaciona con el reajuste anual de los cargos por concepto de inflación IPC, menos una rebaja anual del 1% como exigencia de eficiencia técnica y económica para las empresas distribuidoras), y las variaciones del mercado afectadas estas últimas por un factor de eficiencia.

3.1.2 Estudio de los cargos por uso del sistema distribución (peajes). El primer concepto en el cual descansa la política de peajes española es el de suficiencia, el cual guarda relación con la recuperación de todos los costos incurridos en la prestación del servicio de distribución. Y el criterio de eficiencia, el cual tiene como objeto lograr indicadores adecuados que promuevan la máxima eficiencia y bajas en las tarifas a largo plazo.

✓ **Metodología de cálculo de los peajes de distribución.** Básicamente el cobro efectuado por una empresa distribuidora a un comercializador o tercero por el uso de sus redes consta de la suma de dos partes:

- **Costo de las actividades de distribución.** Es el costo reconocido en el esquema regulatorio, constituye la base para el cálculo de los peajes de la red. Los costos a cubrir consideran los siguientes aspectos:
 - Operación y mantenimiento de las redes.
 - Inversión de capital.
 - Pérdidas estándares de distribución en la red.
 - Eventuales costos de gestión comercial o comercialización.

Para el cálculo por empresa de los costos de distribución, España optó por elaborar un complejo modelo que caracteriza las diversas zonas de distribución en las que puede dividirse el territorio. Este modelo, llamado red de referencia, calcula una red hipotética en cada tramo, la cual es eficiente en términos de minimizar el conjunto inversión–pérdidas, atendiendo los siguientes criterios:

- Costos de inversión, como valor inmovilizado a costo de reposición, considerando una tasa de actualización del capital de un 9,46%.
- Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Energía circulada por cada tramo.
- Caracterización en zonas de distribución, considerando la ubicación real de los puntos de consumo y su potencia de punta de demanda, además

de la posición de las conexiones entre la red de distribución y la de transmisión.

- Incentivos al aumento de eficiencia en la calidad del suministro.
 - Incentivos a la reducción de las pérdidas de distribución.
- **Costos permanentes y de diversificación.** Incluyen costos comunes de funcionamiento de las redes, así como distintas externalidades derivadas del sistema. Los costos a cubrir pretenden remunerar los siguientes aspectos:
 - Cargos al operador del sistema.
 - Cargos al operador del mercado.
 - Cargos al CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico).
 - Compensación por interrupción del servicio.
 - Cobros por mantención de reservas (**stocks**) de componentes nucleares como uranio.

Al considerar el total de los costos permanentes y de diversificación, éstos llegan, dependiendo de la fijación tarifaria, a niveles de entre un 8,5% y un 9% de los ingresos totales facturados como peaje de distribución. De estos costos, los que aportan mayor porcentaje, son los de compensaciones extrapeninsulares, moratoria nuclear y mantención de **stock** de uranio.

El modelo elegido, determina una red de referencia objetiva y universal, abarcando todo el territorio del país. La información necesaria para aplicarlo, se obtiene de diversas fuentes, tales como institutos de estadísticas, catastros de las empresas distribuidoras, estudios geográficos y demográficos y datos generales del sector eléctrico. Respecto a las restricciones que el modelo impone a la calidad de suministro, se incluyen las limitaciones de caída de tensión máximas y número máximo de interrupciones.

La remuneración de la inversión se realiza, al igual que en Colombia, a través del valor de reposición de las instalaciones o valor de reposición a nuevo. Además, en España se considera una tasa de recesión del capital de un 9,46%. Dicha tasa guarda relación con el riesgo país, más el premio al riesgo adecuado para las empresas eléctricas de dicho país.

3.1.3 Sistema de prorrata propuesto en España para tarificar los peajes de distribución. La propuesta, elaborada por el CNSE, incluye una metodología de prorrata respecto a los peajes y accesos a las redes de distribución. El objetivo de esta propuesta radica en su simplicidad y su exactitud en términos prácticos, lo cual la hace aplicable a cualquier método de tarificación.

La Metodología para lograr las prorratas finales asignadas a cada cliente, se basa en la asignación de dos variables básicas del suministro eléctrico: la potencia y la energía, creándose los factores que determinan los costos a recuperar por cada una de estas variables.

- ✓ **Determinación del factor Potencia.** El método analizado se basa en el supuesto de que el dimensionamiento de la red se efectúa a través de la potencia demandada en horas de punta. Esta última se define, para el caso español, como las 500 horas de máxima demanda del sistema. Para estas horas, se calculan las participaciones de cada usuario en cada nivel de tensión, agregando las curvas de carga de las distintas tarifas por nivel de de tensión, obteniéndose la demanda total de las 500 horas fijadas como punta del sistema.

La potencia relevante para el diseño de la red, de acuerdo con cada nivel de tensión, corresponde a la demanda en horas punta por nivel de tensión, más el equivalente a los niveles de tensión inferiores. Finalmente, se corrige el dato anterior con un factor que represente las pérdidas de potencia del tramo analizado. Teniendo la potencia relevante de diseño para cada nivel de tensión, se debe encontrar el costo unitario por [kW] consumido, siendo éste el asociado a la potencia facturada. De este modo, los costos unitarios de potencia se van acumulando de acuerdo con el uso que haga cada cliente de las redes.

El siguiente paso en la determinación del factor potencia, corresponde a la definición de coeficientes de simultaneidad, los cuales expresan la relación entre la potencia efectivamente demandada en las horas de punta en cada nivel de tensión y la potencia facturada. Finalmente, se obtiene el factor de remuneración de potencia expresado en [\$/kW] para cada nivel de tensión, al aplicar los coeficientes de simultaneidad al costo unitario de cada [kW] demandado en las horas punta.

- ✓ **Determinación del factor de energía.** La metodología para la obtención de este factor, considera que la energía que circula por cada nivel de tensión, es la suma de la energía consumida por determinado nivel, más las demandas de los niveles inferiores. El costo unitario de energía expresado en [\$/kWh], se obtiene de dividir los costos atribuidos a la energía en cada nivel de tensión, entre la energía que circula por el mismo. Una vez determinado este costo unitario, se corrige mediante un término de pérdidas de energía, obteniéndose luego los \$/kWh consumidos en cada nivel de tensión.
- ✓ **Formulación numérica del procedimiento de prorrata.** La facturación por concepto de peaje de distribución de un consumidor en el nivel de tensión "NT", el cual demanda una cantidad de energía "E", y factura una potencia "P", viene dada por la siguiente expresión:

$$Peaje = F_f + F_o + F_c + F_t$$

Donde:

F_f : Facturación al cliente por concepto de potencia y energía consumidas.

F_o : Facturación por costos fijos (costos permanentes y de diversificación).

F_c : Facturación de retribuciones fijas.

F_t : Facturación de eventuales costos de congestión en transmisión.

3.1.4 Conclusiones y comentarios para España. Cabe destacar el tema de la prorrata del pago de los peajes a las distintas empresas, según el uso que hagan los clientes de las redes. Dicho método tiene la ventaja de considerar un término de energía y otro de potencia, con lo cual queda remunerada gran parte de la red a través de sus indicadores más relevantes. El término de energía refleja el consumo del usuario, mientras que el de potencia permite remunerar las instalaciones según la demanda que presenta el cliente. Además, dicha metodología corrige los costos por potencia demandada en punta, lo cual es muy importante al asignar al usuario un costo de oportunidad a su consumo en horas de punta. Las desventajas de este sistema radican en la determinación de las curvas de carga y de los costos totales asignados a potencia y energía, ambos procedimientos pueden llevar a divergencias y complicaciones de cálculo.

Otro aspecto interesante del sistema español es el hecho de contar con un modelo de red general para todo el país, el cual optimiza la operación de las líneas sobre las áreas de distribución que él mismo determina. Lo cual resulta en un cobro por el uso espacial de las redes, además de permitir calcular, tanto los peajes como la prorrata los mismos. Sin embargo, la envergadura y complejidad de este tipo de modelos hace que algunas empresas se vean perjudicadas en su remuneración, por lo cual genera divergencias y demora su puesta marcha.

Cabe destacar que la política de remuneración de la actividad de distribución en España procura lograr incentivos de eficiencia a través de la limitación de ingresos, por medio de estimular recortes en pérdidas y costos de explotación, además de introducir reglamentos acerca del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro. Paralelamente, se encuentra latente la baja progresiva de la potencia mínima para poder acceder a tarifas no reguladas, lo cual pretende estimular este tipo de contratos.

3.2 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN INGLATERRA

En Inglaterra, el sistema de distribución se considera a partir de tensiones menores o iguales a los 132 [kV], dividiéndose los cobros por el uso del sistema en dos tipos. Aquellos consumidores conectados a más de 1 [kV], pagan tarifas de alto voltaje (HV), mientras que aquellos que tienen una conexión a menos de 1 [kV], lo hacen de acuerdo con una tarifa de bajo voltaje (LV).

Los cargos por uso del sistema distribución se encuentran completamente regulados. Una vez calculados los cargos a cada **Regional Electricity Company** (REC), mediante el sistema de **Price Cap** ó **Retail Price Index** menos X (RPI-X), estos son pagados por el comercializador que hace uso de la red, a la empresa distribuidora. Posteriormente, el comercializador cargará a la cuenta del cliente final un porcentaje por concepto del uso del sistema distribución.

Para el caso de los cobros por uso del sistema de distribución y ciertos cargos de comercialización, el sistema RPI-X funciona encontrando para cada una de las empresas REC's, un cobro máximo, el cual básicamente se obtiene multiplicando los ingresos promedio permitidos por kWh consumido, por el número actual de kWh distribuidos y por una proyección de la cantidad de clientes. Este cobro máximo es ajustado a la inflación mediante el RPI y a la eficiencia mediante el factor X.

El control de precios a través de esta metodología produce importantes beneficios a los consumidores, ya que los cargos se ajustan de acuerdo con los ingresos de las empresas del año anterior. De este modo, el consumidor se beneficia por los incrementos de la eficiencia logrados hasta el año anterior y además lo hace a partir del pronóstico de eficiencia del próximo periodo.

Un concepto relevante en una tarifación de este tipo es el balance entre P_0 y X. El primer término corresponde al precio de los cargos al inicio del periodo de fijación. La rebaja anual por concepto de aumento en la eficiencia corresponde a X. Altos valores de X aumentan el riesgo de que las empresas no sean capaces de alcanzar los estándares de eficiencia necesarios. Por el contrario, un precio de partida P_0 muy bajo, podría significar una relajación para las compañías hacia el logro del objetivo de aumentar la eficiencia en los cuatro años siguientes.

En la estructura básica de los cargos por uso del sistema de distribución, existen diferentes opciones de acuerdo con las características de cada consumidor, en especial, de acuerdo con la potencia que consume y a la tensión a la que se encuentra conectado. Dichos cargos se dividen en dos partes: un cargo fijo y otro variable, dependiendo del consumo en [kWh].

3.2.1 Metodología de cálculo de los peajes de distribución. Para establecer una metodología para la fijación de cargos por uso de las redes de distribución, se requiere estimar los ingresos suficientes para financiar un negocio rentable, y a la vez eficiente en un contexto social. Para ello es necesario evaluar los costos operativos y de capital asociados en el presente y pronosticarlos a futuro; además de asegurarle a las empresas una rentabilidad aceptable. Para las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Inglaterra, cerca del 50% de los costos corresponden a los operacionales, mientras que el 35% de ellos corresponden a los costos de capital.

- ✓ **Costos de operación.** Dentro de la estructura de cargos por distribución, a cada empresa se le asigna un tope anual respecto al total de gastos operativos. De la estructura de los costos de operación, un tercio de ellos corresponde a costos fuera de control de las empresas de distribución. El más importante de ellos corresponde a los pagos de las distribuidoras a la empresa de transmisión (**Nacional Grid Company**, NGC), por concepto de conexión a las subestaciones de su propiedad. Los dos tercios restantes corresponden a los costos operativos, los cuales tiene que manejar cada empresa de la manera más eficiente posible. Estos costos pueden separarse en costos de ingeniería, costos de servicio al cliente, costos de mantenimiento de medidores y costos corporativos de la compañía.

La entidad reguladora inglesa, **Office of Electricity Regulation** (OFFER), realiza los siguientes pasos para encontrar los cargos referentes a cada empresa:

- Recopilación de costos reales de las empresas distribuidoras.
- Análisis y validación de los datos entregados por las empresas.
- Proyecciones futuras de costos operacionales para cada empresa (analizando tópicos como geografía y topografía del área, naturaleza y densidad de los consumidores, tipos de circuitos y subestaciones, estándares de calidad de servicio y políticas contables).
- Introducción de restricciones adicionales al modelo de costos operativos (tales como requerimientos de calidad de servicio y políticas de cada empresa como capitalización y provisiones).
- Validación mediante comparación de los resultados del regulador y estudios de terceros.

El proceso descrito anteriormente es realizado a través de un complejo modelo de regresión lineal. La mayoría del trabajo anterior se realiza por medio de una metodología de **benchmarking**, es decir, los costos son comparados entre empresas una vez que se hayan aislado de ellos las componentes propias de cada distribuidor. Los cargos finales para cada ítem consideran el desempeño de aquellas compañías más eficientes, lo cual presiona a las otras compañías

a lograr recortes de costos y aumentos en la eficiencia de las redes, con el objeto de acceder a una remuneración adecuada de su actividad.

En la práctica han existido problemas respecto a la sobreestimación que han efectuado las empresas acerca de las proyecciones de sus costos operativos. En efecto, al comparar las proyecciones realizadas al inicio de una fijación de precios con los costos finalmente obtenidos, siempre se ha dado que las proyecciones resultan superiores a la realidad. Esto obedece al incentivo perverso de mostrar mayores costos para obtener mejores precios y mejores ganancias por parte de las REC's. El ente regulador está enfocado en restringir la flexibilidad que poseen actualmente las empresas de reafirmar costos de capital como operativos y viceversa, lo cual permite estas diferencias entre valores proyectados y reales.

- ✓ **Costos de capital.** En Inglaterra, la metodología empleada para estimar los costos de capital, implica prorratear los costos de nuevas inversiones de capital entre los diversos períodos regulatorios, los cuales abarcan los cinco años entre cada fijación de tarifas. De este modo, el costo de capital incurrido no es pagado por los consumidores inmediatamente, sino sólo aquella fracción de ellos que corresponde al periodo tarifario actual, más aquellos restantes de los periodos anteriores al actual.

Es necesario obtener los datos por empresa del gasto actual en capital, el cual se reajusta para los cinco años del período regulatorio, realizando una valoración de activos a flotación, la cual se basa en una estimación de la deuda total y el patrimonio accionario de cada empresa. Además, se requieren las proyecciones de las empresas para el gasto en los siguientes cinco años. Dichas proyecciones en el gasto de capital se basan en pronósticos de crecimiento en la demanda, aumentos de calidad de suministro, inversión en tecnología y reemplazo de obras existentes. Los costos de capital se dividen en dos partes:

- **Costos dependientes del nivel de carga.** Comprenden la adaptación de la red de distribución al crecimiento de la demanda del sistema (conexión de nuevos clientes a la red). Representa cerca del 40% del total de los costos de capital al depender del crecimiento vegetativo de la población y de los cambios en la estructura espacial y de cantidad de los consumos. Las principales variables usadas en el estudio de estos costos son el crecimiento de la demanda y el crecimiento la potencia distribuida.
- **Costos no dependientes del nivel de carga.** Comprenden el reemplazo de activos caducados, así como la inversión en control y funcionamiento de la red. Además se agrega el gasto de mejoramiento de calidad del servicio.

Este punto es, básicamente, de control de la empresa distribuidora y depende fuertemente de sus políticas contables y financieras. Representa aproximadamente el 60% restante de los costos de capital. Para fijar los cargos por este concepto, se utiliza una técnica de **benchmarking** entre las empresas, basándose en los requerimientos de reemplazo de activos.

Este tipo de metodología de estimación de costos de capital tiene la desventaja de que las empresas tienden a postergar sus proyectos de inversión programados hacia final del período regulatorio, debido a que así pueden mostrar mejores cifras de rentabilidad, aumentando así el valor de mercado de sus acciones.

3.2.2 Aspectos relevantes de la metodología de cálculo de los peajes de distribución en Inglaterra. Los aspectos más relevantes acerca de la tarificación de peajes de distribución en el Reino Unido son los siguientes:

- ✓ **Duración de los cargos.** En Inglaterra se realiza una nueva fijación de cargos en distribución cada cinco años, durante los cuales los cargos sólo varían de acuerdo con la inflación y de los eventuales aumentos de eficiencia (RPI-X), como el caso colombiano. Conceptualmente, entre mayor sea el tiempo entre fijación de tarifas, mayor será la disponibilidad de las empresas participantes de realizar mejoras en la eficiencia de las redes. Sin embargo, un mayor distanciamiento entre fijación de tarifas puede causar un mayor riesgo de aparición de circunstancias inesperadas. Se agrega a esto, la posibilidad de que las proyecciones efectuadas durante la fijación no se adecuen a la realidad, existiendo eventuales pérdidas o ganancias excesivas para las empresas participantes.
- ✓ **Factores no sujetos a regulación de cargos.** Si bien la actividad de distribución se encuentra sujeta a la regulación de precios, existen ciertas actividades involucradas con ella, que se encuentran liberadas de este tipo de cargos. Cabe recordar que la mayoría de las REC's (**Regional Electricity Companies**), son a la vez **Public Electricity Suppliers** (PES's), es decir, ejercen actividades de distribución regulada y comercialización competitiva.

Por consiguiente, los siguientes factores se encuentran fuera de la regulación de tarifas:

- Consumos de alto voltaje (mayores o iguales a 220 kV).
- Pedidos del cliente para transformación de la red.
- Consumos de conexión directa a la subestación de transmisión.
- Cargos por medidores prepagados.
- Provisión de medidores de capacidad mayor a 100 kW.

- Cargos por conexión a la red.
- Otros cargos menores.

El total de estos cargos, los cuales son fijados competitivamente o vía negociación con el cliente, representan aproximadamente el 10% del total de los ingresos de las empresas de distribución.

- ✓ **Tratamiento de las pérdidas de distribución.** La regulación existente exige a cada empresa ir bajando paulatinamente sus niveles generales de energía perdida, a través de un diseño y operación eficientes de sus redes. Para ello no se controla cada sector, sino que a cada REC se le permite un porcentaje total de energía perdida, respecto a su energía despachada al consumidor. Dicho nivel permitido va disminuyendo con su propio factor X y es revisado también cada cinco años.
- ✓ **Tasa de retorno del capital (Costo del Equity).** Respecto a la tasa usada para evaluar el retorno de la inversión de las empresas participantes, se utiliza el modelo **Capital Assent Pricing Model** (CAPM), el cual supone que dicha tasa es la suma de la tasa libre de riesgo del mercado, mas un premio al riesgo, propio de cada empresa. Dicho premio al riesgo viene dado por el coeficiente de β , el cual indica la correlación entre el riesgo de la empresa en particular y el resto del mercado. La fórmula usada es la siguiente:

$$R = R_f + \beta * (R_m - R_f); \quad ERP = (R_m - R_f)$$

Donde:

- R : Retorno de la empresa a evaluar, como tasa porcentual.
- R_f : Tasa libre de riesgo del mercado.
- R_m : Retorno promedio del portafolio de mercado.
- β : Coeficiente que correlaciona los retornos del mercado con los de la empresa a evaluar. Mide el riesgo no diversificable de la compañía en relación con el mercado.
- ERP: Equity Risk Premium** (prima de riesgo del capital accionario).

- ✓ **Valoración de activos.** Con el objeto de valorar correctamente las inversiones de capital, el sistema inglés considera la suma de dos factores: aquel capital ya existente, el cual es valorado según la metodología de flotación (surge de la cotización de las acciones en el mercado bursátil), y aquel capital que se proyecta invertir a partir de la regulación de precios.

En Inglaterra la metodología para la valoración utilizada es el valor de compra de cada empresa según flotación (los activos de flotación se expresan en una anualidad de 10 a 15 años de acuerdo con la compañía), para posteriormente

calcular el valor del negocio de distribución completo. Adicionalmente, se asume que las nuevas inversiones se deben considerar bajo una base anual uniforme durante un periodo de 33 años, lo que refleja el tratamiento de valoración de los activos (depreciación al 3% anual).

El valor de mercado inicial para cada compañía (en flotación), es calculado a través de la suma del total neto de la deuda de dicha empresa con el valor neto de capital en el mercado accionario. En términos numéricos, ello equivale a la siguiente fórmula:

$$D_n = D_m - D_c$$

Donde:

- D_n : Deuda neta de empresa (contable).
- D_m : Valor de mercado de la deuda de la empresa.
- D_c : Deuda de corto plazo de la empresa.

Respecto al patrimonio de cada una de las REC's, éste se obtiene del valor de mercado de las acciones de dicha compañía según la siguiente fórmula:

$$E_m = (P_s + V) * N$$

Donde:

- E_m : Patrimonio total de la empresa distribuidora "m".
- P_s : Precio **spot** (de mercado), de la acción de la empresa m.
- V : Valor presente de los pagos futuros o dividendos ya pactados por la acción de la empresa (descontados al 10%).
- N : Número de acciones en el mercado de la empresa m.

De este modo, el valor inicial de los activos (A_m) viene dado por la suma de la deuda neta y el patrimonio, para cada una las empresas REC's:

$$A_m = D_n + E_m$$

$$A_{final} = A_m - A_s - A_{NGC}$$

La ecuación final se refiere al último ajuste a los activos totales de la empresa. El término " A_s " representa el total del valor de los activos de la empresa REC, considerados como parte de su participación en el negocio la comercialización, los cuales son descontados por no estar sujetos a la misma regulación de precios. El término " A_{NGC} " representa la parte del capital de la empresa de transmisión nacional (NGC) que la empresa REC posee a la fecha.

En términos conceptuales, el método de flotación surge como una alternativa a la valorización de activos, la cual se pretende reflejar a través de la valoración que el mercado le da a dichos activos, de acuerdo con los precios de las acciones, en lugar de considerar los precios de reposición o el valor contable de los activos. Es de señalar, que el valor antes obtenido ha sido sostenidamente menor al necesario para que las empresas obtengan la rentabilidad deseada, por lo que ha sido ajustado en cerca de un 15% de su valor, para lograr ese objetivo. Lo anterior muestra que la valoración de activos a través del mercado bursátil puede incluir una serie de distorsiones y señales que pueden llevar a no rentar adecuadamente la inversión de los activos.

3.2.3 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en Inglaterra. La desregulación del sistema eléctrico de Inglaterra ha sido pionera en muchos aspectos, siendo los más relevantes, la posibilidad de que cualquier cliente, sin importar su consumo, pueda abastecerse a través del comercializador que se desee. Para ello existen 14 compañías capacitadas para efectuar las actividades de distribución y comercialización, pero con una estricta separación contable de ambas cuentas.

La potencia es el factor determinante para el cobro por el uso de las redes de distribución, ya que ella determina la inversión a realizar en ellas. Respecto al sector de distribución, la regulación a través del *Price Cap* entrega señales económicas a los participantes, dentro de las cuales, la más importante es la exigencia para las empresas de ser eficientes en su desempeño general. Puntualmente, tópicos como las pérdidas en distribución y los estándares de calidad de suministro se han visto favorecidos con este tipo de legislación, beneficiando al cliente final.

3.3 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE. (≤ 23 kV)

En Chile, la entidad encargada de determinar las tarifas para la distribución de energía es la Comisión Nacional de Energía (CNE), que además tiene la función de diseñar normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido. El sector eléctrico en este país, en concordancia con la política económica, establece que las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

3.3.1 Régimen tarifario. La tarificación de la distribución se realiza a partir de un determinado número de áreas de distribución típicas fijadas por la CNE, y a través

de estudios de costos encargados por cada empresa distribuidora (o un grupo de ellas) y por la CNE, a empresas consultoras especializadas. Estos estudios son ponderados en la proporción 1/3 y 2/3 para tener un valor final. Este valor final debe ser tal, que las tarifas aplicadas al conjunto de empresas de distribución resulten en rentabilidades de entre un 6% a un 14%. Si esto no ocurriese, se deben hacer los ajustes necesarios para que esto ocurra. Dichos estudios son realizados estableciendo en el área de concesión de cada empresa, una empresa modelo eficiente en su gestión y en su política de inversiones. Esta metodología, denominada "**Yardstick Competition**" con empresa modelo, tiene como objeto estimular la eficiencia de las empresas del área típica, al calcular una tarifa óptima correspondiente a las instalaciones adaptadas a la demanda de la empresa. La metodología empleada en Chile sólo asegura la rentabilidad global del sector (entre 6% y 14% antes de impuestos), mientras la rentabilidad individual de cada empresa depende directamente de su desempeño respecto a la empresa modelo. Esta metodología pretende entregar al usuario final una tarifa justa y estable en el tiempo, que refleje los verdaderos costos de una empresa distribuidora eficiente.

En la legislación se da libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia y se establecen precios regulados en aquellos sectores donde las características del mercado son de monopolio natural, de tal forma que los suministros para usuarios de bajo consumo (inferior a 2000 kW) están sujetos a regulación de precios. La existencia de precios regulados para los usuarios de bajo consumo, se traduce en una fijación periódica de tarifas, por parte del regulador. El precio que las empresas distribuidoras pagan por la electricidad necesaria para abastecer a estos clientes regulados, se denomina precio de Nudo y se calcula con criterios marginalistas.

El valor que las empresas distribuidoras cobran por efectuar el servicio de distribución de electricidad, se conoce como Valor Agregado de Distribución (VAD), y se calcula considerando el costo medio en que incurre una distribuidora modelo eficiente para proveer el servicio. Para los usuarios de altos consumos, (superior a 2000 kW), la ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

La regulación tarifaria es de tipo indirecta, donde se establece una tarifa que suma los precios de nudo con sus pérdidas reconocidas, más un valor agregado de distribución (VAD). El precio de nudo se calcula con base en el costo marginal de largo plazo con una proyección elaborada por la CNE.

El sistema tarifario en sí mismo es un estímulo a la eficiencia, ya que reconoce antes de la prestación del servicio los valores de eficiencia con los que debería operar el distribuidor. Por lo cual, si el distribuidor ajusta sus costos a los valores reconocidos obtendrá la rentabilidad esperada por sus inversionistas. Es un

sistema que transfiere los riesgos de las decisiones al distribuidor, ya que los errores al decidir inversiones, gastos, estrategias de endeudamiento o adecuaciones tecnológicas los pagará en última instancia el inversionista, recibiendo menores utilidades por el capital dedicado a la actividad.

A continuación se presentan los factores que intervienen en la determinación de la tarifa de acceso a las redes de distribución en Chile.

- ✓ **Precio Nudo.** Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. El encargado de determinar dicho precio es el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante un informe técnico elaborado por la CNE. Se considera el precio de nudo en el punto de interconexión del segmento generación-transporte con las instalaciones de distribución, es decir, el punto donde se intercambian estos dos servicios. Este punto de interconexión está dado por la subestación de distribución, o sea, aquella subestación que transforma la tensión desde el nivel de transmisión, mayor a 23 kV, hasta el nivel de distribución, igual o inferior a 23 kV. Este precio de nudo se divide en dos componentes que son el precio de la energía y el precio de la potencia.

- ✓ **Valor Agregado de Distribución (VAD).** El Valor Agregado de Distribución es el componente que se le suma al precio de nudo para establecer los precios a clientes finales en zonas de concesión de empresas distribuidoras. El VAD es básicamente un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica, por lo que no reconoce los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.

El VAD se calcula y recalcula cada cuatro años y se actualiza dentro de cada periodo tarifario. Los valores del VAD de distribución se calculan sobre una rentabilidad real anual de 10% sobre la inversión considerada a valor de reposición, correspondiente a una red adaptada económicamente a la demanda, desarrollada por una empresa modelo eficiente tanto técnica como económicamente. Se aseguran los costos de operación y mantenimiento de la red y los correspondientes a la comercialización de los servicios de distribución. Los componentes del valor agregado de distribución, determinados por el CNE, son los siguientes:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes de su consumo.
- Pérdidas medias (estándares) de distribución en potencia y energía (se consideran tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas).
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, asociados con la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el valor nuevo de reemplazo en

instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Los costos anteriores se acompañan de fórmulas que expresan dichos costos, en función de diversos índices de variación de precios de los principales componentes, para establecer la evolución de los cargos a través de su periodo de vigencia.

- ✓ **Características de la Empresa Modelo.** Se debe crear una empresa modelo para cada área de distribución. El reglamento de distribución de Chile (DFL1), establece las indicaciones necesarias acerca de la naturaleza de la empresa modelo. Los supuestos por los cuales se rige la empresa modelo son los siguientes (DFL1), [CNE197]:

- **Calidad de servicio.**
- **Instalaciones adaptadas a la demanda.** Las instalaciones de la empresa, se encuentran adaptadas a la demanda en el momento del estudio y a su proyección de crecimiento.
- **Eficiencia.** Empresa eficiente en términos de su política de inversiones y su gestión.
- **La empresa modelo opera en el país.** Sistema adaptado a la demanda. El consultor debe dimensionar la empresa modelo de acuerdo con la demanda actual, sin importar si las instalaciones reales de la empresa pueden o no corresponder con las necesarias y suficientes para abastecer dicha demanda, incluyendo el crecimiento esperado del consumo en los cuatro años siguientes a la fijación de tarifas. Según este procedimiento, los consumidores deben pagar por las instalaciones necesarias para satisfacer su demanda actual, sin subsidiar las inversiones futuras de la distribuidora.

Los términos de eficiencia de instalaciones y de gestión son muy amplios. Básicamente, la empresa modelo debe usar la tecnología necesaria para cumplir con los estándares de calidad de suministro en un marco de eficiencia, según el tipo de instalaciones y costos asociados. Para ello debe contar con un esquema organizacional apropiado, instalaciones de distribución suficientes para dar el servicio adecuado y la dotación de personal necesario para cumplir con sus funciones.

- ✓ **Definición de áreas típicas de distribución.** Para la fijación de tarifas del año 2000, la CNE dispuso para el cálculo del VAD, la existencia de seis áreas típicas de distribución. Para establecer estas áreas de distribución, el regulador se basó en los datos de VNR (Valor Nuevo de Reposición), fijados por la SEC para cada empresa el año 1999, los costos de explotación de 1998, compras y ventas de energía para cada empresa en 1999 y parámetros físicos de cada empresa, reportados también por estas en el mismo año (CNE).

A partir de las empresas que conforman cada área típica, la comisión elige una empresa real representativa, según la cual se establecen las respectivas empresas modelo, como se muestra a continuación.

Tabla 5. Áreas típicas de distribución para el 2000 y empresas distribuidoras que las componen.

Área típica	Empresas concesionarias	Empresa de referencia
Área 1	Chilectra	Chilectra
Área 2	Río Maipú, CGE, Emelat, Puente Alto, Electa, Conafe y Eliqsa	CGE
Área 3	Emelari, Chilquinta, Coop. Curicó, Edelmag, Luzandes Pirque, Til-Til, Emec y Endesa	Emec
Área 4	Emelectric, Saesa, Edelayen y Elecoop	Emelectric
Área 5	Frontel, Emelca, Luzlinares, Coopelan, Litoral, Luzparral, Socoepea, Creo, Cooprel y Codiner	Emelca
Área 6	Copelec, Emelat y Coelcha	Copelec

3.3.2 Remuneración del Capital. El marco regulatorio chileno, establece la remuneración de los activos mediante el cálculo del VNR y clasifica los sistemas eléctricos en sectores o áreas típicas de distribución.

3.3.3 Valoración de los activos. Los activos se valoran a valor de reposición a nuevo según los valores de mercado, pero sólo se reconoce en los cálculos tarifarios aquellos activos que corresponden a una red adaptada técnica y económicamente a la demanda, es decir aquella red cuyos costos de inversión, explotación, pérdidas y confiabilidad son mínimos.

Ya que en el proceso de fijación de tarifas, el VNR sirve para determinar el costo de inversión “de una empresa modelo eficiente” correspondiente a cada empresa real, en el proceso de cálculo del VNR sólo se consideran los activos de la red real. El concepto de VNR en términos simples, corresponde al costo total de “establecer la empresa desde el comienzo”. De este modo, el VNR no sólo comprende los costos del material o equipamiento, sino que comprende otros costos como los de ingeniería, bodegaje, y puesta en servicio de intereses intercalarios.

Tabla 6. Componentes del VNR

Componente del VNR	Metodología de cálculo
Bienes físicos	Valor actual del bien físico

Costos de ingeniería	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Costos asociados a servidumbres	Costos de la servidumbre debidamente cancelada (si hubiere)
Intereses intercalarios	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Gastos generales	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Costos asociados a derechos municipales	Costo del derecho municipal efectivamente cancelado (si hubiere)
Bienes intangibles	Conjunto para toda la empresa
Capital de explotación	Porcentaje de las entradas de explotación totales de la empresa

CNE

El VNR de las instalaciones de distribución es calculado por cada empresa según las instrucciones determinadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El procedimiento de cálculo del VNR de cada empresa se realiza cada cuatro años, durante el año anterior al año en que se fijan las tarifas y calcula el VAD.

Al suponer una vida útil de 30 años para las instalaciones de la red de distribución y ajustar una tasa de rentabilidad de entre un 6% y un 14%, en la práctica, el regulador impone un piso tecnológico mínimo. De este modo, a partir de la valoración del VNR, las empresas deberían optar por tecnologías que prometan tasas de retorno mayores o iguales que la tasa de rentabilidad económica, asegurando así, un mejoramiento continuo en la calidad del servicio a los clientes.

3.4 DISTRIBUCIÓN EN CALIFORNIA (EL FRACASO DE LA DESREGULACIÓN ELÉCTRICA EN CALIFORNIA)

Guiados en cierta forma por la experiencia en Inglaterra y Gales, los mercados en California comenzaron a operar en abril de 1998 después de 4 años de debate legislativo y administrativo. En medio de un proceso altamente politizado, el modelo Californiano terminó siendo para muchos el más complicado de los mercados eléctricos jamás implementado, con elementos que nunca antes habían sido utilizados en la práctica. El modelo en California se sustenta en la total liberalización del mercado mayorista, ya que se argumentaba que el procedimiento de fijar las tarifas no proporcionaba estímulos para aumentar la eficiencia y podría conducir a una sobreinversión.

Tabla 7. Agentes y participantes en la estructura del mercado eléctrico

California Energy Commission (CEC)	Agencia estatal encargada de la política energética. Sus funciones son prever las necesidades, promover la eficiencia, ayudar al desarrollo de tecnologías y tomar medidas en caso de emergencia. También regula construcción de nuevas centrales.
California Power	Es el operador del mercado mayorista. Institución independiente sin

Exchange (CalPX)	ánimo de lucro que se encarga de poner en contacto a la demanda y la oferta y ofrecer los servicios necesarios para las transacciones económicas del mercado eléctrico.
California Public Utilities Commission (CPUC)	Comisión estatal que regula las compañías privadas de servicios. Protege a los consumidores y a la economía del estado, supervisando la operación, la fiabilidad y los precios de los servicios.
Electricity Oversight Board (EOB)	Consejo estatal encargado de supervisar el sistema eléctrico y velar por los intereses de los ciudadanos del estado (fiabilidad de servicio) durante la transición al nuevo mercado.
Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	Agencia federal que regula la transmisión y venta mayorista de electricidad y supervisa las implicaciones medioambientales, además de regular las hidroeléctricas estatales. Controla las reglas por las que se rigen CalPX e ISO.
Independent System Operator (ISO):	Institución independiente sin ánimo de lucro. Es el operador de sistema, que se encarga de la operación y gestión del sistema de transmisión. Programa la generación para equilibrar oferta y demanda en la red de transporte.
Investor-Owned Utilities (IOU)	Las tres grandes compañías eléctricas privadas en el estado de California: PG&E, SCE y SDG&E.

3.4.1 Estructura eléctrica de California. A continuación se presenta un breve resumen de la estructura con que contaba California antes de la crisis.

- ✓ **Generación.** Para esta época, California contaba con cerca de 1.000 plantas de generación eléctrica, con alrededor de 55 GW de capacidad instalada, con capacidad para la importación de 8.000 MW, la energía consumida a lo largo de todo ese año fue de 259 TWh. En general se puede afirmar que el sistema de generación de California estaba envejeciendo, ya que el 55% de las unidades de generación del Estado presentaban más de 30 años de operación.
- ✓ **Transmisión.** California tenía además cerca de 40.000 millas de líneas de transmisión que conectaban las plantas de generación con la red tanto nacional como internacional de energía eléctrica. La red estaba en manos de las tres grandes compañías, pero la operación recaía en el ISO, por ser esta red un monopolio natural.
- ✓ **Distribución.** El sistema de distribución estaba compuesto por las redes, equipos y accesorios necesarios para que la energía eléctrica fuese entregada a los usuarios finales. Las compañías eléctricas eran dueñas de la red de distribución de California, siendo también las encargadas de su operación y mantenimiento. La actividad de distribución estaba bajo regulación estatal de la CPUC.

Las tres compañías privadas IOU, representaban el 80% de la potencia servida. El resto estaba compuesto por cerca de 40 pequeñas compañías, privadas, públicas, cooperativas, etc.

Históricamente, los ingresos requeridos en distribución han sido establecidos a través de una regulación por **Rate Of Return** (ROR). Bajo este esquema, el precio del servicio de distribución cobrado por una empresa distribuidora incluye todos sus costos fijos más un retorno razonable sobre el capital invertido. Pero hacia 1998, el CPUC llevó a las empresas hacia la fijación de precios de distribución siguiendo un **Performance-Based Ratemaking** (PBR) o regulación por incentivos, bajo este esquema se remuneran por separado los beneficios de los costos y se liga la eficiencia con los beneficios. Para los precios de SDG&E se emplearon ingresos tope (**revenue caps**) mientras que para PG&E y SCE se emplearon precio tope (**price caps**).

- ✓ **Operación.** El Operador Independiente del Sistema (ISO), administraba un sistema gradual de alertas del sistema para mantener las reservas de operación. El ISO era el encargado de la coordinación de la operación del sistema y estaba autorizado a comprar electricidad suplementaria a cualquier precio, si en la negociación del día anterior no aseguraba suficiente oferta de electricidad para cubrir la demanda.
- ✓ **Comercialización.** La comercialización era un mercado minorista competitivo donde todos los usuarios de California tenían libertad para elegir la comercializadora de energía eléctrica que desearan, la cual realizaba los servicios de suministro, medida y facturación.

Las empresas comercializadoras no estaban reguladas, pero debían cumplir los requisitos impuestos por la CPUC, la comisión federal de comercio y las agencias de protección de consumidores. Además debían llegar a un acuerdo con una distribuidora para asegurar el acceso y tipo de servicio. Las grandes distribuidoras de IOU también podían ser elegidas para suministrar energía a consumidores finales, pero aplicando precios compatibles con la legislación (tarifa congelada hasta recuperación de los CTC).

3.4.2 Desarrollo del mercado. Tradicionalmente el suministro de energía eléctrica en Estados Unidos ha estado encomendado a empresas eléctricas, en su mayoría privadas, que tienen concesión para suministrar la energía eléctrica en un territorio determinado. Estas empresas, denominadas "**public utilities**", constituyen monopolios regulados con la obligación y la responsabilidad de proporcionar el servicio público de suministro eléctrico oportuno a todos los consumidores del territorio concesionado que lo demanden, con la calidad adecuada. Antes de la crisis la mayoría las empresas, estaban integradas

verticalmente y abarcaban la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

A comienzos de 1993, la Comisión de Servicios de Utilidad Pública de California (CPUC) comenzó a estudiar la desregulación del sector eléctrico del Estado, con el objeto de reemplazar parte del esquema de monopolios regulados con la implementación de distintos mercados eléctricos. Esta iniciativa fue principalmente el resultado de la presión de grupos de consumidores industriales por reducir los precios de la energía eléctrica, que en ese entonces se encontraban entre los más altos del país (Joskow, 1997). Estos altos precios fueron atribuidos a la ineficiencia de las empresas eléctricas que proporcionaban el servicio, instalación de costosas plantas nucleares, exceso de capacidad instalada, contratos de largo plazo firmados con productores de energía independientes, exigidos por los mismos reguladores del Estado bajo el **Public Utility Regulatory Policy Act of 1978** (PURPA), y una regulación ineficiente que no fue capaz de traspasar los menores costos a los consumidores (Joskow, 2000).

La reestructuración del mercado Californiano comenzó por disolver la integración vertical entre generación, transmisión y distribución de las tres mayores empresas eléctricas del Estado, que hasta entonces funcionaban como monopolios integrados regulados: **Pacific Gas & Electric** en la parte norte de California, **Southern California Edison** en el área de Los Angeles y **San Diego Gas & Electric** en la parte sur del Estado. Estas empresas retuvieron la distribución y una porción muy menor de la generación. Acto seguido se procedió a liberar el mercado mayorista. Para su funcionamiento se crearon dos figuras: la primera fue un operador del sistema "**Independent System Operator (ISO)**" a cargo de operar las líneas de transmisión y la segunda figura fue una bolsa de energía "**California Power Exchange (CalPX)**" a cargo de operar las ofertas horarias de compradores y vendedores de energía con un día de anticipación. El ISO también está a cargo de administrar un mercado de energía en tiempo real para balancear oferta y demanda en todo momento y otro mercado de servicios auxiliares (regulación de frecuencia). Además, debe administrar posibles problemas de congestión de las líneas de transmisión. Así, toda la oferta de generadores y toda la demanda de consumidores ubicados en el área del ISO, debe ser físicamente despachada de acuerdo con lo establecido por este.

Cuando las reservas pronosticadas para el siguiente día caían por debajo del 7%, el ISO declaraba una alerta y los generadores eran llamados a incrementar sus ofertas de energía en el mercado. Cuando las reservas pronosticadas para el día actual caían por debajo del 7%, el ISO declara alarma y asumía directamente la compra de energía. Cuando las reservas actuales caían por debajo del 7%, 5%, 1.5%, el ISO declaraba primero una etapa 1 de emergencia (peticiones públicas y otras medidas para incrementar el suministro y decrecer la demanda), luego la etapa 2 de emergencia (los clientes interrumpibles son restringidos), y finalmente la etapa 3 de emergencia que es el nivel más alto, y bajo el cual se les suspende

el suministro eléctrico a clientes (empresas residenciales y comerciales), para proteger el sistema eléctrico del colapso.

En forma paralela a los mercados spot, las empresas comercializadoras de energía eran libres de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras como una forma de cubrirse de parte del riesgo asociado a la volatilidad e incertidumbre de precios en el PX. Sin embargo, las tradicionales empresas distribuidoras que eran responsables de servir casi la totalidad de los consumidores en un comienzo, fueron privadas de participar en el mercado de contratos y obligadas a comprar energía a precio spot en el mercado PX. Aparentemente esta disposición fue establecida para otorgar liquidez al mercado PX.

3.4.3 Cambios de la industria eléctrica antes de la crisis en California. Para establecer la competencia en generación de energía, se obligó a las tres grandes empresas eléctricas de California a vender sus plantas termoeléctricas a productores independientes. Ocho empresas dedicadas a la generación independiente de electricidad, 7 de ellas establecidas fuera del estado de California, adquirieron las plantas generadoras de las empresas eléctricas que se pusieron a la venta.

Se estableció que las tres grandes empresas podrían recuperar unos 28.000 millones de dólares que gastaron en plantas nucleares y energías renovables, inversiones que en un contexto de competencia, se consideraron irrecuperables llamadas costos hundidos (***stranded costs***), a través de una tarifa regulada que incluía un cargo: “***the Competition Transition Charge***” el cual sería traspasado a las empresas distribuidoras con el objeto de cubrir sus costos hundidos.

Las tres grandes empresas se siguieron ocupando de la distribución y venta de la energía eléctrica. Para hacer políticamente atractiva la reforma, los legisladores establecieron una rebaja en las tarifas eléctricas del 10%, en beneficio de los 27 millones de consumidores servidos por las tres grandes empresas y congelaron las tarifas de junio de 1996 hasta el 2001, año en que los precios serían desregulados, aún cuando las empresas no hubiesen recobrado todos sus costos hundidos (no hubiesen amortizado todas sus inversiones pasadas).

En la madrugada del 31 de marzo de 1998 se puso en funcionamiento el mayor mercado eléctrico del mundo, operado por el CalPX. Las empresas que deseaban comprar energía eléctrica, programaban, vía computadora, la cantidad que necesitaban al día siguiente y el precio que estaban dispuestas a pagar. Los vendedores, por su parte, indicaban la cantidad que podían suministrar cada hora del día siguiente y el precio. Las computadoras del PX fijaban, para cada hora, el punto en el que la demanda y la oferta se equilibraban y establecían el precio correspondiente.

Así, existían mercados del día siguiente, del mismo día y de auxiliares, administrados el primero por el CalPX, y los dos restantes por Operador Independiente del Sistema, ISO. El sistema pareció funcionar bien inicialmente. Las tres grandes empresas eléctricas a cargo de la distribución y el suministro, sobre todo a los pequeños consumidores, pagaban un precio inferior al que tenían que cargar a sus clientes, diferencia que les permitió ir amortizando las inversiones anteriores, con lo que lograrían al completar la amortización y eliminar el congelamiento de las tarifas de venta a los consumidores.

3.4.4 Desarrollo de la crisis. El primer problema apareció en la región de San Diego a mediados de 1999. La empresa **San Diego Gas & Electric Company** concluyó de amortizar sus inversiones anteriores, y de esa forma eliminó el congelamiento de sus tarifas, y empezó a vender a sus más de 3 millones de clientes energía eléctrica al precio fijado por el mercado. Inicialmente hubo una ligera alza y la facturación mensual de un consumidor residencial promedio pasó de 50,6 dólares a 53,60. Pero poco después una ola de calor disparó el consumo eléctrico en los sistemas de aire acondicionado. La demanda eléctrica aumentó y también los precios, que pasaron de 2,7 centavos de dólar a 3,5 primero y 5,7 después; el 15 de junio costó 46 centavos y dos semanas después 52 centavos. A fines de agosto, cuando intervino la legislatura e impuso un precio tope, las facturaciones mensuales de consumidores residenciales habían alcanzado un promedio de 120 dólares apreciándose incrementos del 500% en el año 2000 (con respecto al año anterior). Adicionalmente y por primera vez desde la segunda guerra mundial, hubo apagones en zonas de la Bahía de San Francisco y de Los Angeles, que se agravaron a medida que avanzaba el verano.

En el verano del año 2000 los precios del mercado eléctrico que tenían que pagar las empresas distribuidoras a los generadores independientes se dispararon y no bajaron cuando pasó la ola de calor. Con los precios de venta de la energía eléctrica congelados por la legislatura, las empresas distribuidoras tuvieron que comprar la energía a los ocho generadores independientes a precios muy superiores a los de venta. Por cuyo motivo acumularon pérdidas millonarias que entre abril y diciembre de 2000 ascendieron a 12.000 millones de dólares, lo que llevó a **Pacific Gas & Electric** (PG&E) a la bancarrota y a **Southern California Edison** (SCE) a una situación financiera muy delicada. Los generadores independientes optaron por no venderles más energía a estas empresas, dado el temor de que no se les pagara. Para no “apagar el estado”, el gobernador tuvo que comprar electricidad para revenderla a las empresas distribuidoras, lo que le representó pérdidas diarias de 50 a 75 millones de dólares.

La explicación que se ha tratado de dar a este pésimo funcionamiento del mercado eléctrico es, por una parte, que no se previó el crecimiento de la demanda de electricidad del orden de 3% anual en California, y por la otra, que el suministro de energía eléctrica procedente de plantas hidroeléctricas localizadas

fuera del estado disminuyó a causa de una larga sequía, lo cual contribuyó a una oferta insuficiente y obligó a programar interrupciones del servicio. Vale la pena hacer notar que anterior a la drástica elevación de costos de gas, existían techos sobre el precio de la electricidad en el mercado spot, que se eliminaron para permitir a los generadores trasladar los costos del gas al distribuidor. Existe evidencia de que las empresas generadoras independientes manipularon las ofertas de energía para hacer subir los precios, lo que les permitió obtener grandes ganancias. Las empresas generadoras se justificaron argumentando que el precio del gas natural, que utilizaban sus plantas generadoras, se había triplicado.

Los californianos no redujeron su consumo debido a que los precios pagados por el consumidor no se incrementaban con los desplazamientos de la demanda sino que se mantenían fijos por la regulación. Esto trajo como consecuencia que en días de demanda pico, fuese necesario racionar la electricidad mediante cortes controlados en el suministro a aproximadamente 500.000 clientes.

Tabla 8. Principales acontecimientos desde mayo de 2000

Fecha	Acontecimiento
Mayo de 2000	Primeros signos del inminente desastre, cuando las reservas de energía disminuyeron apreciablemente
Julio	Los usuarios de SDG&E empezaron a recibir facturas mucho más costosas que en veranos anteriores
Septiembre 30	La deuda de PG&E y SCE's excedía los \$2.3 billones de dólares
Enero de 2001	PG&E y SCE suspenden los pagos a sus acreedores, eliminan los pagos de dividendos y su capacidad crediticia se hace nula
Enero 17	Sucesivos cortes del servicio son aplicados principalmente a usuarios con programas voluntarios de interrupción.
Febrero 2	El gobernador Gray Davis firma una ley, donde permite al estado comprar energía bajo contratos a largo plazo, y autorizando la emisión de bonos para pagar dichas compras de energía.
Febrero 14	La RERC reglamenta que California no puede obligar a los generadores privados a vender energía a las empresas distribuidoras si no existe una garantía de pago.
Abril 3	La CPUC ordena a las empresas PG&E y SCE empezar a pagarle a California por las compras de energía.
Abril 6	PG&E se declara en bancarrota.
Abril 9	La empresa distribuidora SCE firma un memorando de entendimiento con el estado, en el que se acoge a un plan para volver a su estabilidad económica.
Mayo 7 y 8	Ocurren cortes de servicio ya que los distribuidores no pueden abastecer la demanda
Mayo 15	La CPUC publica la nueva estructura de costos estableciendo los precios máximos de los usuarios atendidos por PG&E y SCE
Junio 18	La empresa distribuidora SDG&E acuerda con el estado dejar de cobrar 747 millones de dólares que le deben sus usuarios, y acuerda vender sus líneas de transmisión al estado por un billon de dólares.

Junio 18	La FERC le permite al Cal-ISO, regular los precios de la energía vendida al estado. El precio máximo es efectivo hasta el 30 de Septiembre de 2002, y se determina con base en el costo de generación de la planta menos eficiente en el sistema.
Julio 2	Algunos productores con plantas fuera de California, deciden cancelar sus ventas a dicho estado, basados en la incertidumbre que pudiese provocar las restricciones de precio aprobadas en junio

Como resultado de la crisis, el gobernador demócrata del estado de California, Gray Davis, suspendió indefinidamente el **Power Exchange**, y restableció la práctica de contratos a largo plazo, con una subasta a la que respondieron una treintena de empresas generadoras. El resultado de la subasta fue sorprendente: los precios ofrecidos por los productores fueron del orden de 6,9 centavos de dólar por kWh, muy próximos a los 6,7 que pagaban en promedio los consumidores con tarifas congeladas. Esos precios eran muy inferiores a los 50 centavos de dólar por kWh que cobraba hasta principios de enero de de 2001 el Power Exchange.

3.4.5 Lecciones para Colombia. A continuación se presentan algunas cosas a tener en cuenta en Colombia:

- ✓ Entre las principales características de la electricidad que dificultan el funcionamiento de los mercados eléctricos se encuentran la poca elasticidad en la demanda y en la oferta. Es imperativo aumentar la elasticidad en ambos lados del mercado. Para incrementar la elasticidad en la demanda se requiere trasladar con prontitud los precios al consumidor, si se puede en tiempo real, aprovechando la tecnología existente. Para aumentar la elasticidad de la oferta se requiere suficiente reserva en la capacidad instalada. Para que esto ocurra en un ambiente de mercado, es preciso remunerar esa reserva, para lo cual debe existir un cargo por capacidad o, mejor aún, un mercado de potencia adicional al de energía.
- ✓ Mientras se adquiere experiencia con el mercado, lo que incluye capacitación de los profesionales involucrados (en particular un mercado tan complejo como el eléctrico), es mejor no proliferar mercados (del día siguiente, de balances, de auxiliares, de reserva, etc). La experiencia de California demuestra que este aumento de complejidad puede no ser justificable y que puede presentar oportunidades de arbitraje a los agentes entre mercados y aún originar situaciones de posición dominante que favorezca abusos.
- ✓ Con la actual tecnología de generar, transmitir y distribuir electricidad, los mercados eléctricos requieren constante supervisión y regulación. El regulador debe ser técnico, independiente y fuerte. Algunos recomiendan comités de supervisión del mercado con la posibilidad de supervisar incluso al regulador,

integrados por personal calificado, sin intereses con ninguno de los agentes, que pueden incluir profesionales experimentados de otros países.

- ✓ Con sus pronósticos de crecimiento de la demanda y sus planes indicativos, la UPME desempeña un papel importante dentro del mercado eléctrico. Otra función importante de la UPME es la de estudiar la disponibilidad de combustible. Por ejemplo, en la actualidad hay muchos carboneros que están cerrando sus minas en el altiplano Cundi-Boyacense, debido a la poca demanda de carbón ocasionada por un sobre-equipamiento pasajero en generación, que hace que las plantas de carbón se despachen muy poco. Los planes a largo plazo de la UPME, sin embargo, contemplan plantas a carbón más o menos grandes a partir del año 2008, según el escenario de demanda. Estas plantas requieren al menos de 4 años para estudios, consecución de permisos ambientales, cierre financiero y construcción.
- ✓ La experiencia de California también demuestra la necesidad de armonizar las regulaciones ambientales con las eléctricas y la necesidad de que todas las entidades involucradas en el manejo del sector (Ministerio de Energía, CREG, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ISA, CNO, etc.), funcionen de manera armónica.
- ✓ Los cambios a las regulaciones deben discutirse ampliamente con todos los interesados, incluidos los clientes, pero California demuestra la inconveniencia de juntas directivas en entidades técnicas del sector (CREG, ISA, SSPD) integradas por representantes de todos los agentes. Esto es garantía de parálisis, lo que es particularmente grave cuando se deben tomar decisiones rápidas en presencia de crisis. California también demostró que las decisiones de consenso, cuando no consultan la sana lógica económica, terminan siendo perjudiciales para todos.

3.4.6 Conclusiones y comentarios acerca de California. La crisis eléctrica en California ha puesto en duda los procesos de desregulación de los mercados eléctricos en distintos lugares del mundo. La combinación de fallas en el diseño de los mercados (consumidores finales aislados de los precios del mercado mayorista y empresas distribuidoras privadas de firmar contratos de mediano y largo plazo con empresas generadoras), poder de mercado y algunos elementos exógenos (altos precios del gas natural, incremento significativo de la demanda y mayores precios de permisos de emisión) provocó que los precios en el mercado mayorista subieran en forma explosiva y que dos de las mayores empresas de distribución quedaran al borde de la quiebra.

Es importante resaltar que los serios problemas que enfrentó el mercado californiano de electricidad de ninguna manera llevan a la conclusión de que los mercados eléctricos no funcionan. El verdadero origen del problema de California no fue que se desreguló el sector sino que no se desreguló lo suficiente.

“El mercado (eléctrico) funciona en tanto la oferta supere la demanda. De lo contrario... se está a la merced de fuerzas que no tienen compasión” (Gray Davis, Gobernador de California).

La lección de California es que los incentivos cuentan y las fuerzas de la demanda y la oferta, para bien o para mal, existen.

3.5 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA

3.5.1 Mercado Eléctrico Colombiano. En general, el modelo colombiano consta de un Mercado Mayorista de Electricidad, donde las transacciones entre generadores y comercializadores pueden realizarse suscribiendo un contrato bilateral o directamente en la Bolsa de Energía a precios spot, determinados estos libremente por el juego entre oferta y demanda. Actualmente en Colombia, todas las empresas distribuidoras ejercen su actividad conjuntamente con la actividad de comercialización, pero no todas las empresas comercializadoras ejercen la actividad de distribución. Sin embargo, ya que se considera a la actividad de comercialización como la compra de energía por parte de un comercializador y la posterior venta de esta al cliente final no regulado, es necesario realizar una separación técnica y contable entre la actividad de comercialización y la de distribución.

Otro punto de relevancia es el hecho de que en Colombia a cada empresa dueña de las redes de distribución se le paga por sus propias instalaciones existentes, valoradas a precio de reposición. Donde los cargos por uso de sus redes son determinados de acuerdo con un esquema de precios máximos o **Price Cap** (RPI-X), y la señal de eficiencia a las empresas se entrega exógenamente (en forma externa o indirecta), al indexar los cargos respecto a la inflación e incorporar un factor de eficiencia (Factor X), tal como el esquema utilizado en Inglaterra. A dicho parámetro de eficiencia se agrega en Colombia el parámetro de reducción de tiempo de las pérdidas de distribución, lo cual obliga a las empresas distribuidoras a alcanzar anualmente un piso de eficiencia técnica en sus redes.

Adicionalmente, como ya se ha mencionado, la legislación eléctrica colombiana clasifica a los usuarios como regulados y no regulados. En el primer caso, las tarifas finales son establecidas mediante una fórmula tarifaria determinada por el regulador, mientras que en el segundo caso los precios de venta son libres y acordados entre las partes. La exigencia para que un usuario pueda optar a la categoría de no regulado, es que posea una demanda de potencia superior a los 100 kW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes.

Cabe resaltar que la regulación Colombiana ha ido rebajando paulatinamente la potencia por la cual un consumidor es considerado como no regulado. Esto implica un movimiento paulatino hacia una desregulación del mercado, tal como ha sucedido en países como Inglaterra, donde un mayor número de clientes pueden obtener precios sujetos a competencia, generando un ambiente más competitivo a nivel de comercialización.

3.5.2 Estructura Tarifaria de distribución. La unidad del costo de prestación del servicio de distribución es [\$/kWh], aunque la estructura de tarificación implica que el pago por potencia consumida se encuentra implícito en el cargo Monomio. Por su parte, los cargos de acceso a la distribución son pagados por el consumidor al comercializador, independientemente de si se trata de un usuario regulado o no regulado. Cabe aclarar que en Colombia existe un libre acceso a las redes de distribución, donde tanto transmisores como distribuidores deben permitir el acceso indiscriminado a redes de su propiedad a grandes clientes, comercializadores y generadores.

Para remunerar la actividad de distribución, la CREG debe aprobar los cargos para cada empresa distribuidora, incluyendo siempre los costos asociados a los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión del Sistema de Transmisión Nacional hasta el punto de entrega al usuario final, considerando la presencia de los distintos niveles de tensión existentes.

Existen dos tipos de cargos que se le aplican a los usuarios: cargo monomio y cargo monomio horario.

- ✓ **Cargo monomio.** El cargo monomio remunera el costo medio del uso de la infraestructura eléctrica de un distribuidor, desde el inicio de las redes de los STR, hasta el punto donde el usuario extrae la energía, expresado en [\$/kWh].
- ✓ **Cargo monomio horario.** El cargo monomio horario remunera el costo medio horario del uso de la infraestructura eléctrica del distribuidor, desde el inicio de las redes de los STR, hasta el punto donde el usuario extrae la energía, expresado también en [\$/kWh], pero realizando una diferenciación horaria a través de un medidor ubicado en la frontera comercial del usuario. Esta diferenciación es establecida con base en las curvas de carga representativas de cada nivel de tensión de las empresas distribuidoras.

En el caso de un usuario regulado, este paga el peaje de distribución en función sólo de su energía facturada, mientras que el usuario no regulado lo hace a través de los cargos monomios horarios y en función de su consumo de energía registrado en forma horaria. La lógica detrás de esta metodología se encuentra respaldada en el hecho de que los consumidores con mayor demanda, que son generalmente las grandes empresas, pueden suscribir contratos libres con un

comercializador, en los cuales el cargo monomio se aplica de acuerdo con la energía que les es despachada en forma horaria, teniendo así en cuenta las variaciones diarias de los niveles de demanda. De esta forma sería posible incorporar un eventual consumo en las horas de punta y reducir costos.

3.5.3 Metodología general de cálculo de los cargos monomios. Estos cargos tienen una vigencia de cinco años desde la fecha de su publicación por parte de la CREG. Sin embargo, las empresas deben presentar previamente un estudio de los cargos por uso aplicables a sus instalaciones ante la CREG, ya que estos peajes de distribución son propios de cada empresa distribuidora. Dichos cargos se determinan según la red e infraestructura propias de la empresa distribuidora, entendiéndose por sistema propio, aquel requerido para prestar el servicio de distribución en la determinada área geográfica adjudicada en concesión. Así, los cargos son calculados por las empresas distribuidoras y la CREG realiza posteriormente ajustes a dichos cargos para cada nivel de tensión, de acuerdo con las diferencias entre los estudios entregados por cada empresa usando el método de **benchmarking**. Es así como la remuneración se efectúa respecto a la infraestructura real y actualizada de cada empresa y según las características propias de la misma.

En la determinación del cargo por uso o peaje, deben considerarse ciertos costos, los cuales pueden clasificarse básicamente en dos tipos:

- ✓ **Costos de capital.** Estos costos provienen de la necesidad de mantener un capital y comprenden, tanto los asociados con la inversión de los activos necesarios para otorgar el servicio de distribución, como los relacionados con el costo de oportunidad de este capital.
- ✓ **Costos de explotación.** Estos costos corresponden a los gastos de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, los cuales han de ser remunerados. Además incluye los pagos que debe efectuar la distribuidora a terceros por conceptos de conexión al STN y los pagos por servicios a los centros regionales de despacho que sean aprobados por la CREG.

3.5.4 Inventario y valoración de activos. De acuerdo con la legislación Colombiana, los cargos por concepto de peaje de distribución (cargos monomios) deben calcularse para el sistema de distribución existente, según los flujos de energía anuales, remunerando las instalaciones necesarias para otorgar el servicio de distribución. Es decir, aunque se remuneran las instalaciones existentes, sus costos se corrigen implícitamente para incorporar un cierto grado de adaptabilidad a la demanda.

Para valorar los activos eléctricos, inicialmente se realiza un inventario de activos efectivamente utilizados, asignándolos al nivel de tensión en que funcionan. Para el caso del nivel de tensión 1, el inventario es estimado de una muestra representativa de dicho nivel, la cual es elaborada por las empresas distribuidoras bajo aprobación de la CREG. La valoración de los activos tanto eléctricos como no eléctricos, se realiza utilizando costos unitarios (unidades productivas), que representan su valor de reposición a nuevo, independientemente del tiempo que lleven operando. Dichos costos deben ser reportados a la CREG para efectuar estudios comparativos entre distintos distribuidores acerca de los precios y costos de reposición elegidos. La tasa de retorno utilizada para remunerar los activos, tanto eléctricos como no eléctricos, se considera como un 16.06% anual real, antes de impuestos sobre los activos a ser remunerados. Dicha tasa es determinada a través de la metodología de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC).

3.5.5 Determinación de los cargos por uso del Sistema de Distribución. En la determinación de los cargos monomios, los cuales rigen para los clientes regulados, se establecen los siguientes pasos:

- ✓ **Cálculo de costos de capital.** Con el objeto de establecer los costos de capital, se realiza un inventario de todos los activos eléctricos y no eléctricos de cada empresa para cada nivel de tensión y se valora a precio de reposición a nuevo. A partir de este, se calcula el costo anual de capital de los activos en inventario para cada nivel de tensión, considerando precios de reposición, vidas útiles específicas para cada instalación y una tasa de retorno de un 16.06% anual real antes de impuestos.
- ✓ **Cálculo de los costos de explotación.** Para determinar estos costos, se calculan los gastos anuales por concepto de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos en cada uno de los niveles de tensión, y se agregan los costos por conexión al STN y aquellos costos causados por el uso de otros sistemas, correspondientes a los flujos de energía que entran a cada nivel de tensión en particular.
- ✓ **Estudio de flujos de energía.** En este caso, se realiza un estudio de los flujos de energía del último año del período regulatorio, considerando las inyecciones reales a la red en los distintos niveles de tensión, estableciendo de este modo la energía útil por nivel, como la energía disponible de dicho nivel menos las pérdidas reconocidas por el regulador.
- ✓ **Cálculo de los cargos monomios.** Los cargos monomios anuales equivalentes se calculan sumando los costos de capital y de explotación acumulados por nivel de tensión, y posteriormente se dividen por los [kWh] de

energía útil calculados previamente. Finalmente, los cargos calculados por cada empresa son revisados y corregidos (eventualmente) por parte de la CREG, procediéndose luego a su fijación. Adicionalmente, estos cargos deberán actualizarse mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP).

A través del procedimiento anterior se calculan los cargos monomios que se han de aplicar a los usuarios regulados, mientras que los cargos monomios horarios válidos para los clientes no regulados, son calculados por los propietarios de las redes a partir de los cargos monomios, pero teniendo en cuenta la demanda horaria como se presentan a continuación:

- ✓ **Cálculo de las curvas de carga.** Para efectuar este cálculo, la información requerida puede obtenerse de las planillas de flujos horarios que se encuentran registradas en las respectivas subestaciones y a partir de esta información se elaboran las curvas de carga típicas por nivel de tensión. Para el caso de nivel de tensión 1, dicha información puede obtenerse por muestreo de carga en los transformadores de distribución.
- ✓ **Determinación de los periodos de carga.** Se determinan periodos de carga máxima, media y mínima, en función de la curva de carga típica estimada para cada nivel de tensión.
- ✓ **Cálculo de los cargos monomios horarios.** Los cargos monomios horarios deben ser proporcionales a la potencia promedio de cada periodo de carga. Para realizar el cálculo final de dichos cargos debe usarse el siguiente sistema de ecuaciones:

$$H_x P_x D_x + H_y P_y D_y + H_m P_m D_m = D_t \left(\sum_{t=1}^{24} P_t \right)$$

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m}, \quad \frac{D_x}{D_y} = \frac{P_x}{P_y}$$

Donde:

H: Número de horas

P: Potencia asociada a las horas

D: Cargos monomios,

D_t: Cargo monomio acumulado para cierto nivel de tensión *t* en \$/kWh, y los subíndices *x*, *y*, *m* hacen referencia a carga máxima, media y mínima respectivamente.

Las anteriores ecuaciones establecen que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con cada periodo de carga. En las últimas dos ecuaciones se observa que estos cargos están relacionados en directa proporción con la potencia de cada periodo de carga, cobrándose así mayores precios en horarios de punta de demanda, para el caso de los clientes libres, a diferenciar de los regulados, cuya tarificación no incorpora diferenciación horaria de la punta.

Así, el cargo monomio horario, pretende tomar en cuenta la potencia demandada a la red, a través de establecer cargos por bloques horarios, cargando mayores tarifas en los casos de consumo en horas punta.

3.5.6 Vidas Útiles. Al realizar la valoración de los activos, es necesario considerar el costo reconocido del activo, el cual se encuentra afectado por la vida útil de cada uno. La valoración de los activos eléctricos como líneas de distribución, transformadores de potencia y subestaciones considera una vida útil de 25 años. Mientras que equipos como transformadores de distribución, maquinaria y equipos de maniobra y comunicaciones, suponen una vida útil de 15 años. Por otro lado, las construcciones y los activos no eléctricos se valoran a 50 y 10 años de vida útil respectivamente.

Tabla 9. Comparación de esquemas de peaje de distribución.

TÓPICO	COLOMBIA	ESPAÑA	INGLATERRA	CHILE
Existencia de clientes libres	Potencia contratada >0.1 MW	Energía contratada >9 GWh/año	Todos los clientes libres desde 1999	Potencia contratada >2MW
Separación entre distribución y comercialización	Separados, generalmente, la empresa distribuidora efectúa ambas actividades	Separados, pocos incentivos a la comercialización	Separados, 14 empresas (REC's) ejecutan ambas actividades	No existe comercializador. Generadora abastece clientes libres
Facultados para ejercer la comercialización	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generadores. ▪ Distribuidores. ▪ Agentes independientes. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Distribuidores. ▪ Agentes independientes. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ REC's. ▪ Generadores. ▪ Agentes independientes 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sólo el distribuidor al cliente regulado. ▪ Generador al cliente libre
Usuario regulado paga a.	Comercializador.	Distribuidor.	No hay usuario regulado.	Distribuidor.
Quién paga el peaje a la distribuidora.	Comercializador, lo traspasa internamente al cliente.	Comercializador, lo traspasa internamente al cliente.	El cliente, en su cuenta cobrada por el comercializador.	Generador, lo traspasa internamente el cliente
Procedimiento general de cálculo de peaje	Se calcula un peaje por separado para cada empresa distribuidora.	Se calcula para toda la red nacional usando un modelo de red de referencia	Cálculo global para el país, usando complejos métodos de regresión.	Cálculo del VAD de cada área típica sólo para los usuarios regulados.
Composición de costos de la actividad de distribución	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos de capital. ▪ Costos de explotación. <ul style="list-style-type: none"> ○ Administración. ○ Operación y mantenimiento. ○ Entes reguladores. ○ Conexión. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costo de distribución. <ul style="list-style-type: none"> ○ Inversión. ○ Operación y mantenimiento. ○ Pérdidas. ▪ Costos permanentes y de diversificación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos de operación. <ul style="list-style-type: none"> ○ Ingeniería. ○ Servicio cliente. ○ Medidores. ○ Corporativos. ▪ Costos de capital. <ul style="list-style-type: none"> ○ Dependientes de la carga. ○ No dependientes de la carga. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos de inversión. ▪ Costos de operación y mantenimiento. ▪ Pérdidas de potencia y energía.
Metodología de cálculo del peaje de distribución	Según curvas de carga y potencia máxima, media y mínima, se establece un cargo por energía	Cargo se compone de un factor que relaciona el consumo de energía y otro el consumo de potencia del	Se calcula, según la REC que distribuye, un cargo fijo y otro por kWh consumido.	No existe actualmente. De utilizarse el VAD, se establece un cargo fijo, otro por kWh consumido, más un

	consumida.	cliente.		cargo o potencia, según tipo de medidor utilizado
Separación en áreas de distribución	Sólo para efectos de comparar y corregir costos de cada distribuidora.	Áreas integradas en el modelo de red de referencia, simplificando la representación completa del territorio nacional.	Áreas integradas en el modelo de regresión y benchmarking, para calcular costos operativos y de capital de cada distribuidora.	Tarifas reguladas son calculadas según áreas típicas de distribución y homologados a cada empresa distribuidora.
Modelación de la red de distribución	Cada empresa aporta su modelo, que incluye flujos de energía, ventas de energía y pérdidas.	Modelo de red de referencia global del país. Es una red ficticia, eficiente y con áreas estándares de distribución.	Red modelada por el regulador para establecer diferencias entre los costos de las empresas y para calcular flujos de potencia.	Modelación de red para cada una de las áreas típicas, que considera empresa modelo eficiente en costos y dimensionamiento.
Benchmarking	Efectuado internamente por el regulador para establecer el peaje por empresa.	No se efectúa, que ya que el peaje es calculado por zona según el modelo de red.	Es la base para obtener los costos operativos y de capital de cada empresa.	Se utiliza para clasificar cada empresa en su respectiva área típica
Prorrata del peaje de distribución.	Estampillado por energía consumida, respecto al total de la energía transitada por nivel de tensión.	Factores de consumo de energía y potencia por cliente.	Estampillado, según potencia y energía consumidas en el punto de retiro.	Costos medios por la potencia consumida respecto al total de la potencia del área típica.
Valoración de activos de distribución.	Valor de reposición a nuevo.	Valor de reposición a nuevo.	Por punto Flotante, según patrimonio accionario corregido.	VNR (valor nuevo de reemplazo), método híbrido entre el costo de reposición y de sustitución
Tasa de retorno a los activos	16.06% real antes de impuestos.	9.46%	Por CAPM, actualmente es de un 6.5%	10%
Vigencia de los cargos	5 años	Periodo transitorio, sujeto a modificaciones	5 años	4 años
Señales de eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rebaja obligada en los niveles de pérdidas. ▪ Rebaja anual de un 1% del techo (Cap). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Factor de eficiencia que relaciona incrementos de costo con incrementos de energía. ▪ Rebaja anual de cargos de 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rebaja anual de precios máximos (Cap), en X%. ▪ Rebaja exigida en niveles de pérdidas. ▪ Control de las rebajas en 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Empresas modelo deficiente en operación y gestión. ▪ Empresas reales deben acercarse a empresa

		<p>1% por eficiencia exigida a empresas.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Exigencias periódicas de rebajas en pérdidas 	<p>costos operativos y de capital.</p>	<p>modelo para obtener utilidades.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rebajas de pérdidas guiadas por el concepto anterior.
Discusión y problemas	<p>Simplicidad de los cargos perjudica exactitud.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Red de referencia. ▪ Excesivo poder de ENDESA España (principal generador). ▪ Sistemas de prorrata de peaje 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asimetría de información entre el regulador y la empresa. ▪ Complejidad de análisis estadísticos y de regresión. ▪ Incentivos tienden a bajar costos operativos y no los de capital. ▪ Valoración de activos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integración vertical generación-transmisión – distribución. ▪ Introducción de comercializadores.

En el presente resumen no se tomo en cuenta a California, ya que la finalidad de su estudio era analizar las causas de su crisis energética, la cual se presentó más por las condiciones del mercado que por el esquema regulatorio en si.

4. REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN COLOMBIA

En este capítulo se presentan los estudios realizados y/o contratados por La CREG, referentes a los factores involucrados en la determinación de los cargos que remuneran la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR's y SDL's. Entre dichos factores se encuentran: la remuneración del capital invertido, que se refiere a la tasa de retorno del negocio y que en Colombia se determina a través del WACC (**Weight Average Cost of Capital**) que es la tasa que considera los riesgos inherentes al negocio, así como el método de valoración de activos (VNR), entre otros.

Otro ítem tenido en cuenta, es el factor de productividad, a partir del cual se transfiere a los usuarios parte de las mejoras esperadas en la productividad que logran las empresas durante el período tarifario. Así mismo, se consideran criterios de eficiencia para cada nivel de tensión, los cuales estimulan el uso eficiente de los activos en relación con el costo de los mismos. Adicionalmente, se describen los estudios a partir de los cuales se determinaron los índices reconocidos al Operador de Red por las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento, así como los Índices de Pérdidas Reconocidas y la Valoración de los Activos que opera cada empresa.

4.1 MARCO REGULATORIO

En Colombia, el proceso regulatorio de la actividad distribución de Energía Eléctrica ha evolucionado a partir de la creación en 1994, de la Ley de Servicios públicos y de la Ley Eléctrica (142 y 143), las cuáles establecieron las reglas básicas para el desarrollo del Mercado Eléctrico Colombiano.

La Ley 142 de 1994 definió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, entre los cuales se incluyó el servicio público domiciliario de energía eléctrica, definido como “el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición”. Por otro lado, la Ley 143 de 1994, contiene normas especiales sobre los criterios y la metodología para el cálculo de los cargos asociados con el acceso y uso de las redes y con la actividad de distribución de electricidad. En su artículo 39 define que dichos cargos deben cubrir, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes según el nivel de tensión, incluyendo el costo de oportunidad del capital, y administración, operación y mantenimiento (AOM), en condiciones adecuadas de calidad, confiabilidad y desarrollo sostenible.

Según el artículo 45 de dicha ley, los costos de distribución que sirven de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la CREG, deben tener en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables (considerando las características propias de la región). Además, deben considerar niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables. Así es, como teniendo en cuenta los criterios de eficiencia definidos por la ley colombiana, la reglamentación procura que las tarifas concuerden con un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía.

Por otro lado, y de acuerdo con el principio de suficiencia financiera definido en las leyes 143 y 142 de 1994, los cargos por uso de las redes de distribución deben permitir a una empresa eficiente recuperar sus inversiones, gastos de AOM y remunerar su capital de acuerdo con el riesgo de su negocio. Si esto se cumple, se dice que dichos cargos garantizan el principio de suficiencia financiera y, por tanto, la viabilidad financiera del negocio de distribución de electricidad.

De esta manera, las empresas tendrán garantizada su viabilidad económica con tales cargos, siempre que desarrollen esta actividad de manera eficiente. No obstante, le corresponde a cada empresa el control y la responsabilidad por la eficiencia en su gestión empresarial, dando lugar a las funciones de inspección, control y vigilancia que la ley atribuye sobre la gestión de las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás organismos de control.

4.1.1 Antecedentes y Definición de la Metodología Anterior. La CREG le ha ido introduciendo una serie de cambios o modificaciones a la regulación de la actividad de distribución, a medida que las empresas han evolucionado y se han adaptado a dicha regulación, que cada vez se va haciendo más exigente. Inicialmente, mediante las Resoluciones CREG 003 y 004 de 1994, la CREG estableció las bases de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, y la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, respectivamente.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG-099 del 1997, se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, que cada transportador podría aplicar a partir del 1º de enero de 1998. En esta resolución se estableció que los cargos tendrían una vigencia de 5 años, al cabo de los cuales se aprobarían los nuevos y que vencido el período de vigencia de los cargos por uso aprobados, estos continuarían rigiendo hasta tanto la Comisión no aprobara los nuevos.

Durante el año 2002 se adoptaron disposiciones para modificar la metodología

establecida en la resolución 099 de 1997, que sería aplicada en el nuevo período tarifario. Así, mediante la Resolución CREG-013 de 2002, se estableció la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno que se utilizarían en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el período tarifario 2002-2007.

Para definir la metodología de cargos por uso para STR's Y SDL's del actual período tarifario 2002-2007, se adelantaron entre otros, los siguientes estudios:

- ✓ Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión 1, contratado con la firma Consultoría Colombiana S.A.
- ✓ Estimación del factor de productividad de las actividades de distribución y comercialización de electricidad, contratado con la Universidad EAFIT.
- ✓ Revisión de la metodología para valoración de activos utilizada en la estructura tarifaria para la industria de energía eléctrica en Colombia, contratado con la firma Advance Consultores Ltda.
- ✓ Metodología para aplicar criterios de eficiencia en la remuneración del uso de activos en el nivel de tensión 4, realizado por la CREG en el año 2002.
- ✓ Análisis de gastos eficientes de administración, operación y mantenimiento, AOM, en distribución de energía eléctrica, realizado por la CREG en el año 2002.
- ✓ Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución, realizado por la CREG en el año 2002.
- ✓ Cargos máximos del nivel de tensión 1, realizado por la CREG en el año 2002.

4.1.2 Metodología Actual. Actualmente, En Colombia se utiliza un sistema de valoración de activos con su costo de reposición a nuevo, utilizando una tasa de retorno, dentro de un marco regulatorio de cargos máximos.

Para el Nivel de Tensión 4 se utiliza un sistema de Ingreso Máximo (**Revenue Cap**), con una tasa de retorno ajustada al tipo de regulación, correspondiente a un recálculo tarifario anual que considera los cambios en la demanda y en la inversión, dentro de una tarifa regional única. Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, la tasa de retorno aplicable tiene un ajuste por riesgo de demanda; ya que dicho riesgo lo deben asumir los distribuidores durante el período tarifario, bajo un esquema de precios máximos o **Price Cap**. En relación con el Nivel 1 de Tensión, la CREG analizó y tipificó las redes en todo el país para determinar un cargo

dependiendo del tipo de red.

Respecto al criterio de eficiencia, en el anterior período este correspondía al uso de un tope tarifario del 120% de la tarifa promedio nacional en cada Nivel de Tensión Acumulado. Sin embargo, aunque en la actualidad se mantiene el criterio de limitar la tarifa máxima (de acuerdo con la eficiencia en la inversión que se remunera), este se considera como un manejo estadístico de cargos equivalentes comparables entre empresas (sin incluir AOM), en lugar de un porcentaje por encima de la tarifa promedio único nacional. Dicho criterio de eficiencia se empleó con un fundamento técnico, solamente y por simplicidad, en las líneas radiales del Nivel de Tensión 4. El resto de activos de este nivel de tensión, fue sometido a comparación con tarifas nacionales, tal como se efectuó en los demás niveles de tensión.

Por otro lado, la metodología valida la utilización de los porcentajes de AOM, a partir de la utilización de una metodología de Frontera de Eficiencia aplicada a los valores contables obtenidos de las empresas.

Con respecto a la metodología anterior, la metodología vigente pretendió reconocer algunas diferencias en la estructura de costos que enfrentan las empresas distribuidoras. Por ejemplo, los estudios demostraron que existe diferencia entre mercados urbanos y rurales, debido a la dispersión geográfica de algunos usuarios, afectando tanto el costo de la inversión que enfrentan las empresas, como las pérdidas técnicas debidas al transporte de la electricidad.

Aunque la metodología actual busca hacer aproximaciones más cercanas en diferentes condiciones de los mercados atendidos por las distribuidoras y los costos que la actividad implica, es difícil acercarse a las condiciones específicas de utilización de equipos en empresas particulares. Sin embargo, otros parámetros, tales como el costo de capital, que también son aplicados de manera general a todas las empresas, constituyen una aproximación que puede conducir a mejores condiciones para empresas particulares que enfrentan riesgos de mercado menores.

4.2 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD

En la regulación del precio de los servicios públicos domiciliarios existen diversos esquemas regulatorios: precios máximos (*price cap*), tasa de retorno (*rate of return*), ingresos máximos (*revenue cap*), etc. La escogencia de cuál aproximación seguir depende mucho de las condiciones particulares del país, de las empresas reguladas, de los sistemas actuales de control, y en últimas, del esquema que el Estado encuentre como mejor para ejercer la regulación. Como

ya se ha mencionado, en Colombia, el esquema adoptado es el de precios máximos. Estos esquemas son conocidos como RPI – X.

En dichos esquemas, al comienzo de cada periodo, el regulador establece unos precios eficientes que se actualizan con un índice de inflación (***Retail Price Index***), y se descuenta un Factor X que traslada a los usuarios parte de las mejoras esperadas en productividad que logran las empresas durante el periodo tarifario. El factor de productividad X permite incorporar las reducciones en costos propias de la empresa, al precio final del bien o del servicio cuando éste es regulado. En condiciones normales de competencia, la empresa procurando mejorar su situación competitiva, busca reducir costos de producción y trasladar estas reducciones a los precios de venta de sus bienes o servicios. Sin embargo, en un sector regulado, la competencia en precios a través del tiempo debe simularse.

Así, el regulador debe establecer mecanismos que obliguen a trasladar, por lo menos parcialmente, los beneficios de la productividad al consumidor. En otras palabras, el regulador debe establecer el esfuerzo de reducción de costos alcanzable por la empresa regulada, para trasladar parte de sus beneficios a los consumidores, sin afectar la estabilidad financiera de las empresas.

El uso del Factor de Productividad en la fórmula de actualización del cargo de distribución no va en contravía del empleo de cualquier otra metodología que ajuste los costos del distribuidor a los niveles de eficiencia. En estos términos, debe aclararse que un aspecto es la eficiencia en el nivel de costos (eficiencia asignativa), y otra, las mejoras en productividad que pueden lograr las empresas a partir de los costos de eficiencia (eficiencia productiva). Es así como, la Comisión da cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, en relación con los criterios de eficiencia y el traslado a los usuarios de parte de las mejoras en productividad que alcanzan las empresas, tal y como se haría en un mercado en competencia.

4.2.1. Estimación de los Precios Eficientes. Para la estimación de los precios eficientes se usan técnicas de Benchmarking, las cuales permiten comparar los resultados o actividades de una empresa con los de empresas similares. Estas técnicas permiten evaluar el grado relativo de desempeño de las empresas y cuantificar el margen esperado de mejoras en su eficiencia.

Para el análisis y estimación de los precios eficientes, la Comisión ha usado el método de frontera de eficiencia DEA (Data Envelopment Análisis). Los métodos de frontera se basan en el concepto de que dada una cierta muestra, las empresas deben ser capaces de operar en un nivel de eficiencia determinado por las empresas más eficientes de dicha muestra. El DEA es un método no paramétrico que construye la frontera de eficiencia a partir de combinaciones lineales de las variables de las empresas más eficientes de la muestra, siendo la frontera de eficiencia la referencia con respecto a la cual se mide el desempeño de las empresas. Luego, la distancia de cada empresa a la frontera provee una

medida de su (in)eficiencia.

Así, el Análisis Envolvente de Datos (DEA), es una técnica que permite establecer comparaciones entre empresas, relacionando sus insumos y sus productos, a fin de determinar la eficiencia o ineficiencia relativa de cada una de esas empresas. Si la eficiencia, en general, se define como la relación entre productos e insumos, el problema esencial de toda medida de productividad será definir los ponderadores que permitan agregar insumos y productos en una medida general de la eficiencia (h). DEA busca aquellos ponderadores que hacen máximo h para una empresa, dado que al aplicarlos a las demás empresas, generen para ellas valores de h no superiores a la unidad.

4.2.2 Estimación del Factor de Productividad. Para la estimación del factor de productividad en la actividad de distribución de energía eléctrica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató a la Universidad EAFIT, que partiendo de metodologías económicas, construyó un modelo de productividad general para la economía colombiana a partir de la información del período 1992-1999, en el que se estima una medida de la productividad y variables relacionadas con el proceso productivo, con la dinámica del sector, y con la exposición a la competencia. Una vez construido el modelo, éste se aplicó con información del año 2001, a la actividad de distribución de energía eléctrica.

La forma general del modelo es:

$$\Delta TFP = C_0 + C_1 + \Delta YYPIB + C_2 MK + C_3 NK + C_4 CPI$$

Donde

- ΔTFP : Variación de productividad
- $YYPIB$: Diferencial del crecimiento del sector respecto al crecimiento del PIB.
- MK : Relación insumos intermedios – capital del sector.
- NK : Relación mano de obra – capital del sector.
- CPI : Índice de penetración de las importaciones, en el sector.

Los factores considerados en la aplicación del modelo y sus resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 10. Aplicación del Modelo de Productividad

Factores considerados en la aplicación del modelo	Factor de Productividad Distribución [%]
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crecimiento del sector respecto del PIB; 	1.87

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relación insumos intermedios-Capital. 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crecimiento del sector respecto del PIB; ▪ Relación Insumos Intermedios-Capital; ▪ Relación Mano de Obra-Capital. 	1.61
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Crecimiento del sector respecto del PIB; ▪ Relación Insumos Intermedios-Capital; ▪ Relación Mano de Obra-Capital; ▪ Índice de penetración de las importaciones. 	0.85
Promedio	1.44

Para verificar la consistencia de los resultados obtenidos en el modelo de productividad, el consultor realizó dos ejercicios adicionales. En el primero, a partir del análisis DEA calculó un índice de productividad de Malmquist, y en el segundo, estimó un modelo de fronteras estocásticas.

- ✓ Mediante índices de Malmqvist pueden hacerse comparaciones entre períodos distintos en el método DEA, calculando el índice de la industria como el promedio geométrico de los índices de productividad de todas las empresas.
- ✓ El método de fronteras estocásticas busca estimar una frontera de posibilidades de producción que *envuelva* los datos observados, entendiendo que la desviación que las empresas tengan respecto a la frontera puede deberse a ineficiencias de la empresa, o a errores aleatorios. Este método admite que pueden haber dos fuentes de diferencia entre la función de producción estimada y el dato observado: una (ruido blanco), que es un error aleatorio que se distribuye de forma normal, con media cero; la otra, es un componente de ineficiencia, que puede analizarse como una variable aleatoria no negativa, cuya media depende de las características del sector.

Los resultados de la verificación con el análisis realizado con DEA y los Índices de Malmquist para 23 empresas del sector, para el período 2000-2001 arrojó una productividad total de 1.4%. Por otro lado, la estimación de las productividades usando una aproximación de fronteras estocásticas para el período 1997-2001 mostró un incremento en la productividad de 0.7%.

Debido a que al verificar la consistencia de los resultados en el modelo de productividad estimado, estos muestran resultados diferentes, el consultor

recomendó escoger como factor de productividad el 50% del rango más bajo encontrado en la aplicación del modelo. En estos términos, el potencial de mejora en productividad que pueden lograr las empresas de distribución de energía eléctrica en el período tarifario 2002–2007 es 0.85% anual; por tanto, el factor X que se incorpora en la fórmula tarifaria es 0.42%. Tanto en la estimación de los costos eficientes, como en el factor de productividad, se encontró más razonable utilizar en el estudio la propia información reportada por las empresas, cuya responsabilidad recae en las mismas.

Adicionalmente y como información adicional, se presentan a continuación los índices de productividad en empresas distribuidoras de energía eléctrica de otros países.

Tabla 11. Índices de Productividad en otros países.

País	Período	Cambio medio en el índice de productividad [%]
Nueva Zelanda	1994-1997	1.042
Inglaterra y Gales	1995-1997	1.04
Australia	1995-1998	1.02
Estados Unidos	1994-1996	1.012
Colombia	1992-1999	0.85

4.3 REGULACIÓN Y COSTO DE CAPITAL

A través de las tarifas reguladas que determina la CREG se reconoce el costo de capital de la industria, es decir, una tasa de retorno promedio sobre el capital invertido de acuerdo con el riesgo característico de la actividad o industria. Sin embargo, no puede asegurarse una rentabilidad determinada para cada empresa en particular, ya que esta depende de aspectos tales como el comportamiento de la demanda, la eficiencia en la gestión corporativa, la estructura de capital de las empresas y distintos esquemas tributarios y contables aplicables, entre otros.

Esta metodología responde a una regulación por incentivos o precio máximo (*price cap*) durante la vigencia del período tarifario, diferente a una regulación por tasa de retorno (*rate of return*), en la que se asegura una tasa de retorno

promedio determinada. Los dos métodos de regulación de precios presentan características de riesgo diferentes: en el primer caso el riesgo por variaciones en el costo de capital durante el período tarifario es asumido por las empresas, mientras que en el segundo caso el riesgo es trasladado a los usuarios (Alexander, 1996).

4.3.1 Cálculo y ajustes al costo de capital. El concepto de costo promedio de capital se refiere al retorno medio esperado para una actividad particular durante un período determinado. Por esta razón, el período de aplicación de la tasa de retorno determina la manera en que se calcula. Para formarse una expectativa sobre el retorno esperado, se utiliza generalmente un enfoque histórico, tomando los valores promedio observados sobre un período de tiempo representativo de acuerdo con el entorno económico, las condiciones particulares del negocio y la duración del período tarifario en el cual se va a aplicar.

Por otro lado, en un esquema de regulación por incentivos y precio máximo, las tarifas se fijan durante el período de vigencia y el riesgo de cambios del costo corriente de capital, hacia arriba o hacia abajo, es absorbido por las empresas. En contraste, una regulación por tasa de retorno, que ajusta periódicamente dicha tasa de acuerdo con cambios en el costo de capital corriente, reduce el riesgo para las empresas a cambio de transferirlo hacia los usuarios. Desde el punto de vista regulatorio, la determinación de quien está en mejores condiciones para asumir dicho riesgo es de gran importancia. La función del ente regulador es la de procurar alcanzar un balance entre el interés, proteger a los usuarios a través de tarifas razonables y estables y la de brindar viabilidad financiera a las empresas en un entorno de mercado de capitales competitivo.

No obstante, dicho esquema de precios máximos puede exponer a las empresas a un riesgo que en buena parte es exógeno a ellas. Esto es especialmente cierto respecto a la variación de ciertos parámetros que influyen en el costo del capital en Colombia, como el llamado riesgo país. Esto podría conducir a efectos no deseables, por ejemplo, el efecto inmediato de no reconocer un aumento significativo del costo de capital, implicaría desincentivar nuevas inversiones durante el período tarifario. De igual manera, no ajustar reducciones significativas del costo de capital podría conllevar a una sobre remuneración de los activos en uso.

4.3.2 Estructura óptima de capital. La estructura de capital de una empresa representa el grado de apalancamiento financiero de sus inversiones y operación. En general, se estima que existe una estructura de capital óptima u objetivo y que dicha estructura es una característica de la industria. La relación óptima *Deuda/Capital* (D/E por sus siglas en inglés) para una industria, o grupo de empresas en una misma actividad económica, depende de los incentivos fiscales del endeudamiento, la facilidad de acceso a diferentes fuentes de capital, la

capacidad de generación de ingresos estables y el grado de riesgo financiero que es manejable por las empresas (Brealey and Myers, 1996).

En Colombia existe poca evidencia de que las empresas de servicios públicos hayan efectuado la transición hacia niveles óptimos de endeudamiento. Por tanto, aunque su estructura de capital actual no refleje niveles óptimos, las empresas deberían moverse hacia esos niveles como parte de sus estrategias empresariales.

4.3.3 Tratamiento de los impuestos. El impuesto relevante para el cálculo del costo de capital es el impuesto sobre la renta que pagan las empresas, ya que otros impuestos de carácter local y/o particular se reconocen como un *pass-through* dentro de los gastos de operación en la determinación de tarifas. La tarifa nominal del impuesto sobre la renta vigente en Colombia es del 35%. Adicionalmente, dentro del régimen tributario colombiano existen tres efectos principales asociados con el pago del impuesto sobre la renta, que afectan el valor finalmente pagado:

- ✓ La protección o “escudo” fiscal, por la deducibilidad de los pagos de intereses de la base gravable.
- ✓ Los ajustes por corrección monetaria que pueden acarrear el pago de impuestos.
- ✓ La disminución en la base gravable por efecto de la deducción de los gastos causados por depreciación del valor de los activos.

Adicionalmente, en Colombia debe tenerse en cuenta el efecto tributario de los ajustes por corrección monetaria, el cual se puede representar como un incremento en el costo de la deuda después de impuestos (Robledo, 1992).

Para la determinación de las tarifas reguladas y por conveniencia regulatoria, debido a la mayor simplicidad y transparencia de cálculo ante la diversidad de tasas efectivas de impuestos pagadas por las empresas, se reconocen ingresos destinados al pago de impuestos a través de la tasa de retorno y no como elementos de los gastos a cubrir. Por consiguiente, se utiliza para el cálculo de tarifas el costo promedio de capital de la industria “antes de impuestos” estimando una tasa contributiva uniforme de las empresas.

4.3.4 Definición por parte de la CREG de la tasa de retorno. A continuación se presentan los parámetros de referencia establecidos por la CREG, que se usaron para la obtención de la tasa de retorno sobre el capital invertido en el negocio de

distribución de energía eléctrica, y que servirán para realizar los ajustes que sean aprobados por la CREG.

Para el cálculo de las tasas de retorno se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$tr = [1+Wacc(ai)]/(1+i)-1$$

$$Wacc(ai) = Wacc(di)/(1-\tau)$$

$$Wacc(di) = (Wd*Kd*(1-\tau)) + We*Ke$$

$$Ke = rf + \pi rn + \pi rp$$

$$\pi rn = \beta * \pi rm$$

$$\beta = [1 + (1 - \tau) D/E] * \beta u$$

Donde:

tr :	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos
i :	Tasa de inflación en dólares americanos
τ :	Tasa nominal de impuestos
Wacc(ai) :	Tasa Wacc nominal antes de impuestos
Wacc(di) :	Tasa Wacc nominal después de impuestos
Kd :	Costo de la deuda
$Kd*(1-\tau)$:	Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos
Ke :	Costo de capital propio o equity
$Wd = D/(D+E)$:	Peso ponderado de la deuda
$We = E/(D+E)$:	Peso ponderado del capital propio
D :	Valor en porcentaje de endeudamiento
E :	Valor en porcentaje del capital propio
rf :	Tasa libre de riesgo
πrn :	Prima de riesgo del negocio
πrm :	Prima de riesgo del mercado
πrp :	Prima de riesgo país
β :	Beta. Cuantifica el riesgo sistemático de la inversión y mide la sensibilidad relativa del negocio respecto a los movimientos del mercado
βu :	Beta desapalancado

Tabla 12. Parametros de referencia

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Periodo	Valores
Kd	Costo de la Deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Promedio de los últimos 24 meses	10.40%

Kd*(1-τ)	Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos				6.76%
Wd	Peso ponderado de la deuda	Optimo			40.00%
r_f	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del tesoro americano a 20 años	US Federal Reserve	Promedio de los últimos 24 Meses	6.07%
π_{rm}	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	Promedio 1926-2000	7.80%
π_{rp}	Prima Riesgo País	Spreads Deuda Bonos Global 04, 06,09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Promedio de los últimos 24 meses	6.19%
β_u	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibbotson SIC 491		0.15/0.07
β	Beta apalancado				0.5%
Ke	Costo de capital propio o equity				16.16%
We	Peso ponderado del capital propio				60.00%
τ	Tasa nominal de impuestos		Ley colombiana		35.00%
i	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey		2.60%
Wacc(di)	Tasa Wacc nominal después de impuestos				12.40%
Wacc(ai)	Tasa Wacc nominal antes de impuestos				19.08%
tr	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos				16.06%

CREG 013-2002. Información disponible hasta el tercer trimestre del año 2001

El cálculo del costo de capital antes de impuestos debe efectivamente considerar el retorno necesario para generar ingresos, a través de una tasa más alta, destinados a cubrir el pago de impuestos. Una manera sencilla de abordar el problema de convertir una tasa después de impuestos en una tasa equivalente antes de impuestos es dividiendo directamente por el factor impositivo, que es igual a $(1 - \tau)$ (Ibbotson 2001). La conversión es exacta cuando el flujo de efectivo asociado es una perpetuidad y produce resultados aproximados cuando se trata de anualidades.

4.3.5 Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado. Como se mencionó anteriormente, para efectos de la determinación de tarifas se obtienen resultados equivalentes al calcular el costo de capital antes de impuestos respecto al cálculo del costo de capital después de impuestos cuando ambos son consistentes con el flujo de efectivo que se va a utilizar, de manera que se generen ingresos adicionales para cubrir efectivamente el gasto de impuestos que se reconoce vía tasa. Para ver esto, a continuación se comparan distintas combinaciones de tasa de descuento y flujos de efectivo que producen los mismos resultados, de acuerdo con el enfoque económico adoptado por la CREG.

Tabla 13 Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado

TASA (WACC)	FLUJO DE EFECTIVO= Flujo Neto de Ingresos Antes de Impuestos – Impuestos
1. WACC simple Tasa= $WACC = w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} =$ $FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} - INT + CM - DEP)$
2.a. WACC “después” de impuestos (Internacional) Tasa= $w_D \cdot [k_D - \tau \cdot k_D] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} =$ $FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} + CM - DEP)$
2.b. WACC “después” de impuestos (Colombia) Tasa= $WACC_{di} = w_D \cdot [k_D - \tau \cdot k_D + \tau \cdot i] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} =$ $FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} - DEP)$
3. WACC “antes” de impuestos Tasa = $WACC_{ai} = WACC_{di} / (1 - \tau_c)$	FNI_{ai}

Donde

FNI _{ai} :	Flujo Neto de Ingresos antes de impuestos. (Los egresos asociados a utilización y ajustes del capital de trabajo se reconocen como parte de la inversión y/o gastos de operación.)
INT:	Intereses.
CM:	Corrección Monetaria.
DEP:	Depreciación.
i:	Inflación.
τ :	Tasa nominal de impuestos.
τ_c :	Tasa corregida por depreciación

$$\tau_c = \text{Impuestos} / \text{FNlai} = \tau \cdot (\text{FNlai} - \text{DEP}) / \text{FNlai}$$

por lo tanto $\tau_c = \tau \cdot (1 - \text{DEP}/\text{FNlai})$

Para la estimación de la tasa corregida se toma una depreciación económica de los activos en línea recta durante su vida útil, consistente con la metodología de remuneración de activos a costo de reposición a nuevo.

4.3.6 Metodología de Cálculo. La metodología para la determinación del costo de capital a utilizar como tasa de retorno para la definición de tarifas reguladas, consiste en el cálculo del costo promedio ponderado de capital WACC antes de impuestos y en la aplicación de los ajustes necesarios para determinar la tasa de retorno. Para esto se deben considerar los siguientes criterios:

- ✓ Garantizar la transparencia y verificabilidad del cálculo recurriendo a fuentes de información reconocidas y reproducibles.
- ✓ Promover la eficiencia económica a través de la utilización de valores que deben ser alcanzados por las empresas.
- ✓ Reflejar la situación observable del mercado asegurando la sostenibilidad financiera de las empresas.
- ✓ Incorporar el tipo de regulación adoptado.

4.3.7 Costo de la Deuda kD. El costo de la deuda se refiere a la tasa de crédito promedio obtenible por los inversionistas, la cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos. En principio debe tomarse el rendimiento de mercado ofrecido sobre bonos de largo plazo emitidos por las empresas del sector. Aunque aún no existe un volumen suficiente de emisiones de bonos de empresas de servicios públicos en Colombia.

4.3.8 Costo del Capital Propio (Equity) k_E . Para estimar el costo del capital propio se utilizó una metodología “*build up*”, o de acumulación de primas de riesgo. De esta manera el retorno esperado de un activo se encuentra como la suma de una tasa libre de riesgo y una o más primas por factores de riesgo (Ibbotson, 2001).

En primer lugar se determina la tasa libre de riesgo correspondiente y a continuación las primas de riesgo por encima de esa tasa que compensan la incertidumbre de la inversión. La tasa libre de riesgo representa el retorno esperado sobre un activo que los inversionistas perciben de riesgo mínimo o nulo. Cualquier inversión debe remunerar al menos dicha tasa y representa el punto de partida para la estimación del costo de capital. Las primas de riesgo se calculan como la diferencia entre el retorno nominal de un activo o valor y la tasa libre de riesgo para un mismo período, es decir $\pi = r - r_f$

Los factores de riesgo relevantes son el riesgo del negocio o propio de la actividad productiva y el riesgo sistemático de operar en Colombia o riesgo país. En consecuencia, el costo del capital propio o **equity** viene dado por la siguiente expresión:

$$k_e = r_f + \pi_{rn} + \pi_{rp} \quad (6)$$

Donde

- r : retorno nominal de un activo.
- r_f : tasa libre de riesgo.
- π_{rn} : prima por riesgo del negocio, mide el retorno por encima de la tasa libre de riesgo, requerido para compensar el riesgo de invertir en un negocio determinado.
- π_{rp} : prima por riesgo país.

En mercados emergentes como el colombiano, donde existe poca información disponible o en donde el desarrollo del mercado de capitales es aún escaso, se toman como punto de partida los valores de tasa libre de riesgo y prima de riesgo de negocio en un mercado de capitales desarrollado y eficiente como el de Estados Unidos, agregando una prima de riesgo adecuada para reflejar factores adicionales de incertidumbre por las condiciones propias del país.

4.3.9 Estructura de Capital, w_D y w_E . Para efectos del cálculo del WACC, de acuerdo con valores representativos de la industria a nivel internacional y local, se parte de una estructura óptima de capital en un rango de endeudamiento entre 30% y el 60% del valor total de los activos. Para la definición del valor particular, se evalúa el impacto del nivel de endeudamiento sobre los ingresos disponibles

para cubrir el pago de la deuda y por tanto la capacidad de las empresas de servir un cierto nivel de endeudamiento. Para este fin se utiliza como índice de cobertura de deuda la razón entre el flujo neto de ingresos después de impuestos y el servicio de la deuda medido como el pago de intereses más amortizaciones (Booz Allen, 2001).

Se optó por considerar aceptable un nivel de endeudamiento consistente con una razón de cobertura de deuda de alrededor de 1.3 ($w_D = 43.48\%$ y $w_E = 56.52\%$), para la estimación de una estructura de capital factible, suficiente para atender el servicio de la deuda ante variaciones de ingreso de hasta aproximadamente un 30%. Esto último considerando las volatilidades esperables de la demanda, que es un riesgo exógeno a la gestión de las empresas.

Al final del estudio realizado por la CREG, se propuso adoptar para la determinación de tarifas reguladas para la distribución de energía eléctrica y gas por redes, lo siguiente:

- ✓ Definir el costo de capital promedio esperado de acuerdo con la metodología aquí resumida y utilizarlo como tasa de retorno.
- ✓ Efectuar el cálculo respectivo con la información disponible al mes de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia de las tarifas.
- ✓ Realizar un ajuste en la mitad del período tarifario de acuerdo con las variaciones del costo de la deuda, la tasa libre de riesgo y los **spreads** de la deuda soberana.

Tabla 14 Cálculo del Costo de Capital en la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica

COSTO DE CAPITAL DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA			
Calculó Decisión CREG			
Regulación vía Precio Máximo		Regulación vía Ingreso Máximo	
Inflación USD =	2,60%	Inflación USD =	2,60%
Tasa de impuestos =	35%	Tasa de impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		ESTRUCTURA DE CAPITAL	
Deuda =	40%	Deuda =	40%
Capital Propio =	60%	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		COSTO DE LA DEUDA	
Costo Real =	7,60%	Costo Real =	7,60%
Costo Nominal =	10,40%	Costo Nominal =	10,40%
Costo después de impuestos =	6,76%	Costo después de impuestos =	6,76%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		COSTO DEL CAPITAL PROPIO	
Beta (Ibbotson) =	0,15	Beta (Ibbotson) =	0,15

Ajuste de Beta =	<u>0,20</u>	Ajuste de Beta =	<u>0,0</u>
Beta desapalancado =	0,35	Beta desapalancado =	0,15
Beta apalancado =	0,502	Beta apalancado =	0,215
Prima de riesgo mercado =	<u>7,80%</u>	Prima de riesgo mercado =	<u>7,80%</u>
Prima riesgo negocio =	3,91%	Prima riesgo negocio =	1,68%
Prima riesgo país =	6,19%	Prima riesgo país =	6,19%
Tasa libre de riesgo =	<u>6,07%</u>	Tasa libre de riesgo =	<u>6,07%</u>
	16,17%		13,94%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		COSTO PROMEDIO PONDERADO	
WACC USD desp. Imp. =	12,41%	WACC USD desp. Imp. =	11,07%
WACC USD ant. Imp. =	19,09%	WACC USD ant. Imp. =	17,02%
WACC real ant. Imp. =	16,06%	WACC real ant. Imp. =	14,06%

4.4 CRITERIOS DE EFICIENCIA PARA REMUNERAR LA INVERSIÓN EN LOS STR Y SDL

La aplicación de criterios de eficiencia se basa en la obligación que tiene el regulador de evitar que el usuario termine pagando costos ineficientes en la prestación del servicio, los cuales usualmente se relacionan con mala gestión en la planeación del sistema. Por esta razón, una buena forma de aproximarse a la aplicación de criterios de eficiencia es a través de mecanismos que establezcan el uso eficiente de los activos de la empresa, especialmente cuando los ingresos de la misma se fijan a partir de la valoración de dichos activos.

Para establecer que los activos son los adecuados, es decir que su valoración refleja el buen uso que hace la empresa de los mismos en relación con su costo, se pueden aplicar criterios de forma más rigurosa, analizando los activos uno a uno, y valorando su uso eficiente. La aplicación de criterios de eficiencia como estos sería ideal, pero implica costos importantes obtener y mantener información completa, para determinar el uso de cada activo a evaluar. Sin embargo, este criterio se utilizó, en líneas radiales de Nivel de Tensión 4, debido a su poca cantidad, lo que implica mayor facilidad para adquirir dicha información.

Cuando no se tiene información completa sobre el uso individual de los activos, se utilizan técnicas que observan el comportamiento promedio de las empresas. Al contar con información como el costo total de la inversión y la demanda, puede medirse el uso promedio de los activos por parte de las empresas. Sin embargo, al tratarse de un valor promedio por empresa, es posible que muchas de las ineficiencias de la empresa se puedan disfrazar dentro del promedio, pero si la ineficiencia es sistemática, queda aceptablemente capturada en el promedio.

Para establecer la meta de eficiencia con la cual se compara una empresa, se pueden usar métodos comparativos (**Benchmarking**), que son más o menos

exigentes y que comparan esos promedios entre empresas nacionales o extranjeras. Para el caso colombiano, la CREG optó por realizar comparaciones únicamente entre empresas colombianas a fin de no hacer exigencias que no consideraran aspectos particulares de la distribución en Colombia (topología de la red, pérdidas técnicas, niveles de tensión, configuración de subestaciones típicas, diferencia rural-urbana, etc.).

Dentro de los mecanismos para tratar la eficiencia a través de índices promedios por empresa, los más exigentes son los métodos de Análisis Envolvente de Datos (DEA), tipo Frontera de Eficiencia que comparan las empresas con las más eficientes comparables. Uno de los métodos consiste en fijar el criterio eficiente en el valor medio de los índices de todas las empresas (un promedio de los índices promedios). Dado que este promedio incluye tanto empresas eficientes como ineficientes, el promedio resulta ser equitativo en la fijación del límite eficiente e incluso algo relajado por tratarse de promedios de promedios. Aún así, pueden establecerse criterios más flexibles, fijando el límite por encima del promedio.

Estos criterios se usan, cuando, como en el caso colombiano, muchas empresas han tenido una historia de no mucha eficiencia, debido al manejo no muy técnico de la expansión en el pasado. De acuerdo con lo anterior, para el período 2002-2007 mediante la Resolución CREG-082 de 2002, la CREG fijó un límite eficiente que corresponde a una probabilidad de 57% de no ser excedido. El criterio de uso eficiente de los activos puede definirse a partir de simulaciones, cuando se relaciona el nivel de utilización de los activos con el costo de la inversión y este con el producto que se está entregando.

Para el caso de las líneas radiales del Nivel de tensión 4, la CREG desarrolló un modelo de carácter técnico para identificar los niveles de uso para la utilización eficiente de los activos. Para los demás activos del Nivel de Tensión 4 y los activos de los Niveles de Tensión 3 y 2, se aplica un criterio económico comparable con el contenido en la regulación tarifaria del período anterior, para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia.

Así, a partir de los costos anuales de la inversión por unidad de energía, para cada una de las empresas se encuentra un costo anual máximo admisible. Este costo máximo está relacionado con la infraestructura estándar requerida por unidad de energía transportada, siendo el costo con probabilidad del 57% de no ser excedido. Para aquellas empresas cuyos costos anuales de inversión por unidad de energía, son superiores al límite eficiente establecido por comparación con las demás empresas, se establece que sus activos no están siendo utilizados eficientemente, pero se garantizan los recursos para su operación y mantenimiento, buscando asegurar la continuidad en la prestación del servicio.

En esta metodología no se determinan de manera particular las inversiones ineficientes, sino que, al hacer un cálculo global de costos anuales de inversión, se

están promediando por empresa las eficiencias y las ineficiencias. Por consiguiente, no puede establecerse de manera definitiva que un activo es el causante de la ineficiencia, ya que se trata de una medida del desempeño general de la empresa.

4.4.1 Líneas Radiales de Nivel de Tensión 4. Teniendo en cuenta los criterios de eficiencia en cuanto a la determinación de las tarifas, la metodología actual busca asignar una demanda mínima para el reconocimiento de los costos de inversión para activos del Nivel de Tensión 4, considerando el grado de utilización que se dé a los mismos.

Los resultados del estudio realizado por la CREG, contienen indicadores de cargabilidad mínima de las líneas radiales, en función de la longitud que pueden presentar las líneas en Nivel de Tensión 4, teniendo en cuenta parámetros tales como el límite térmico mínimo, las características eléctricas y mecánicas de los conductores, la carga con la impedancia característica, longitudes de los conductores, así como su regulación de voltaje con carga máxima hasta el final de la línea.

Considerando estos criterios, en el estudio se realizó una simulación y una vez determinados los parámetros necesarios para el modelamiento de la línea, se fijó la cargabilidad máxima permitida por el conductor en función de la longitud, lo cual sirvió de parámetro para el criterio de eficiencia a utilizar en Líneas radiales de Nivel de Tensión 4. Para establecer dichos criterios de eficiencia definitivos, se tomaron las siguientes condiciones.

- ✓ **Para tramos cortos de Línea, se toma el criterio de Límite Térmico.** Se toma el conductor que presente la menor capacidad de potencia máxima permitida con su cargabilidad máxima, utilizando el criterio de límite térmico con un incremento de temperatura de 75°C. A estas condiciones, el conductor experimenta valores máximos de pérdidas, así como de temperatura.
- ✓ **Para Tramos Intermedios de la línea se toma la cargabilidad de la línea con el calibre de menor exigencia en Nivel de Tensión 4.** Para estos tramos, se toma la curva obtenida para el conductor que presentó la menor cargabilidad y se encuentra la ecuación de la curva mediante una regresión que ajusta los datos de la simulación. A partir de esta ecuación se puede calcular la demanda máxima de potencia en MVA, en función de la longitud del tramo de la línea radial, expresada en km.
- ✓ **Para Tramos largos se toma la cargabilidad mínima admisible.** Para tramos largos de líneas radiales con longitudes mayores a 105 km, se calcula la potencia con la curva de cargabilidad, de acuerdo con las condiciones de regulación de voltaje a esa distancia.

De acuerdo con lo anterior, se establecieron los índices finales de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Si } L \geq 40 & \quad I_{ef} = \frac{P}{55} \\ \text{Si } 40 < L \leq 105 & \quad I_{ef} = \frac{PL^{0.81}}{1093} \\ \text{Si } L > 105 & \quad I_{ef} = \frac{P}{25} \end{aligned}$$

Donde:

- P : Demanda máxima de potencia del tramo de línea (MVA)
- L : Longitud del tramo de línea radial en km
- I_{ef} : Índice de eficiencia a aplicar sobre tramo de línea radial de longitud L en el nivel de Tensión 4. El máximo índice reconocido será 1.0

Así, cada OR que solicite cargos por Uso del Nivel de Tensión 4, deberá establecer el Costo Máximo Eficiente por unidad de energía a reconocer, para cada una de las Unidades Constructivas correspondientes a sus líneas radiales de este Nivel de Tensión, entendiéndose por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

Ya que se espera una ampliación en la demanda de potencia en el tramo de la línea en el transcurso del tiempo, se tomará una potencia máxima esperada en un periodo de diez (10) años así:

$$P_{\max} = 1.5 * P_{2001}$$

Donde P_{2001} es la demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001.

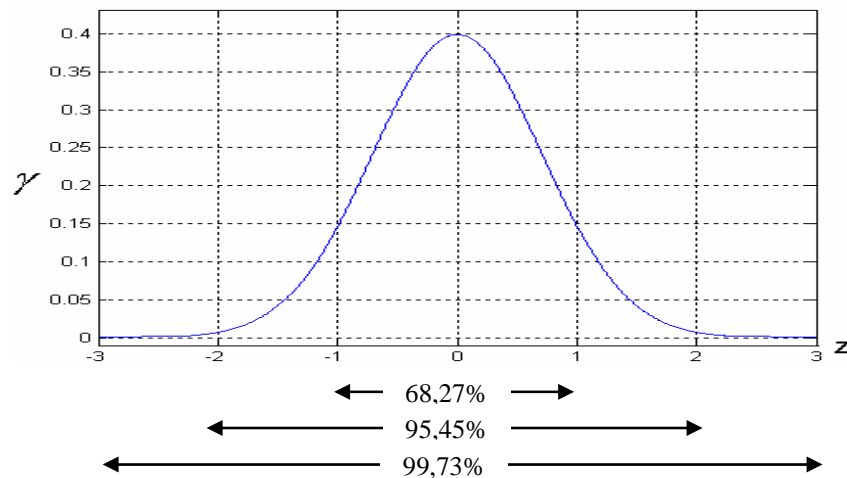
4.4.2 Otros Activos del Nivel de Tensión 4 y Activos Eléctricos de los Niveles de Tensión 3 y 2. Para determinar el criterio de eficiencia en este caso, la CREG realizó un análisis estadístico, a partir del cual se definieron los cargos máximos admisibles para remunerar la inversión en los diferentes Niveles de tensión. Para dicho análisis, se le dio un tratamiento estadístico a los datos originales de los cargos calculados para los Niveles de Tensión 2, 3 y 4 en el período tarifario anterior para cada una de las empresas de distribución del país.

Aunque la distribución estadística de los datos difícilmente puede ajustarse de forma natural a una distribución estandarizada, se dispone de técnicas

estadísticas como la de **Box-Cox** que permite transformar dicha muestra en una distribución normal, y la técnica de **Shapiro Wilk** para verificar la normalidad de la muestra transformada. Una vez obtenida la muestra normalizada se facilita el análisis de las colas y puede sustentarse estadísticamente la determinación de un nivel de confianza para establecer el nivel de eficiencia.

Uno de los ejemplos más importantes de una distribución de probabilidad continua es la distribución normal, cuyo gráfico es una curva normal o distribución gaussiana, donde el área bajo la curva representa una probabilidad (1). Si se habla de la llamada forma canónica se dice que Z está normalmente distribuida con media 0 y varianza 1. La siguiente figura es un gráfico de ésta forma canónica.

Figura 6. Gráfico con Distribución normal. Forma Canónica.



La distribución normal de la muestra indica la media y la desviación estándar, y a partir de ésta información y revisando los resultados de la Prueba de Normalidad, se observa si es necesario realizar la Normalización de la Muestra. Para la normalización de la muestra, en este caso la variable sería el cargo por uso estimado para cada empresa.

Posteriormente, para cada nivel de tensión se analizan las condiciones particulares y se obtiene el porcentaje acumulado de los cargos normalizados en Nivel de Tensión determinado, y el porcentaje de los cargos que se encuentran por debajo del nivel de acotamiento dado por la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997.

Observando los resultados de la aplicación de la metodología, a los datos del período tarifario anterior, el estudio señaló que los valores acotados mínimos obtenidos ocurrieron para los niveles de tensión 2 y 4 con valores cercanos al 14% por encima de la media. Como criterio de eficiencia para el actual período tarifario

se decidió utilizar la mitad de este valor, considerando las mejoras de eficiencia que debieron esperarse transcurridos cinco años y considerando que en el largo plazo el límite eficiente debería estar ubicado en la media.

En relación con el Nivel de Tensión 2, la Comisión consideró importante reconocer las características diferenciales de prestación del servicio en áreas rurales y urbanas, por lo que se desagregaron las componentes rurales y urbanas de cada empresa y consideró además remunerar los gastos de AOM asociados con activos, que aunque no sean eficientes desde el punto de vista económico, permiten prestar el servicio, y aseguran la continuidad de su prestación.

Cabe anotar que, ya que los niveles de eficiencia se aplican al costo índice de inversión, el hecho de que una empresa quede acotada, no puede atribuirse a la baja demanda ni a la existencia de la inversión en un activo particular, debido a que toda la inversión se suma al igual que toda la demanda de la empresa. Esto le permite a las empresas compensar parte de sus ineficiencias en algunos equipos y sistemas, con eficiencias logradas en otras inversiones. Por esto, no es técnicamente posible, ni es propósito de la metodología, revelar la participación de equipos o demandas particulares en la eficiencia de cada empresa.

4.5 ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro de las responsabilidades del distribuidor de energía eléctrica, se encuentra la de realizar las actividades correspondientes con la operación, administración y mantenimiento de los activos que este opere. Sin embargo, el regulador deberá reconocerle al distribuidor los gastos incurridos por dichas actividades, a través de la aprobación de los cargos por uso de los activos de la empresa.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, contrató el “Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión“, el cual tenía entre sus objetivos principales determinar las actividades asociadas a los gastos de AOM en los STR's y/o SDL's y desarrollar una metodología que permitiera establecer los valores y mecanismos para remunerar dichas actividades, así como fijar y delimitar las responsabilidades de las empresas, usuarios y terceros propietarios de los activos.

Como resultado de dicho estudio y estudios complementarios desarrollados al interior de la CREG, se determinó la propuesta final de la Comisión para la estimación de los porcentajes eficientes de AOM de los gastos reales del Operador de Red para el período tarifario 2002-2007.

Con el objetivo de estimar dicho porcentaje eficiente de AOM de los gastos reales de los OR, se procedió adelantando los siguientes pasos:

- a. Se solicitó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica el reporte de sus Estados Financieros anuales y también se solicitó información sobre activos e información comercial. De esta manera se identificaron los gastos reales de Administración, Operación y Mantenimiento, en que incurrieron los Operadores de Red en los años 2000 y 2001.
- b. Se llevaron a cabo diferentes escenarios a partir de la metodología Análisis Envolvente de Datos (DEA), para identificar los gastos eficientes de AOM de los Operadores de Red.
- c. Para cada una de las empresas y en cada escenario se estimó el porcentaje de AOM eficiente y a partir de este, se estimaron los porcentajes por nivel de tensión para cada empresa.
- d. Se compararon los porcentajes obtenidos de AOM eficientes con los reconocidos en el período anterior y a partir de estos resultados, se realizó una recomendación de los porcentajes a aplicar por nivel de tensión.

4.5.1 Metodología Análisis Envolvente de Datos (DEA). En este caso, los modelos DEA determinan cuáles son las mejores prácticas, comparando una empresa con todas las posibles combinaciones lineales del resto de empresas de la muestra, para definir posteriormente con ellas una frontera de producción, donde la eficiencia de cada empresa analizada se mide como la distancia a dicha frontera. Toda empresa en la frontera de eficiencia es clasificada como 100% eficiente, mientras que las que se encuentren por debajo de la frontera son clasificadas con un grado de eficiencia que se sitúa entre 0 y 100%. En su forma usual, las empresas eficientes son aquellas para las cuales no hay otra empresa o combinaciones lineales de empresas que produzcan más de cada “producto” o utilicen menos de cada “insumo”.

Estos modelos identifican las unidades de negocio, eficientes e ineficientes y fijan objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras. Es decir, realizan un **Benchmarking** de las unidades evaluadas, empleando únicamente la información disponible en la propia muestra, sin necesidad de realizar ningún supuesto teórico. Desde el punto de vista regulatorio, la adopción de una metodología para la evaluación de la eficiencia, ya sea mediante sistemas de contabilidad regulatoria, modelos de red de referencia, o mediante la aplicación de técnicas de **Benchmarking**, como DEA, ofrece una mayor transparencia a la regulación de la actividad de distribución eléctrica.

4.5.2 Aplicación de la Metodología de Análisis Envolvente de Datos. Para la aplicación de dicha metodología, los datos usados se basaron en información reportada por 28 empresas distribuidoras de energía eléctrica. A partir de los Estados Financieros reportados por las empresas para los años 2000 y 2001, se procedió a seleccionar las cuentas asociadas a los gastos que correspondían a las actividades de AOM. No se incluyó información de empresas de otros países, debido a la dificultad de recolectar y homologar dicha información en forma desagregada para las actividades de distribución y comercialización, como se requiere de manera específica en el esquema de remuneración adoptado en Colombia, sobre todo en lo referente a información financiera, de mercado y de infraestructura.

- ✓ **Selección de Variables de Entrada y Salida.** Es importante que los datos reflejen apropiadamente la naturaleza económica de la actividad en estudio. Así, se deben seleccionar las variables que caractericen la actividad de las empresas distribuidoras y que permitan establecer sus diferencias. Estas variables pueden ser eléctricas, económicas, demográficas, regulatorias o de cualquier otro tipo, y su uso como entradas o salidas debe estar basado en su relación con el modelo que se va a evaluar.

Aunque el DEA es una metodología no paramétrica, las variables seleccionadas deben guardar consistencia con la función de producción de la actividad en análisis. Esto implica considerar variables que formen parte de una función de producción sin que sea necesario establecer dicha función. A partir de la información comercial reportada por las empresas a la CREG, se seleccionaron variables importantes para el análisis. Las variables empleadas fueron las siguientes:

Tabla 15. Variables empleadas para el análisis DEA

Variables de escala	Variables de capital	Variables de calidad del servicio	Variables de cobertura, densidad o concentración del mercado
Longitud de red por nivel de tensión (km)	Total gastos AOM en distribución para los años 2000 y 2001 (Millones de pesos a diciembre de cada año).	Información de calidad del servicio prestado.	Longitud de red por nivel de tensión (km)
Capacidad (MVA)	Costo de reposición de los activos correspondientes a los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local		Usuarios por kilómetro de red (usuarios/km)
Número de transformadores de potencia			

Número de usuarios			
--------------------	--	--	--

No se tuvieron en cuenta en el estudio, variables como Consumos y Número de Municipios Atendidos, dado que al incluir los consumos se castiga a los mercados que tienen menor consumo por usuario frente a los que tienen alta intensidad energética, y el número de municipios atendidos compara la cantidad de municipios y no su concentración de usuarios. En ese caso el modelo observaría dos municipios como dos unidades iguales, cuando estos pueden ser significativamente distintos. Además, en el estudio se verificó que las empresas ubicadas en la frontera no presentaran problemas de información o características especiales que no las hicieran comparables con las demás empresas analizadas en la muestra.

Las combinaciones de las variables de entrada, se constituyeron en los diferentes escenarios modelados, para los cuales se consideraron las variaciones de los gastos de AOM de los años 2000 y 2001. En dichos escenarios tenidos en cuenta por la Comisión, en general se tomaron como entradas los gastos de AOM de las empresas, la longitud de las redes por niveles de tensión, número de transformadores con su capacidad; y como salidas se tomaron el número de usuarios y su consumo.

- ✓ **Cálculo de los AOM Eficientes.** Como se había mencionado, la eficiencia de cada empresa analizada se mide como su distancia a la frontera de producción, clasificándose con el grado de eficiencia que se sitúa entre 0 y 100%. Para calcular los AOM eficientes por medio de la simulación, se parte de los puntajes del grado de eficiencia obtenidos para cada empresa. Y con los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios modelados, se calcula para cada empresa el porcentaje de AOM eficiente, según la siguiente expresión:

$$\% \text{ AOM eficiente} = \frac{AOM \times SCORE}{COSTO DE REPOSICIÓN}$$

Así, en cada escenario se identificó el porcentaje de AOM eficiente para cada una de las empresas, y a partir de estos, se estimaron los porcentajes correspondientes por nivel de tensión para cada empresa. Con estos porcentajes, se estiman los porcentajes eficientes de gastos de AOM sobre costos de reposición, equivalentes para cada nivel de tensión que serían la propuesta inicial a reconocer en el período tarifario 2002-2007. Los porcentajes son los siguientes:

- Niveles de Tensión 4 y 3: 1.63 %

- Niveles de Tensión 2 y1: 2.51 %

Adicionalmente, con el objeto de contrastar la información procesada, con el comportamiento típico de los costos medios en monopolios naturales, se calcularon y analizaron indicadores, de los cuales se concluyó que con la información suministrada por las empresas, no se evidenciaban economías de escala en una actividad que tanto la teoría económica como el mundo real muestran que sí la tiene, constituyéndose esta situación, en una demostración de problemas en la información disponible para el análisis. Por consiguiente, la utilización de modelos DEA con retornos variables a escala, que son los indicados para el análisis de este tipo de actividades productivas, no presentaba consistencia en el cálculo de las eficiencias. Aunque para algunas empresas las calificaciones obtenidas con los diferentes modelos empleados, diferían en algunos puntos porcentuales, la clasificación por empresa en grados de eficiencia no mantenía consistentemente el mismo ordenamiento.

Por lo tanto, se sugirió determinar si los porcentajes de AOM reales de las empresas, con respecto a la inversión de las mismas, eran consistentes con los porcentajes de AOM reconocidos en el período tarifario anterior, sobre la inversión. Para esto, se tomó información de costos de reposición y AOM reales de 2001 y AOM reconocidos regulatoriamente en la fijación de los cargos por uso establecidos en el período tarifario anterior y la información de costos de reposición de activos reportada en el año 1997. Sin embargo, se observó que la diferencia de medias entre los dos períodos tenidos en cuenta, no era significativa.

Con base en lo anterior, se observó que el promedio de los gastos de AOM reportados por las empresas se asemeja a los porcentajes de gastos de AOM del período anterior. Por tanto, se decidió mantener dichos porcentajes para el próximo período tarifario. De esta forma se dispuso adoptar como porcentaje de gastos AOM, en relación con la inversión a reconocer durante el próximo período tarifario los siguientes:

- Niveles de Tensión 4 y 3: 2 %
- Niveles de Tensión 2: 4 %
- 0.5% adicional para activos en zonas con contaminación salina.

Es así como la remuneración de los gastos de AOM se obtiene como un porcentaje del valor de reposición de los activos, donde estos activos deben ser validados previamente por el regulador, con los gastos que realmente afrontan las empresas. El valor a reconocer para Nivel de Tensión 1, se estableció con otra metodología de cálculo. Dicha metodología para la determinación de gastos AOM en el Nivel de Tensión 1 se presenta más adelante

4.6 METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas introdujo en el esquema tarifario el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía eléctrica. Para esto, la CREG contrató un estudio que permitiera conocer los niveles eficientes de pérdidas por nivel de tensión y con base en esta información, elaboró la metodología referente a este aspecto, consignada en la Resolución CREG-082 de 2002.

Dicha metodología considera aspectos importantes que no se habían tenido en cuenta en el período tarifario anterior. Se consideraron las pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión, reconociendo que la transformación es secuencial desde el Nivel de Tensión 4 hasta el Nivel de Tensión 1, pero teniendo en cuenta la energía real de entrada en cada nivel de tensión. En cuanto a los porcentajes urbano y rural, se tuvo en cuenta la capacidad de transformación suministrada por los Operadores de Red para indicadores de calidad.

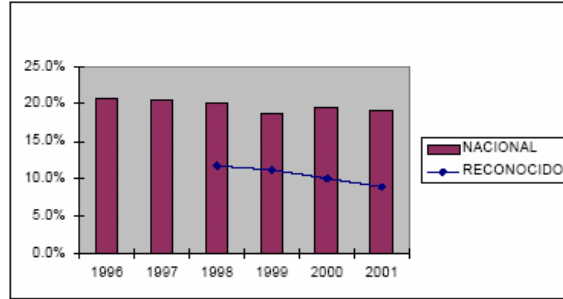
Para analizar la evolución del nivel de pérdidas, se utilizaron los datos suministrados por las empresas a la Superintendencia de Servicios Públicos, que a su vez son empleados para evaluar la gestión de las empresas. El indicador del nivel de pérdidas desde el punto de vista de balance energético del sistema, se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Índice de Pérdidas}(\%) = \left(\frac{\text{Energía de Entrada} - \text{Energía de Salida}}{\text{Energía de Entrada}} \right) * 100$$

El costo de las pérdidas, tiene efectos diferentes para cada uno de los agentes de la cadena. En el caso del Distribuidor, tener mayores pérdidas que las reconocidas en el índice, implica un menor ingreso que el que obtendría si tuviera las pérdidas ajustadas al índice, o en caso de tener menores pérdidas reales, tendría un mayor ingreso como consecuencia de su eficiencia en el control de las mismas. En otras palabras, la energía perdida y no reconocida, tiene asociado un costo de oportunidad para los agentes. El costo de oportunidad para el OR, reside en no facturar el cargo de distribución por la energía perdida.

Durante el período 1996-2001, el índice de pérdidas promedio ponderado por demanda a nivel nacional, reportado por los comercializadores a la SSPD, presentó una disminución del orden de 1.6 puntos porcentuales; es decir, pasó del 20.8% a 19.2%, para el 2001. Al compararlo con el índice de pérdidas reconocido de 11,4%, y haciendo la aproximación de ponderar un índice reconocido por nivel de tensión, el valor reportado estaría 8.9 puntos porcentuales, por encima del valor de eficiencia aceptado en la regulación.

Figura 7. Índice de Pérdidas 1996-2001



En general, el hecho de que las empresas no disminuyeran las pérdidas al mismo ritmo exigido por la regulación, podría explicarse por diversos factores, entre los que se incluirían:

- Carencia de una gestión integrada tendiente a reducir el nivel de pérdidas.
- Deterioro de la situación económica: incremento de barrios subnormales, robos de energía y zonas de orden público.
- Disminución de recursos disponibles, en especial en las empresas estatales, para invertir en planes que permitan disminuir las pérdidas.
- Diferencias de mercado: existen empresas que atienden zonas mayoritariamente urbanas, lo que les permite tener un mayor control de las pérdidas.
- Falta de apoyo de algunas entidades gubernamentales en la gestión de pérdidas que debe realizar la empresa.
- Diferencias culturales que en algunas zonas limitan los resultados en la reducción de las pérdidas (no pago, no cobro efectivo, corrupción administrativa, etc).

Con base en la información reportada para el año 2001 se puede hacer una estimación de las pérdidas totales del sistema. De esta manera a partir de una demanda comercial de 42,894 GWh y una demanda facturada de 33,460 GWh, el nivel de pérdidas estimado es de 22%, o sea 9,434 GWh, cuya valoración, al costo de la energía promedio (G+T), asciende a \$784,132 millones de pesos.

El costo de las pérdidas de energía asignadas a los usuarios y a las empresas (comercializadores), se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 16. Costo de pérdidas de Energía

Costo Usuario	
Pérdidas Asignadas	11.40%
Pérdidas GWh	4,888
Costo (millones de pesos)	406,337

Costo Empresa	
Pérdidas Asignadas	10.60%
P reales – P reconocida (GWh)	4,545
Costo (millones de pesos)	377,795

Pérdidas Totales del Sistema	22%
COSTO TOTAL (millones de pesos)	784,132

De esta manera, los usuarios cubren el 52% de las pérdidas totales, que corresponden a un valor máximo eficiente, (11,40%). Este valor resulta de un promedio ponderado de la demanda facturada en el año 2001 y las pérdidas de energía reconocidas por nivel de tensión. Que valoradas a un costo de energía promedio (G+T), se estiman en \$406,337 millones de pesos. Las empresas, en el año 2001, pagaron el diferencial entre las pérdidas reconocidas y las reales (10,60%), correspondiente a un valor de \$377,795 millones de pesos.

El objetivo de maximización de ganancias, consiste en proveer el servicio al costo más bajo en el largo plazo. Sin embargo, diseños eléctricos no adecuados pueden minimizar el costo de la construcción pero generan altas pérdidas en el largo plazo.

4.6.1 Experiencias Internacionales. A continuación se presentan las experiencias en algunos países, respecto a los niveles de pérdidas reconocidos.

- ✓ **Ecuador.** La situación del nivel de pérdidas en Ecuador es similar a la que se presenta en el país. En el año 2001, las pérdidas Técnicas llegaron a un 9.6% y las No Técnicas a un 13.01%, alcanzando un total de 22.61%. Por otro lado,

los límites admisibles para la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final son: Área predominantemente urbana 12%, Área urbana y rural equilibradas 14 %, y Área predominantemente rural 16 %.

- ✓ **Panamá.** El valor de pérdidas en Panamá se estimó para el año 2000 en 859.679 MWh, lo cual significa que el 18.46% de la energía comprada no fue contabilizada por las empresas. Esta cifra incluye las pérdidas Técnicas y No Técnicas. Las pérdidas reconocidas por el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá, se calculan para cada sistema de distribución y dependen de la estructura de cada uno.
- ✓ **Argentina.** En el caso de Argentina, los costos propios de distribución se afectan por coeficientes que representan las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión. El valor máximo promedio reconocido acumulado en baja tensión es de 12%, mientras que en países desarrollados como Estados Unidos y el Reino Unido, este índice que solamente reconoce pérdidas técnicas, asciende a 6% en USA y 7% en UK.

4.6.2 Propuesta a la Comisión. La propuesta para la Comisión, que incluyó algunas sugerencias del estudio del consultor contratado por la CREG y los comentarios de los interesados sobre este estudio, define los niveles de pérdidas eficientes de energía eléctrica para el negocio de distribución.

Con la aplicación del criterio de eficiencia en pérdidas, se busca reconocer la existencia de diferencias de pérdidas por efectos topológicos entre redes urbanas y rurales, así como reconocer que en la estructura de costos existe un nivel de pérdidas No Técnicas económicamente no gestionables. Considerando que no se deben trasladar al usuario los costos asociados con las ineficiencias de las empresas, se busca establecer una senda temporal sobre el nivel de pérdidas, que permita dar señales de eficiencia a las empresas y con base en esta senda, éstas pueden definir la estrategia para valorizar su negocio. Adicionalmente, se busca asignar responsabilidades tanto al Distribuidor como al comercializador sobre la gestión y el control de las pérdidas.

4.6.3 Nivel de pérdidas Técnicas eficientes. Para determinar estas pérdidas eficientes, en el estudio se realizó una simulación que con valores optimizados de conductores, transformadores, y circuitos secundarios, permitió calcular las pérdidas técnicas por nivel de tensión y separar las zonas urbanas y rurales utilizando la información suministrada por las empresas.

Tabla 17. Nivel de Pérdidas Eficientes por nivel de tensión sin incluir STN

Nivel de Tensión	Rural	Urbano	Promedio
------------------	-------	--------	----------

4	0.80%	0.70%	0.73%
3	1.59%	1.22%	1.35%
2	5.05%	1.53%	2.74%
1	5.36%	2.93%	3.76%

En la metodología del período anterior, aunque se consideraron pérdidas Técnicas y No Técnicas, las mismas no se desagregaron. Este factor reconoce un porcentaje de energía que es transportado por la red y sobre el cual no se percibirían cargos por uso, de no reconocerse un nivel de pérdidas.

Se considera que los Niveles de Tensión 3 y 4 son generalmente utilizados para transportar energías en grandes bloques y no para atender usuarios residenciales rurales finales, por esta razón no se hace esta diferenciación para los Niveles de Tensión 3 y 4, y se acoge el nivel promedio de eficiencia que propuso el consultor (Nivel de Tensión 4: 0.73% y Nivel de Tensión 3: 2.08%).

En el caso de los Niveles de Tensión 1 y 2 esta situación sí es común, por lo que se propuso hacer una separación de los niveles de pérdidas entre urbanas y rurales. Como criterio para determinar las zonas urbanas y rurales atendidas por las empresas, se utilizó la capacidad de transformación reportada para los indicadores de calidad. Esto permite el reconocimiento de una condición de mercado a la que se ven enfrentadas las empresas que ejecutan la actividad de distribución en las diferentes zonas del país. Además, los sistemas de distribución urbanos normalmente presentan niveles de pérdidas más bajos que los rurales, debido a la alta densidad de carga en dichas zonas, que implica cortas distancias entre los clientes y mayores cargas por unidad de longitud de línea, lo que resulta en bajas pérdidas porcentuales en las líneas y en mayor facilidad de gestión.

De igual forma se propuso una senda de reducción de pérdidas Técnicas en 5 años para todos los niveles de tensión. Así, la Comisión estaría dando un período de ajuste a niveles de eficiencia, que alcanzará diez años (período 1998- 2007).

- ✓ **Nivel de Pérdidas Técnicas Reconocidas.** Las pérdidas técnicas promedio nacional, reconocidas por nivel de tensión corresponden aproximadamente a los niveles que se derivan de los factores de pérdidas acumulados fijados en las resoluciones CREG 031/97 y CREG 099/97. Este criterio asegura la continuidad de las señales regulatorias. Luego, partiendo de las pérdidas reconocidas en la Resolución CREG 099/1997, y siguiendo los criterios definidos anteriormente, las pérdidas Técnicas para los Niveles de Tensión 1 y 2 se asignaron de acuerdo con la dispersión poblacional en las áreas urbanas y rurales. Es decir, a partir de las pérdidas reconocidas en el período anterior, se determinaron las equivalentes para estas dos áreas. Para ello se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$\%PT = \%ETU * \%PU + \%ETR * \%PR$$

$$\%PU = \%PT / (\%ETU + (\varphi) * \%ETR)$$

Donde:

%PT: Pérdidas Totales
 %ETU: Porcentaje de Carga Urbana
 %ETR: Porcentaje de Carga Rural
 %PU: Pérdidas equivalentes urbanas
 %PR: Pérdidas equivalentes rurales
 φ : Relación pérdidas eficientes rural / urbana (Nivel 2: 3,3 y Nivel 1: 1,83)

Los valores admitidos por nivel de tensión sin acumular, aplicando las fórmulas anteriores, son:

Tabla 18. Pérdidas Técnicas Sin Acumular

Pérdidas Técnicas	Periodo anterior	Equivalente	Eficiente
Nivel de Tensión 4	1.5%		0,73%
Nivel de Tensión 3	1.5%		1,35%
Nivel de Tensión 2	Urbano	2%	1.38%
	Rural	2%	4.55%
Nivel de Tensión 1	Urbano	6%	5.11%
	Rural	6%	9.35%

- Senda de Pérdidas Técnicas.** Para determinar la senda de pérdidas técnicas totales reconocidas al Distribuidor para cada Nivel de Tensión para el actual período tarifario, se tomaron como punto de partida las pérdidas reconocidas para el período anterior y el nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor de acuerdo con las simulaciones realizadas, al cual se debe llegar al cabo de cinco años.

Para los niveles de tensión 1 y 2, se reconocen niveles de pérdidas Técnicas de manera separada en el sector urbano y en el rural, siendo el punto de partida las pérdidas reconocidas en el período anterior para los sectores urbano y rural en cada caso, y el nivel de pérdidas eficiente planteado por el consultor para cada Nivel de Tensión al cual se debe llegar en cinco años en cada sector. En caso de que el reconocido fuera más exigente que el propuesto por el consultor, este no presentaría modificaciones en el nuevo período tarifario.

4.6.3 Nivel de pérdidas No Técnicas. Un planteamiento comúnmente aceptado es que sólo deben reconocerse pérdidas Técnicas, sin embargo es conveniente considerar, que aspectos tales como las condiciones socioculturales y económicas del país, hacen compleja la reducción inmediata del total de las Pérdidas No Técnicas, haciendo que una proporción de los usuarios decida actuar ilegalmente a través de la defraudación de fluidos.

Teniendo en cuenta las responsabilidades entre el comercializador y el operador de red por el control de dichas pérdidas No Técnicas, se reconoce como responsabilidad inicial de ellos la eliminación de éstas. Dentro de la gradualidad de reducción de pérdidas No Técnicas, el 50% de las mismas, son atribuidas tanto a conexiones ilegales como a fraude, luego con una disminución gradual de ese porcentaje se llegaría a las pérdidas de largo plazo.

Aunque es posible que existan diferencias de las pérdidas No Técnicas entre los sectores urbano y rural, no se realiza esta separación ya que no se tiene dicha evidencia ni se cuenta con la información relevante para establecerlas. Además el reconocimiento de pérdidas No Técnicas solo se hace para el Nivel de Tensión 1, en razón a que en los otros niveles, las empresas tienen mayor posibilidad de gestión, por cuanto el número de usuarios es menor, y las posibilidades de fraude se reducen:

Tabla 19. Número de usuarios por Nivel de Tensión

	USUARIOS	PARTIC %	CONSUMO	PARTIC %
NIVEL 1	7,916,939	99.906%	21,328,378	64%
NIVEL 2	6,391	0.081%	4,850,658	14%
NIVEL 3	1,000	0.013%	4,443,595	13%
NIVEL 4	56	0.001%	2,837,855	8%
TOTAL	7,924,386	100%	33,460,487	100%

En cuanto a las pérdidas por efecto de las fallas administrativas y de medida, estas no son reconocidas dado que dichas causales son propias de la gestión de las empresas y de acuerdo con el criterio de eficiencia económica definido en la Ley, no se pueden incluir en la tarifa.

- ✓ **Nivel de Pérdidas No Técnicas a reconocer.** En la siguiente tabla se encuentra la separación entre el Distribuidor y el Comercializador, de las pérdidas No Técnicas, de acuerdo con los lineamientos dados anteriormente. Las pérdidas totales No Técnicas estimadas, se derivan de la diferencia entre las pérdidas técnicas actuales promedio nacional y las pérdidas totales del país.

Tabla 20. Porcentaje de Pérdidas No-Técnicas Reconocidas

No Técnicas	Participación en Pérdidas No Técnicas Totales	Porcentaje de pérdidas período anterior	Porcentaje de pérdidas reconocidas al distribuidor
Conexiones Ilegales	25%	2.28%	1.138%
Fraude	33%	3.00%	0.75%
Total Estimado		9.10%	1.89%

- **Senda para las pérdidas No Técnicas.** A partir de los datos reportados por las empresas y a través de una simulación, se construyó una senda de reducción de pérdidas no técnicas de 20 años para llegar a un nivel de óptimo, esto tanto para las pérdidas urbanas como para las rurales.

4.6.4 Cálculo del porcentaje de pérdidas totales al Distribuidor. El porcentaje de pérdidas a reconocer obtenido para cada Distribuidor, será utilizado para estimar los cargos en cada nivel de tensión, teniendo en cuenta además el flujo de energía que las empresas envíen para el cálculo de los cargos por uso.

Para cada operador de red se estiman las pérdidas reconocidas por nivel de tensión y el acumulado, teniendo en cuenta la senda establecida por la comisión y la composición de su mercado.

En los Niveles de Tensión 1 y 2, las pérdidas totales incluyen el promedio ponderado entre las pérdidas urbanas y rurales así:

$$\%PTDi_{1t} = (\% PDu_j) * (\%PRUD_{1t}) + (\%PRU_j) * (\%PRRD_{1t}) + \%PRNTD_{1t}$$

Donde:

$\%PTDi_{1t}$: Pérdidas Totales del Distribuidor *i* acumuladas en el nivel de tensión *1*, en el año *t*

$\%PRUD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector urbano en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión *1*, en el año *t*

$\%PRRD_{1t}$: Pérdidas Técnicas Reconocidas para el sector rural en Distribución acumuladas en el Nivel de Tensión *1*, en el año *t*

$\%PRNTD_{1t}$: Pérdidas No Técnicas Reconocidas para en Distribución en el nivel de tensión *1*, en el año *t*

$\%PDu_i$: Porcentaje de capacidad de transformación urbana.

$\%PRi$: Porcentaje de capacidad de transformación rural.

A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas a reconocer para cada año del período regulatorio, en cada Nivel de Tensión:

Tabla 21. Porcentajes de Pérdidas a reconocer

Año	Nivel 4 (P ₄)	Nivel 3 (P ₃)	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbana (P _{u2})	Rural (Pr ₂)	Urbana (P _{u1})	Rural (Pr ₁)
2003	1,35%	1,47%	1,53%	5,05%	6,47%	10,34%
2004	1,19%	1,44%	1,53%	5,05%	5,94%	9,45%
2005	1,04%	1,41%	1,53%	5,05%	5,41%	8,56%
2006	0,88%	1,38%	1,53%	5,05%	4,88%	7,67%
2007	0,73%	1,35%	1,53%	5,05%	4,35%	6,78%

4.7 VALORACION DE ACTIVOS ELÉCTRICOS Y NO ELÉCTRICOS

En este numeral, se resumen los principios que se siguieron para definir y clasificar las unidades constructivas y su valoración, a utilizar en la estimación del costo de reposición a nuevo de los activos de cada empresa para estimar el costo anual equivalente incluido en la tarifa. Una Unidad Constructiva (UC) es el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red (Bahías de Línea, Bahías de Transformador, Bahías y Módulos de Compensación, etc.), o al transporte (km de Línea), o a la transformación de la energía eléctrica.

En general, en comparación con el período anterior, esta clasificación de unidades constructivas es más detallada y permite una valoración mucho más cercana a la realidad de los activos que poseen las empresas. El estudio que contiene los análisis, así como los elementos considerados en las diferentes unidades y su valoración está consignado en el documento Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución de diciembre de 2002 (Anexo).

4.7.1 Valoración de Activos Eléctricos. Desde el anterior período tarifario 1998-2002, el cálculo de los cargos por uso se ha venido realizando con base en los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas (UC) que reportan los Operadores de Red. Sin embargo, la CREG estableció un límite a estos valores, como Costos Máximos de Reposición a Nuevo, los cuales se tienen en cuenta en la valoración de activos para determinar los cargos de distribución de cada OR.

El proceso para determinar las UC's y sus Costos Unitarios se inició con el encargo que le hizo la CREG al Consejo Nacional de Operación para que le

presentara una propuesta sobre Unidades Constructivas y Costos Unitarios aplicables a los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. El trabajo encomendado al CNO fue realizado por el Comité de Distribución de dicho organismo.

Las UC's propuestas se pueden separar en tres grupos, Subestaciones, Líneas, y Equipos de Red. No se incluyeron las UC's asociadas con el Nivel de Tensión 1, porque para estas se realizó la metodología de valoración de activos, como resultado de un estudio particular, a partir del cual se determinó la metodología para fijar el cargo máximo que el OR puede aplicar en el Nivel de Tensión 1, en función de la estructura Urbana/Rural que atiende.

Los pasos que sigue la metodología general adoptada por la CREG para valorar los activos son los siguientes:

- Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC's.
- Determinación del costo FOB de la UC correspondiente.
- Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.
- Obtención del Costo Unitario de cada UC, mediante la multiplicación del costo FOB de la respectiva Unidad, por el Factor de Instalación correspondiente.

Costo Unitario de UC = *Factor de Instalación* * **Costo FOB (Free on Board)** de la UC

El costo FOB o **Free on Board** se refiere a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los activos al comprador; y tiene lugar en el momento de la entrega en el medio de transporte designado por el comprador, incluyendo todos los egresos de origen legal propios del país de origen del activo comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes.

- ✓ **Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.** Es responsabilidad del OR clasificar las UC's en las definidas por la Comisión, de tal manera que sus equipos o conjuntos queden clasificados en las UC's que más se les asemeje, sin que una clasificación arbitraria conduzca a una sobrevaloración de los activos. Como criterio fundamental en la definición de las UC's, el Comité de distribución del CON consideró que los elementos que las conforman deben cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG. Así, cada Operador de Red (OR) debe adquirir e instalar los elementos faltantes de las UC adoptadas que no posean, para así ajustarse a los requisitos de calidad establecidos en la regulación.
- **Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4.** Las UC's de subestación para el Nivel de Tensión 4 se establecen para los dos tipos de tecnologías existentes: Convencional, conformada por equipos

convencionales; y Encapsulada, conformada por equipos encapsulados en forma metálica, con aislamiento en SF6.

- **Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4.** La UC para las líneas del Nivel de Tensión 4 es el km de línea. El costo para la UC km de línea, se determinó a través de estudios realizados, teniendo en cuenta parámetros como infraestructura, capacidad de transporte, mano de obra y obras civiles, entre otros.
- **Unidades Constructivas de subestaciones de los Niveles de Tensión 2 y 3.** Para el nivel de tensión 3, el Comité del CNO propuso considerar en forma adicional a las convencionales y encapsuladas, los tipos de subestaciones: Metalclad: convencional en una celda metálica compartimentada, Convencional reducida: Subestación con equipos de especificaciones técnicas inferiores en la conformación de los campos, y Reducida: convencional con una mínima cantidad de equipos y protecciones. Para el Nivel de Tensión 2, el Comité del CNO propuso considerar subestaciones tipos Metalclad y Reducida.
- **Unidades Constructivas de Líneas de los Niveles de Tensión 2 y 3.** Se optó por presentar un costo unitario nacional (CUN) de cada UC, calculado con base en el promedio de costos de la UC, valorada con los precios de mercado reportados por cada OR, sin unificar cantidades de elementos. Para esto la CREG configuró unas líneas típicas y estimó las cantidades de obra correspondientes, analizándose en detalle los factores de instalación. Además, se consideraron dos tipos de conductores según su calibre y sin diferenciar el tipo de material del conductor. Para las líneas de nivel 2, se valoraron a distintos precios las líneas de 4 hilos de las de tres hilos. Igualmente se establecieron diferencias en costo entre fases y neutro.
- **Unidades Constructivas: Equipos en los Niveles de Tensión 2 y 3.** Estas UC están conformadas por los equipos en sí mismos, sus elementos de control y protección y demás accesorios requeridos para su instalación y conexión a las redes. Dentro de estos equipos la CREG consideró además los equipos de medida exigidos a los OR.
- **Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia.** Las UC de transformación se clasifican en dos grupos básicos: Transformadores de Conexión al STN y Transformadores embebidos en los STR y/o SDL. En el primer grupo, de acuerdo con los tipos de equipos conectados al STN, las UC se pueden dividir en dos clases: 1) Transformadores trifásicos y 2) Bancos de autotransformadores monofásicos. Para estos últimos, las UC se pueden dividir en dos: 1) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 4 (serie 115 kV) y 2) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 3 (serie 36 kV).

Los transformadores tridevanados no se toman como una UC adicional, por asimilarse a los transformadores de dos devanados, de acuerdo con la información obtenida de los fabricantes. Adicionalmente, se establecieron unos índices expresados en US\$/kVA para valorar los transformadores de potencia, los cuales se establecen para rangos de capacidad en MVA, basados en los datos informados por los OR.

- **Unidades Constructivas: Supervisión y Control.** En vista de que se le asignó a los Operadores de Red la obligación de controlar y supervisar los equipos de su propiedad, en caso de que los propietarios no cumplan con esta obligación, el CND ubicó a cuenta de los Operadores de Red, los equipos de control que necesite para supervisar y controlar los activos del SIN requeridos para la operación segura y confiable del sistema.

Por esto, dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, se incluyó el elemento técnico, unidades de adquisición de datos. Para el presente periodo tarifario se convino dar la señal para que los OR sistematicen la operación de sus sistemas, lo cual se traduce en una mayor confiabilidad y calidad en el servicio al usuario.

- ✓ **Determinación del costo FOB de las UC.** De acuerdo con la normatividad actual, los costos unitarios que se deben utilizar para calcular los cargos de distribución corresponden a los Costos de Reposición a Nuevo que son los que se encuentran vigentes en el mercado a la fecha del cálculo de los cargos.

Inicialmente en el estudio se determinaron los costos unitarios, con base en los precios de las licitaciones de los OR, realizadas durante los últimos cinco años y no se consideraron los costos obtenidos de fabricantes; ya que estos distorsionaban los costos reales, por el estado de recesión de la economía colombiana. Sin embargo, en un período de cinco años las variaciones de precios de mercado pueden ser muy grandes; por esto la CREG solicitó a fabricantes y proveedores, los costos de los elementos que conforman las distintas UC.

Desafortunadamente, la información sobre los precios de los elementos que suministran los fabricantes, no siempre corresponde a una realidad comercial, sino que son precios de lista, sobre los cuales se hacen descuentos importantes al momento del pedido, y que dependen a su vez, de otras variables tales como: volúmenes o cantidades pedidas, forma de pago, conocimiento del vendedor sobre el cumplimiento del cliente en el pago, capacidad financiera del cliente, etc. Por lo anterior, en algunos casos, la mejor información correspondió a la reportada por los OR, dado que refleja los precios comerciales, por estar basados en licitaciones.

✓ **Determinación del Factor de Instalación aplicable a la UC.** El factor de Instalación considera los siguientes componentes:

- **Costo FOB (*Free On Board*):** Estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los equipos al comprador y tiene lugar en el momento de la entrega a bordo del buque o medio de transporte designado por el comprador. Se incluyen todos los egresos de origen legal propios del país de origen del activo comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes.
- **Costo CIF (Costo, Seguro y Flete):** Se aplica al equipo y/o material importado y corresponde al costo del bien puesto en puerto Colombiano, antes de la legalización de la importación.
- **Costo DDP (*Delivered Duty Paid*):** Significa que el vendedor ha cumplido su obligación de entregar la mercancía cuando ha sido puesta a disposición del comprador, en el lugar convenido del país de importación. El vendedor ha de asumir todos los riesgos y gastos relacionados con llevar la mercancía hasta ese lugar incluidos los derechos, impuestos y demás cargos oficiales exigibles a la importación, así como los gastos y riesgos de llevar a cabo las formalidades aduaneras.

En los casos en que aplica (todos los costos de los elementos se basan en precios internacionales), el factor DDP es igual a 144.2%. En casos particulares, cuando los elementos que conforman la UC son de fabricación Nacional, el DDP se conforma tomando como valor FOB el costo del elemento puesto en fábrica al cual se le suma el IVA, el Seguro Terrestre y el Transporte terrestre. En otros casos en los cuales los costos de los elementos que conforman la UC tienen incluido el IVA, el factor DDP es 100%.

- **Costos Directos:** Son los costos requeridos para montar, probar y poner en operación las UC, incluidas las obras civiles asociadas. Se incluyen dentro del costo directo los repuestos básicos que deben mantenerse en **stock** para garantizar la calidad del servicio de las UC, el costo de la gestión ambiental y, por último, el costo de las servidumbres, que aplica solamente al caso de las líneas de transmisión.
- **Costos Indirectos:** Son los costos asociados con la ingeniería y administración e incluyen: costo del diseño, costo de la Interventoría y el costo de administración.

Para la acumulación del costo se emplean las siguientes expresiones:

Costo CIF = Costo FOB + Costo Transporte Internacional + Costo Seguro Internacional

Costo DDP = Costo CIF + Costo Arancel + Costo Transporte Nacional + Costo Seguro Nacional + IVA + Costo Bodegaje

Costo Directo = Costo DDP + Costo Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha + Costo Obra Civil + Costo Repuestos + Costo Gestión Ambiental + Costo Servidumbres

Costo Indirecto = Costo Diseño + Costo Interventoría + Costo Administración

Finalmente, teniendo en cuenta los costos anteriores, el Factor de Instalación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Instalación} = \text{Costo Directo} + \text{Costo Indirecto}$$

El cálculo del factor de instalación aplicable a cada UC fue determinado por el Comité del CNO promediando los valores reportados por los OR, considerando descartar los valores que distorsionaban los promedios obtenidos.

4.7.2 Valoración de Activos No Eléctricos. Para el periodo anterior, el cálculo de los cargos incluyó la valoración de los Activos No Eléctricos obtenido de la información reportada por cada OR. Sin embargo, se estableció como regla general, que estos quedarían acotados al 8% del valor de los Activos Eléctricos. Pero posteriormente se tomó como criterio general, reconocer como Activo No Eléctrico el 5% del valor de los Activos Eléctricos. Para el periodo 2002-2007, la Comisión optó por tomar un criterio general para calcular cuál debía ser el porcentaje a reconocer, con base en la información reportada en el año 1997. El procedimiento seguido para calcular el factor fue el siguiente:

- Para cada Operador de Red se calculó la sumatoria de las Anualidades de los Activos Eléctricos considerados en el cálculo de los cargos vigentes de los niveles de tensión 2, 3 y 4.
- Se calculó para cada OR la relación entre las anualidades de los Activos No Eléctricos y las Anualidades de los Activos Eléctricos en cada nivel de tensión.
- Considerando dar un tratamiento especial para cada nivel de tensión, y para efecto de reconocer los costos asociados con Activos No Eléctricos, se tomó el promedio de los costos anuales de Activos No Eléctricos sobre el costo anual de Activos Eléctricos sin considerar el nivel de tensión, esto es 4,1%

Es importante notar, que en el periodo anterior, la cota del 8% se refería a la totalidad de los Activos Eléctricos, mientras que el porcentaje actual del 4.1%, se refiere al valor de las Anualidades de los niveles de tensión 2, 3 y 4, luego, ya que los porcentajes no tienen las mismas bases, estos no son comparables.

- ✓ **Valoración de Terrenos.** La metodología adoptada por la Comisión reconoce los costos de reposición a nuevo de los activos involucrados en el negocio de la distribución. Sin embargo, los terrenos deben excluirse de este cálculo, porque son un bien que no se deprecia, y por lo tanto, se les debe dar un tratamiento especial. Anteriormente la Comisión consideró que los terrenos se remunerarían como un arriendo anual correspondiente al 8.5% del valor catastral, pero para el periodo vigente, la Comisión consideró que el porcentaje a reconocer sobre el avalúo catastral debía ser el 7.6%. Este valor corresponde al costo implícito de la deuda en el costo de capital, que es el costo de oportunidad de la inversión que se mantiene en terrenos.

4.8 DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS MÁXIMOS DEL NIVEL DE TENSIÓN

1

Como se ha mencionado, en la determinación de los cargos por uso, debe considerarse el costo anual equivalente del activo eléctrico valorado a costos de reposición, aplicando costos unitarios por unidades constructivas, una tasa de rentabilidad determinada con base en el WACC y gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, entre otros. Considerando lo anterior, la Comisión contrató el Estudio de Topología del Nivel de Tensión 1, el cual, tenía entre sus objetivos principales determinar un nuevo esquema de cargos que remunerara adecuadamente la actividad de distribución en el Nivel de Tensión 1, para que los usuarios de los sistemas de distribución paguen cargos eficientes que reflejen fielmente los activos que efectivamente usan o disponen.

A partir de los resultados de este estudio, así como del análisis de los comentarios presentados ante la Comisión, y estudios complementarios desarrollados al interior de la CREG, se determinaron los cargos finales a ser aplicados en el período tarifario 2002-2007.

Así pues, se definieron objetivos particulares, entre los cuales se encuentran, la Identificación y clasificación de circuitos típicos de las Redes de Uso General del Nivel de Tensión I en el SIN y sus respectivos valores de eficiencia por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, además de los factores de pérdidas técnicas de eficiencia que deban reconocerse cuando los usuarios estén conectados al nivel de tensión I, los cuales deben reflejar las pérdidas en los

transformadores de Distribución y en las redes del nivel de tensión I, según el caso.

Adicionalmente, en el caso de la remuneración de las redes de distribución del Nivel de Tensión 1, que están conformadas por los transformadores cuyo secundario hace parte de dicho nivel y por las redes secundarias de uso general asociadas con estos, la CREG previó algunos aspectos principales antes de establecer los cargos máximos de este nivel de tensión. Dentro de dichos aspectos se considera que cuando el OR sea el propietario de tales activos, los usuarios conectados a éstos deberán pagar un cargo por su uso; de lo contrario, si los activos no son propiedad del OR sino, por ejemplo, de los mismos usuarios, éstos no pagarían dichos cargos por su uso.

Concretamente, y de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 080 de 2000, cuando un usuario en el Nivel de Tensión 1 (inferior a 1 kV) se alimenta a través de activos del distribuidor en dicho nivel, deberá pagar un cargo de uso del Nivel de Tensión 1 al OR o al propietario de los activos correspondientes. Sin embargo, si dichos activos son de su propiedad, dicho usuario quedará exento de pagar este cargo y solo reconocerá el mantenimiento.

4.8.1 Descripción General de la Metodología. Para determinar los cargos eficientes por unidad de energía que remuneran los activos eléctricos del Nivel de Tensión 1 se desarrollaron en el estudio los siguientes pasos:

- a. Se identificaron los circuitos típicos de distribución secundaria y se determinaron los costos de reposición a nuevo eficientes para las unidades constructivas que conforman los circuitos típicos de distribución secundaria.
- b. Se determinaron los rangos de carga (kVA) para los cuales cada transformador y cada conductor son eficientes, dadas las características específicas de la red (número de cargas y su longitud).
- c. A cada tipo y tamaño de transformador se le asoció un conductor eficiente, tanto para el límite inferior, como para el límite superior del rango de carga (kVA), en cada una de las topologías de red secundaria modeladas en las cuales dicho transformador es eficiente. Luego se determinó la energía eficiente que debía fluir a través de cada tipo y tamaño de transformador.
- d. Se calcularon los cargos máximos eficientes (\$/kWh) de cada circuito típico, correspondientes a la división del costo anual equivalente de las inversiones entre la energía eficiente del circuito.
- e. Se eligió para cada tipo y tamaño de transformador el cargo mínimo y máximo encontrado.

- f. Se calculó el promedio ponderado de los cargos máximos eficientes para redes aéreas en zona urbana y rural, al igual que el costo máximo eficiente para redes subterráneas. Como para cada tipo y tamaño de transformador se calcula un cargo máximo y un cargo mínimo eficientes, se obtienen un par de cargos para cada tipo de red. Luego se promediaron los cargos encontrados para cada tipo de red, los cuales corresponden a los cargos finales para las redes aérea urbana, aérea rural y subterránea.

4.8.2 Desarrollo de la Metodología. A continuación, para las etapas relevantes de la metodología descrita anteriormente, se presentan las variables utilizadas y los resultados encontrados.

- ✓ **Identificación de los circuitos típicos de distribución secundaria.** De conformidad con los resultados del estudio contratado por la CREG, se encontraron los circuitos típicos de distribución secundaria, caracterizados según la capacidad del transformador, número y longitud de los vanos, y número y longitud de los ramales. Esto se hizo para circuitos típicos bifásicos urbanos y rurales, y circuitos trifásicos urbanos y rurales.
- ✓ **Identificación de los costos eficientes de reposición a nuevo.** A cada una de las unidades constructivas definidas como típicas (transformador y red), se le asignó un costo de inversión, operación y mantenimiento asociado para poder definir finalmente las características típicas principales de cada sistema.

En los costos de inversión, se incluyeron los costos de compra de equipos y materiales, construcción y montaje, estudios, diseños e interventorías. Estos costos se determinaron con base en la información de los distribuidores y fabricantes, considerando además, los factores de instalación según el tipo de red. Así, los costos de inversión por unidad de medida de los elementos de las unidades constructivas transformador y red, se identificaron como costos mínimos promedio para Postes, Conductores, Perchas y Ductos, Transformadores en aceite, y Protecciones. Por otro lado, los costos de operación se refieren a los costos de las pérdidas técnicas, y se obtuvieron a partir del modelo de pérdidas.

- ✓ **Rangos de Carga eficientes para transformadores y para tipos de conductor de red secundaria.** Considerando las características de los circuitos típicos identificados, tales como el tipo y tamaño de transformadores y la topología de la red secundaria (número de cargas y longitud entre ellas), se determinaron los rangos de carga (kVA) para los cuales cada transformador y cada conductor son eficientes, dadas las características específicas de la red (número de cargas y su longitud). Esto, considerando que dichos activos son

eficientes para una carga determinada y unas características particulares de la red, al obtener el menor valor presente neto de la suma de los costos de inversión, pérdidas y mantenimiento, en cada caso. Los principales factores tenidos en cuenta para determinar los rangos de carga se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 22. Factores considerados para transformadores

Factor de Potencia	0.90
Factor de Pérdidas	0.40
Costo Energía (G+T) en \$/kWh dic. 2001	66.21
Tasa de Descuento	16.06%
Tasa de crecimiento de la carga (año)	1.00%
Período de crecimiento de la carga (años)	8
Vida Útil Transformadores (años)	20

Tabla 23. Factores considerados para redes secundarias

Periodo de análisis (vida útil - años)	20
Periodo de crecimiento de la carga (años)	15
Tasa de crecimiento de la carga (año)	1.00%
Tasa de descuento	16.06%
Costo Energía (\$/kWh dic. 2001)	66.21
Factor de Pérdidas	0.40
Factor de Distribución	0.44
Constante K	7.25

- ✓ **Cargos Máximos Eficientes para cada circuito típico.** Para determinar los cargos, los circuitos típicos se integraron asociando con cada tipo y tamaño de transformador, la red eficiente encontrada (conductor eficiente en cada tipo de red, número de vanos y longitud entre vanos). A partir de lo anterior, se determinó para cada circuito típico lo siguiente:
 - **Costo Anual de Activos Eléctricos.** Para calcular este costo se tuvieron en cuenta los costos de reposición a nuevo de las unidades constructivas que conforman los circuitos típicos, vida útil de los activos eléctricos (20 años) y la tasa de retorno (16.06 %).
 - **Energía Eficiente.** Para determinarla se tuvieron en cuenta el valor mínimo y valor máximo del rango de carga en los cual es eficiente el respectivo tipo

y tamaño de transformador del circuito típico, el factor de Carga (0.54) y el factor de potencia (0.9).

Considerando esta información, se calcularon los cargos máximos eficientes (\$/kWh) de cada circuito típico, correspondientes a la división del costo anual equivalente de las inversiones (costo de reposición a nuevo de los activos eléctricos que conforman el circuito típico: transformador – red secundaria), entre la energía eficiente del circuito.

- ✓ **Cargos Máximos y Mínimos por tipo y tamaño de transformador.** Teniendo en cuenta que los transformadores son eficientes para un rango de carga, se determinó un cargo máximo para el límite inferior y otro para el límite superior en dicho rango de carga para redes bifásicas urbanas y rurales, redes trifásicas urbanas y rurales y redes subterráneas. Posteriormente y a partir de los cargos máximos de cada unidad constructiva, se identificaron los cargos máximos y mínimos para cada tipo y tamaño de transformador, de acuerdo con el tipo de red (aérea urbana o rural o subterránea).
- ✓ **Distribución de Transformadores de Distribución en el SIN.** De acuerdo con la información de transformadores de distribución reportada por los OR a la CREG, y con las disposiciones en materia de calidad del servicio, se tiene la siguiente distribución de transformadores por tamaño y ubicación:

Tabla 24. Cantidad de transformadores por zona

Capacidad KVA	Urbana	Rural
10	3,785	26,288
25	12,067	23,999
30	15,502	12,471
37.5	18,225	8,365
45	10,754	5,075
50	14,405	6,024
100	2,828	585
112.5	10,119	1,136

150	25,003	1,497
15	12,753	46,709
75	44,714	6,690
TOTAL	170,155	138,839
	55,07%	44,93%

- ✓ **Cargos Máximos Finales.** Dada la distribución de los transformadores existentes según su tamaño y localización (urbano – rural), y con el fin de obtener los cargos por uso del Nivel de Tensión 1 representativos a nivel nacional, se promediaron los cargos máximos eficientes encontrados para cada tamaño de transformador, utilizando como ponderador la cantidad de transformadores existentes en cada tipo de red, dando como resultado los siguientes cargos para redes aéreas:

Tabla 25. Cargos máximos

Urbano (\$/kWh)		Rural (\$/kWh)	
Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
9.18	11.07	21.41	49.66
Prom. Urbano:	10.1271	Prom. Rural:	35.5369

En el caso de las redes subterráneas, se asumió que se tiene la misma distribución en cantidades de las redes aéreas urbanas, en los respectivos tamaños de transformador. De esta manera se tiene un cargo promedio para redes subterráneas de 25.5319 \$/kWh de diciembre de 2001.

Considerando la aplicación de la metodología descrita, y los análisis realizados al interior de la CREG, se establecieron como cargos máximos, para remunerar la inversión eficiente en el Nivel de Tensión 1, los siguientes:

Redes Aéreas Urbanas: 15,6555 \$/kWh de diciembre de 2001
 Redes Aéreas Rurales: 38,8750 \$/kWh de diciembre de 2001
 Redes Subterráneas: 24,9538 \$/kWh de diciembre de 2001

4.8.3 Cargos máximos de AOM en Nivel 1. Como parte de los datos de entrada del modelo para determinar los cargos máximos, se encontraban los costos de AOM, considerando inicialmente un costo global para cada transformador urbano o rural. Sin embargo, para dar mayor claridad al modelo e incluir variables detalladas de redes, se separaron los costos de AOM del transformador de aquellos asociados con las redes, variabilizándolos con la energía asociada.

Con base en lo anterior, la Comisión estableció los cargos máximos eficientes a reconocer por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.

Redes aéreas urbanas	0,3120 \$/kWh de diciembre de 2001
Redes aéreas rurales	5,3835 \$/kWh de diciembre de 2001
Redes subterráneas	0,0438 \$/kWh de diciembre de 2001

El valor de mantenimiento considerado para el Nivel de Tensión¹ incluye cambio de pararrayos y fusibles, incluyendo su suministro y labores de inspección, limpieza de servidumbres, poda de árboles y prueba de rutina de aceite en transformadores. Este mantenimiento no incluye el reemplazo de pararrayos tipo estación, ni la reposición de la red y de los transformadores (aisladores, cables, postes, crucetas, vientos, cajas primarias de los transformadores, etc). Esta aclaración es particularmente importante para establecer las responsabilidades del OR frente al mantenimiento que debe hacer sobre los activos de terceros.

5. REGULACIÓN ESTABLECIDA DE CARGOS POR USO Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En este capítulo se presenta una breve explicación de la regulación establecida referente al tema de cargos por uso de STR's y SDL's contenida en la resolución CREG 82 de 02 y parte de la Resolución CREG 70 de 98 (Código de Distribución). Además se presentan algunos ejemplos sencillos sobre el tema de estudio, y un ejercicio de aplicación de la metodología en el que se determinan los cargos para una subestación con niveles de tensión 4,3 y 2.

5.1 REGULACIÓN ESTABLECIDA PARA CARGOS POR USO

5.1.2 Cálculo de los Cargos Máximos. Para determinar los cargos de los STR's o SDL's, diferentes al Nivel de Tensión 1, se tienen en cuenta los inventarios del operador de red (OR). Los diversos componentes del sistema se valoran considerando que están compuestos por "unidades de costo" o "unidades constructivas" para las cuales se ha determinado un valor preestablecido. Dichas unidades constructivas consisten en módulos compuestos por cualquier equipo o dispositivo utilizado por el Operador de Red (OR).

Tabla 26. Información para determinar los cargos máximos

Determinación de los cargos máximos		
STR's	SDL's	Nivel 1
Se determinan a partir de los activos de uso que opere el OR pertenecientes al Nivel de Tensión 4 y de las conexiones al STN de estos OR.	Se determinan a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3 y 2 y de las conexiones entre OR en dichos niveles.	Se determinan a partir de los cargos aéreos (urbano y rural) y subterráneo establecidos por la CREG.

CREG.

Los cargos por uso remunerar el uso de la infraestructura necesaria para llevar la energía eléctrica desde los puntos de conexión al STN, hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL. Estos cargos por uso incluyen los costos de conexión al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo STR o SDL, ni las pérdidas de energía que se presentan en la prestación de este servicio.

Adicionalmente, los activos de los OR que alimentan los servicios auxiliares de subestaciones pertenecientes al STN y de generadores que participan en el

mercado mayorista, hacen parte de los activos que se remuneran a través de cargos por uso.

- ✓ **Cálculo de los cargos máximos de los STR's.** Los cargos de los STR son calculados por el LAC a partir de los costos anuales aprobados por la CREG. Para calcular los cargos de los STR, los Operadores de Red deben someter a aprobación de la CREG la siguiente información:
 - i) El Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4.
 - ii) El Costo Anual de los Activos de Conexión al STN.
 - iii) Diagrama unifilar de las redes del Nivel de Tensión 4.

- ✓ **Cálculo de los cargos máximos de los SDL's.** En este caso los Operadores de Red deben someter a aprobación de la CREG los siguientes cargos máximos:
 - i) Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2 para cada uno de los años del período tarifario.
 - ii) Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1.

Si un Operador de Red quiere conformar un nuevo SDL o STR, éste debe someter en forma previa, para la aprobación de la CREG, la información necesaria para el nuevo sistema que va a operar, además de un listado de los municipios a atender. La red mínima que debe operar un OR para hacer la solicitud de aprobación de cargos a la Comisión, es la que atiende los usuarios de al menos un Mercado de Comercialización. En caso de que la red ya tuviera cargos aprobados para un STR o SDL, ésta no requeriría una nueva aprobación de cargos por parte de la Comisión, y el Operador de Red entraría a reemplazar a otro OR que opera la red existente.

5.1.3 Actualización, Liquidación y Recaudo de los Cargos por uso de STR's y SDL's. Los Cargos por uso de los STR's y SDL's, se actualizan, liquidan y recaudan, así:

- ✓ **Cargos de los STR.** Estos cargos son actualizados, liquidados y facturados a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales en los STR, por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC) y los valores recaudados se distribuyen entre los Operadores de Red que conforman cada STR. Para la liquidación y facturación de los cargos del STR, el LAC aplica únicamente cargos monomios.

- ✓ **Cargos máximos de los SDL.** Los Cargos máximos de un SDL son actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los

Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema y a los Operadores de Red conectados a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2. Cuando un Operador de Red se conecta al sistema de otro OR, en niveles de tensión iguales o inferiores al 3, se considera al Operador que está tomando energía del sistema, como un usuario del otro OR y deberá pagar el cargo al Nivel de Tensión correspondiente.

- ✓ **Cargos máximos del Nivel de Tensión 1.** Los Cargos máximos del Nivel de Tensión 1 son actualizados, liquidados y facturados por los Operadores de Red, a los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema. Se entienden por Activos de Nivel de Tensión 1, los Activos de uso conformados por los transformadores de distribución secundaria con sus protecciones y equipos de maniobra, al igual que por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV,

Un comercializador debe cobrar a sus usuarios, los cargos por uso del Nivel de Tensión donde se conectan sus Activos de Conexión y no debe cobrar cargos por uso de STR o SDL a los usuarios que se encuentren conectados directamente al STN. Se entiende que un usuario está conectado directamente al STN cuando el equipo que está instalado entre su punto de conexión y el STN, corresponde a activos de transformación con tensión primaria del STN y sus módulos asociados. En caso contrario se entiende que el usuario está conectado a un STR o SDL.

Asimismo, los usuarios de los STR o SDL deben pagar un cargo por su uso, en función del Nivel de Tensión donde se encuentren conectados. Los usuarios que son propietarios de activos del Nivel de Tensión 1 pagan cargos del Nivel de Tensión 3 o 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución secundaria. Para este efecto, cuando su equipo de medida se encuentre instalado en el nivel 1, su consumo facturable debe ser referido al Nivel de Tensión 2 ó 3, según sea el caso.

A continuación se incluye una serie de consultas presentadas ante la CREG, por parte de usuarios de SDL's, las cuales se muestran a manera de ejemplos, ya que se responden basándose en la regulación de cargos por uso presentada en este capítulo.

Ejemplo 1. Un conjunto residencial, copropiedad debidamente constituida bajo el régimen de propiedad horizontal, es propietario de una subestación del Nivel de Tensión 1. Frente a esta situación surgen las siguientes dudas:

- a) **¿El beneficio tarifario para el conjunto residencial, por ser el propietario de la subestación, es para todos y cada uno de los apartamentos?**

Se supone que el término "beneficio tarifario", mencionado en la pregunta, hace referencia a la liquidación y facturación del cargo por uso en el Nivel de Tensión 1, donde el Operador de Red (OR) no debe facturar el cargo por el valor de la inversión a los comercializadores que atienden a los usuarios finales propietarios de los respectivos activos del Nivel de Tensión 1. Esta norma aplica tanto a quienes son propietarios únicos, como a quienes son copropietarios, como se entiende que sucede en el caso de las propiedades horizontales, unidades inmobiliarias cerradas, condominios, etc.

De acuerdo con la resolución CREG 082 de 2002, en la liquidación de los cargos máximos del nivel de tensión 1, no se debe incluir el valor de la inversión correspondiente a los activos de este nivel, cuando sean de propiedad de los usuarios finales. En todo caso, dado que el OR tiene a su cargo la administración, operación y mantenimiento de dichos activos, estos usuarios deben pagar el valor del cargo correspondiente a estas actividades. Si el transformador es de propiedad de los usuarios finales, hay propiedad compartida de los activos de nivel de tensión 1. En este caso se incluye en la liquidación del cargo, el 50% del cargo máximo que remunera la inversión del nivel de tensión 1.

Estas normas no prevén que se divida el valor de la inversión a prorrata de los usuarios, ni compensación alguna, sino que a los usuarios finales que son propietarios de activos de nivel de tensión 1, no se les incluya en el cargo de este nivel de tensión, el valor correspondiente a la inversión de los activos de su propiedad.

b) ¿El beneficio tarifario es automático? o se debe solicitar ante el comercializador de energía?

El Operador de Red debe reportar al Comercializador respectivo el listado de Usuarios Finales que sean propietarios de activos de nivel de tensión 1 y a partir del mes siguiente a la fecha de recepción de dicha información por parte del OR, el comercializador dejará de liquidar los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, que remuneran Inversión, a los usuarios respectivos.

c) ¿Si un copropietario de un apartamento se encuentra en mora o tiene en curso alguna reclamación ante el comercializador de energía, de todas formas recibe el beneficio tarifario?

El procedimiento para la liquidación de los cargos máximos del nivel de tensión 1, aplica siempre que los respectivos activos de este nivel sean de propiedad de los usuarios, independientemente del estado en que se encuentre el usuario frente al pago del servicio.

d) En el caso de que se deba solicitar, ¿qué documentos deben acompañar la solicitud? ¿Se debe acreditar la propiedad de la subestación? ¿A partir de qué momento se obtendría el beneficio tarifario?

Si el OR no incluyó en el reporte un activo de propiedad de un usuario final, éste puede solicitarle que lo incluya en la relación que debe entregar al comercializador. En cuanto a la propiedad del activo, el Código Civil establece que se considera dueño de una cosa determinada a quien posea la misma, en tanto otra persona no justifique ser el dueño. Vale precisar que, solo mientras otra persona no justifique ser el poseedor de la cosa, no existe la obligación de demostrar su propiedad.

e) Si el conjunto residencial no puede demostrar la propiedad y en consecuencia el activo se entiende de propiedad del operador de red, y dado que la subestación está ubicada en su predio, ¿se podría cobrar un arrendamiento o derecho de servidumbre al operador de red?

En el caso de que un activo de propiedad de un OR esté en predios que no sean suyos, la ley 142 de 1994, establece que las empresas podrán pasar por predios ajenos y, en general, realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar el servicio. Sin embargo, si un Operador de Red utiliza el espacio de un particular para instalar sus equipos; el propietario del predio tiene derecho a que se le indemnice por las incomodidades y perjuicios que ello le ocasione.

f) Si al conjunto residencial se le reconoce la propiedad de la subestación, ¿cuales serían las obligaciones derivadas de este hecho?

La responsabilidad por la operación y mantenimiento de las redes de distribución operadas por una empresa de servicios públicos determinada, es del Operador de Red, independientemente de la propiedad de los activos. Por esta razón, aún tratándose de activos del Nivel de Tensión 1 de propiedad de los usuarios finales, la metodología establecida en la Resolución CREG-082 de 2002, prevé que aunque en estos casos no se debe incluir el valor correspondiente a la inversión, sí se debe liquidar el cargo correspondiente a gastos de Administración, operación y mantenimiento. Luego, los cargos que remuneran gastos de AOM continuarán siendo pagados por los usuarios, y trasladados al OR, teniendo en cuenta que éste último es responsable de dichas actividades sobre la totalidad de activos del Nivel de Tensión 1, independientemente de la propiedad.

Sobre el alcance de los mantenimientos considerados en la remuneración de cada metodología, la tarifa incluye un mantenimiento básico que consiste en cambiar fusibles cuando se fundan, reponer pararrayos cuando se destruyan,

revisar el transformador, y efectuar la inspección y limpieza de las redes secundarias sobre los Activos de Nivel de Tensión 1. Cualquier otra actividad distinta no está incluida en el respectivo cargo, y de requerirse, le corresponde al propietario escoger libremente al prestador del servicio, caso en el cual debe pagar los costos en que se incurra por tal actividad.

Sin embargo, se precisa que este concepto no cubre la reposición de los activos, la cual se entiende siempre bajo responsabilidad del propietario respectivo. Es decir, que si se daña el transformador, lo debe reponer en primer lugar el dueño, y continuar pagando los cargos del Nivel de Tensión 3 ó 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución secundaria. Si el propietario de tales activos no ejecuta la reposición, el OR podrá realizarla a solicitud del propietario. En éste caso, los activos serían ahora del OR, y el usuario debería pagar cargos del nivel de tensión 1.

Ejemplo 3. Si un usuario para acceder al servicio de energía eléctrica construye una derivación secundaria a partir del barraje del transformador de propiedad de un OR, ¿a este usuario se le liquida el 50% del cargo máximo del nivel de tensión 1, que remunera la inversión?

Solamente si el usuario es dueño del transformador o de la red secundaria, tiene derecho a que se le reconozca la mitad del cargo de conexión del Nivel de Tensión 1, hasta el nivel de tensión donde se conecta su activo (es decir la mitad del beneficio).

Ejemplo 4. Un usuario es propietario de un activo del nivel de tensión 1 y a su vez es el único usuario de dicho activo. ¿Es posible que el operador de red conecte a ese activo otros usuarios o lo utilice para conectar alumbrado público? Si es así, ¿debería el operador de red pagar un "peaje" al usuario propietario? ¿Este se puede oponer a la conexión de terceros de su activo?"

Para que el OR pueda disponer de la conexión de propiedad de un determinado usuario, para conectar a otro, requiere el consentimiento del propietario. En cualquier caso, si el propietario decide compartir sus activos con otros usuarios, tiene derecho a que se le remunere por la utilización de tales activos, para lo cual se deberá celebrar el respectivo contrato considerando la remuneración prevista para Activos de Terceros en la resolución 070 de 1998.

Para el caso de alumbrado público, los Comercializadores deben aplicar cargos por uso de STR o SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de Alumbrado Público del Nivel de Tensión al cual se conecten las redes dedicadas

exclusivamente a la prestación de este servicio. Cuando no existan redes exclusivas para el alumbrado público, el comercializador debe aplicar sobre las demandas respectivas cargos por uso del Nivel de Tensión 2, debido a que el cargo por uso del Nivel de Tensión 1 fue calculado sin considerar esta demanda.

Si el transformador que conecta el Alumbrado Público al Nivel de Tensión 2 es exclusivo para Alumbrado Público, y es propiedad del OR, éste puede cobrar cargos correspondientes al Nivel de Tensión 1. Pero si el alumbrado Público posee medida de energía en el Nivel de Tensión 1 y el transformador no es de propiedad del OR, dicha medida debe ser referida al Nivel de Tensión 2.

Los activos eléctricos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía Cargos por uso de SDL.

5.1.4 Conformación de los Sistemas de Transmisión Regional. Un STR es un sistema conformado por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones en el Nivel de Tensión 4, con sus equipos asociados. Los Sistemas de Transmisión Regional fueron establecidos por la Comisión, a partir de la información suministrada por los Operadores de Red. En la siguiente tabla se presentan los STR's, así como las empresas que operan en cada uno.

Tabla 27. Sistemas de Transmisión Regional

Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte)	Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur):
Electrificadora de la Costa Atlántica Electrificadora del Caribe Centrales Eléctricas del Norte de Santander	Empresas Públicas de Medellín, Empresa Antioqueña de Energía, Distribuidora del Pacífico, Empresas Públicas de Yarumal, Municipio de Campamento, Central Hidroeléctrica de Caldas, Empresa de Energía del Quindío, Empresa de Energía de Pereira, Electrificadora del Tolima, Electrificadora del Huila, Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía del Pacífico, Empresas Municipales de Cali, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago, Centrales Eléctricas del Cauca, Empresas Municipales de Energía Eléctrica, Centrales Eléctricas de Nariño, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Valle del Sibundoy, CODENSA, Empresa de Energía de Cundinamarca, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora de Santander, Ruitoque, y Empresa de Energía de Arauca.

CREG.

En caso de presentarse nuevos Operadores de Red, éstos serán integrados a uno de los anteriores Sistemas de Transmisión Regional, y serán considerados en la liquidación de los cargos por uso de STR, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la Resolución que los apruebe.

5.1.5 Actualización de los cargos de los STR por puesta en servicio de nuevos activos. Cuando entren en operación nuevos activos de uso del Nivel de Tensión 4 o de conexión al STN durante el período tarifario, el Costo Anual por el uso de los activos podrá ser revisado por la Comisión, siempre y cuando cumpla con que los proyectos relacionados con activos de uso del Nivel de Tensión 4, solicitados por el OR, hayan sido aprobados por la UPME, de acuerdo con los criterios de expansión del SIN, y que los proyectos de Conexión al STN, de igual forma, hayan sido aprobados por la UPME y se haya suscrito el respectivo contrato de conexión, de acuerdo con la regulación vigente.

Cuando durante la vigencia del período tarifario, la Comisión apruebe modificar la remuneración de un STR por la puesta en operación de nuevos activos de uso del Nivel de Tensión 4 o de conexión al STN, los nuevos Costos Anuales serán considerados en la liquidación y recaudo de los cargos de los STR respectivos, a partir del mes de enero del año siguiente a la entrada en vigencia de la Resolución por parte de la Comisión que apruebe éstos cargos.

5.1.6 Criterios para Activos de Conexión y Activos de Uso. Cuando un operador haga la solicitud a la CREG, para que ésta apruebe sus cargos, el OR debe tener en cuenta que los activos que sean clasificados como Activos de Uso o de Conexión a los STR o SDL, deben mantener esta calidad durante todo el período tarifario. Luego, el OR no podrá exigir la remuneración de activos que haya reportado como Activos de Uso de STR o SDL (para el período tarifario que se encuentre vigente), a través de cargos por conexión.

Cabe resaltar que para que un Activo de Uso se convierta en Activo de Conexión para el próximo período tarifario, éste deberá servir a un único Usuario. En caso contrario, para convertir un Activo de Conexión en Activo de Uso para el próximo período tarifario, se debe cumplir con que el activo atienda a más de un usuario, que exista consentimiento del propietario del Activo de Conexión para convertirlo en Activo de Uso, y que el OR respectivo haga la solicitud a la CREG de incluirlo en la base de datos de activos de uso para el próximo período tarifario.

Los Activos de Conexión de los OR o de terceros, se deben remunerar a través del libre acuerdo de contratos entre el propietario de los activos y los usuarios respectivos. Sin embargo, los OR o los terceros propietarios de Activos de Conexión a los STR o SDL, no pueden recibir ingresos superiores a los que

habrían obtenido si estos activos fueran remunerados vía Cargos de Uso de STR o SDL.

De presentarse un caso especial, en el que los Activos de un OR sean utilizados para atender usuarios finales y, a su vez conectar uno o varios transportadores, una parte del activo se debe remunerar mediante cargos de uso y la otra mediante cargos de conexión. Los porcentajes de participación en el uso para remunerar el activo entre quienes lo utilizan, se determinan en proporción a las demandas máximas de cada una de las partes.

Adicionalmente, si un usuario solicita acceso a un Activo de Conexión existente, el propietario no podrá negarlo si la conexión solicitada es técnicamente factible. No obstante, el propietario podrá solicitar al usuario la presentación de un estudio de conexión con el que se demuestre la viabilidad técnica y el no deterioro de la confiabilidad, de acuerdo con los límites regulatoriamente establecidos de ésta. Si el propietario de los Activos de Conexión niega la conexión del usuario aduciendo problemas técnicos, éste puede solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre.

5.1.7 Propiedad de activos de los STR y/o SDL. Cuando una persona sea propietaria de Redes de Uso General dentro de un STR y/o SDL, tendrá las siguientes opciones:

- Venderlos.
- Convertirse en un OR.
- Conservar su propiedad y ser remunerado por el OR que los use.

Cuando estos activos sean usados por un tercero para prestar el servicio de energía eléctrica, el propietario tiene derecho a que le sean remunerados por quien haga uso de ellos. Igualmente, cuando una persona posea Activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un STR y/o SDL, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica. Adicionalmente, quien construya redes con el fin de prestar servicios públicos, debe constituirse en una Empresa de Servicios Públicos según lo dispuesto en las leyes 142 y 143 de 1994.

5.1.8 Remuneración de Activos de Terceros. Cuando un OR utiliza activos de terceros, está en la obligación de remunerar a los propietarios de dichos activos, esto permite que los propietarios de activos del SIN en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, puedan reclamar el uso de los activos de su propiedad.

La remuneración consiste en el pago de una anualidad equivalente, calculada como el menor valor entre el costo medio reconocido por la Comisión para el STR

y/o SDL respectivo en el nivel de tensión correspondiente y el costo medio de la instalación (red o un activo) utilizada a su máxima capacidad, es decir a la potencia máxima que puede soportar la instalación. La anualidad se calcula con la siguiente expresión:

$$A_{eq} = \text{minimo}(CMR, CMMC) * d$$

Donde:

A_{eq} : Anualidad Equivalente (\$).

CMR: Costo Medio Reconocido (\$/kWh) en un nivel de tensión para un STR y/o SDL, actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 082 de 2002. Como los cargos o costos medios reconocidos son aprobados por la CREG en forma acumulada, el costo medio reconocido para un nivel de tensión particular se calcula como la diferencia entre el costo acumulado del nivel de tensión correspondiente y el inmediatamente superior.

CMMC: Costo medio de la red o de un activo (\$/ kWh) calculado con su máxima utilización y actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 082 de 2002. Por máxima utilización se entiende la potencia máxima que puede soportar la instalación.

De esta manera, se aclara que el cálculo del CMMC obedece a una anualidad, calculada con una tasa de descuento y vida útil, considerando su máxima utilización.

d : Consumo o flujo de energía que pasa a través del activo, registrado en el último año o fracción de año (kWh).

Para el cálculo de los **CMR** y **CMMC** no se consideran los gastos de administración, operación y mantenimiento; ya que el OR es el encargado de estos conceptos.

Las partes deben considerar en sus acuerdos, los parámetros de la remuneración que está siendo reconocida al OR respectivo por los activos que opera, es decir que deben considerar las resoluciones particulares que fijan los costos medios al respectivo operador de red.

La periodicidad de los pagos que efectúe el OR a un tercero, podrá ser acordada entre las partes sin que ésta exceda un año calendario. Los pagos deben realizarse en proporción al tiempo en que estos activos han estado en operación.

5.1.9 Reposición de activos de terceros. Cuando sea necesario realizar la reposición de Redes de terceros que sean de Uso General, la obligación en primera instancia es del propietario correspondiente. Si éste no hace la reposición oportunamente, el OR que está remunerando dicho activo deberá realizarla. En este caso, el OR ajustará la remuneración al tercero, de acuerdo con la reposición efectuada.

5.1.10 Venta de activos. La entrega de las obras de infraestructura construidas por un tercero dentro de un STR y/o SDL, en ningún caso podrá ser a título gratuito. Un OR no podrá adquirir las obras de infraestructura construidas por un tercero a un precio inferior al valor presente de los pagos anuales a los que hubiera estado obligado a realizar dicho OR si el tercero hubiera conservado la propiedad.

Para efectos de calcular el valor presente deben tenerse en cuenta las siguientes variables:

- **Horizonte de Proyección.** Es la vida útil remanente del activo, calculado como la diferencia entre la vida útil establecida para la unidad constructiva y el tiempo de servicio del activo, contado desde la fecha en que entró en operación.
- **Tasa de Descuento.** Es la tasa reconocida por la CREG de acuerdo con el nivel de tensión correspondiente.
- **Proyecciones de Demanda o Flujos de Potencia.** Son las proyecciones de demanda de la infraestructura, o los flujos proyectados por el activo del tercero, calculados con la utilización esperada, o con la potencia máxima según el caso.

El valor mínimo resultante entre el CMR y el CMMC, será la cifra a utilizar por este concepto. Además, cuando los activos no vayan por vía pública, quien los venda debe entregarlos con los dominios y servidumbres constituidas a favor del comprador.

5.1.11 Transporte de energía reactiva. El OR puede conectar equipos de medida de energía reactiva para aquellos usuarios de Nivel de Tensión 1, no residenciales, o fronteras comerciales, a fin de establecer cobro de energía reactiva. En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema.

5.1.12 Cargos por Disponibilidad de Capacidad de Respaldo de la Red aplicables a los Autoprodutores. Cuando un autoprodutor, cuya demanda máxima sea superior o igual a 0.5 MVA, desee conectarse a un STR o SDL, podrá solicitar al OR del sistema a través del Comercializador que lo represente, la suscripción de un contrato de disponibilidad de Capacidad de respaldo de la red. La tarifa por unidad de potencia se acuerda entre las partes, y no podrá ser superior a \$6000/[kVA – Año] (\$ colombianos de diciembre de 2001), independientemente del Nivel de Tensión al cual se conecte el Autoprodutor. Además, dicha tarifa acordada deberá actualizarse mensualmente con el Índice de Precios al Productor total Nacional (IPP).

Cuando el Autoprodutor haga uso de la red, deberá pagar los cargos por uso monomios horarios del Nivel de Tensión donde esté conectado al sistema del OR. Si el autoprodutor no contrata disponibilidad con el Operador de Red, éste no está obligado a garantizar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red a tal autoprodutor. Pero si la demanda máxima del autoprodutor fuera inferior a 0.5 MVA, éste tendría derecho al respaldo de la red, y pagaría únicamente los cargos por uso del respectivo sistema, cuando demande energía de éste.

5.1.13 Publicación de los cargos. Dentro de los cinco días siguientes al envío de la información a la Comisión, cada Operador de Red debe publicar en un diario de amplia circulación, en la zona donde presta el servicio, o en uno de circulación nacional, un resumen del estudio de cargos que presente a la Comisión, con el fin de que los interesados puedan presentar ante la Comisión observaciones sobre tales costos, dentro del mes siguiente a la fecha de publicación del aviso. Adicionalmente, debe enviar a la Comisión copia del aviso de prensa respectivo.

5.1.14 Pruebas. Si dentro del mes siguiente a la fecha en que el Operador de Red haga la publicación mencionada, y habiendo oído a los interesados intervinientes, existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieran conocimientos especializados, o si se detectan inconsistencias respecto a la información reportada periódicamente a la Comisión, el Director Ejecutivo de la CREG podrá ordenar la práctica de las pruebas respectivas, de acuerdo con lo establecido por la Ley de Servicios Públicos (142).

5.1.15 Decisión sobre aprobación de los cargos de cada Operador de Red. Después de analizar la información presentada por los Operadores de Red, de oír a los interesados y de practicar las pruebas a que haya lugar, la comisión procede a aprobar los cargos máximos.

Si un Operador de Red no somete a aprobación de la Comisión los cargos, éstos podrán ser fijados por parte de la Comisión, con base en la mejor información de que esta disponga. Aún así, dichos cargos podrán ser revisados por la Comisión durante la vigencia del período tarifario, en la medida en que obtenga nueva información que lo amerite. Lo anterior, sin perjuicio de las investigaciones y sanciones del caso por parte de la autoridad competente.

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, contra la decisión mediante la cual la Comisión apruebe los cargos máximos de cada Operador de Red, procede el recurso de reposición, el cual podrá interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la Comisión, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que la decisión sea notificada o publicada, según el caso.

5.1.16 Información para próximo periodo tarifario. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias de distribución (diciembre de 2007 para este periodo tarifario), la Comisión pondrá en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

Los cargos por uso que apruebe la Comisión continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos, aún si se vence su período de vigencia. En caso de considerarlo conveniente, la Comisión podrá mantener la metodología actual vigente durante el siguiente período tarifario.

5.2 CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE UNA SUBESTACIÓN TIPO

A continuación se realizarán los cálculos para la obtención de los cargos por uso de una subestación de transformación que presenta los niveles de tensión 4, 3 y 2; con una potencia total instalada de 202.25 MVA.

Un objetivo destacable de este ejercicio, es adquirir una familiarización con los módulos y bahías propios de una subestación definidos por la CREG, para de esta forma, lograr identificarlos en un plano unifilar.

Los pasos a seguir para la determinación de los cargos por uso, son:

- ✓ Determinación de las unidades constructivas.
- ✓ Cálculo del costo anual equivalente por el uso de los activos.

- ✓ Cálculo de las pérdidas reconocidas y los factores para referir al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- ✓ Cálculo de las energías útiles para el sistema planteado.
- ✓ Cálculo de los cargos de STR y SDL.
- ✓ Cálculo de la componente D que hace parte del costo unitario de la prestación del servicio.
- ✓ Cálculo de los cargos monomios horarios, aplicables a usuarios no regulados.

En primera instancia, es necesario conocer un poco sobre la definición de algunas bahías y módulos, que son las más utilizadas en las subestaciones.

5.2.1 Determinación de los Elementos que conforman cada una de las UC.

Se presentan a continuación las distintas clases genéricas de las Unidades Constructivas relacionadas con las subestaciones que definió el comité del CNO:

- ✓ **Módulo común.** El módulo común comprende los equipos y obras civiles que sirven a una subestación, y que son utilizados por el resto de bahías de la subestación. La idea de definir este módulo surge por motivos de simplicidad al momento de costear las bahías, dado que en la metodología anterior, los costos asociados con este módulo se prorrateaban entre las distintas clases de UC de la subestación. El Módulo común se conforma de los siguientes ítems:
 - **Equipos:** Compuestos por concentrador de señales, sistema de gestión de protecciones y sistema de comunicaciones propios de la subestación; materiales de malla de tierra y los equipos para los servicios auxiliares. Se eliminó de este conjunto de equipos el Sistema de Control de la Subestación, que la CREG estableció como una UC independiente, por los criterios expuestos anteriormente.
 - **Infraestructura civil:** Compuesta de la adecuación del terreno, drenajes, alcantarillado, barreras de protección, la malla de puesta a tierra, las vías internas y de acceso, mallas de cerramiento, filtros, drenajes, trampa de aceite, infraestructura contra incendio, pozo séptico y de agua, alumbrado del patio, cárcamos comunes y el edificio de control. En los costos de la obra civil se incluyen los correspondientes al manejo ambiental.

El Comité del CNO adoptó el mismo criterio propuesto por el CAPT para el STN en relación con los dos tipos de módulos comunes posibles: Tipo 1, para

subestaciones hasta con 6 bahías y el Tipo 2, para subestaciones con más de 6 bahías.

Es importante señalar que solamente se considera un solo módulo común por subestación, el cual se asigna a la configuración requerida para el nivel de tensión superior existente en ella.

- ✓ **Bahía de línea.** Comprende los equipos correspondientes a la conexión de una línea a una subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de línea el pórtico correspondiente; el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos y el cableado requerido para estos equipos. Las obras civiles corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control, asociadas específicamente con la bahía.
- ✓ **Bahía de transformador.** Comprende los equipos correspondientes a la conexión del transformador a la subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de transformador el pórtico correspondiente, el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos. Y el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, incluyendo posos de aceite y sistema antiincendio, así como los cárcamos de control.
- ✓ **Bahías de maniobra.** Corresponde a las bahías de acople, seccionamiento o transferencia, conformadas por los equipos correspondientes, su pórtico, el gabinete de control medida y protección y la unidad de adquisición de datos del campo. Incluye el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control.
- ✓ **Módulo de medida y auxiliares.** Comprende la celda del Nivel de Tensión 2 que tiene incorporados los elementos para la realización de la medida y protección y/o para la conexión del transformador de servicios auxiliares de la subestación. Este módulo aplica sólo a las subestaciones tipo Metalclad en el Nivel de Tensión 2.
- ✓ **Módulo de barraje.** Comprende el barraje con sus pórticos, accesorios de conexión de alta tensión, transformadores de potencial, todo esto con su cableado y obras civiles asociadas, como son las fundaciones de los pórticos y equipos.

- ✓ **Diferencial de barras.** Comprende la protección diferencial de barras con su correspondiente cableado. Se trata como una UC de acuerdo con lo establecido por la Comisión.
- ✓ **Ducto de barras o cables de llegada.** Comprende el ducto de barras o el juego de cables de potencia con sus terminales que alimentan las celdas del Nivel de Tensión 2 desde el transformador de potencia.

5.2.2 Cálculo de los cargos por uso de una subestación tipo. El primer paso en el desarrollo del ejercicio, es tener presente que para cada nivel de tensión, existen unidades constructivas diferentes.

En el cálculo de los cargos la CREG tiene en cuenta aspectos como son: el valor de reposición a nuevo, el valor catastral del terreno, la tasa de retorno definida por la metodología WACC, el costo de los activos no eléctricos asociados a la unidad constructiva, un porcentaje reconocido por AOM definido por la CREG, la vida útil de los activos, y la longitud en kilómetros en el caso de líneas de distribución, entre otros.

A continuación se presentan algunos factores a tener en cuenta a la hora de realizar los ya mencionados cálculos:

Tabla 28. Factores a tener en cuenta para el cálculo

anexo 1 numeral 1.1-b CREG 082-2002		
r =	Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo.	0,1606 y 0,1406 nivel 4
anexo 1 numeral 1.2 CREG 082-2002		
NE =	Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos.	0,041
anexo 1 numeral 1.3 CREG 082-2002		
FAn =	Fracción máxima del Costo de Reposición que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento	0,02 y 0,04 nivel 2
anexo 1 numeral 1.3 CREG 082-2002		
Ns_j =	Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1, para los cuales el OR j reporta activos de uso.	3
anexo 1 numeral 1.1-d CREG 082-2002		

R =	Fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente sobre los mismos. Incluye el costo de adecuación.	0,076
-----	---	-------

CREG.

✓ **Pasos a seguir para el cálculo de los cargos.** En general, los pasos a seguir para obtener los cargos por uso representados en la fórmula tarifaria por la componente D son los siguientes:

- A partir del valor catastral del terreno y del área típica reconocida por la CREG, se calcula el costo anual de los terrenos de los activos de uso.
- A partir del costo reconocido de la unidad constructiva, de la vida útil y de la tasa de retorno, se calcula el costo anual equivalente de los activos eléctricos.
- Con el costo anual equivalente de los activos eléctricos y la fracción del costo anual equivalente que se reconoce para los Activos No Eléctricos (NE), se calcula el Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos.
- Los gastos anuales de AOM, se obtienen a partir del costo reconocido del activo, de la Fracción máxima del Costo de Reposición que se reconoce como gasto anual de AOM (FAn), del número de niveles de tensión distintos al nivel de tensión 1 existentes en la subestación, de la Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i, que se reconoce como gasto anual de AOM. Además, En zonas donde se presenta salinidad se tiene en cuenta un factor adicional definido por la CREG.
- Finalmente, con la suma de todos los ítems anteriores, se obtiene el costo anual por el uso de los activos.

Pero el cálculo no es tan sencillo como parece, ya que se deben tomar en cuenta valores de eficiencia de los activos, que en el caso de líneas radiales del nivel 4, están definidas por la resolución 082 de 2002. Pero para los demás niveles y activos, este valor lo calcula la CREG teniendo en cuenta los activos y costos reconocidos calculados por los otros operadores de red, pertenecientes al mismo STR, y corriendo un programa encargado de asignar los costos máximos eficientes de cada operador en cada nivel de tensión. El costo más bajo, entre el calculado por la CREG y el calculado por el operador, será el costo máximo eficiente del operador de red en el respectivo nivel de tensión (ver anexo N° 8).

- ✓ **Cálculo del costo reconocido por conexiones al STN.** A continuación se presentan los resultados obtenidos a nivel de STN, que son los cargos calculados por el operador y enviados a la CREG para su estudio.

Antes de proceder al cálculo de los cargos, se presentarán algunos de los parámetros que se tendrán en cuenta durante la realización del ejercicio de aplicación.

Tabla 29. Parámetros utilizados en el cálculo.

Parámetro.	Definición.	Fuente
CR(j,k)	Costo de Reposición a nuevo	anexo 3 CREG 082-2002
AT	Área Típica Reconocida a la UC	anexo 3 CREG 082-2002
VCT	Valor Catastral del Terreno (\$/m ² de diciembre de 2001)	
CAET	Costo anual de terrenos	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1.1 d)
VK	Vida útil	anexo 3 CREG 082-2002
CAAC	Costo Anual de Activos eléctricos de conexión al STN	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 2)
CANEC _i	Costo Anual de Activos No Eléctricos asociados con activos de conexión al STN	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 2)
AOM	Gastos Anuales por Administración Operación y Mantenimiento	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1.3)
CAC _i	Costo Anual de Activos de Conexión al STN	
CATC(j)	Costo Anual de Terrenos	anexo 1 CREG 082-2002
CAAE	Costo Anual Equivalente de Activos Eléctricos	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1,1)
CALNR	Costo anual equivalente activos unidades constructivas diferentes a líneas radiales	
CAANE	Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1.2)
CA	Costo Anual por Uso de Activos	anexo 1 CREG 082-2002
P ₂₀₀₁	Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001	anexo 8 CREG 082-2002
Pmax	Potencia máxima esperada para 10 años	anexo 8 CREG 082-2002
Fef _i	Factor de Eficiencia correspondiente al tramo de línea radial	Anexo No. 8 CREG 082-2002 (numeral 1.1)
CRE _i	Costo Unitario de Reposición a Nuevo Eficiente	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1,1)
CALR	Costo anual equivalente activos líneas radiales	anexo 1 CREG 082-2002 (numeral 1,1)

Tabla 30. Costo reconocido por conexiones al STN

Código UC	Descripción	Cantidad	CR(j,k) \$	COSTO RECONOCIDO UC (\$)	AT (m ²)	VCT (\$/m ²)	CAET (\$)	VK	$r / (1+r)^{(-VK)}$	CAAC (\$)	CANEC _i (\$)	AOM	CAC _j
N5S4	Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	1	1.673.911.469,00	1.673.911.469,00	1.500,00	5.109,93	582.531,65	25	0,15	244.469.771,95	10.023.260,65	33.478.229,38	288.553.793,63
N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	1	667.060.000,00	667.060.000,00	1.500,00	5.109,93	582.531,65	25	0,15	97.422.121,24	3.994.306,97	13.341.200,00	115.340.159,86

Los costos reconocidos, las áreas típicas reconocidas a las unidades constructivas (AT), y las vidas útiles (VK), son asignados para cada activo en el anexo 3 que fue establecido en la resolución 082-2002.

Tabla 31. Costo reconocido por conexiones al STN (transformador de conexión al STN)

Código UC	Descripción	Capacidad MVA	Cantidad	CR(j,k) \$/kVA	AT (m ²)	VCT (\$/m ²)	CAET (\$)	COSTO RECONOCIDO UC (\$)	$r/(1+r)^{(-VK)}$	VK	CAAC (\$)	CANEC _i	AOM	CAC _j	CAC _j
N5TC7	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	50,00	3,00	27.000,00	160	5.109,93	62.136,71	4.050.000.000,00	0,15	25,00	591.490.407,19	24.251.106,69	81.000.000,00	696.803.650,60	1.100.697.604,08

Nótese que en los activos de conexión al STN, y para el cálculo del costo anual, se tiene en cuenta la bahía del transformador del lado de baja tensión que pertenece al nivel de tensión 4.

- ✓ **Cálculo del costo reconocido por activos de nivel IV.** A continuación se presentan los resultados obtenidos en el nivel de tensión 4. Primero se hará el cálculo del transformador.

Tabla 32. Cálculo costos activos nivel IV (transformador tridevanado)

TRAFO TRIDEVANADO		trafo tipo		anexo 3 CREG 082-2002						
Código UC	Descripción	Capacidad kVA	CR(j,k) \$/kVA	Costo Reconocido UC(\$)	VCT (\$/m ²)	ATUC (m ²)	CAET (\$)	$r / (1 - (1+r)^{-VK})$	VK	CAAE (\$)
N4T5	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MVA	40.000,00	38.000,00	1.520.000.000,00	5.109,93	30	11.650,63	0,15	25	221.991.461,46

Tabla 33. Cálculo costos activos nivel IV (transformador tridevanado)

		anexo 3 CREG 082-2002 trafo tipo						
BAHIA ASIGNADA (LADO ALTA)	Descripción	CB (\$)	PL (MVA)	PT (MVA)	CL (\$) NIVEL III	CT (\$) NIVEL II	CAAE CL (\$) NIVEL III	CAAE CT (\$) NIVEL II
N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	667.060.000,00	40,00	4,65	1.959.292.273,24	227.767.726,76	286.148.786,30	33.264.796,41

En la tabla anterior se puede apreciar el trato que se le da a los transformadores de tipo tridevanado, para los cuales se refiere el valor de éste, y el de su bahía del lado de alta tensión a los otros dos niveles de tensión involucrados.

En la siguiente tabla, se puede observar que aunque para el transformador tridevanado, se refirieron los valores del transformador y de su bahía del lado de alta a los otros dos niveles de tensión, el valor del terreno de la bahía sí debe ser tomado en cuenta en el nivel de tensión 4.

Tabla 34 Cálculo costos activos nivel IV

Código UC	Descripción	Cantidad	PU	CR(j,k) \$	VCT(i) (\$/m ²)	AT(i) (m ²)	CATC(j) (\$)	Costo Reconocido UC (\$)	Vk	$r / (1 - (1+r)^{-V(i)})$	CAAE	CALNR	CAANE	AOM	CA
N4S17	Bahía de Maniobra, (Acople, Transferencia o Seccionamiento) -tipo convencional-	1	1	607.960.000,00	5.109,93	650	252.430,38	607.960.000,00	25,00	0,146047	88.790.742,71	89.043.173,08	3.640.420,45	16.212.266,67	197.939.033,29
N4S29	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	1	1	171.957.000,00	5.109,93	1.450	563.113,92	171.957.000,00	25,00	0,146047	25.113.806,41	25.676.920,33	1.029.666,06	4.585.520,00	56.969.026,73
N4S35	Módulo común tipo 1, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	1	1	2.845.255.000,0	5.109,93	1.750	679.620,25	2.845.255.000,00	25,00	0,146047	415.540.997,16	416.220.617,42	17.037.180,88	75.873.466,67	925.351.882,38
N4S37	Sistema de control de la subestación (Sub 115 kV/34.5 kV) o (Sub 115kV/ 13,8 kV)	1	1	362.407.000,00	5.109,93	0	0,00	362.407.000,00	10,00	0,192163	69.641.094,05	69.641.094,05	2.855.284,86	9.664.186,67	151.801.659,62
N4S7	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	2	1	829.863.000,00	5.109,93	650	252.430,38	1.659.726.000,00	25,00	0,146047	242.398.026,56	242.650.456,94	9.938.319,09	44.259.360,00	296.848.136,03
N4S8	Bahía de transformador, Tridevanado (costo de terrenos lado de alta)	1	1	667.060.000,00	5.109,93	1.500	582.531,65								

Tabla 35 Cálculo costos activos nivel IV (líneas radiales)

Código UC	Descripción	Cantidad	CR(j,k) \$	Costo Reconocido UC (\$)	P _{MVA} ²⁰⁰¹	Pmax MVA	Fef _i	CRE _i	Vk	r / (1-(1+r) ^{-V(i)})	CALR	CAANE	AOM	CA
N4L12	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	60	226.753.000,0	13.605.180.000,0	50	75,00	1,89	13.605.180.000,0	25	0,146047	1.986.995.915,58	81.466.832,54	362.804.800,00	2.431.267.548,12
N4L3	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	35	102.143.000,0	3.575.005.000,00	35	52,50	0,95	3.412.504.772,73	25	0,146047	498.386.132,73	20.433.831,44	91.000.127,27	609.820.091,45

Para la tabla anterior, es importante mencionar que el factor máximo de eficiencia es 1. Además del tratamiento que se le da a las líneas de tipo radial. A estas líneas se les aplican criterios de eficiencia según su longitud en kilómetros y potencia máxima en MVA, de la siguiente forma:

$$Si \ L \leq 40 \quad Fef_{j,4} = \frac{P_{max}}{55} \quad Si \ 40 < L \leq 105 \quad Fef_{j,4} = \frac{P_{max} * L^{0.81}}{1093} \quad Si \ L > 105 \quad Fef_{j,4} = \frac{P_{max}}{25}$$

También se aclara que para la CREG, los conductores menores a 605 MCM son tipo 1, mayores o iguales a 605 MCM son tipo 2.

Tabla 36. Costos totales en el nivel de tensión 4.

CAET (\$)	CALNR	CALR	CAANE	AOM	CA
2.353.427,8485	843.826.444,10	2.485.382.048,31	136.401.535,3	604.399.727,3	4.070.009.755,0

- ✓ **Cálculo del costo reconocido por activos de nivel III.** A continuación se presentan los resultados obtenidos en el nivel de tensión 3.

Tabla 37. Costo de activos nivel de tensión 3

Código UC	Descripción	Cantidad	PU	CR(j,k) \$	VCT(i) (\$/m ²)	AT(i) (m ²)	CATC(j) (\$)	Costo Reconocido UC (\$)	V(i)	$r / (1 - (1+r)^{-V(i)})$	CAAE	CAANE	AOM	CA
N3S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	2	1	398.640.000,00	5.109,926716	230	178.643,0380	797.280.000,00	25	0,164574649	131.212.076,2	5.379.695,1	21.260.800,0	158.031.214,3
N3S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	4	1	400.759.000,00	5.109,926716	230	357.286,0760	1.603.036.000,00	25	0,164574649	263.819.087,0	10.816.582,6	42.747.626,7	317.740.582,3
N3S23	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	1	1	85.155.000,00	5.109,926716	140	54.369,6203	85.155.000,00	25	0,164574649	14.014.354,2	574.588,5	2.270.800,0	16.914.112,4

De la tabla anterior se puede destacar que al nivel de tensión 3 se le asigna la bahía y los terrenos del transformador tridevanado del de nivel 3.

Tabla 38 Costo de activos nivel de tensión 3 (Transformador bidevanado)

Código UC	Descripción	Capacidad kVA	CR(j,k) \$/kVA	Costo Reconocido UC(\$)	VCT (\$/m ²)	ATUC (m ²)	CAET (\$)	$r / (1-(1+r)^{-VK})$	VK	CAAE (\$)	CAANE	AOM	CA
N3T4	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 11 a 15 MVA	12.500	41.000	512.500.000,00	5109,926716	10	3883,544304	0,164574649	25	84.344.507,6	3.458.124,8	13.666.666,7	101.473.182,6

Tabla 39. Costo asignado del transformador tridevanado al nivel de tensión 3.

CL (\$) NIVEL III	CAAE CL (\$) NIVEL III	CAANE	AOM	CA
1.959.292.273,24	286.148.786,30	11.732.100,2	52.247.794,0	350.128.680,49

Tabla 40. Costo de activos nivel de tensión 3 (Líneas radiales)

Cód. UC	Descripción	Km.	CR(j,k) \$	Costo Reconocido UC (\$)	V(i)	$r / (1-(1+r)^{-V(i)})$	CALR	CAANE	AOM	CA
N3L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1	60	70.137.000	4.208.220.000	25	0,164575	692.566.329,4	28.395.219,5	112.219.200,0	833.180.748,9

De la tabla anterior es de aclarar que la CREG definió los conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre; y para conductores de cobre conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2.

Tabla 41. Costos totales nivel de tensión 3

CAET (\$)	CAAE (\$)	CAANE	AOM	CA
594.182,2786	1.472.105.140,72	60.356.310,8	244.412.887,3	1.777.468.521,0513

✓ **Cálculo del costo reconocido por activos de nivel II.** A continuación se presentan los resultados obtenidos en el nivel de tensión 2.

Tabla 42. Cálculo de costos anuales nivel de tensión II

Código UC	Descripción	Cantidad	PU	CR(j,k) \$	VCT(i) (\$/m ²)	AT(i) (m ²)	CATC(j) (\$)	Costo Reconocido UC (\$)	Vk	$r / (1-(1+r)^{-V(i)})$	CAAE	CAANE	AOM	CA
N2S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	4	1	345.643.000,00	5.109,926716	20	31.068,3544	1.382.572.000,00	25	0,164574649	227.536.301,6	9.328.988,4	73.737.173,3	310.633.531,7
N2S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	1	1	342.318.000,00	5.109,926716	20	7.767,0886	342.318.000,00	25	0,164574649	56.336.864,7	2.309.811,5	18.256.960,0	76.911.403,2
N2S20	Módulo de barraje para barra sencilla - tipo 1-	1	1	64.833.000,00	5.109,926716	120	46.602,5317	64.833.000,00	25	0,164574649	10.669.868,2	437.464,6	3.457.760,0	14.611.695,3
N2S14	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	1	1	119.699.000,00	0	0	0	119.699.000,00	25	0,164574649	19.699.420,9	807.676,3	6.383.946,7	26.891.043,8
N2S12	Celda de Medida o Auxiliares, barra sencilla -Sub. Metalclad-	1	1	153.005.000,00	0	0	0	153.005.000,00	25	0,164574649	25.180.744,2	1.032.410,5	8.160.266,7	34.373.421,3
N2S9	Celda de salida de Circuito, barra sencilla -Sub. Metalclad-	4	1	170.803.000,00	0	0	0	683.212.000,00	25	0,164574649	112.439.375,1	4.610.014,4	36.437.973,3	153.487.362,8

Es de recordar que en el nivel de tensión 3 se tuvo en cuenta el valor de la bahía y de los terrenos correspondientes al transformador tridevanado. En este nivel no se hace lo mismo con los activos de nivel 2, ya que el transformador tridevanado en el nivel de tensión 2 está puesto a tierra. (Ver plano unifilar adjunto).

Tabla 43. Costo asignado del transformador tridevanado al nivel de tensión 2.

CL (\$) NIVEL II	CAAE CL (\$) NIVEL II	CAANE	AOM	CA
227.767.726,76	33.264.796,41	1.363.856,7	12.147.612,1	46.776.265,15

Tabla 44. Cálculo de costos anuales nivel de tensión II (Líneas radiales).

Código UC	Descripción	Cantidad	CR(j,k) \$	Costo Reconocido UC (\$)	Vk	$r / (1 - (1+r)^{-V(i)})$	CALR	CAANE	AOM	CA
N2L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F + N	30	47.625.000,00	1.428.750.000,00	25	0,164575	235.136.029,75	9.640.577,22	76.200.000,00	320.976.606,97

Tabla 45. Costos totales nivel de tensión 2

CAET (\$)	CAAE (\$)	CAANE	AOM	CA
85.437.9747	720.263.400,85	29.530.799,4	234.781.692,1	984.661.330,3566

5.2.3 Pérdidas reconocidas por nivel de tensión y factores de pérdidas para referir al STN. A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas a reconocer para cada año del período regulatorio, en cada Nivel de Tensión definidos por la CREG en la resolución 082-2002, en su anexo 10.

Tabla 46. Niveles de Pérdidas Reconocidos por la CREG

Año	Nivel 4 (P ₄)	Nivel 3 (P ₃)	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbana (P _{u2})	Rural (Pr ₂)	Urbana (P _{u1})	Rural (Pr ₁)
2003	1,35%	1,47%	1,53%	5,05%	6,47%	10,34%
2004	1,19%	1,44%	1,53%	5,05%	5,94%	9,45%
2005	1,04%	1,41%	1,53%	5,05%	5,41%	8,56%
2006	0,88%	1,38%	1,53%	5,05%	4,88%	7,67%
2007	0,73%	1,35%	1,53%	5,05%	4,35%	6,78%

Los niveles de pérdidas en los niveles de tensión 1 y 2, aplicables a nuestro ejemplo, siguiendo la metodología establecida por la CREG son los siguientes:

Tabla 47. Pérdidas a reconocer en nivel de tensión 2

Año	PDR _j	PDU _j	P _{2,j,k} :
2003	3	2	0,03642
2004	3	2	0,03642
2005	3	2	0,03642
2006	3	2	0,03642
2007	3	2	0,03642

Tabla 48. Pérdidas a reconocer en nivel de tensión 1

Año	PDR _j	PDU _j	P _{1,j,k} :
2003	4,5	3	0,08792
2004	4,5	3	0,08046
2005	4,5	3	0,073
2006	4,5	3	0,06554
2007	4,5	3	0,05808

Donde:

PDR_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

Para efectos del ejercicio, se supuso que el transformador de 12,5 MVA, del nivel de tensión 2 (ver plano unifilar), usará en nivel 1 el 60% de su capacidad. Además en los niveles de tensión 1 y 2, se supuso que el 60% de la capacidad, son para atender zonas rurales del grupo de calidad 4.

Ahora a partir de las pérdidas a reconocer, se calculan los factores para referir al STN, siguiendo la metodología establecida por la CREG. Para el ejercicio aquí propuesto se obtuvo lo siguiente:

Tabla 49. Factores para Referir al STN

Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 1
$PR_{4,j,k}$	$PR_{3,j,k}$	$PR_{2,j,k}$	$PR_{1,2,j,k} = PR_{1,j,k}$
1,35%	2,80%	6,34%	14,57%
1,19%	2,61%	6,16%	13,71%
1,04%	2,44%	5,99%	12,85%
0,88%	2,25%	5,81%	11,98%
0,73%	2,07%	5,64%	11,12%

Para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 2 en el año, se utiliza $PR_{1,2,j,k} = PR_{1,j,k}$.

Finalmente para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 3 siguiendo la metodología establecida por la CREG, se obtuvo:

Tabla 50. Factores para referir medidas de energía del nivel 1 al nivel de tensión 3.

Año	$PR_{1,3,j,k}$
2003	21,84%
2004	20,71%
2005	19,61%
2006	18,49%
2007	17,38%

Estos factores para referir desde nivel 1 hasta los niveles 2 o 3, son utilizados cuando una persona tiene su medidor del lado de baja de un transformador de su propiedad, luego el no tiene porque pagar por las pérdidas de transformación.

5.2.4 Cálculo de las energías útiles de los STR y SDL. Siguiendo el procedimiento descrito en el anexo 7 numeral 2, de la resolución 082-2002, el regulador determina el Flujo Eficiente de Energía del OR j , para cada uno de los años del período tarifario, considerando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen en cada año obteniendo así estas energías útiles.

El Flujo Eficiente de Energía del OR j se determina aplicando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen a las energías de entrada a cada Nivel, y usando los flujos entre los niveles de tensión, ajustados de tal forma que se asegure el balance de energía de cada Nivel de Tensión.

- ✓ **Energía Útil del Nivel de Tensión 4 ($E_{uj,4}$).** Para efectos de cálculo se supondrá que la energía anual de entrada equivale en promedio al 90% de la capacidad de los tres autotransformadores monofásicos, esto es:

Tabla 51. Energía Útil del Nivel de Tensión 4

	Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 4 en el año k	Energía útil Nivel 4 MVAh-año
Año	$EE_{j,4}$	$E_{u_{j,4}}$
2003	1.166.400,00	1.150.653,60
2004	1.166.400,00	1.152.519,84
2005	1.166.400,00	1.154.269,44
2006	1.166.400,00	1.156.135,68
2007	1.166.400,00	1.157.885,28

- ✓ **Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ($E_{uj,3}$).** Para este nivel de tensión se supuso a partir de la curva de demanda de este nivel, que la energía máxima demandada equivale a un 90% de la capacidad del transformador del nivel 3 el cual es de 40 MVA, más una conexión con otro operador de red que le provee una energía que equivale al 20% de la capacidad del transformador. Siguiendo la metodología determinada por la CREG, se obtiene:

Tabla 52. Energía Útil del Nivel de Tensión 3

	Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 3 en el año k	Energía útil Nivel 3 MVAh-año
Año	$EE_{j,3}$	$Eu_{i,3}$
2003	247.573,33	243.934,01
2004	247.573,33	244.008,28
2005	247.573,33	244.082,55
2006	247.573,33	244.156,82
2007	247.573,33	244.231,09

- ✓ **Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ($E_{uj,2}$).** Para este nivel de tensión se supuso que la energía promedio anual de entrada al nivel de tensión 2, equivale a un 90% de la capacidad del transformador del nivel 2, el cual es de 12.5 MVA. Siguiendo la metodología determinada por la CREG, se obtiene:

Tabla 53. Energía Útil del Nivel de Tensión 2

	Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 2 en el año k	Energía útil Nivel 2 MVAh-año	Energía útil rural Nivel 2 MVAh-año	Energía útil urbana Nivel 2 MVAh-año
Año	$EE_{j,2}$	$Eu_{i,2}$	$Eur_{i,2}$	$Euu_{i,2}$
2003	57.276,00	55.190,01	33.114,00	22.076,00
2004	57.276,00	55.190,01	33.114,00	22.076,00
2005	57.276,00	55.190,01	33.114,00	22.076,00
2006	57.276,00	55.190,01	33.114,00	22.076,00
2007	57.276,00	55.190,01	33.114,00	22.076,00

5.2.5 Cálculo de los cargos de los STR y SDL. Para cada uno de los años del período tarifario, el LAC estima el Ingreso Anual para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y las conexiones al STN, de cada OR.

Para el caso del ejercicio aquí presentado, supondremos que la CREG ya aprobó los costos, que fueron los anteriormente calculados.

Tabla 54. Ingresos anuales por activos nivel de tensión 4 y conexión al STN

Nivel 4	Costo Anual de Activos Nivel 4	Costo Anual de Activos de Conexión al STN	Número de Años Transcurridos Desde que se Aprobaron Cargos	Índice precios al productor dic. 2001	Índice precios al productor dic. Año anterior	Factor de productividad	Ingreso Anual remunerar activos nivel 4	Ingreso Anual en el año k , para remunerar las conexiones al STN
Año	CA	CAC _j	a	IPPo	IPP _{k-1}	fp	IA _{j-4,R,k}	IC _{j,R,k}
2003	4.070.009.755,01	1.100.697.604,08	0	127,58	139,42	0,0042	4.447.725.035,62	1.202.847.311,18
2004	4.070.009.755,01	1.100.697.604,08	1	127,58	147,4	0,0042	4.682.550.370,35	1.266.353.715,07
2005	4.070.009.755,01	1.100.697.604,08	2	127,58	154,24	0,0042	4.879.261.706,47	1.319.552.530,15
2006	4.070.009.755,01	1.100.697.604,08	3	127,58	162,26	0,0042	5.111.409.664,63	1.382.334.861,58
2007	4.070.009.755,01	1.100.697.604,08	4	127,58	170,37	0,0042	5.344.344.724,09	1.445.330.057,49

Los cálculos realizados anteriormente fueron realizados teniendo en cuenta lo contenido en el anexo 2 de la resolución CREG 082-2002.

Para cada uno de los operadores de red de cada STR el LAC estima el Cargo del Nivel de Tensión 4. Es decir, todos los operadores de red pertenecientes a un mismo STR, tendrán el mismo cargo por uso de sus redes (Cargo tipo estampilla).

$$CD_{4,R,k} = \frac{ITR_{R,k}}{\sum_{j=1}^{TR} (DTC_{j,R,k-1})}$$

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R, en el año k . Este cargo estará actualizado al mes de diciembre del año $k-1$.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual para la región R, en el año k .

TR: Número total de OR que conforman la región R y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

$DTC_{j,R,k-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR j , perteneciente al Sistema de Transmisión Regional R , durante el año anterior a k . Esta energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para referir las demandas a 220 kV utilizando los factores mostrados en la tabla 47.

Para efectos de cálculo se supondrá que el STR esta compuesto solo por el operador de red (OR) en cuestión. La energía demandada por los comercializadores será la energía de entrada al nivel de tensión al que se conectan, menos la energía destinada al nivel inferior a este (ver plano).

Tabla 55. Cargo para nivel de tensión 4

Nivel 4	Ingreso Total Anual para el Sistema de Transmisión Regional R, en el año k	Energías demandadas por los comercializadores referidas al STN kVA-h				Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh)
		Año	ITR _{R,k}	Nivel 1	Nivel 2	
2003	5.650.572.346,80	40.228.852,84	24.461.288,07	195.779.461,72	1.182.361.885,45	3,9163
2004	5.948.904.085,42	39.825.747,29	24.414.245,11	195.402.946,58	1.180.447.323,15	4,1309
2005	6.198.814.236,62	39.433.367,50	24.369.821,11	195.047.392,70	1.178.658.043,65	4,3122
2006	6.493.744.526,21	39.043.536,28	24.323.081,94	194.673.308,99	1.176.755.447,94	4,5259
2007	6.789.674.781,58	38.664.021,50	24.278.943,42	194.320.039,92	1.174.977.334,54	4,7406

5.2.6 Cálculo de cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 se determinan, para cada uno de los años del período tarifario, a partir de los Costos Anuales ya encontrados y las energías útiles de cada Nivel de Tensión estimadas, para cada año del período tarifario.

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 ($CD_{j,3}$ y $CD_{j,2}$ respectivamente) se calculan por medio de las siguientes expresiones:

✓ Nivel de Tensión 3

$$CD_{j,3} = \frac{CA_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

Tabla 56. Cargos máximos para nivel de tensión 3

Nivel 3	Cargos Máximos (\$/kWh) estimados para otros OR	Energía que importó el OR, a través de su conexión con otro OR [kVAh-año]	Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR	Costo Anual para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 3	Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red [kWh]	Número de Años Desde que se Aprobaron Cargos	Indice precios al productor dic. 2001	Indice precios al productor dic. Año anterior	Factor de productividad	cargos máximos [\$ /kWh]
Año	CD _{j,t}	El _{j,t}	O _{j,3}	CA _{j,3}	Eu _{j,3}	a	IPPo	IPP _{k-1}	fp	CD _{j,3}
2003	17,2597	69.120.000	1.192.990.454,79	1.777.468.521,05	243.934.005,33	0	127,58	139,42	0,0042	13,3074
2004	18,1710	69.120.000	1.255.976.448,90	1.777.468.521,05	243.934.005,33	1	127,58	147,4	0,0042	14,3071
2005	18,9343	69.120.000	1.308.739.320,80	1.777.468.521,05	243.934.005,33	2	127,58	154,24	0,0042	15,1674
2006	19,8352	69.120.000	1.371.007.175,94	1.777.468.521,05	243.934.005,33	3	127,58	162,26	0,0042	16,2096
2007	20,7391	69.120.000	1.433.486.151,21	1.777.468.521,05	243.934.005,33	4	127,58	170,37	0,0042	17,2847

✓ Nivel de tensión 2.

$$CD_{j,2} = \frac{CA_{j,2} + ((CA_{j,3} + O_{j,3}) * \frac{Fe_{j,3 \rightarrow 2}}{Fe_{j,3S}}) + O_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

Tabla 57. Cargos máximos para nivel de tensión 2

Nivel 2	Costo Anual para remunerar el uso de los activos eléctricos del Nivel de Tensión 2 del OR	Energía útil del Nivel de Tensión 2 del OR [kVAh-año]	Energía que fluye del Nivel de Tensión 3 al Nivel de Tensión 2 [kVAh-año]	Energía que sale del Nivel de Tensión 3 del OR [kVAh-año]	Pago anual por uso de SDL que el OR hace a otro OR	Número de Años Desde que se Aprobaron Cargos	Indice precios al productor dic. 2001	Indice precios al productor dic. Año anterior	Factor de productividad	cargos máximos
Año	CA _{j,2}	Eu _{j,2}	Fe _{j,3→2}	Fe _{j,3S}	O _{j,2}	a	IPPo	IPP _{k-1}	fp	CD _{j,2}
2003	984.661.330,36	55.190.008,08	57.276.000,00	57.276.000,00	0	0	127,58	139,42	0,0042	78,3144
2004	984.661.330,36	55.190.008,08	57.276.000,00	57.276.000,00	0	1	127,58	147,4	0,0042	83,7622
2005	984.661.330,36	55.190.008,08	57.276.000,00	57.276.000,00	0	2	127,58	154,24	0,0042	88,4271
2006	984.661.330,36	55.190.008,08	57.276.000,00	57.276.000,00	0	3	127,58	162,26	0,0042	94,0513
2007	984.661.330,36	55.190.008,08	57.276.000,00	57.276.000,00	0	4	127,58	170,37	0,0042	99,8238

✓ **Cálculo de cargos máximos del Nivel de Tensión 1**

Para cada Operador de Red se establecen los siguientes cargos:

Redes Aéreas: - Cargo Máximo por concepto de Inversión ($CDAI_{j,1}$),
 - Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento ($CDAM_{j,1}$).

Redes Subterráneas: - Cargo Máximo por concepto de Inversión ($CDSI_{j,1}$),
 - Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento ($CDSM_{j,1}$).

Tabla 58. Cargos máximos para nivel de tensión 1

Nivel 1	Cargo Máximo eficiente reconocido por Inversión redes aéreas rurales. [\$/kWh]	Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución zona rural (grupo 4 de calidad) [MVA]	Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) [MVA]	Cargo Máximo eficiente reconocido de Inversión para redes aéreas urbanas [\$/kWh]	Número de Años Transcurridos Desde que se Aprobaron Cargos	Índice precios al productor dic. 2001	Índice precios al productor dic. Año anterior	Factor de productividad	Cargo Máximo Nivel de Tensión 1, de Inversión, para Redes Aéreas [\$/kWh]	Cargo Máximo eficiente reconocido de gastos de AOM redes rurales [\$/kWh]	Cargo Máximo eficiente reconocido de gastos de AOM redes urbanas [\$/kWh]	Cargo Máximo Nivel de Tensión 1, de AOM, Redes Aéreas [\$/kWh]
Año	$CMEI_j$	PDR_j	PDU_j	$CMEI_u$	a	$IPPo$	IPP_{k-1}	fp	$CDAI_{j,1}$	$CMEM_r$	$CMEM_u$	$CDAM_{j,1}$
2003	38,875	4,5	3	15,6555	0	127,58	139,42	0,0042	32,3330	5,384	0,312	3,6662
2004	38,88	4,5	3	15,6555	1	127,58	147,4	0,0042	34,0401	5,384	0,312	3,8598
2005	38,875	4,5	3	15,6555	2	127,58	154,24	0,0042	35,4701	5,384	0,312	4,0220
2006	38,88	4,5	3	15,6555	3	127,58	162,26	0,0042	37,1577	5,384	0,312	4,2133
2007	38,875	4,5	3	15,6555	4	127,58	170,37	0,0042	38,8511	5,384	0,312	4,4053

Para el ejercicio en curso no se tuvieron en cuenta redes subterráneas, pero de hacerlo, los cargos son establecidos en pesos de 2001 por la CREG de la siguiente manera:

- ✓ Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Subterráneas ($CDSI_{j,1}$):

$$CDSI_{j,1} = 24.9538\$/kWh$$

- ✓ Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para Redes Subterráneas ($CDSM_{j,1}$):

$$CDSM_{j,1} = 0.0438\$/kWh$$

5.2.7 Cargo por uso que se utiliza en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio. A partir de los cargos ya encontrados, se procede al cálculo de la componente D que se tendrá en cuenta para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 4 del anexo 4 de la resolución CREG 082-2002.

Para obtener la componente D, para todos los niveles de tensión, se parte del cargo de distribución del nivel de tensión 4, calculado en la tabla 53 del numeral 5.2.5.

El cargo del nivel de tensión 4, es referido al STN utilizando el factor $PR_{4,j,k}$ calculado en la tabla 47 del numeral 5.2.3. Para los niveles de tensión 3 y 2, se utiliza el cargo del nivel de tensión 4 refiriéndolo al STN usando el factor del nivel de tensión 3 $PR_{3,j,k}$ y del nivel de tensión 2 $PR_{2,j,k}$ y sumándole el cargo de distribución calculado en la tabla 54 para nivel 3 y 55 para nivel 2 del numeral 5.2.6. Finalmente para el nivel de tensión 1, el cargo del nivel de tensión 4 se refiere al STN a través del factor $PR_{1,j,k}$, se suma el cargo por inversión de redes y el cargo por AOM, calculados en la tabla 56 del numeral anterior teniendo en cuenta si la redes son aéreas ó subterráneas, rurales ó urbanas; finalmente se le suma el cargo de distribución del nivel de tensión 2 ó 3, dependiendo de la tensión del lado de alta al que se encuentren conectados los transformadores, refiriéndolo del nivel de tensión 1 al nivel 2 a través del factor $PR_{1,2,j,k}$ de la tabla 47, ó del nivel de tensión 1 al 3, con el factor $PR_{1,3,j,k}$ del la tabla 48.

Tabla 59 Componente D usada en el cálculo del costo unitario de capital

	Cargo del Nivel de Tensión 4, del STR [\$/kWh]	Cargo del Nivel de Tensión 3, del STR [\$/kWh]	Cargo del Nivel de Tensión 2, del STR [\$/kWh]	Cargo del Nivel de Tensión 1, del STR [\$/kWh]
Año	$Dt_{4,m,k}$	$Dt_{3,m,k}$	$Dt_{2,m,k}$	$Dt_{1,m,k}$
2003	3,9699	17,3365	82,4958	132,2597
2004	4,1807	18,5488	88,1643	139,7578
2005	4,3575	19,5872	93,0140	145,9072
2006	4,5661	20,8396	98,8562	153,3667
2007	4,7755	22,1255	104,8476	160,8996

5.2.8 Cálculo de los cargos monomios horarios. Para el cálculo de los cargos monomios horarios se sigue la metodología establecida en el anexo N° 9, establecido por la resolución 082-2002 de la CREG.

Con base en las curvas características de demanda de cada nivel de tensión y los cargos monomios calculados en el numeral anterior, se procede a calcular los cargos monomios horarios para cada nivel de tensión.

De la curva de demanda característica, se obtienen los periodos de carga máxima (Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85% de la potencia máxima), media (Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48% y menor o igual al 85% de la potencia máxima), y mínima. Además, en cada periodo de carga se calculan las potencias promedio, luego se despejan los cargos para cada periodo, que serán aplicados en las respectivas horas de demanda máxima, media ó mínima D_x , D_d y D_m respectivamente, utilizando las ecuaciones que se presentan a continuación.

$$H_x P_x D_x + H_d P_d D_d + H_m P_m D_m = D_n \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right)$$

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad \text{y} \quad \frac{D_x}{D_d} = \frac{P_x}{P_d}$$

Por motivos de simplicidad, y ya que el cálculo es el mismo en todos los niveles de tensión se calcularán solo los de los niveles 3 y 2 de tensión.

✓ **Cálculo de los cargos monomios horarios del nivel de tensión 3.**

Primero se diseñó una curva de demanda para este nivel de tensión y luego se procedió al cálculo de los cargos monomios horarios así:

Tabla 60. Cargos monomios horarios, nivel de tensión 3.

Periodo de carga	Potencia promedio [MVA]	Número de horas	Cargo monomio horario [\$/kWh]
Alto	41,15	4	18,4097163
Medio	26,16	20	11,7020177
Mínimo	0	0	0

Figura 8. Factor y horas de aplicación

Demanda	Factor	Horas de Aplicación																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Máxima	1,383418																		x	x	x	x			
Media	0,879361	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					x	x	x	
Mínima	0																								

Los factores calculados se multiplicarán por el cargo monomio, que para este nivel de tensión es de 13,30741 \$/kWh.

✓ **Cálculo de los cargos monomios horarios del nivel de tensión 2.** realizando el mismo procedimiento efectuado para nivel 3, se obtiene:

Tabla 61. Cargos monomios horarios, nivel de tensión 2

Periodo de carga	Potencia promedio [MVA]	Número de horas	Cargo monomio horario [\$/kWh]
Alto	10,83	2	125,939894
Medio	7,31	13	84,953538
Mínimo	4,71	9	54,8107642

Figura 9. Factor y horas de aplicación

Demanda	Factor	Horas de Aplicación																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Máxima	1,526621																		x	x						
Media	1,029792						x	x			x	x	x	x	x	x	x				x	x	x			
Mínima	0,664406	x	x	x	x	x			x	x															x	x

Nuevamente, los factores calculados se multiplicaran por el cargo monomio, que para este nivel de tensión es de 82,49583 \$/kWh.

De esta manera concluye el ejercicio de aplicación. Es de anotar que la función de los cargos monomios horarios, es incentivar a los clientes a que consuman energía en los periodos de baja demanda.

CONCLUSIONES

Para determinar los cargos por uso de STR's y SDL's en Colombia, el regulador aplicó diversos esquemas regulatorios, considerando las características del sector, de manera que se remunerara la actividad de distribución de acuerdo con el riesgo de la actividad.

Uno de los problemas presentados en la aplicación de esquemas de altos incentivos como el **Price Cap** y el **Revenue Cap**, es que aunque éstos incentivan la inversión de activos enfocados a reducir costos, las empresas esperan hasta el final del periodo tarifario, para realizar dichas inversiones, evitando así la operación de nuevos activos sin remuneración.

La mayor desventaja del sistema **Price Cap** es la gran asimetría existente entre la información de la que dispone el regulador y aquella que poseen las empresas, a las cuales les conviene presentar unos costos mayores que los reales, para percibir una mayor remuneración. Una posible solución a esta desventaja sería contar con un fuerte sistema de auditoría a las empresas, y la contratación de estudios por parte de consultores particulares.

La diferencia principal entre un esquema de regulación por incentivos como el **Price Cap** y el **Revenue Cap**, y el de tasa de retorno, radica en que en el primero, las tarifas son fijas durante todo el período tarifario, y el riesgo de cambios del costo de capital es absorbido por las empresas; mientras que en una regulación por tasa de retorno, la tasa es ajustada periódicamente de acuerdo con los cambios en el costo de capital, reduciendo el riesgo para las empresas al transferir dicho costo a los usuarios.

El esquema de **Yardstick Competition** es adecuado para regular la tarifa de acceso, ya que al obtener dicha tarifa a través de una comparación de la empresa con una empresa modelo, se implica una posible optimalidad de ésta.

El mecanismo DEA es el indicado para evaluar eficiencia de las empresas, ya que es un método exigente de comparación, sin embargo dado que las empresas de distribución en Colombia no realizaron en el pasado la expansión de sus redes con criterios de eficiencia, este método fue adaptado con cierta flexibilidad a la

situación del sector, para permitir a las empresas acondicionarse a dichos criterios de eficiencia.

La ventaja o desventaja de un esquema regulatorio, se constituye en la forma como éste sea aplicado por el regulador, para adaptarlo a las características del sector. El ejemplo de la mala aplicación de una metodología regulatoria se presentó en California, donde se aplicó una regulación complicada, haciendo que durante la etapa de transición a la desregulación, condujera al sistema al colapso.

El sistema de inventario y valoración de activos en Colombia, utiliza al igual que en Chile, un sistema de valoración de activos por valor nuevo de reemplazo. Sin embargo, el caso colombiano considera la valoración de activos existentes a precio promedio de reposición a nuevo, distinto al caso chileno que utiliza valoración de activos necesarios para prestar el servicio de distribución de una manera eficiente.

La metodología de valor de reposición a nuevo es apropiada, debido a que requiere poca información, es de fácil manejo y remunera un buen nivel de ingresos. Esto es importante tanto para el regulador como para la empresa regulada, ya que cada distribuidora, a través de un proceso práctico, y a partir de los valores establecidos por la CREG, determina cuantos activos posee en cada nivel de tensión, y cuánto le costaría reponerlos como nuevos.

La metodología de valoración de activos se constituye en un factor determinante para la creación o destrucción de valor de las empresas de distribución eléctrica, dado que esta metodología define el monto a remunerar a dichas empresas por su inversión en activos.

El establecimiento de los cargos máximos eficientes de nivel de tensión 1, a partir de la tipificación de redes de distribución no es conveniente, ya que no existen señales a los consumidores acerca de su proximidad o lejanía de las subestaciones de distribución, al no distinguir el uso extensivo de redes de distribución. Es decir, los usuarios pagan lo mismo, sin tomar en cuenta si gastan 100 km o 1 km de la red de distribución. Esto provoca, en forma interna, subsidios cruzados entre los clientes de las distribuidoras, según su distancia geográfica.

El costo de capital se constituye en un factor determinante en el esquema regulatorio aplicado, ya que el efecto inmediato de no reconocer un aumento significativo del costo de capital, implicaría desincentivar nuevas inversiones

durante el período tarifario, mientras que el no ajustar reducciones significativas del costo de capital podría conllevar a una sobre remuneración de los activos en uso.

La metodología WACC es apropiada para calcular la tasa de retorno que remunera la actividad de distribución, debido a que ésta tiene en cuenta los riesgos inherentes al negocio y al país, además de considerar los impuestos.

Como ejercicio de estudio, se aplicó la metodología de cargos por uso establecida en la Resolución 082 de 2002 en una subestación tipo, a la cual se le determinaron los cargos por uso.

La incertidumbre regulatoria que se presenta en el sistema regulatorio colombiano al existir muchas regulaciones que “derogan todas las que les sean contrarias”, genera inseguridad en los inversionistas, para los cuales es muy difícil cubrirse contra el riesgo que esto implica.

BIBLIOGRAFÍA

ANÁLISIS DE GASTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM), EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). 2002.

CASAS OSPINA, Favio. NATURALEZA JURIDICA DE LA ELECTRICIDAD. REVISTA MUNDO ELÉCTRICO. VOLUMEN 18, N° 55, ABRIL-JUNIO AÑO 2004.

DOCUMENTO CREG 113 DE 2002: Principios Generales y Metodología Para Establecer los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

DOCUMENTO 022 DE 2002: Costo Promedio De Capital: Metodología de Cálculo para la Distribución de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes.

DOCUMENTO 029 DE 2002: Metodología y Cálculo de Cargos Máximos Eficientes Definidos en la Resolución CREG 082 de 2002.

ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE PRODUCTIVIDAD DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD, Universidad EAFIT.

ESTUDIO SOBRE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN TODOS LOS NIVELES DE TENSIÓN Y TOPOLOGÍA DEL NIVEL DE TENSIÓN 1. Consultoría Colombiana S.A.

INFORME FINAL ADVANCE CONSULTORES: Asesoría en el Proceso de Revisión de la Metodología Para Valoración de Activos Utilizada en la Estructura Tarifaria para la Industria de Energía Eléctrica en Colombia.

LÓPEZ SÁNCHEZ, José y GÓMEZ SAN ROMÁN, Tomás. A probabilistic Model for power quality regulation based on Yardstick Competition. IIT.

NÚÑEZ RODRÍGUEZ, Asunción. Evaluación de la Actividad de Distribución Eléctrica en España Mediante Fronteras de Eficiencia. Tesis (Magíster en Gestión Técnica y Económica del Sector Eléctrico). Universidad Pontificia Comillas. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. 2004.

PEREZ ARRIAGA, J.I. Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE). 1998.

RECORDON ZERWEKH, Eduardo Andrés. Peajes en Distribución Eléctrica. Tesis (Magíster en Ciencias de la Ingeniería). Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. 2001.

REIN SOTO-YARRITU, Guillermo. ¿Qué pasó en California?. Introducción a la Regulación y Economía y de los Sistemas de Energía Eléctrica. ICAI. Universidad Pontificia Comillas. 2001

RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998 CÓDIGO DE DISTRIBUCIÓN: Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, CREG, 1998.

RESOLUCIÓN CREG 013 DE 2002: Por la cual se establece la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario, CREG, 2002.

RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2002: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, CREG, 2002.

RESOLUCIÓN CREG 029 DE 2003: Por la cual se conforman los Sistemas de Transmisión Regional del Sistema Interconectado Nacional, CREG, 2003

ROTHWELL, Geoffrey y GÓMEZ, Tomás. Electricity Economics: Regulation and Deregulation. IEEE Press Editorial Board. 2003.

SARMIENTO URUCHURTU, Héctor Gerardo. Algunos Aspectos Internacionales Sobre los Mercados de Energía y la Desregulación del Sector Eléctrico. Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Boletín IIE. 1998.

ANEXOS

**ANEXO 1. CÁLCULO DE COSTOS ANUALES (Resolución CREG 082-02,
Anexo 1)**

1. Determinación de los costos anuales por el uso de los activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2

Para cada uno de los niveles de tensión 4, 3 y 2 de los STR o SDL se determinará un costo anual por su uso, en pesos colombianos de diciembre de 2001, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CA_{j,n} = CAAE_{j,n} + CAANE_{j,n} + AOM_{j,n}$$

Donde:

n : Nivel de Tensión 4, 3 ó 2

$CA_{j,n}$: Costo anual por uso de los activos del Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

$CAAE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

$CAANE_{j,n}$: Costo anual equivalente de los activos no eléctricos asignable al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

$AOM_{j,n}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

Cada uno de los componentes que conforman los costos anuales, se determinará de conformidad con las siguientes disposiciones:

1.1 Costo Anual Equivalente de Activos de Uso ($CAAE_{j,n}$):

El Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso se determinará a partir de:

- Los inventarios de activos eléctricos que reporten los OR a la CREG con la solicitud de cargos, clasificados según el listado de unidades constructivas que se presentan en el Anexo No. 3 y las Unidades Constructivas especiales sometidos a consideración de la Comisión, en cumplimiento de las Circulares

CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

- *La valoración de las unidades constructivas reportadas, utilizando los costos de reposición a nuevo que se establecen en el Anexo No. 3.*
- *Las vidas útiles que se reconocen a cada una de las unidades constructivas, las cuales se presentan en el Anexo No. 3.*
- *El listado de terrenos asociados con cada subestación del OR, el cual debe ser reportado por el OR a la CREG, conjuntamente con la solicitud de aprobación, indicando para cada terreno su área (m²) y su valor catastral total (\$ colombianos de diciembre de 2001).*

Utilizando las siguientes expresiones:

a. Nivel de Tensión 4

El costo anual equivalente de los activos de uso para este nivel se determina así:

$$CAAE_{j,4} = CALR_{j,4} + CALNR_{j,4}$$

Donde:

CALR_{j,4}: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4, el cual, se calcula según la expresión que se presenta más adelante.

CALNR_{j,4}: Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales, del OR j en el Nivel de Tensión 4, el cual, se calcula según la expresión que se presenta más adelante.

Las variables CALR_{j,4} y CALNR_{j,4} se determinan así:

Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas de líneas radiales (CALR_{j,4}):

$$CALR_{j,4} = \sum_{i=1}^{NR_{j,4}} \left(CRE_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-Vi}} \right)$$

NR_{j,4}: Numero total de unidades constructivas de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”.

CRE_i: Costo Unitario de Reposición a Nuevo Eficiente (luego de aplicar criterios de eficiencia contenidos en el numeral 1.1 del Anexo No. 8), reconocido para la Unidad Constructiva i, reportada por el OR j. Esta variable se determina así:

$$CRE_i = CR_i * Fef_i$$

Donde:

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.

Fef_i: Factor de Eficiencia correspondiente al tramo de línea radial al que pertenece la Unidad Constructiva i. Este factor se determina según lo dispuesto en el numeral 1.1. del Anexo No. 8.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.

Costo anual equivalente de activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales (CALNR_{j,4}):

$$CALNR_{j,4} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,4}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-Vi}} \right) + CAET_{j,4} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,4}}{Eu_{j,4}}, CME_4 \right) * Eu_{j,4}$$

Donde:

NNR_{j,4}: Numero total de unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportados por el OR

j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”, o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

- CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .
- PU_i : Fracción del costo de la Unidad Constructiva i , que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.
- r : *Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.*
- V_i : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .
- $CAET_{j,4}$: *Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 4 del OR j . Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. de este numeral.*
- $CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.
- Ns_j : Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.
- $DS_{j,4}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 4.
- $Eu_{j,4}$: *Energía útil del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*
- CME_4 : *Cargo Máximo eficiente a reconocer para unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 1.2 del Anexo No. 8.*

b. Nivel de Tensión 3

$$CAAE_{j,3} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_{j,3}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,3} + \frac{CASN_j * DS_{j,3}}{Ns_j}}{Eu_{j,3}}, CME_3 \right) * Eu_{j,3}$$

Donde:

- $N_{j,3}$: *Número total de Unidades Constructivas del Nivel de Tensión 3, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”, o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.*
- CR_i : *Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.*
- PU_i : *Fracción del costo de la Unidad Constructiva i, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.*
- r : *Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.*
- V_i : *Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.*
- $CAET_{j,3}$: *Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 3 del OR j. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d de este numeral.*
- $CASN_j$: *Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.*
- Ns_j : *Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.*
- $DS_{j,3}$: *Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 3.*
- $Eu_{j,3}$: *Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*

CME_3 : Cargo Máximo eficiente a reconocer para el Nivel de Tensión 3. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 2 del Anexo No. 8.

c. Nivel de Tensión 2

El costo anual de los activos de uso para el Nivel de Tensión 2 se determina así:

$$CAA E_{j,2} = CAU_{j,2} + CAR_{j,2} + CAO_{j,2}$$

Donde:

$CAU_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j.

$CAR_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j.

$CAO_{j,2}$: Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j.

Las variables anteriores se determinarán así:

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas urbanas ($CAU_{j,2}$):

$$CAU_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NLU_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-Vi}} \right)}{Euu_{j,2}}, CMEU_2 \right) * Euu_{j,2}$$

Donde:

$NLU_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”.

- CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .
- r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.
- V_i : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .
- $E_{uu,j,2}$: Energía útil urbana del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.
- $CMEU_2$: Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8.

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas de líneas rurales ($CAR_{j,2}$):

$$CAR_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NLR_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right)}{Eur_{j,2}}, CMER_2 \right) * Eur_{j,2}$$

Donde:

- $NLR_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j . No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”.
- CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .
- r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.
- V_i : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .

$Eur_{j,2}$: *Energía útil rural del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*

$CMER_2$: *Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8.*

Costo Anual Equivalente de Activos de uso correspondientes a Unidades Constructivas diferentes a líneas rurales y urbanas (CAO_{j,2}):

$$CAO_{j,2} = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{NNL_{j,2}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,2} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,2}}{Eu_{j,2}}, CMEO_2 \right) * Eu_{j,2}$$

Donde:

$NNL_{j,2}$: *Número total de Unidades Constructivas correspondientes a activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas” o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio*

CR_i : *Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.*

PU_i : *Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.*

r : *Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.*

V_i : *Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.*

$CAET_{j,2}$: *Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 2 del OR j. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. de este numeral.*

CASN _j :	Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. de este numeral.
Ns _j :	Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.
DS _{j,2} :	Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 2.
Eu _{j,2} :	<i>Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.</i>
CMEO ₂ :	<i>Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2. Este cargo se determina según lo dispuesto en el numeral 3 del Anexo No. 8.</i>

d. Costo Anual de Terrenos (CAET_{j,n})

Este costo se calcula para cada Nivel de Tensión de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAET_{j,n} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i * PU_i * VCT_i)$$

Donde:

R:	0.076. Fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente sobre los mismos. Incluye el costo de adecuación.
NS _{j,n} :	Número total de Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión n, reportadas por el OR j, sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas” o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.
AT _i :	Área Típica reconocida a la Unidad Constructiva i (m ²). Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3.

- PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.
- VCT_i: Valor Catastral del Terreno (\$/m² de diciembre de 2001) correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la Unidad Constructiva i. Este valor se determina a partir de la información de área y valor catastral total del terreno en el que se encuentra ubicada cada subestación del OR j.

e. Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico (CASN_j)

Este costo se determina según la siguiente expresión:

$$CASN_j = \sum_{i=1}^{NSN_j} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right)$$

Donde:

- NSN_j: Número total de Unidades Constructivas reportadas por el OR j, y que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.
- CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.
- r: *Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.*
- V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.

1.2 Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos (CAANE_{j,n}):

Se determinará el Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos que se reconoce al Operador de Red, en cada nivel de tensión, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAANE_{j,n} = NE * CAAE_{j,n}$$

Donde:

- NE: *Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual*

Equivalente de Activos No Eléctricos. NE es igual a 0.041 para los niveles de tensión 4, 3 y 2.

$CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de Activos de Uso del Nivel de Tensión n para el OR j .

1.3 Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento ($AOM_{j,n}$):

Los Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento que se reconocerán al Operador de Red j para el Nivel de Tensión n ($AOM_{j,n}$), se estimarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,n} = \sum_{k=1}^{NT_{j,n}} [(FA_n + FAS_i) * CR_i * PU_i] + FA_n * \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * \frac{Ds_{j,n}}{Ns_j}$$

Donde:

n : Niveles de tensión 4, 3 ó 2

$NT_{j,n}$: Número total de unidades constructivas reportadas por el OR j , para el Nivel de Tensión n .

FA_n : Fracción máxima del Costo de Reposición que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento en el Nivel de Tensión n , así:

Nivel de Tensión (n)	FA_n
4	0.02
3	0.02
2	0.04

FAS_i : Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i , que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento para activos en zonas de contaminación salina. Su valor es 0.005.

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe ubicarse dentro de las regiones en las cuales se reconoció dicha condición en el período tarifario 1997-2002.

CR_i :	<i>Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.</i>
PU_i :	<i>Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.</i>
NSN_j :	<i>Número total de Unidades Constructivas reportadas por el OR j, que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.</i>
Ns_j :	<i>Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.</i>
$Ds_{j,n}$:	<i>Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión n.</i>

2. Determinación de los costos anuales de los Activos de Conexión al STN del OR.

Los Costos Anuales de las Conexiones de un OR al STN (CAC_j), se determinarán de conformidad con la siguiente expresión:

$$CAC_j = CAAC_j + CATC_j + CANEC_j + AOMC_j$$

Donde:

$CAAC_j$:	<i>Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j.</i>
$CATC_j$:	<i>Costo Anual de Terrenos asociados con activos de conexión al STN del OR j.</i>
$CANEC_j$:	<i>Costo Anual de Activos No Eléctricos asociados con activos de conexión al STN del OR j.</i>
$AOMC_j$:	<i>Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, asociados con activos de conexión al STN, que se reconocen al Operador de Red j.</i>

Cada una de las variables anteriormente mencionadas se calcula a partir de las siguientes expresiones:

Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j (CAAC_j):

$$CAAC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} \left[CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1 + r)^{-V_i}} \right]$$

Donde:

NSTN_j: Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN, reportadas por el OR j.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.

Costo Anual de Terrenos asociados con activos de conexión al STN del OR j (CATC_j):

$$CATC_j = R * \sum_{i=1}^{NSTN_j} (AT_i * PU_i * VCT_i)$$

Donde:

R: 0.076. Fracción del valor total de los terrenos que se reconoce anualmente por los mismos. Incluye el costo de adecuación.

NSTN_j: Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN reportadas por el OR j.

AT_i: Área Típica reconocida a la Unidad Constructiva i (m²). Las Áreas Típicas se presentan en el Anexo No. 3.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

VCT_i: Valor Catastral del Terreno (\$/m² de diciembre de 2001) correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la Unidad Constructiva i. Este valor se determina a partir de la información de área y valor catastral del terreno en el que se encuentra ubicada cada subestación del OR j.

Costo Anual de Activos No Eléctricos asociados con activos de conexión al STN del OR j (CANEC_j):

$$CANEC_j = NE * CAAC_j$$

Donde:

NE: *Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de conexión al STN del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. NE es igual a 0.041*

CAAC_j: *Costo Anual Equivalente Activos Eléctricos asociados con la conexión al STN del OR j.*

Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento, asociados con activos de conexión al STN (AOMC_j):

$$AOMC_j = \sum_{i=1}^{NSTN_j} [(FAC_i + FAS_i) * CR_i * PU_i]$$

Donde:

NSTN_j: *Número total de Unidades Constructivas asociadas con activos de conexión al STN, reportadas por el OR j.*

FAC_i: *Fracción máxima del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento de Activos de Conexión al STN. Su valor es 0.02*

FAS_i: *Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i, que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento para activos de*

conexión al STN en zonas de contaminación salina. Su valor es 0.005

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe ubicarse dentro de las regiones en las cuales se reconoció dicha condición en el período tarifario 1997-2002.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

En el Anexo No. 3 se presenta el listado de Unidades Constructivas de Conexión al STN, sus Costos de Reposición a Nuevo y las Vidas Útiles Reconocidas a cada una de ellas.

ANEXO 2. CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN (Resolución CREG 082-02, Anexo 2)

1. Cálculo de Cargos de los STR.

Los Cargos de los STR serán calculados por el LAC, de acuerdo con la siguiente metodología:

- a. Para cada uno de los años del período tarifario, el LAC estimará el Ingreso Anual para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y las conexiones al STN, de cada OR, así:

$$IA_{j,4,R,k} = CA_{j,4} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPO}$$

$$IC_{j,R,k} = CAC_j * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{k-1}}{IPPO}$$

Donde:

$IA_{j,4,R,k}$: Ingreso Anual en el año k , para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red j , perteneciente al STR R , actualizado al mes de diciembre del año $k-1$.

$CA_{j,4}$: Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

$IC_{j,R,k}$: Ingreso Anual en el año k , para remunerar las conexiones al STN del Operador de Red j , perteneciente al STR R , actualizado al mes de diciembre del año $k-1$.

CAC_j : Costo Anual de Conexiones al STN, aprobado por la CREG para el Operador de Red j . Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

fp : Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042

a : Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobaron al Operador de Red j , el Costo Anual por uso de los activos del Nivel de

Tensión 4 y el Costo Anual de Conexiones al STN. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación, por primera vez, en el año 2003, a es igual a cero (0) en ese año.

IPP_{k-1} : *Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre del año k-1.*

IPP_0 : *Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.*

b. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Ingreso Total Anual, así:

$$ITR_{R,k} = \sum_{j=1}^{TR} (IA_{j,4,R,k} + IC_{j,R,k})$$

Donde:

k : *Año de cálculo del Ingreso Total Anual.*

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual para el Sistema de Transmisión Regional R, en el año k. Este ingreso esta referido al mes de diciembre del año k-1.

TR: Número total de OR que conforman el STR R y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

c. Para cada uno de los STR, el LAC estimará el Cargo del Nivel de Tensión 4, de cada STR, así:

$$CD_{4,R,k} = \frac{ITR_{R,k}}{\sum_{j=1}^{TR} (DTC_{j,R,k-1})}$$

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R, en el año k. Este cargo estará actualizado al mes de diciembre del año k-1.

$ITR_{R,k}$: Ingreso Total Anual para la región R, en el año k, calculado según lo dispuesto en el literal b.

TR: Número total de OR que conforman la región R y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

$DTC_{j,R,k-1}$: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR j, perteneciente al Sistema de Transmisión Regional R, durante el año anterior a k. Esta energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para referir las demandas a 220 kV se utilizarán los factores contenidos en el numeral 2 del Anexo No. 10.

El cálculo del Ingreso Anual y del cargo de un STR, se realizará a partir del momento en que al menos uno de los Operadores de Red que lo conforman, obtenga aprobación del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN. Los Ingresos Anuales y los Cargos de un STR se actualizarán en la medida que se aprueben, por primera vez, los Costos Anuales mencionados a los demás OR que lo conforman, y entrarán a regir a partir del mes siguiente al de aprobación.

2. Cálculo de cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 se determinarán, para cada uno de los años del período tarifario, a partir de:

- *Los Costos Anuales encontrados de acuerdo con la formulación contenida en el numeral 1 del Anexo No.1.*
- *Las energías útiles de cada Nivel de Tensión estimadas, para cada año del período tarifario, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*

Los cargos máximos para los niveles de tensión 3 y 2 ($CD_{j,3}$ y $CD_{j,2}$ respectivamente) se calculan por medio de las siguientes expresiones:

a) Nivel de Tensión 3

$$CD_{j,3} = \frac{CA_{j,3} + O_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

Donde:

$CA_{j,3}$: *Costo Anual para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red j. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.*

$Eu_{j,3}$: *Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*

$O_{j,3}$: Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 3, determinado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,3} = \sum_{l=1}^{NC3_j} (CD_{j,l} * EI_{j,l})$$

Donde:

$NC3_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 3 del OR j.

$CD_{j,l}$: Cargos Máximos (\$/kWh) estimados para otros OR, o equivalentes del respectivo contrato de conexión, aplicables a la conexión l que tiene el OR j.

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR j, a través de su conexión l con otro OR, reportada según lo dispuesto en el Anexo No. 7.

b) Nivel de Tensión 2

$$CD_{j,2} = \frac{CA_{j,2} + ((CA_{j,3} + O_{j,3}) * \frac{Fe_{j,3 \rightarrow 2}}{Fe_{j,S3}}) + O_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

Donde:

$CA_{j,2}$: *Costo Anual para remunerar el uso de los activos eléctricos del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.*

$E_{j,2}$: *Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.*

$Fe_{j,3 \rightarrow 2}$: *Energía que fluye del Nivel de Tensión 3 al Nivel de Tensión 2, del OR j. Estas energías se determinan según lo establecido en el Anexo No. 7.*

$Fe_{j,3S}$: *Energía que sale del Nivel de Tensión 3 del OR j (sin considerar pérdidas). Esta energía se determina según lo establecido en el Anexo No. 7.*

$O_{j,2}$: Pago anual por uso de SDL que el OR j hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 2, determinados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$O_{j,2} = \sum_{l=1}^{NC2_j} (CD_{j,l} * EI_{j,l})$$

Donde:

$NC2_j$: Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el Nivel de Tensión 2 del OR j.

$CD_{j,l}$: Cargos Máximos (\$/kWh) estimados para otros OR, o equivalentes del respectivo contrato de conexión, aplicables a la conexión l que tiene el OR j.

$EI_{j,l}$: Energía que importó el OR j, a través de su conexión l con otro OR, reportada según lo dispuesto en el Anexo No. 7.

3 Cálculo de cargos máximos del Nivel de Tensión 1

Para cada Operador de Red se establecen los siguientes cargos:

Redes Aéreas:

- Cargo Máximo por concepto de Inversión (CDAIj,1),
- Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, operación y mantenimiento (CDAMj,1).

Redes Subterráneas:

- Cargo Máximo por concepto de Inversión (CDSI_{j,1}).
- Cargo Máximo por concepto de gastos de Administración, operación y Mantenimiento (CDSM_{j,1}).

Estos Cargos se determinan a partir de las siguientes expresiones:

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Aéreas (CDAI_{j,1}):

$$CDAI_{j,1} = CMEI_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEI_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

Donde:

CMEI_r: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de Inversión para redes aéreas rurales. Su valor es 38.8750 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

PDR_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j: Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j, reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

CMEI_u: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de Inversión para redes aéreas urbanas. Su valor es 15.6555 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para Redes Aéreas (CDAM_{j,1}):

$$CDAM_{j,1} = CMEM_r * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + CMEM_u * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

Donde:

CMEM_r: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de

Administración, Operación y Mantenimiento para redes rurales. Su valor es 5.3835 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

CMEMu: Cargo Máximo eficiente reconocido por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para redes urbanas. Su valor es 0.3120 \$/kWh (\$ colombianos de diciembre de 2001).

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para Redes Subterráneas ($CDSI_{j,1}$):

$$CDSI_{j,1} = 24.9538\$/kWh *$$

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para Redes Subterráneas ($CDSM_{j,1}$):

$$CDSM_{j,1} = 0.0438\$/kWh *$$

* \$ colombianos de diciembre de 2001.

**ANEXO 3. LISTADO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE STR Y SDL, EN
LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2 Y DE LAS CONEXIONES AL STN
(Resolución CREG 082-02, Anexo 3)**

ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS

1. Listado de Unidades Constructivas de Conexiones al STN, y STR, SDL en los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las Unidades Constructivas establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios que permiten a los OR cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG. Cuando un OR no tenga los elementos completos de una Unidad Constructiva, deberá indicarlo en las observaciones del registro correspondiente en el reporte de información a la base de datos de la Comisión, y debe asumir los riesgos del pago de compensaciones a sus usuarios por fallas en la prestación del servicio, por este motivo. Sin embargo, se hace una excepción a esta regla para el caso de las líneas monofásicas del Nivel de Tensión 2 que no tengan neutro, las cuales se valorarán al 40% del valor establecido de la respectiva Unidad Constructiva.

Por otra parte, el valor que se reconocerá para el caso de líneas sobrepuestas del Nivel de Tensión 2 y 3, es el equivalente al 60% del valor de la Unidad Constructiva correspondiente.

Las Unidades Constructivas de Bahías de Conexión de Equipos de Compensación se asimilan a las Unidad Constructivas de Bahía de Línea para la respectiva configuración y Nivel de Tensión.

Solamente se debe considerar una Unidad Constructiva de Módulo Común por subestación, el cual corresponde al Nivel de Tensión más alto de la subestación.

En lo relacionado con las unidades constructivas correspondientes a Centros de Control, su Costo Anual Equivalente se distribuirá en igual proporción entre los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.

Los transformadores de repuesto para conexión al STN que se remuneran dentro de contratos de conexión, podrán hacer parte de la base de activos para el cálculo de cargos por uso del Nivel de Tensión 4.

Adicionalmente a lo anterior, para la clasificación de los activos en las unidades constructivas se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Son activos del Nivel de Tensión 4 las líneas con tensiones de operación que pertenecen a este Nivel de Tensión.
- Pertenecen al Nivel de Tensión 4 todas las unidades constructivas que sirven en forma exclusiva este Nivel de Tensión, tales como: bahías de líneas, módulos comunes de subestación, los módulos de barraje, sistema de control de la subestación, módulos de compensación y las bahías de conexión correspondientes, bahías de maniobra, etc.
- Las bahías de transformación, distintas a las asociadas con los transformadores de conexión al STN, se asocian con el Nivel de Tensión del secundario del transformador.
- El costo de los transformadores tridevanados y de sus bahías asociadas, se repartirá de la siguiente manera:

$$C_L = CTRF * \frac{P_L}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_L}{(P_L + P_T)}$$

$$C_T = CTRF * \frac{P_T}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_T}{(P_L + P_T)}$$

Donde:

CL: Costo del transformador tridevanados y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión *L* (baja tensión).

CT: Costo del transformador tridevanados y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión *T* (terciario).

CTRF: Costo del transformador tridevanados

PL: Potencia nominal del devanado de baja tensión (Nivel de Tensión *L*)

PT: Potencia nominal del devanado terciario

CB: Costo de la Bahía de Transformación del lado de alta tensión del transformador tridevanados.

En las unidades constructivas asociadas a éstos transformadores, reportadas a la

CREG, se deberán indicar las bahías de transformación asociadas con cada transformador.

- Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes unidades constructivas: la Bahía de Transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el Transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y, secundaria, cualquier tensión y la Bahía de Transformador del lado de baja.

Unidades Constructivas "Módulos de Transformador de Conexión al STN" & Otros

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 1999)	Factor de Instalación	Valor Instalado y Actualizado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N5S1	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV	2,218,910,665	181%	4,008,905,898	25
2	N5S2	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 500 kV	2,782,279,029	181%	5,026,743,521	25
3	N5S3	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV	762,366,423	196%	1,491,722,380	25
4	N5S4	Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	855,476,808	196%	1,673,911,469	25
5	N5S5	Bahía de Transformador, doble barra, 230 kV	854,024,426	196%	1,671,069,595	25
6	N5S6	Bahía de Transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	856,101,750	196%	1,675,134,295	25
7	N5S7	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV	897,742,064	196%	1,756,611,896	25
8	N5S8	Bahía de Transformador, interruptor y medio, 230 kV	1,000,392,603	196%	1,957,468,207	25
9	N5S9	Bahía de Transformador, anillo, 230 kV	847,810,783	196%	1,658,911,359	25
10	N5S10	Módulo Común activos de conexión al STN (1)	302,435,760	140%	424,105,666	25
11	N5S11	Centro de Supervisión y Control para activos de conexión al STN (1)	100,811,920	190%	191,875,327	10
12	N5S12	Bahía de Transformador, doble barra encapsulada, 230 kV	1,997,145,394	181%	3,608,242,584	25

Nota (1): Corresponde al valor de elementos no remunerados en el Módulo Común del STN

Unidades Constructivas de Centros de Control & Calidad

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valores Globales Reconocidos Equipos Instalados (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	CCS1	Scada tipo 1 (Hasta 5.000 señales)	985,000,000	10
2	CCS2	Scada tipo 2 (Mayor de 5.000 y hasta 10.000 señales)	2,600,000,000	10
3	CCS3	Scada tipo 3 (Mayor de 10.000 señales)	5,160,000,000	10
4	CCS4	Sistema de Manejo de Energía: EMS	1,146,000,000	10
5	CCS5	Sistema de Gestión de Distribución: DMS	690,000,000	10
6	CCS6	Sistema de Información Geográfico: GIS	2,290,000,000	10
7	CCS7	Enlace ICCP	550,000,000	10
8	CCS8	Sistemas de Medida y Calidad (DES-FES)	1,080,000	15
9	CCS9	Sistemas de Medida y Calidad (Eq. de Reg Calidad de Potencia)	19,248,000	15
10	CCS10	Módulo Común de Centro de Control	1,150,000,000	25

Nota: Las unidades CCS8 y CCS9 corresponden a los equipos de registro correspondientes

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalac	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N4S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	410.189.268	190%	779.360.000	25
2	N4S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	325.946.016	190%	619.297.000	25
3	N4S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	436.769.935	190%	829.863.000	25
4	N4S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	351.084.156	190%	667.060.000	25
5	N4S5	Bahía de línea, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	468.974.761	190%	891.052.000	25
6	N4S6	Bahía de transformador, configuración barra doble con by pass -tipo convencional-	383.288.982	190%	728.249.000	25
7	N4S7	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	436.769.935	190%	829.863.000	25
8	N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	351.084.156	190%	667.060.000	25
9	N4S9	Bahía de línea, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	528.243.005	190%	1.003.662.000	25
10	N4S10	Bahía de transformador, configuración interruptor y medio -tipo convencional-	486.383.146	190%	924.128.000	25
11	N4S11	Bahía de línea, configuración en anillo -tipo convencional-	433.975.841	190%	824.554.000	25
12	N4S12	Bahía de transformador, configuración en anillo -tipo convencional-	392.115.982	190%	745.020.000	25
13	N4S13	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	1.794.868.483	190%	3.410.250.000	25
14	N4S14	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	1.757.356.826	190%	3.338.978.000	25
15	N4S15	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	1.806.002.014	190%	3.431.404.000	25
16	N4S16	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	1.755.479.662	190%	3.335.411.000	25
17	N4S17	Bahía de Maniobra, (Acople, Transferencia o Seccionamiento) -tipo convencional-	319.979.096	190%	607.960.000	25
18	N4S18	Bahía de Maniobra, -tipo encapsulada (SF6)-	1.674.096.491	190%	3.180.783.000	25
19	N4S19	Protección Diferencial Tipo 1 barra sencilla	65.653.763	190%	124.742.000	25
20	N4S20	Protección Diferencial Tipo 1 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	94.971.702	190%	180.446.000	25
21	N4S21	Protección Diferencial Tipo 2 barra sencilla	99.547.189	190%	189.140.000	25
22	N4S22	Protección Diferencial Tipo 2 Otras configuraciones diferentes a barra sencilla	164.580.042	190%	312.702.000	25
23	N4S23	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra sencilla - tipo convencional -	67.197.789	190%	127.676.000	25
24	N4S24	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra sencilla - tipo convencional -	97.753.424	190%	185.732.000	25
25	N4S25	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble - tipo convencional-	123.998.203	190%	235.597.000	25
26	N4S26	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble - tipo convencional-	179.628.970	190%	341.295.000	25
27	N4S27	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	123.998.203	190%	235.597.000	25
28	N4S28	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra doble con by pass - tipo convencional -	179.628.970	190%	341.295.000	25
29	N4S29	Módulo de barraje tipo 1, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	90.503.443	190%	171.957.000	25
30	N4S30	Módulo de barraje tipo 2, configuración barra principal y transferencia - tipo convencional-	146.134.210	190%	277.655.000	25
31	N4S31	Módulo de barraje tipo 1, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	60.775.841	190%	115.474.000	25
32	N4S32	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio - tipo convencional-	93.961.292	190%	178.526.000	25
33	N4S33	Módulo de barraje tipo 1, configuración en anillo - tipo convencional-	60.775.841	190%	115.474.000	25
34	N4S34	Módulo de barraje tipo 2, configuración en anillo - tipo convencional-	93.961.292	190%	178.526.000	25
35	N4S35	Módulo común tipo 1, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	519.078.667	190%	2.845.255.000	25
36	N4S36	Módulo común tipo 2, - tipo convencional o encapsulada- Cualquier configuración	559.121.620	190%	3.395.217.000	25
37	N4S37	Sistema de control de la subestación (Sub 115 kV/34.5 kV) o (Sub 115kV/ 13.8 kV)	190.740.735	190%	362.407.000	10
38	N4S38	Campo Móvil Encapsulado Nivel IV	1.104.415.662	153%	1.689.756.000	25
39	N4S39	Bahía de Maniobra, (Seccionamiento de barras sin Interruptor) -tipo convencional-	20.960.631	190%	39.825.000	25

Notas: En las Unidades Constructivas 35 y 36 (Módulo Común) el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.

Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:

Edificio de control y Obras Civiles Tipo 1	1.859.006.000
Edificio de control y Obras Civiles Tipo 2	2.332.886.000

Módulo común tipo 1, - Se aplica a subestaciones que tienen 6 o menos bahías o módulos

Módulo común tipo 2, - Se aplica a subestaciones que tienen más de 6 bahías o módulos

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2011)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2011)	Vida Útil
1	N3S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	205,517,319	195%	400,759,000	25
2	N3S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	204,430,536	195%	398,640,000	25
3	N3S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	219,669,571	195%	428,366,000	25
4	N3S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	218,582,788	195%	426,236,000	25
5	N3S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	219,669,571	195%	428,366,000	25
6	N3S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	218,582,788	195%	426,236,000	25
7	N3S7	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)-	280,089,881	195%	546,175,000	25
8	N3S8	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)-	280,708,500	195%	547,382,000	25
9	N3S9	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)-	280,518,790	195%	547,012,000	25
10	N3S10	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)-	281,137,409	195%	548,218,000	25
11	N3S11	Celda de línea , subestación tipo Metalclad	140,376,016	195%	273,733,000	25
12	N3S12	Celda de transformador o acople, subestación tipo Metalclad	128,629,136	195%	250,827,000	25
13	N3S13	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	168,760,811	195%	309,584,000	25
14	N3S14	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	168,760,811	195%	309,584,000	25
15	N3S15	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	195%	245,618,000	25
16	N3S16	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 2	125,957,987	195%	245,618,000	25
17	N3S17	Bahía de línea, subestación Reducida	55,747,067	195%	108,707,000	25
18	N3S18	Bahía de transformador, subestación Reducida	55,747,067	195%	108,707,000	25
19	N3S19	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo convencional-	196,624,852	195%	383,418,000	25
20	N3S20	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo encapsulada (SF6)-	247,238,943	195%	482,116,000	25
21	N3S21	Protección Diferencial, Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	195%	196,534,000	25
22	N3S22	Protección Diferencial, Otras configuraciones diferentes a Barra sencilla, Tipo 1 o Tipo 2	100,786,717	195%	196,534,000	25
23	N3S23	Módulo de tarraje para barra sencilla -tipo 1-	43,669,158	195%	85,155,000	25
24	N3S24	Módulo de tarraje para barra sencilla -tipo 2	55,698,036	195%	108,611,000	25
25	N3S25	Módulo de tarraje para barra doble -tipo 1-	83,797,984	195%	163,406,000	25
26	N3S26	Módulo de tarraje para barra doble -tipo 2-	110,410,864	195%	215,301,000	25
27	N3S27	Módulo de tarraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	59,369,423	195%	115,770,000	25
28	N3S28	Módulo de tarraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	65,982,303	195%	127,665,000	25
29	N3S29	Módulo de tarraje para Convencional Reducida	42,782,746	195%	83,426,000	25
30	N3S30	Módulo común tipo 1 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	377,529,185	195%	1,668,153,000	25
31	N3S31	Módulo común tipo 1 - Convencional reducida	205,820,136	195%	640,044,000	25
32	N3S32	Módulo común tipo 1 - Reducida	58,654,208	195%	114,180,000	25
33	N3S33	Módulo común tipo 2 - tipo convencional o encapsulada o metalclad-	377,529,185	195%	1,655,978,000	25
34	N3S34	Sistema de Control de la Subestación (Sub 34.5 kV/13.8 kV)	190,740,735	195%	371,944,000	10
35	N3S35	Subestación Movil 30 MVA (Nivel 4 / Nivel 3 / Nivel 2)	892,978,630	153%	1,366,257,000	25
36	N3S36	Subestación Movil 15 MVA (Nivel 4 / Nivel 3 / Nivel 2)	693,645,580	153%	1,064,052,000	25

Nota: En las Unidades Constructivas 30, 31, 32 y 33 (Módulo Común), el factor de instalación aplica al equipo eléctrico, excluida la edificación.

Los costos de las edificaciones que han sido reconocidos son:

Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 1	930,725,000
Edificio de control y Obras Civiles: Convencional Reducida Tipo 1	238,695,000
Edificio de control y Obras Civiles: Reducida Tipo 1	36,804,000
Edificio de control y Obras Civiles: Convencional, Encapsulada, Metal clad Tipo 2	1,119,796,000

Módulo común tipo 1, - Se aplica a subestaciones que tienen 6 o menos bahías o módulos

Módulo común tipo 2, - Se aplica a subestaciones que tienen más de 6 bahías o módulos

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 3 modificado por 027-2003 art.1

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional-	179,089,833	193%	345,643,000	25
2	N2S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional-	177,366,865	193%	342,318,000	25
3	N2S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional-	189,299,720	193%	365,348,000	25
4	N2S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional-	187,576,753	193%	362,023,000	25
5	N2S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	189,299,720	193%	365,348,000	25
6	N2S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional-	187,576,753	193%	362,023,000	25
7	N2S7	Bahía de línea o transformador, subestación reducida	37,893,459	193%	73,134,000	25
8	N2S8	Bahía de Acople o Seccionamiento (configuraciones en que aplica) -tipo convencional-	174,957,667	193%	337,668,000	25
9	N2S9	Celda de salida de Circuito, barra sencilla -Sub. Metalclad-	88,499,119	193%	170,803,000	25
10	N2S10	Celda de llegada de Transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	90,678,031	193%	175,009,000	25
11	N2S11	Celda de Interconexión o de acople, barra sencilla -Sub. Metalclad-	85,974,238	193%	166,930,000	25
12	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares, barra sencilla -Sub. Metalclad-	79,277,119	193%	153,005,000	25
13	N2S13	Gabinete protección de barras -Sub. Metalclad	130,336,065	193%	251,549,000	25
14	N2S14	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad-	62,019,951	193%	119,699,000	25
15	N2S15	Celda de salida de Circuito, doble barra -Sub. Metalclad-	94,679,806	193%	182,732,000	25
16	N2S16	Celda de llegada de Transformador, doble barra -Sub. Metalclad-	97,076,609	193%	187,358,000	25
17	N2S17	Celda de Interconexión o de acople, doble barra -Sub. Metalclad-	91,902,437	193%	177,372,000	25
18	N2S18	Celda de Medida o Auxiliares, doble barra -Sub. Metalclad-	84,535,606	193%	163,154,000	25
19	N2S19	Ducto de Barras o Cables llegada transformador, doble barra -Sub. Metalclad-	62,019,951	193%	119,699,000	25
20	N2S20	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 1-	33,535,016	193%	64,833,000	25
21	N2S21	Módulo de barraje para barra sencilla -tipo 2-	43,678,254	193%	84,299,000	25
22	N2S22	Módulo de barraje para barra doble -tipo 1-	68,681,007	193%	132,554,000	25
23	N2S23	Módulo de barraje para barra doble -tipo 2-	95,616,669	193%	184,540,000	25
24	N2S24	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 1-	68,681,007	193%	132,554,000	25
25	N2S25	Módulo de barraje para barra principal y transferencia -tipo 2-	95,616,669	193%	184,540,000	25
26	N2S26	Módulo de barraje subestación reducida	22,815,479	193%	44,034,000	25

Unidades Constructivas de equipos de subestación del Nivel de Tensión 2 modificado por 027-2003 art.2

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 4

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N4L1	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	44,014,182	269%	118,398,000	25
2	N4L2	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	58,759,071	269%	158,062,000	25
3	N4L3	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	37,971,424	269%	102,143,000	25
4	N4L4	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	49,204,575	269%	132,360,000	25
5	N4L5	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	75,726,404	244%	184,772,000	25
6	N4L6	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	85,992,036	244%	209,821,000	25
7	N4L7	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 1	50,337,839	249%	125,341,000	25
8	N4L8	km de Línea: Circuito sencillo - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	60,603,471	249%	150,903,000	25
9	N4L9	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	79,132,628	269%	212,867,000	25
10	N4L10	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	106,830,703	269%	287,375,000	25
11	N4L11	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	61,405,618	269%	165,181,000	25
12	N4L12	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	84,294,762	269%	226,753,000	25
13	N4L13	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 1	97,944,591	244%	238,985,000	25
14	N4L14	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Urbana - Conductor tipo 2	118,475,855	244%	289,081,000	25
15	N4L15	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 1	69,210,903	249%	172,335,000	25
16	N4L16	km de Línea: Circuito doble - Estructuras de Concreto - Rural - Conductor tipo 2	89,742,167	249%	223,458,000	25
17	N4L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	104,996,229	269%	282,440,000	25
18	N4L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	115,261,861	269%	310,054,000	25
19	N4L19	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 1	158,145,345	269%	425,411,000	25
20	N4L20	km de Línea: Circuito doble - Poste metálico - Urbana - Conductor tipo 2	178,676,609	269%	480,640,000	25
21	N4L21	km de Línea Circuito sencillo - Subterránea - Urbana - Cable (750 MCM - 1000 MCM)	1,516,073,806	163%	2,471,655,000	25
22	N4L22	km de Línea Circuito sencillo - Submarina - Cable monopolaes (500 MCM)	739,222,747	211%	1,561,238,000	25

Notas

Conductores para valoración

Conductor Tipo 1 336 MCM

Conductor Tipo 2 795 MCM

Conductores menores a 605 MCM son tipo 1, mayores o iguales a 605 MCM son tipo 2

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N3L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	23,976,959	198%	47,474,000	25
2	N3L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	33,325,737	198%	65,985,000	25
3	N3L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1	35,422,625	198%	70,137,000	25
4	N3L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2	41,187,997	198%	81,552,000	25
5	N3L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1	19,469,112	183%	35,628,000	25
6	N3L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2	25,203,609	183%	46,123,000	25
7	N3L7	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 1	54,049,515	208%	112,423,000	25
8	N3L8	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Urbana - Conductor tipo 2	65,580,260	208%	136,407,000	25
9	N3L9	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 1	41,399,400	188%	77,831,000	25
10	N3L10	km de Línea: Circuito doble - Poste (>20m) o E. de Celosía - Rural - Conductor tipo 2	52,930,145	188%	99,509,000	25
11	N3L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F (*)	83,326,684	140%	116,657,000	25
12	N3L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F (*)	108,645,963	140%	152,104,000	25
13	N3L13	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolaes 750 MCM cu)	462,628,785	163%	754,085,000	25
14	N3L14	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolaes 500 MCM cu)	361,293,166	163%	588,908,000	25
15	N3L15	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolaes 350 MCM cu)	287,710,582	163%	468,968,000	25
16	N3L16	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolaes 4/0 MCM cu)	240,490,701	163%	392,000,000	25
17	N3L17	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolaes 1/0 MCM cu)	194,118,854	163%	316,414,000	25
18	N3L18	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolaes 750 MCM cu)	823,043,301	163%	1,341,561,000	25
19	N3L19	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolaes 500 MCM cu)	620,372,064	163%	1,011,206,000	25
20	N3L20	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolaes 350 MCM cu)	472,415,095	163%	770,037,000	25
21	N3L21	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolaes 4/0 MCM cu)	377,975,333	163%	616,100,000	25
22	N3L22	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolaes 1/0 MCM cu)	285,091,468	163%	464,699,000	25

Notas

Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre

Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre

(*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Unidades Constructivas de líneas del Nivel de Tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2L1	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F + N	26.312.185	181%	47.625.000	25
2	N2L2	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F + N	33.999.348	181%	61.539.000	25
3	N2L3	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 3F	22.558.665	174%	39.252.000	25
4	N2L4	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 3F	28.324.038	174%	49.284.000	25
5	N2L5	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F + N	24.162.262	174%	42.042.000	25
6	N2L6	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 con 2F + N	29.927.635	174%	52.074.000	25
7	N2L7	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 2F	19.403.750	162%	31.434.000	25
8	N2L8	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 con 1F + N	21.007.347	162%	34.032.000	25
9	N2L9	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F + N	12.659.004	207%	26.204.000	25
10	N2L10	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F + N	20.346.167	207%	42.117.000	25
11	N2L11	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 3F	10.614.551	204%	21.654.000	25
12	N2L12	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 3F	16.379.923	204%	33.415.000	25
13	N2L13	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F + N	11.198.802	204%	22.846.000	25
14	N2L14	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 2 con 2F + N	16.964.174	204%	34.607.000	25
15	N2L15	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 2F	8.800.741	214%	18.834.000	25
16	N2L16	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Rural - Conductor tipo 1 con 1F + N	9.384.991	214%	20.084.000	25
17	N2L17	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 3F+N	44.311.052	162%	71.784.000	25
18	N2L18	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 2 semiaislado 3F+N	55.468.408	162%	89.859.000	25
19	N2L19	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Conductor tipo 1 semiaislado 1F+N	28.097.385	162%	45.518.000	25
20	N2L20	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Aislada 100% 3F (Cable tipo 2)	65.545.470	159%	104.217.000	25
21	N2L21	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 500 MCM cu)	319.492.316	169%	539.942.000	25
22	N2L22	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 350 MCM cu)	259.546.949	169%	438.634.000	25
23	N2L23	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	212.847.047	169%	359.712.000	25
24	N2L24	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	168.613.782	169%	284.957.000	25
25	N2L25	km de Línea: Circuito sencillo - Subterránea - Urbana (3 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	155.471.484	169%	262.747.000	25
26	N2L26	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 500 MCM cu)	527.693.497	169%	891.802.000	25
27	N2L27	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 350 MCM cu)	407.802.762	169%	689.187.000	25
28	N2L28	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 4/0 MCM cu)	314.402.959	169%	531.341.000	25
29	N2L29	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares 1/0 AWG cu)	225.936.429	169%	381.833.000	25
30	N2L30	km de Línea: Circuito doble - Subterránea - Urbana (6 Cables Monopolares No 2 AWG cu)	199.651.834	169%	337.412.000	25
31	N2L31	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar 1/0 AWG cu)	74.526.653	169%	125.950.000	25
32	N2L32	km de Línea: Circuito monofásico - Subterránea - Urbana (1 Cable Monopolar No. 2 AWG cu)	70.145.887	169%	118.547.000	25
33	N2L33	km de Línea: Circuito sencillo - Poste de concreto - Urbana - Aislada 100% 1F (Cable tipo 1)	30.322.880	164%	49.730.000	25

Notas:

Conductores menores o iguales al No. 2/0 AWG son tipo 1, mayores al No. 2/0 AWG son tipo 2 para conductores diferentes al cobre

Conductores menores o iguales al No. 2 AWG son tipo 1, mayores al No. 2 AWG son tipo 2 para conductores de cobre

(*) Conductor semi-aislado: sin pantalla

Unidades Constructivas de Transformadores de Conexión al STN & Transformadores de STR y/o SDL

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001 por kVA)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001 por kVA)	Vida Útil
1	N5TC1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 10 a 20 MVA	18.457	181%	33.000	25
2	N5TC2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18.457	181%	33.000	25
3	N5TC3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	16.980	181%	31.000	25
4	N5TC4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	13.473	181%	24.000	25
5	N5TC5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 121 a 150 MVA	11.997	181%	22.000	25
6	N5TC6	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 20 a 40 MVA	18.088	181%	33.000	25
7	N5TC7	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 80 MVA	14.765	181%	27.000	25
8	N5TC8	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 81 a 120 MVA	11.997	181%	22.000	25
9	N5TC9	Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final mayor a 121 MVA	9.228	181%	17.000	25
10	N4T1	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 6.1 a 10 MV	38.759	181%	70.000	25
11	N4T2	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 11 a 15 MV	31.007	181%	56.000	25
12	N4T3	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 16 a 20 MV	24.732	181%	45.000	25
13	N4T4	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 21 a 30 MV	22.148	181%	40.000	25
14	N4T5	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 31 a 40 MV	20.856	181%	38.000	25
15	N4T6	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 41 a 80 MV	15.135	181%	27.000	25
16	N4T7	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final de 81 a 120 M	13.289	181%	24.000	25
17	N4T8	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel IV, capacidad final mayor a 120 M	12.181	181%	22.000	25
18	N3T1	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 0.5 a 2.5 M	22.148	181%	40.000	25
19	N3T2	Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	20.302	181%	37.000	25
20	N3T3	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 6.1 a 10 MV	23.580	181%	43.000	25
21	N3T4	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 11 a 15 MV	22.673	181%	41.000	25
22	N3T5	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 16 a 20 MV	21.403	181%	39.000	25
23	N3T6	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final de 21 a 30 MV	19.590	181%	35.000	25
24	N3T7	Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel III, capacidad final mayor a 31 M	18.139	181%	33.000	25

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
25	TAZ	Transformador de Aterrizamiento	130.024.465	181%	235.344.000	25

Nota: Para tamaños de transformadores con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Unidades Constructivas de Equipos de Compensación

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001 por kVAr)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001 por kVAr)	Vida Útil
1	N4CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 11 a 20 MVAR	14.893	181%	27.000	25
2	N4CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 21 a 30 MVAR	12.143	181%	22.000	25
3	N4CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión IV, capacidad final de 31 a 40 MVAR	9.279	181%	17.000	25
4	N3CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 3 a 20 MVAR	11.456	181%	21.000	25
5	N3CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 21 a 30 MVAR	9.508	181%	17.000	25
6	N3CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión III, capacidad final de 31 a 40 MVAR	7.561	181%	14.000	25
7	N2CR1	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 150 kVAr	48.802	181%	88.000	25
8	N2CR2	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 300 kVAr	48.802	181%	88.000	25
9	N2CR3	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 450 kVAr	48.802	181%	88.000	25
10	N2CR4	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 600 kVAr	48.802	181%	88.000	25
11	N2CR5	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 900 kVAr	48.802	181%	88.000	25
12	N2CR6	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final de 1200 kVAr	48.802	181%	88.000	25
13	N2CR7	Compensación reactiva para el nivel de tensión II, capacidad final mayor a 1200 kVA	28.411	181%	51.000	25

Nota: Para tamaños de compensaciones con capacidades inferiores al primer rango especificado, se aplica el índice de costo del primer rango

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 3

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N3EQ1	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297.853	180%	536.000	15
2	N3EQ2	Juego de cortacircuitos de expulsión	458.236	130%	596.000	25
3	N3EQ3	Juego de cuchillas para operación sin carga nivel de tensión 3 (36 kV, 46	1.777.535	130%	2.311.000	25
4	N3EQ4	Juego de pararrayos nivel de tensión 3	769.306	120%	923.000	25
5	N3EQ5	Juego de pararrayos nivel de tensión 3 (44kV)	6.692.218	120%	8.031.000	25
6	N3EQ6	Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel de tensión 3 (36kV)	17.231.400	120%	20.678.000	25
7	N3EQ7	Reconectador 36 kV	32.802.476	120%	39.363.000	25
8	N3EQ8	Reconectador 36 kV telecomandado	68.464.563	120%	82.157.000	25
9	N3EQ9	Regulador 36 kV	100.854.862	120%	121.026.000	25
10	N3EQ10	Seccionalizador manual (seccionalizador bajo carga) 400A	13.747.080	120%	16.496.000	25
11	N3EQ11	Seccionalizador eléctrico, 400A	16.496.496	120%	19.796.000	25
12	N3EQ12	Seccionalizador con control inteligente, 400A	21.766.210	120%	26.119.000	25
13	N3EQ13	Transición aérea - subterránea	3.720.876	140%	5.209.000	25
14	N3EQ14	Transición aérea - subterránea (44 kV)	4.837.139	140%	6.772.000	25

Unidades Constructivas de Equipos del nivel de tensión 2

No.	Unidad Constructiva	Descripción	Valor FOB (\$ dic 2001)	Factor de Instalación	Valor Instalado (\$ dic 2001)	Vida Útil
1	N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo tres vías	2,604,750	120%	3,126,000	25
2	N2EQ2	Caja de maniobra de dos vías 15 kV, sumergible	25,202,980	120%	30,244,000	25
3	N2EQ3	Caja de maniobra de tres vías 15 kV, sumergible	27,494,160	120%	32,993,000	25
4	N2EQ4	Caja de maniobra de cuatro vías 15 kV, sumergible	29,785,340	120%	35,742,000	25
5	N2EQ5	Caja de maniobra de cinco vías 15 kV, sumergible	32,076,520	120%	38,492,000	25
6	N2EQ6	Caja de maniobra de seis vías 15 kV, sumergible	34,367,700	120%	41,241,000	25
7	N2EQ7	Control de bancos de capacitores	1,053,943	120%	1,265,000	25
8	N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr	5,617,973	120%	6,742,000	25
9	N2EQ9	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr	6,270,960	120%	7,525,000	25
10	N2EQ10	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr	7,306,153	120%	8,767,000	25
11	N2EQ11	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr	10,954,961	120%	13,146,000	25
12	N2EQ12	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr	21,706,388	120%	26,048,000	25
13	N2EQ13	Cortacircuitos 15 kV monofásico	114,835	150%	172,000	25
14	N2EQ14	Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)	297,853	180%	536,000	15
15	N2EQ15	Indicador falla monofásico	343,677	120%	412,000	25
16	N2EQ16	Juego de cortacircuitos 15 kV trifásico	411,613	130%	535,000	25
17	N2EQ17	Juego de cuchillas para operación sin carga	1,206,751	140%	1,689,000	25
18	N2EQ18	Pararrayos monofásicos	117,850	140%	165,000	25
19	N2EQ19	Juego de pararrayos trifásicos 15 kV en Poste	261,195	140%	366,000	25
20	N2EQ20	Juego de pararrayos subterráneos trifásicos	1,690,500	140%	2,367,000	25
21	N2EQ21	Juego de seccionadores trifásico bajo carga	12,701,000	120%	15,241,000	25
22	N2EQ22	Reguladores de voltaje trifásicos de distribución	97,642,901	120%	117,171,000	25
23	N2EQ23	Reconector 15 KV 100 A Monofásico + control	11,455,900	120%	13,747,000	25
24	N2EQ24	Reconector 15 KV 200 A Trifásico + control	21,078,856	120%	25,295,000	25
25	N2EQ25	Reconector 15 KV 400 A Trifásico + control	22,911,800	120%	27,494,000	25
26	N2EQ26	Reconector 15 KV 600 A Trifásico + control	25,202,980	120%	30,244,000	25
27	N2EQ27	Reconector 15 KV 600 A Trifásico telecomandado	28,639,750	120%	34,368,000	25
28	N2EQ28	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA	25,202,980	120%	30,244,000	25
29	N2EQ29	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA	32,122,344	120%	38,547,000	25
30	N2EQ30	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA	38,491,824	120%	46,190,000	25
31	N2EQ31	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA	61,816,036	120%	74,179,000	25
32	N2EQ32	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA	99,276,829	120%	119,132,000	25
33	N2EQ33	Seccionador monopolar 14.4 kV	300,000	140%	420,000	25
34	N2EQ34	Seccionador trifásico vacío	27,851,947	120%	33,422,000	25
35	N2EQ35	Seccionalizador con control inteligente, 400A	16,496,496	120%	19,796,000	25
36	N2EQ36	Seccionalizador eléctrico, 400A	12,601,490	120%	15,122,000	25
37	N2EQ37	Seccionalizador manual (seccionalizador bajo carga) 400A	11,226,782	120%	13,472,000	25
38	N2EQ38	Swiche de transferencia en SF6	39,885,950	120%	47,863,000	25
39	N2EQ39	Swiche de transferencia en SF6 telecomandado	77,212,766	120%	92,655,000	25
40	N2EQ40	Swiche interrupción en aire bajo carga	5,317,722	120%	6,381,000	25
41	N2EQ41	Transición aérea - subterránea - trifásica	2,317,834	130%	3,013,000	25
42	N2EQ42	Transición aérea - subterránea - monofásica	927,134	130%	1,205,000	25

2. Áreas típicas reconocidas a las Unidades Constructivas

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople, Seccioamiento, Transferencia (m ²)	Módulo Común tipo 1 (m ²)	Módulo Común tipo 2 (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m ²)
Barra Sencilla	650	650		1750	3500	500	950
Doble Barra	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Doble Barra más By- Pass	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Barra Principal y Transferencia	650	650	650	2300	4600	1450	2900
Interruptor y Medio	500	500		3500	3500	750	1450
Anillo	500	500		3500	3500	750	1450

Subestaciones Encapsuladas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 4	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople (m ²)	Módulo Común (m ²)
Barra Sencilla	200	200		3500
Doble Barra y otras config.	200	200	200	3500

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople, Seccioamiento, Transferencia (m ²)	Módulo Común tipo 1 (m ²)	Módulo Común tipo 2 (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m ²)
Todas las configuraciones	230	230	230	400	1000	140	290

Subestaciones Convencionales Reducidas SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Modulo Común (m ²)	Modulo de Barraje (m ²)
Todas las configuraciones	50	60	400	130

Subestaciones Encapsuladas y MetalClad SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 3	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Módulo Común (m ²)
Todas las configuraciones	120	120	1000

Subestaciones Convencionales SUBESTACIÓN NIVEL DE TENSIÓN 2	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople, Transferencia (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 1 (m ²)	Modulo de Barraje Tipo 2 (m ²)
Todas las configuraciones	20	20	20	120	240

TRANSFORMADORES	Conexión al STN (m ²)	Lado de Alta en el nivel 4 (m ²)	Lado de Alta en el nivel 3 (m ²)
Bancos monofásicos	160	70	20
Transformadores Trifásicos	60	30	10

CENTROS DE CONTROL	(m ²)
Centros de Control	500

AREAS DE TERRENOS RECONOCIDAS A LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN

SUBESTACIÓN 230 kV (m ²)	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople, Transferencia (m ²)	Bahía Seccionami (m ²)	Módulo Común (m ²)
Barra Sencilla	1200	1200		2000	2800
Barra Principal y Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más Transferencia	1500	1500	1500	2400	3300
Doble Barra más By- Pass	1600	1600	2600	2600	3700
Interruptor y Medio	900	900			4000
Anillo	900	900			4000
Doble Barra Encapsulada	160	80	80	80	900

SUBESTACIÓN 500 kV	Bahía Línea (m ²)	Bahía Transformador (m ²)	Bahía Acople, Transferencia (m ²)	Seccionami ento (m ²)	Módulo Común (m ²)
Doble Barra más Transferencia	3600	3600	3600	2100	6500
Interruptor y Medio	3600	3600			6500

ANEXO 4. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL (Resolución CREG 082-02, Anexo 4)

1. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE STR, Y DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS ENTRE LOS OR

1.1 Actualización, liquidación y recaudo de los cargos de STR

El Ingreso Anual para remunerar los activos de Nivel de Tensión 4 y el Ingreso Anual para remunerar los activos de conexión al STN de los OR, en un Sistema de Transmisión Regional, serán recaudados por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), mediante la aplicación mensual de los Cargos del Nivel de Tensión 4 de cada STR, a los Comercializadores que tengan Demanda Comercial en los mismos, así:

$$LC_{i,m,k,R} = \left(\sum_{j=1}^{TR} DC_{i,j,m} \right) * CD_{4,R,k} * \frac{IPP_m}{IPP_L}$$

Donde:

$LC_{i,m,k,R}$: Liquidación por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, en el Sistema de Transmisión Regional R , que se realizará al comercializador i , por el consumo del mes m del año k .

m : Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

TR : Número total de OR que conforman la región R y que han obtenido aprobación, por parte de la CREG, del Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4 y del Costo Anual de Conexiones al STN.

$DC_{i,j,m}$: Demanda del Comercializador i , en el Sistema del Operador de Red j , durante el mes de consumo m , referida al STN utilizando, cuando sea el caso, los factores de pérdidas definidos en el Anexo No. 10, sin considerar la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

- $CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R, en el año k. Este cálculo se determina según lo establecido en el Anexo No. 2.
- IPP_m : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes m.
- IPP_L : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes diciembre del año k-1.

La liquidación de los Cargos del Nivel de Tensión 4 se realizará en el mes inmediatamente posterior al de consumo, en cada Sistema de Transmisión Regional R, siguiendo el procedimiento que para el efecto expida la CREG en resolución aparte.

El esquema de Liquidación y Administración de Cuentas consiste en el cálculo y actualización de los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional, la facturación y recaudo a los agentes comercializadores y la distribución de los ingresos a los Operadores de Red.

Para efectos de realizar las actividades de Liquidación y Administración de Cuentas, se establecerán, entre otras, las reglas técnicas y comerciales, la distribución de los ingresos y las garantías que los Comercializadores deben otorgar al Administrador del SIC para garantizar los pagos. Se incluirán además los plazos para la facturación y giro de recursos.

1.2 Distribución de los Ingresos para Remunerar Activos del Nivel de Tensión 4 y Conexiones al STN.

El LAC, mensualmente, distribuirá los ingresos recaudados por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, entre los Operadores de Red que conforman cada Sistema de Transmisión Regional R, así:

$$IRD_{j,R,m,k} = RC_{m,k,R} * \frac{ITR_{j,k,R}}{ITR_{R,k}}$$

Donde:

- $IRD_{j,R,m,k}$: Ingresos que se asignarán al OR j, del Sistema de Transmisión Regional R en el mes m del año k.
- $RC_{m,k,R}$: Monto total recaudado por el LAC en el mes m, del año k, por concepto de liquidación de Cargos del Nivel de Tensión 4 a

los comercializadores del Sistema de Transmisión Regional *R*.

$ITR_{j,k,R}$: Ingreso Total Anual para el OR *j*, del Sistema de Transmisión Regional *R*, en el año *k*, calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 2.

$ITR_{k,R}$: Ingreso Total Anual para el Sistema de Transmisión Regional *R*, en el año *k*, calculado según la metodología descrita en el numeral 1 del Anexo No. 2.

Para la distribución de los Ingresos que se asignan a cada Operador de Red, se seguirá el procedimiento que expida la CREG.

2. ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DE SDL

Actualización

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CD_{j,n,m,k} = CD_{j,n} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

Donde:

n: Nivel de Tensión 3 ó 2.

$CD_{j,n,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión *n*, del OR *j*, correspondiente al mes *m* del año *k*.

$CD_{j,n}$: Cargo Máximo del Nivel de tensión *n* en el año *k*, aprobado por la CREG al OR *j*. Este valor estará referido a pesos colombianos de diciembre de 2001.

fp: Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042

a: Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobó por primera vez al Operador de Red *j*, su Cargo Máximo del Nivel de Tensión *n*. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargos Máximos Acumulados en el año 2003, *a* es igual a cero (0) para ese año.

IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.

IPP_o : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, serán liquidados y facturados por el OR a cada uno de los Comercializadores que atienden Usuarios Finales conectados a su sistema en los niveles de tensión 3 y 2, y a los OR que tomen energía de su sistema en los mismos niveles de tensión.

Estos cargos serán facturados por el OR a cada comercializador u OR, y pagados por los últimos, en los mismos plazos que se establezcan para la liquidación y recaudo de los cargos de STR. Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

3. LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS MÁXIMOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1

Actualización

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, se actualizarán mensualmente de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CDAI_{j,1,m} = CDAI_{j,1} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDAM_{j,1,m} = CDAM_{j,1} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDSI_{j,1,m} = CDSI_{j,1} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

$$CDSM_{j,1,m} = CDSM_{j,1} * [(1 - fp)^a] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

Donde:

- $CDAl_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para redes aéreas del OR j en el mes m .
- $CDAl_{j,1}$: *Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, aprobado por la CREG para redes aéreas del OR j .*
- $CDAM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, para redes aéreas del OR j en el mes m .
- $CDAM_{j,1}$: *Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para redes aéreas del OR j .*
- $CDSI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, para redes subterráneas del OR j en el mes m .
- $CDSI_{j,1}$: *Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, aprobado por la CREG para redes subterráneas del OR j .*
- $CDSM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aplicable a redes subterráneas del OR j en el mes m .
- $CDSM_{j,1}$: *Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, aprobado por la CREG para redes subterráneas del OR j .*
- fp : Factor de Productividad Anual. Su valor será 0.0042
- a : Número de años transcurridos desde aquel en el que se aprobó por primera vez al Operador de Red j , el respectivo Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1. Por ejemplo, para aquellos OR que obtengan aprobación de Cargos en el año 2003, a es igual a cero (0) para ese año.
- IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.
- IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.

Liquidación y Recaudo

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, serán liquidados y facturados por el OR a cada uno de los Comercializadores que atiendan Usuarios Finales, conectados a su sistema y que no son propietarios de los respectivos Activos de Nivel de Tensión 1.

En el caso de Activos de Nivel de Tensión 1 que no sean propiedad del OR, éste deberá reportar al Comercializador respectivo el listado de Usuarios Finales asociados con dichos Activos. El comercializador dejará de liquidar Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1, que remuneran Inversión, a los usuarios respectivos, a partir del mes siguiente a la fecha de recepción de dicha información por parte del OR.

Cuando la propiedad de los Activos de Nivel de Tensión 1 sea compartida con el OR, en el sentido de que un tercero sea propietario del transformador o de la red secundaria, el Operador de Red deberá informar de tal situación al comercializador quien liquidará, a partir del mes siguiente a la recepción de dicha información, el 50% del respectivo cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera Inversión, a los Usuarios Finales respectivos.

En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento continuarán siendo pagados por los usuarios, y trasladados al OR, teniendo en cuenta que éste último es responsable de dichas actividades sobre la totalidad de activos del Nivel de Tensión 1, independientemente de la propiedad.

Para todos los usuarios conectados a Nivel de Tensión 1 deberá suponerse que están conectados a redes aéreas, mientras el OR no pueda establecer lo contrario.

Si un Usuario conectado al Nivel de Tensión 1, está alimentado de una red secundaria que tiene una parte aérea y otra subterránea, el cargo que podrá cobrarsele será el correspondiente a redes aéreas.

Los Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1 serán facturados por el OR a cada comercializador u OR, y pagados por estos últimos, en los mismos plazos que se establezcan para la liquidación y recaudo de los cargos por uso de STR. Estos plazos podrán ser modificados por acuerdo entre las partes.

4. CARGOS POR USO, POR NIVELES DE TENSIÓN, QUE SE UTILIZAN EN EL CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Los Cargos por Uso a utilizar en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio, para un mercado de comercialización asociado con el sistema del OR j , que a su vez hace parte del Sistema de Transmisión Regional R , se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

a. Nivel de Tensión 4 ($Dt_{4,m,k}$):

$$Dt_{4,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{4,j,k}}$$

Donde:

$CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4, del Sistema de Transmisión Regional R , actualizado al mes m del año k , así:

$$CD_{4,R,m,k} = CD_{4,R,k} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_L}$$

Donde:

$CD_{4,R,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional R , en el año k . Este cálculo se determina según lo establecido en el Anexo No. 2.

IPP_{m-1} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes $m-1$.

IPP_L : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes diciembre del año $k-1$.

$PR_{4,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía el Nivel de Tensión 4 al STN, en el sistema del OR j , durante el año k .

b. Nivel de Tensión 3 ($Dt_{3,m,k}$):

$$Dt_{3,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{3,j,k}} + CD_{j,3,m,k}$$

Donde:

$CD_{j,3,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3, correspondiente al mes m del año k , del OR j .

$PR_{3,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 al STN, en el sistema del OR j , durante el año k .

c. Nivel de Tensión 2 ($Dt_{2,m,k}$):

$$Dt_{2,m,k} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{2,j,k}} + CD_{j,2,m,k}$$

Donde:

$CD_{j,2,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2, correspondiente al mes m del año k , del OR j .

$PR_{2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN, en el sistema del OR j , durante el año k .

d. Nivel de Tensión 1 ($Dt_{1,m,k,l}$):

$$Dt_{1,m,k,l} = \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{1,j,k}} + \frac{CD_{j,l,m,k}}{1 - PR_{1,l,j,k}} + CDI_{j,1,m} + CDM_{j,1,m}$$

l : Nivel de Tensión al cual se conectan los Activos de Nivel de Tensión 1, que sirven a los usuarios para los cuales se está calculando el Costo Unitario. Puede tomar valores de 2 ó 3.

$CD_{j,1,m,k}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, correspondiente al mes m del año k , del OR j .

$CDI_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera inversión al OR j , para el mes m . Cuando el Operador de Red no sea dueño de la totalidad de los Activos del Nivel de Tensión 1, al cual se conectan Usuarios Finales, se aplicará lo dispuesto en el numeral 3 de este anexo.

$CDM_{j,1,m}$: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento al OR j , para el mes m (ver numeral 3 de este Anexo).

$PR_{1,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al STN, en el sistema del OR j , durante el año k .

$PR_{1,l,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión l , del OR j , durante el año k . Este valor se presenta en el Anexo No. 10.

5. LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA EN EXCESO

Los costos del transporte de la energía reactiva en exceso de que trata el Artículo 11 serán recaudados por el comercializador y entregados al OR que sirve al Usuario respectivo.

En el caso de los STR, los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados directamente al OR aplicando la misma tarifa con que liquida el LAC el ingreso del respectivo STR.

ANEXO 5. VERIFICACIÓN SOBRE LOS ACTIVOS REPORTADOS POR LOS OPERADORES DE RED PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DE LOS STR O SDL DE NIVELES DE TENSIÓN 2, 3 Y 4 (Resolución CREG 082-02, Anexo 5)

A partir de la entrega de la información, por parte de los Operadores de Red, solicitada por la CREG mediante las Circulares CREG No. 019, 025, 027, 029, 038 de 2002, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan, la Comisión adelantará una verificación de la calidad de la información reportada, de conformidad con la siguiente metodología. Se podrán realizar, para cada OR, dos tipos de verificaciones, así:

1. Verificación Tipo 1

A partir de la información reportada por cada Operador de Red, la CREG determinará un tamaño de muestra para cada OR. El tamaño de la muestra deberá garantizar globalmente una confiabilidad mayor del 90% y un error relativo de muestreo menor del 5%.

En el desarrollo del trabajo de campo, se verificará la precisión de la información reportada a la CREG por el OR. Se considerará que la información reportada es precisa, y por lo tanto se acepta la misma, cuando:

- a) Los activos seleccionados para el trabajo de campo, no presentan ninguna inconsistencia, considerando la información reportada a la Comisión.
- b) El Operador de Red explique adecuadamente las razones por las cuales la información no coincide exactamente con la levantada en campo, en caso de que se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada para una unidad constructiva. Estas aclaraciones deberán ser efectuadas por el OR dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que sea informado de tal situación por parte de la CREG.

Se entiende que la información es inconsistente:

- i) cuando su georeferenciación no permita establecer la existencia del activo,
- ii) cuando lleve a clasificarlo en una Unidad Constructiva que no corresponde con la reportada.

Cuando se encuentre alguna inconsistencia en la información reportada, el OR podrá soportar ante la CREG las razones por las cuales la información presenta imprecisiones, dentro del plazo establecido en el literal b.

Cuando la suma del efecto de todos los errores no explicados por el OR, sobre el total de los activos, conduzca a una estimación de costos de activos superior al 0.5% del costo total de activos, estimado con las unidades constructivas correctas, se rechazará la información reportada.

Cuando a un OR le sea rechazada la información reportada, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la aprobación de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de la Verificación Tipo 2 que se describe en el numeral 2 del presente Anexo.

Los costos de la Verificación Tipo 1 serán asumidos por la CREG.

2. Verificación Tipo 2

Esta verificación se realizará sobre la información revisada por el OR respectivo y que ha sido reportada a la Comisión, cuando, como resultado de la aplicación de la Verificación Tipo 1, se rechazó la información reportada a la Comisión que respalda la aprobación de cargos.

En este caso se realizará el diseño de muestreo establecido para la Verificación Tipo 1. Sin embargo, se diseñará una muestra que garantice una confiabilidad global mayor del 95% y un error relativo de muestreo menor del 5%. Los criterios de aceptación y rechazo de la información serán los mismos definidos en la Auditoría Tipo 1.

Cuando en esta verificación se rechace la información reportada por un Operador de Red, la Comisión informará de tal situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que adelante las acciones que correspondan según su competencia, y el OR deberá presentar nuevamente la información que respalda la solicitud de cargos por uso de STR o SDL, para lo cual deberá reportar la información de sus activos debidamente revisada, y solicitar a la Comisión la realización de una verificación sobre el total de la información reportada.

A partir de la información obtenida de la verificación total la Comisión estimará los cargos para la empresa.

En este caso, los costos de las verificaciones parciales (Tipo 2) y totales que se requieran, serán asumidos por el respectivo Operador de Red y la CREG en partes iguales.

ANEXO 6. RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS OR (Resolución CREG 082-02, Anexo 6)

Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el numeral 5.1.13 del presente trabajo, los Operadores de Red deberán publicar como mínimo la siguiente información:

- 1. Costo Anual Equivalente de los niveles de tensión 4, 3 y 2 (millones de pesos colombianos de diciembre de 2001), presentados a la Comisión en la solicitud de aprobación.*
- 2. Cargos Máximos para los niveles de tensión 3 y 2 que se presentan a la Comisión dentro del proceso de aprobación.*
- 3. Listado de los municipios atendidos por el STR o SDL del OR, indicando para cada uno de ellos:*
 - Longitud total de líneas en cada Nivel de Tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas urbanas. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.*
 - Longitud total de líneas en cada Nivel de Tensión (km), que se clasifican como unidades constructivas rurales. Este valor deberá dividirse en la longitud de redes propiedad del OR y la longitud propiedad de terceros.*
 - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona urbana (Grupos 1, 2 y 3 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el número de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.*
 - Número total de transformadores de distribución ubicados en la zona rural (Grupo 4 de calidad), por tamaño (kVA). Este valor deberá dividirse entre el número de transformadores propiedad del OR y el número de transformadores propiedad de terceros.*

ANEXO 7. REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CÁLCULO DE ENERGÍA ÚTIL (Resolución CREG 082-02, Anexo 7)

1. REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA

Los Operadores de Red, conjuntamente con la solicitud de aprobación de los cargos, deberán enviar a la Comisión, siguiendo los formatos y procedimientos que ésta defina para tal efecto, los flujos de energía (kWh) de su sistema, correspondientes al año calendario inmediatamente anterior a la fecha de solicitud.

La información a reportar para cada uno de los niveles de tensión es la siguiente:

- Flujo de energía desde los puntos de conexión al STN.
- Flujo de energía desde el sistema de otro Operador de Red. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía hacia el sistema de otro Operador de Red. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre del respectivo OR al que se conecta.
- Flujo de energía inyectado al sistema del OR por generadores conectados directamente al mismo. Si el OR cuenta con varias conexiones de este tipo, deberá informar la energía asociada a cada una de ellas, al igual que el nombre de la respectiva planta de generación.
- Flujo de energía asociado con ventas a usuarios finales del servicio conectados al sistema del OR.

2. CÁLCULO DE ENERGÍAS ÚTILES

A partir de la información reportada a la Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral anterior, se determinará el Flujo Eficiente de Energía del OR j , para cada uno de los años del período tarifario, considerando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen en cada año, de acuerdo con lo establecido en el Anexo No. 10.

El Flujo Eficiente de Energía del OR j se determina: a) aplicando las pérdidas por Nivel de Tensión que se reconocen a las energías de entrada a cada Nivel, y b) con los flujos entre los niveles de tensión, ajustados de tal forma que se asegure el balance de energía de cada Nivel de Tensión.

Considerando los Flujos Eficientes de Energía del OR se determinan, para cada año del período tarifario, las energías útiles en cada Nivel de Tensión, así:

Energía Útil del Nivel de Tensión 4 ($Eu_{j,4}$)

$$Eu_{j,4} = EE_{j,4} * (1 - P_4)$$

Donde:

$EE_{j,4}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 4 en el año k , del OR j .

$P_{4,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 4 del año k . Este valor se presenta en el Anexo No. 10.

Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ($Eu_{j,3}$)

$$Eu_{j,3} = EE_{j,3} * (1 - P_3)$$

Donde:

$EE_{j,3}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 3 en el año k , del OR j .

$P_{3,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 3 del año k . Este valor se presenta en el Anexo No. 10.

Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ($Eu_{j,2}$)

$$Eu_{j,2} = EE_{j,2} * (1 - P_2)$$

Donde:

$EE_{j,2}$: Energía anual de entrada al Nivel de Tensión 2 en el año k , del OR j .

$P_{2,k}$: Nivel de pérdidas reconocido para el Nivel de Tensión 2 del año k . Este valor se presenta en el Anexo No. 10.

Energía Útil Rural del Nivel de Tensión 2 ($Eur_{j,2}$):

$$Eur_{j,2} = \frac{Eu_{j,2} * PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

Donde:

$Eu_{j,2}$: Energía útil del OR j en el Nivel de Tensión 2 en el año k .

PDR_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

Energía Útil Urbana del Nivel de Tensión 2 ($Euu_{j,2}$):

$$Euu_{j,2} = Eu_{j,2} - Eur_{j,2}$$

ANEXO 8. METODOLOGÍA PARA APLICAR CRITERIOS DE EFICIENCIA EN EL USO DE ACTIVOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3, Y 2 (Resolución CREG 082-02, Anexo 8)

1. CRITERIO DE EFICIENCIA PARA ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4

1.1 Líneas Radiales

Cada OR que solicite cargos por Uso del Nivel de Tensión 4, deberá establecer el Costo Máximo Eficiente por unidad de energía a reconocer, para cada una de las Unidades Constructivas correspondientes a sus líneas radiales de este Nivel de Tensión, entendiendo por radial aquella línea en la que el flujo de potencia siempre tiene un sentido único.

A continuación se presentan las condiciones para aplicar el criterio de eficiencia

$$\text{Si } L \leq 40 \quad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P_{\max}}{55}$$

$$\text{Si } 40 < L \leq 105 \quad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P_{\max} * L^{0.81}}{1093}$$

$$\text{Si } L > 105 \quad \text{Fef}_{j,4} = \frac{P_{\max}}{25}$$

Donde:

P_{\max} Potencia máxima esperada para diez años.

$$P_{\max} = 1.5 * P_{2001}$$

Donde:

P_{2001} : Demanda máxima de potencia del tramo de línea, en MVA, para el año 2001, reportada por el OR. La

cual deberá ser reportada por cada OR al momento de presentar la solicitud de aprobación de cargos.

L: Longitud del tramo de línea radial, en Km. Esta longitud corresponde a la del tramo de línea desde su inicio en un módulo de línea, hasta el punto en el que se instala transformación o aparezca una derivación de la misma, es decir, cada tramo debe transportar una potencia única.

Fef_{j,4}: Factor de Eficiencia a aplicar sobre los costos de reposición a nuevo de cada Unidad Constructiva *j* que hace parte del tramo de línea radial de longitud *L*, en el Nivel de Tensión 4. El máximo *Fef_{j,4}* reconocido será 1.0

1.2 Otros Activos de uso correspondientes a unidades constructivas diferentes a líneas radiales

Para activos diferentes a líneas radiales se determina un Cargo Máximo eficiente a reconocer (*CME₄*), el cual se calculará así:

a. Para cada uno de los Operadores de Red, se determina el Costo Medio de activos diferentes a líneas radiales del Nivel de Tensión (*CMNR_{j,4}*), así:

$$CMNR_{j,4} = \frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,4}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-vi}} \right) + CAET_{j,4} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,4}}{Eu_{j,4}}$$

Donde:

NNR_{j,4}: Numero total de unidades constructivas diferentes a unidades de líneas radiales, del Nivel de Tensión 4, reportados por el OR *j*. No se deben considerar activos las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”, o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva *i*.

PU_i: Fracción del costo de la Unidad Constructiva *i*, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

- r*: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 14.06%.
- V_i*: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva *i*.
- CAET_{j,4}*: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 4 del OR *j*. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.
- CASN_j*: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.
- Ns_j*: Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR *j* reporta activos de uso.
- DS_{j,4}*: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR *j* reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 4.
- Eu_{j,4}*: Energía útil del Nivel de Tensión 4 del Operador de Red *j*.

- b. Para los valores calculados según el literal anterior, se lleva a cabo una prueba de normalidad.
- c. En caso que la muestra sea normal, se establece el Cargo Máximo Eficiente a reconocer, considerando una probabilidad máxima de 57% de que el costo medio de cualquier OR sea inferior a este valor, así:

$$CME_4 = CM_4 + ND * DS_4$$

Donde:

- CME₄*: Cargo Máximo Eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).
- CM₄*: Promedio de la totalidad de Costos Medios, calculados según lo dispuesto en el literal a.
- ND*: Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% corresponde a 0.1764

DS_4 : *Desviación Estándar de la totalidad de Costos Medios, calculados según lo dispuesto en el literal a.*

- d. *En caso que la muestra no sea normal, se normaliza utilizando la transformación Box-Cox, y se calcula el Cargo Máximo Eficiente a reconocer, así:*

$$CME_4 = (1 + \lambda CMET_4)^{1/\lambda}$$

Donde:

CME_4 : *Cargo Máximo Eficiente para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001).*

λ : *Parámetro de la transformación.*

$CMET_4$: *Cargo Máximo Eficiente Transformado para activos diferentes a líneas radiales en el Nivel de Tensión 4 (\$/kWh colombianos del mes de diciembre de 2001). Esta variable se calcula así:*

$$CMET_4 = CMT_4 + ND * DST_4$$

Donde:

CMT_4 : *Promedio de la totalidad de Costos Medios (calculados según lo dispuesto en el literal a) Transformados.*

ND : *Número de desviaciones estándar. Para una probabilidad del 57% corresponde a 0.1764*

DS_4 : *Desviación Estándar de la totalidad de Costos Medios, (calculados según lo dispuesto en el literal a) Transformados.*

2. CARGO MÁXIMO EFICIENTE PARA EL NIVEL DE TENSIÓN 3 (CME_3)

El cargo máximo eficiente para el Nivel de Tensión 3 se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios del Nivel de Tensión 3 de cada OR ($CMNR_{j,3}$), estimados así:

$$CM_{j,3} = \frac{\sum_{i=1}^{NNR_{j,3}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,3} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * DS_{j,3}}{Eu_{j,3}}$$

Donde:

- NNR_{j,3}:** *Numero total de unidades constructivas del Nivel de Tensión 3, reportados por el OR j. No se deben considerar activos las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”, o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio.*
- CR_i:** *Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.*
- PU_i:** *Fracción del costo de la Unidad Constructiva i, que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.*
- r:** *Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Ingreso Máximo. Su valor es 16.06%.*
- V_i:** *Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.*
- CAET_{j,3}:** *Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 3 del OR j. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.*
- CASN_j:** *Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.*
- Ns_j:** *Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.*
- DS_{j,3}:** *Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 3.*
- Eu_{j,3}:** *Energía útil del Nivel de Tensión 3 del Operador de Red j.*

3. CARGOS MÁXIMOS EFICIENTES DEL NIVEL DE TENSIÓN 2

Para este Nivel de Tensión se determinan los siguientes Cargos Máximos Eficientes:

3.1 Cargo Máximo Eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas urbanas (CMEU₂)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de líneas urbanas de Nivel de Tensión 2 de cada OR (CMU_{j,2}), estimados así:

$$CMU_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NLU_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right)}{Euu_{j,2}}$$

Donde:

NLU_{j,2}: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas urbanas del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j. No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”.

CR_i: Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i.

r: Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i: Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i.

Euu_{j,2}: Energía útil urbana del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j. Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.

3.2 Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso correspondientes a líneas rurales (CMER₂)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de líneas rurales de Nivel de Tensión 2 de cada OR (CMR_{j,2}), estimados así:

$$CAR_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NLR_{j,2}} \left(CR_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right)}{Eur_{j,2}}$$

Donde:

$NLR_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a líneas rurales del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j . No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas”.

CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .

r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.

V_i : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .

$Eur_{j,2}$: Energía útil rural del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.

3.2 Cargo Máximo eficiente a reconocer para activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales (CMEO₂)

Este Cargo Máximo Eficiente se calcula de manera análoga al procedimiento descrito en el numeral 1.2 de este Anexo, pero utilizando los Costos Medios de activos diferentes a líneas urbanas y rurales de Nivel de Tensión 2 de cada OR (CMO _{$j,2$}), estimados así:

$$CMO_{j,2} = \frac{\sum_{i=1}^{NNL_{j,2}} \left(CR_i * PU_i * \frac{r}{1 - (1+r)^{-V_i}} \right) + CAET_{j,2} + \frac{CASN_j}{Ns_j} * Ds_{j,2}}{Eu_{j,2}}$$

Donde:

$NNL_{j,2}$: Número total de Unidades Constructivas correspondientes a activos de uso diferentes a líneas urbanas y rurales, del Nivel de Tensión 2, reportadas por el OR j . No se deben considerar las unidades constructivas asociadas con líneas “normalmente abiertas” o con activos que usualmente no son utilizados en la prestación del servicio

- CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .
- r : Tasa de Descuento reconocida, en términos constantes y antes de impuestos, para remuneración por la Metodología de Precio Máximo. Su valor es 16.06%.
- V_i : Vida útil en años, reconocida para la unidad constructiva i .
- $CAET_{j,2}$: Costo Anual de Terrenos para el Nivel de Tensión 2 del OR j . Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones, y se calcula según lo dispuesto en el literal d. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.
- $CASN_j$: Costo Anual de Unidades Constructivas que no se asocian con un Nivel de Tensión específico. Este costo se determina según lo establecido en el literal e. del numeral 1.1 del Anexo No. 1.
- Ns_j : Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.
- $Ds_{j,2}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión 2.
- $Eu_{j,2}$: Energía útil del Nivel de Tensión 2 del Operador de Red j . Esta energía se estima según lo establecido en el numeral 2 del Anexo No. 7.

ANEXO 9. CÁLCULO DE CARGOS MONOMIOS HORARIOS A PARTIR DEL CARGO MONOMIO ACUMULADO (Resolución CREG 082-02, Anexo 9)

El procedimiento que se seguirá para determinar los cargos horarios es el siguiente:

- d. Elaborar las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión (4, 3, 2, 1).

Para obtener las curvas de carga típicas por Nivel de Tensión, los OR deben determinar el uso que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada uno de los niveles de tensión. La información requerida para elaborar estas curvas se puede obtener de las planillas de flujos horarios que se tengan registradas en las subestaciones. Para el caso del Nivel de Tensión 1, las curvas pueden realizarse por muestreo de carga en los transformadores de distribución. El método utilizado para elaborar este tipo de curvas es decisión de cada empresa, lo importante es que las curvas que finalmente obtengan, reflejen el uso real que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada Nivel de Tensión.

- e. Determinar los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada Nivel de Tensión.

Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

Período de carga máxima: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85% de la potencia máxima.

Período de carga media: Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48% y menor o igual al 85% de la potencia máxima.

Período de carga mínima: Las demás horas del día no contempladas en los períodos de carga máxima y media

El número de períodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga. Una curva de carga plana, por ejemplo, no debe tener diferenciación de cargo por hora, porque claramente el uso que hace un

usuario del sistema durante cualquier hora del día no causa un esfuerzo adicional al mismo.

f. Cálculo de cargos monomios horarios.

Los cargos monomios horarios para un Nivel de Tensión particular se calculan a partir del cargo monomio acumulado, calculado para ese Nivel de Tensión, con las siguientes consideraciones:

- Para la condición inicial, los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios son iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- Por definición de la Comisión, los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.

Sean H_x , H_d , y H_m el número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados por los OR, de acuerdo con el punto 2 del procedimiento establecido.

Sean P_x , P_d y P_m la potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga.

Sea D_n el cargo monomio (\$/kWh) acumulado para un Nivel de Tensión.

Se requieren calcular los cargos monomios horarios D_x , D_d y D_m :

Considerando que la magnitud de la energía de la hora i -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i -ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x P_x D_x + H_d P_d D_d + H_m P_m D_m = D_n \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (1)$$

La segunda condición, definida por la Comisión, establece que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga, lo cual quiere decir que:

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m} \quad (2)$$

$$\frac{D_x}{D_d} = \frac{P_x}{P_d} \quad (3)$$

Los cargos monomios horarios D_x , D_d y D_m se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones (1) a (3).

N

1. Pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión

A continuación se presentan los porcentajes de pérdidas a reconocer para cada año del período regulatorio, en cada Nivel de Tensión:

PERDIDAS RECONOCIDAS POR AÑO Y NIVEL DE TENSIÓN						
Año	Nivel 4 (P ₄)	Nivel 3 (P ₃)	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbana (Pu ₂)	Rural (Pr ₂)	Urbana (Pu ₁)	Rural (Pr ₁)
2003	1,35%	1,47%	1,53%	5,05%	6,47%	10,34%
2004	1,19%	1,44%	1,53%	5,05%	5,94%	9,45%
2005	1,04%	1,41%	1,53%	5,05%	5,41%	8,56%
2006	0,88%	1,38%	1,53%	5,05%	4,88%	7,67%
2007	0,73%	1,35%	1,53%	5,05%	4,35%	6,78%

Los niveles de pérdidas en los niveles de tensión 1 y 2, aplicables a cada OR en cada uno de los años del periodo tarifario, se determinan así:

$$P_{n,j,k} = Pr_{n,k} * \frac{PDR_j}{(PDR_j + PDU_j)} + Pu_{n,k} * \frac{PDU_j}{(PDR_j + PDU_j)}$$

Donde:

n: Niveles de Tensión 1 y 2.

$P_{n,k}$: Pérdidas a reconocer al OR j en el Nivel de Tensión n en el año k .

$Pr_{n,k}$: Pérdidas Rurales que se reconocen en el Nivel de Tensión n en el año k .

$Pu_{n,k}$: Pérdidas Urbanos que se reconocen en el Nivel de Tensión n en el año k .

PDR_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona rural (grupo 4 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud

de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

PDU_j : Capacidad de transformación total instalada en transformadores de distribución de la zona urbana (grupos 1, 2 y 3 de calidad) del OR j , reportada a la CREG, a la fecha de solicitud de aprobación de cargos, en cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de calidad del servicio.

2. Determinación de los factores para referir al STN

Los factores de cada Nivel de Tensión para referir las medidas de energía al STN, durante cada año del período tarifario, considerando las pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

Nivel de Tensión 4:

$$PR_{4,j,k} = P_{4,k}$$

Donde:

$PR_{4,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 4 en el año k , del OR j , al STN.

$P_{4,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión 4 en el año k .

Nivel de Tensión 3:

$$PR_{3,j,k} = (P_{3,k} + P_{4,k} - P_{3,k} * P_{4,k})$$

Donde:

$PR_{3,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 en el año k , del OR j , al STN.

$P_{n,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión n en el año k (donde n es 3 ó 4).

Nivel de Tensión 2:

$$PR_{2,j,k} = PR_{3,j,k} * (1 - P_{2,j,k}) + P_{2,j,k}$$

Donde:

$PR_{2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 en el año k , del OR j , al STN.

$P_{2,j,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión 2 en el año k , del OR j .

Nivel de Tensión 1:

$$PR_{1,j,k} = PR_{3,j,k} + (1 - PR_{3,j,k}) * (P_{1,j,k} + P_{2,j,k} - P_{1,j,k} * P_{2,j,k})$$

Donde:

$PR_{1,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 en el año k , del OR j , al STN.

$P_{n,j,k}$: Pérdidas a reconocer en el Nivel de Tensión n en el año k , del OR j (donde n es 1 ó 2).

Adicionalmente, para el Nivel de Tensión 1, se determinan los factores para referir las medidas de energía en este nivel a los niveles de tensión 3 y 2. Estos Factores son:

$$PR_{1,2,j,k} = P_{1,j,k}$$

Donde:

$PR_{1,2,j,k}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 2 en el año k , del OR j .

Y,

$$PR_{1,3,j,k} = P_{1,j,k} + P_{2,j,k} + P_{1,j,k} * P_{2,j,k}$$

Donde:

$PR_{1,3,j,k}$:

Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 1 al Nivel de Tensión 3 en el año k , del OR j .

ANEXO 10. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL (CREG)

1. REGULACIÓN Y COSTO DE CAPITAL

A través de las tarifas reguladas que determina la CREG, se reconoce el costo de capital de la industria, es decir, una tasa de retorno promedio sobre el capital invertido de acuerdo con el riesgo característico de la actividad o industria. En consecuencia, no se asegura una rentabilidad determinada para cada empresa en particular, la cual depende de aspectos tales como el comportamiento de la demanda, la eficiencia en la gestión corporativa, la estructura de capital de las empresas y distintos esquemas tributarios y contables aplicables, entre otros.

Esta metodología responde a una regulación por incentivos o precio máximo (*price cap*) durante la vigencia del período tarifario, diferente a una regulación por tasa de retorno (*rate of return*) en la que se asegura una tasa de retorno promedio determinada. Los dos anteriores métodos de regulación de precios presentan características de riesgo diferentes: en el primer caso el riesgo por variaciones en el costo de capital durante el período tarifario es asumido por las empresas, mientras que en el segundo caso el riesgo es trasladado a los usuarios (Alexander, 1996).

Cálculo y ajustes al costo de capital

El concepto de costo promedio de capital se refiere al retorno medio esperado para una actividad particular durante un período determinado. Por esta razón, el período de aplicación de la tasa de retorno determina la manera en que se calcula. Para formarse una expectativa sobre el retorno esperado se utiliza generalmente un enfoque histórico, tomando los valores promedio observados sobre un período de tiempo representativo de acuerdo con el entorno económico, las condiciones particulares del negocio y la duración del período tarifario en el cual se va a aplicar.

De otro lado, en un esquema de regulación por incentivos y precio máximo, las tarifas se fijan durante el período de vigencia y el riesgo de cambios del costo corriente de capital, hacia arriba o hacia abajo, es absorbido por las empresas. En contraste, una regulación por tasa de retorno, que ajusta periódicamente dicha tasa de acuerdo con cambios en el costo de capital corriente, reduce el riesgo para las empresas a cambio de transferirlo hacia los usuarios. Desde el punto de vista regulatorio, la determinación de quien está en mejores condiciones para asumir dicho riesgo es de gran importancia. La función del ente regulador es la de

procurar alcanzar un balance entre el interés de proteger a los usuarios a través de tarifas razonables y estables y la de brindar viabilidad financiera a las empresas en un entorno de mercado de capitales competitivo (Houston, 2000a).

El Artículo 126 de la Ley 142 de 1994 estableció una vigencia de 5 años para las fórmulas tarifarias. En consecuencia, el cálculo de un costo de capital aplicable durante todo el período tarifario es consistente con un esquema regulatorio de precio máximo. No obstante, esta situación puede exponer a las empresas a un riesgo que en buena parte es exógeno a ellas. Esto es especialmente cierto respecto a la variación de ciertos parámetros que influyen en el costo del capital en Colombia, como el llamado riesgo país. La situación anterior podría conducir a efectos no deseables, por ejemplo, el efecto inmediato de no reconocer un aumento significativo del costo de capital sería el desincentivar nuevas inversiones durante el período tarifario, de igual manera, no ajustar reducciones significativas del costo de capital implicaría una sobre remuneración de los activos en uso.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones se propuso para el cálculo del costo de capital lo siguiente:

- ✓ Adoptar un costo de capital promedio esperado para el próximo período tarifario de 5 años calculado con base en valores históricos promedio de los 2 años precedentes a su aplicación.
- ✓ Efectuar el cálculo del costo de capital con información disponible al mes de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia de las tarifas.
- ✓ Prever un ajuste en del mes de junio del tercer año tarifario de acuerdo con las variaciones de los parámetros de referencia que se definen más adelante.

La estructura optima de capital

La estructura de capital de una empresa representa el grado de apalancamiento financiero de sus inversiones y operación. En general, se estima que existe una estructura de capital óptima u objetivo y que dicha estructura es una característica de la industria. La relación óptima Deuda/Equity (D/E) para una industria, o grupo de empresas en una misma actividad económica, depende de los incentivos fiscales del endeudamiento, la facilidad de acceso a diferentes fuentes de capital, la capacidad de generación de ingresos estables y el grado de riesgo financiero que es manejable por las empresas (Brealey and Myers, 1996).

El efecto del apalancamiento financiero y por tanto de la estructura de capital sobre el costo de capital no es evidente. En tanto el costo de la deuda es menor, mayor endeudamiento tiende a reducir el primer componente del costo promedio de capital.

No obstante, a mayor deuda mayor riesgo financiero, incrementando el costo del capital propio y del segundo componente. En teoría, la manera en que una empresa financie su operación no debe influir sobre el riesgo de su actividad productiva y, dentro de un rango razonable de endeudamiento, la estructura de capital no debe tener un efecto apreciable sobre el costo de capital. Sin embargo, el efecto de los impuestos y otros factores hace que en la práctica la estructura óptima de capital sea aquella que minimiza el costo del capital (Houston, 2000b).

No existen fórmulas exactas para determinar la estructura óptima de capital de una industria. En general se deben tomar los valores de mercado de la deuda y el capital propio, una buena aproximación cuando no se dispone de estimaciones de mercado del valor de la deuda es tomar el valor nominal de la misma. Como referencia se toma usualmente la estructura promedio de un conjunto representativo de empresas del sector. En el caso de los Servicios Públicos o Utilities en general, las empresas se caracterizan por el predominio de activos tangibles y flujos de caja estables, consistentes con medianos niveles de endeudamiento. Para determinar una estructura de capital factible debe también considerarse la capacidad de las empresas para servir adecuadamente un cierto nivel de endeudamiento sin entrar en dificultades financieras.

En Colombia existe poca evidencia de que las empresas de servicios públicos hayan efectuado la transición hacia niveles óptimos de endeudamiento. Por tanto, aunque su estructura de capital actual no refleje niveles óptimos, las empresas deberían moverse hacia esos niveles como parte de sus estrategias empresariales.

2. TRATAMIENTO DE LOS IMPUESTOS

El impuesto relevante para el cálculo del costo de capital es el impuesto sobre la renta que pagan las empresas, ya que otros impuestos de carácter local y/o particular se reconocen como un pass-through dentro de los gastos de operación en la determinación de tarifas. La tarifa nominal del impuesto sobre la renta vigente en Colombia es del 35%. Adicionalmente, dentro del régimen tributario colombiano existen tres efectos principales asociados con el pago del impuesto sobre la renta y que afectan el valor finalmente pagado:

- La protección o “escudo” fiscal, por la deducibilidad de los pagos de intereses de la base gravable.
- Los ajustes por corrección monetaria que pueden acarrear el pago de impuestos.
- La disminución en la base gravable por efecto de la deducción de los gastos causados por depreciación del valor de los activos.

$$WACC = w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E \quad (2)$$

Como se mencionó anteriormente, la fórmula anterior sólo es aplicable cuando no se consideran los efectos de los impuestos en el cálculo del costo de capital. Para efectos de cálculo, las estimaciones de mercado observables del costo de capital propio k_E consideran la rentabilidad después de impuestos, y por consiguiente tanto el costo del capital propio como el costo promedio de capital se calculan usualmente después de impuestos. Para este fin, la práctica financiera tradicional considera el efecto del escudo fiscal como una reducción en el costo de la deuda después de impuestos.

Adicionalmente, en Colombia debe tenerse en cuenta el efecto tributario de los ajustes por corrección monetaria, el cual se puede representar como un incremento en el costo de la deuda después de impuestos (Robledo, 1992). Se obtienen entonces las siguientes expresiones para el cálculo del costo de la deuda y del WACC después de impuestos ($WACC_{di}$):

$$k_{Ddi} = k_D - \tau * k_D + \tau * i \quad (3)$$

$$WACC_{di} = w_D * [k_D - \tau * k_D + \tau * i] + w_E * k_E$$

Donde k_D : costo de la deuda

k_E : costo del capital propio o *equity*.

Representando por D el valor de la deuda y por E el capital propio o *equity*, la relación D/E se denomina la estructura de capital y se tiene que:

$w_D = D/(D+E)$: peso ponderado de la deuda

$w_E = E/(D+E)$: peso ponderado del capital propio.

τ : tasa nominal de impuestos

i : porcentaje de ajuste del año gravable (PAAG) o tasa de inflación aplicada a los ajustes por corrección monetaria.

Para la determinación de las tarifas reguladas y por conveniencia regulatoria, debido a la mayor simplicidad y transparencia de cálculo ante la diversidad de tasas efectivas de impuestos pagadas por las empresas, se reconocen ingresos destinados al pago de impuestos a través de la tasa de retorno y no como elementos de los gastos a cubrir. Por consiguiente, se utiliza para el cálculo de tarifas el costo promedio de capital de la industria “antes de impuestos” estimando una tasa contributiva uniforme de las empresas.

La regulación por incentivos, tipo **price cap**, utilizando el cálculo del costo de capital antes de impuestos es una práctica regulatoria de la cual existen ejemplos en diversas jurisdicciones. Referencias generales al cálculo del WACC antes de impuestos puede encontrarse en Alexander (2000), Berg (2000), CEER (principios de finanzas) e IPaRT (1998). Aplicaciones particulares en el Reino Unido y Australia se encuentran en OFGAS, OFGEM y NECA (1999) respectivamente.

En términos generales, el WACC puede calcularse “antes” o “después” de impuestos, en ambos casos se obtienen resultados equivalentes para la determinación de tarifas siempre que exista consistencia entre la definición del flujo de efectivo y la tasa de impuestos que se van a utilizar. Es decir, debe considerarse tanto la tasa de impuestos nominal como los efectos tributarios explicados anteriormente, de manera que los ingresos adicionales reconocidos a través de uso de una tasa “antes” de impuestos correspondan efectivamente al gasto por este rubro.

El cálculo del costo de capital antes de impuestos debe efectivamente considerar el retorno necesario para generar ingresos, a través de una tasa más alta, destinados a cubrir el pago de impuestos. Una manera sencilla de abordar el problema de convertir una tasa después de impuestos en una tasa equivalente antes de impuestos es dividiendo directamente por el factor impositivo, que es igual a $(1 - \tau)$.

Una discusión sobre esta aproximación al costo de capital antes de impuestos puede consultarse en Ibbotson (2001), New Zealand Treasury (1997) e IPaRT (1998). Partiendo de la fórmula (3) se obtiene la siguiente expresión:

$$WACC_{ai} = WACC_{di} / (1 - \tau_c), \quad \text{luego } WACC_{ai} = \frac{(w_D * [k_D - \tau * k_D + \tau * i] + w_E * k_E)}{1 - \tau_c}$$

(4)

La conversión es exacta cuando el flujo de efectivo asociado es una perpetuidad y produce resultados aproximados cuando se trata de anualidades.

En la fórmula (4), τ_c es una tasa corregida de impuestos, que toma en consideración la disminución en la base gravable por efecto de la deducción de los gastos causados por depreciación de los activos, y que es consistente con el flujo neto de ingresos antes de impuestos utilizado para la determinación de las tarifas (ver Tabla 1. Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado).

Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado

Como se mencionó anteriormente, para efectos de la determinación de tarifas se obtienen resultados equivalentes al calcular el costo de capital antes de impuestos respecto al cálculo del costo de capital después de impuestos cuando ambos son consistentes con el flujo de efectivo que se va a utilizar, de manera que se generen ingresos adicionales para cubrir efectivamente el gasto de impuestos que se reconoce vía tasa. Para ver esto, a continuación se comparan distintas combinaciones de tasa de descuento y flujos de efectivo que producen los mismos resultados, de acuerdo con el enfoque económico adoptado por la CREG.

Tabla 1 Tasas de Descuento y Flujo de Efectivo Asociado

TASA (WACC)	FLUJO DE EFECTIVO= Flujo Neto de Ingresos Antes de Impuestos – Impuestos
1. WACC simple Tasa= $WACC = w_D \cdot k_D + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} - INT + CM - DEP)$
2.a. WACC “después” de impuestos (Internacional) Tasa= $w_D \cdot [k_D - \tau \cdot k_D] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} + CM - DEP)$
2.b. WACC “después” de impuestos (Colombia) Tasa= $WACC_{di} = w_D \cdot [k_D - \tau \cdot k_D + \tau \cdot i] + w_E \cdot k_E$	$FNI_{ai} - \text{Impuestos} = FNI_{ai} - \tau \cdot (FNI_{ai} - DEP)$
3. WACC “antes” de impuestos Tasa = $WACC_{ai} = WACC_{di} / (1 - \tau_c)$	FNI_{ai}

Donde

- **FNI_{ai}** : Flujo Neto de Ingresos antes de impuestos. (Los egresos asociados a utilización y ajustes del capital de trabajo se reconocen como parte de la inversión y/o gastos de operación.)
- **INT** : Intereses.
- **CM** : Corrección Monetaria.
- **DEP** : Depreciación.
- **i** : Inflación.
- τ : Tasa nominal de impuestos.
- τ_c : Tasa corregida por depreciación

Tasa de impuestos corregida por depreciación, τ_c

Las tasas de descuento anteriores son equivalentes cuando se utilizan en combinación con los flujos de efectivo indicados. En particular para el cálculo de la tasa “antes” de impuestos (3) a partir de la tasa “después” de impuestos (2b) debe utilizarse la tasa corregida de impuestos, igual a:

$$\tau_c = \text{Impuestos} / FNI_{ai} = \tau \cdot (FNI_{ai} - DEP) / FNI_{ai}$$

por lo tanto $\tau_c = \tau \cdot (1 - DEP/FNI_{ai})$

Para la estimación de la tasa corregida se toma una depreciación económica de los activos en línea recta durante su vida útil, consistente con la metodología de remuneración de activos a costo de reposición a nuevo.

3. Metodología de Cálculo

La metodología que se propuso para la determinación del costo de capital a utilizar como tasa de retorno para la definición de tarifas reguladas, consiste en el cálculo del costo promedio ponderado de capital WACC antes de impuestos y en la aplicación de los ajustes mencionados. Para esto se deben considerar los siguientes criterios:

- Garantizar la transparencia y verificabilidad del cálculo recurriendo a fuentes de información reconocidas y reproducibles.
- Promover la eficiencia económica a través de la utilización de valores que deben ser alcanzados por las empresas.
- Reflejar la situación observable del mercado asegurando la sostenibilidad financiera de las empresas.
- Incorporar el tipo de regulación adoptado.

Para el cálculo del WACC antes de impuestos se utilizan las fórmulas (3) y (4). A continuación se discuten los valores seleccionados para cada una de las variables de las fórmulas.

3.1 Costo de la Deuda k_D . El costo de la deuda se refiere a la tasa de crédito promedio obtenible por los inversionistas, la cual depende de la valoración particular de la solvencia del tomador del crédito y del riesgo de su flujo de ingresos. En principio debe tomarse el rendimiento de mercado ofrecido sobre bonos de largo plazo emitidos por las empresas del sector. Aunque aún no existe un volumen suficiente de emisiones de bonos de empresas de servicios públicos en Colombia.

Como referencia para la estimación del costo promedio de deuda se tomó el costo promedio histórico de la deuda vigente contratada por empresas de energía eléctrica y gas, de acuerdo con información reportada en sus estados financieros del año 2000, así como datos de emisiones recientes de bonos por parte de empresas de servicios públicos y del sector real. De la información analizada se concluyó que el costo de deuda se fija generalmente como una tasa de referencia más una prima de riesgo. Para la deuda en moneda local se encontró en promedio un costo de deuda igual a la tasa DTF + 4% mientras que para la deuda externa se encontró en promedio un costo de LIBOR + 3.5% (Ver Anexo 4).

Para la estimación del costo de deuda presentada en este estudio, se tomó como referencia el promedio los 24 meses precedentes al período de cálculo de la tasa real equivalente a DTF + 4% (10.40%). Dicha tasa real se convierte a una tasa nominal en dólares equivalente para su aplicación en las fórmulas (2) y (3).

3.2 Costo del Capital Propio (Equity) k_E . Para estimar el costo del capital propio se utilizó una metodología “*build up*”, o de acumulación de primas de riesgo. De esta manera el retorno esperado de un activo se encuentra como la

suma de una tasa libre de riesgo y una o más primas por factores de riesgo (Ibbotson, 2001).

En primer lugar se determina la tasa libre de riesgo correspondiente y a continuación las primas de riesgo por encima de esa tasa que compensan la incertidumbre de la inversión. La tasa libre de riesgo representa el retorno esperado sobre un activo que los inversionistas perciben de riesgo mínimo o nulo. Cualquier inversión debe remunerar al menos dicha tasa y representa el punto de partida para la estimación del costo de capital. Como referencia se toma el rendimiento ofrecido sobre bonos emitidos por el Tesoro americano que están respaldados por el gobierno de Estados Unidos. Se toma como tasa libre de riesgo el rendimiento promedio ofrecido, durante los 24 meses del período precedente al cálculo, sobre bonos del Tesoro Americano de largo plazo (T-Bonds) con vencimiento a 20 años.

Las primas de riesgo se calculan como la diferencia entre el retorno nominal de un activo o valor y la tasa libre de riesgo para un mismo período, es decir:

$$\pi = r - r_f \quad (5)$$

Los factores de riesgo relevantes son el riesgo del negocio o propio de la actividad productiva y el riesgo sistemático de operar en Colombia o riesgo país. En consecuencia, el costo del capital propio o equity viene dado por la siguiente expresión:

$$k_e = r_f + \pi_{rn} + \pi_{rp} \quad (6)$$

Donde : retorno nominal de un activo.

r_f : tasa libre de riesgo.

π_{rn} : prima por riesgo del negocio.

π_{rp} : prima por riesgo país.

En mercados emergentes, donde existe poca información disponible o en donde el desarrollo del mercado de capitales es aún escaso, se toma como punto de partida los valores de tasa libre de riesgo y prima de riesgo de negocio en un mercado de capitales desarrollado y eficiente como el de Estados Unidos, agregando una prima de riesgo adecuada para reflejar factores adicionales de incertidumbre por las condiciones propias del país. Para el cálculo de capital propio del sector eléctrico colombiano se ha aplicado este concepto.

3.3 Prima de Riesgo del Negocio π_{rn} . La prima de riesgo del negocio mide el retorno, por encima de la tasa libre de riesgo, requerido para compensar el riesgo de invertir en un negocio determinado. Para su estimación se utilizó el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) estándar, el cual establece que la prima por

riesgo del negocio es proporcional a la prima de riesgo del mercado. De acuerdo con el CAPM, esta prima se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \pi_m &= \beta * \pi_{rm} ; \pi_m = r_n - r_f ; \pi_{rm} = r_m - r_f \\ \Rightarrow r_n - r_f &= \beta * (r_m - r_f) \end{aligned} \quad (7)$$

Donde

π_m : prima de riesgo del negocio.

π_{rm} : prima de riesgo del mercado.

β : (Beta) medida del riesgo de la inversión.

R_f : tasa libre de riesgo.

R_n : tasa de retorno del negocio.

R_m : tasa de retorno del mercado ó rendimiento del índice de mercado

Para horizontes amplios de inversión se toma la prima de riesgo de mercado de largo plazo, medida respecto a la tasa libre de riesgo de largo plazo. La literatura especializada recomienda tomar el promedio anual de la prima de riesgo del mercado sobre un período lo más amplio posible, de modo que se reduzca el efecto producido por la alta volatilidad de los rendimientos de mercado (Brealey and Myers, 1996).

Para el cálculo del costo de capital se tomó como referencia el índice de mercado S&P500 y la prima de riesgo del mercado calculada sobre el rendimiento de bonos del Tesoro a 20 años. Para estimar la prima media, se tomó el promedio del período 1926-2000, para el cual existe información adecuada.

3.4 Prima por Riesgo País π_{rp} . El riesgo país puede incluir factores tan diversos como riesgos por incertidumbres macroeconómicas, por inestabilidad jurídica y regulatoria y por riesgos políticos. Los riesgos relevantes en la estimación del costo de capital están directamente relacionados con el entorno macroeconómico e institucional general del país.

El riesgo país se estima usualmente utilizando la diferencia o spread de los rendimientos de bonos de deuda soberana colombiana, en dólares, respecto a los del tesoro americano. Los spreads de los bonos de deuda soberana miden esencialmente el riesgo crediticio de default del país y de deterioro de su deuda, el cual no es exactamente igual al riesgo país que es un riesgo de mercado, aunque ambos pueden depender de factores comunes; de otro lado, también se señala como las empresas locales pueden estar expuestas de manera diferente al riesgo país de acuerdo con sus condiciones particulares.

La alternativa utilizada en Colombia cuantifica la exposición de la actividad económica en general al riesgo país mediante un factor de proporcionalidad de la siguiente manera:

$$\pi_{rp} = \lambda * riesgo_país \quad (8)$$

Donde λ es el factor de exposición al riesgo país, igual a la razón entre las volatilidades de los retornos en el mercado local y del spread de la deuda soberana. Dada la escasez de información para estimar el factor λ en Colombia, se asume que las empresas están totalmente expuestas al riesgo país ($\lambda = 1$), medido como el spread medio de la deuda soberana. Para el cálculo se han considerado las emisiones recientes de deuda soberana en dólares, de acuerdo con el reporte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Las emisiones utilizadas son los bonos Global 04, 06, 09 y 20.

3.5 El Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Entre los criterios y parámetros utilizados en este modelo ya se presentaron la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo del mercado. A continuación se presenta otro parámetro que se tiene en cuenta en este modelo.

El parámetro Beta, β . El parámetro Beta cuantifica el riesgo sistemático de la inversión y mide la sensibilidad relativa del negocio respecto a los movimientos del mercado. Para la medición del Beta se utilizan normalmente los resultados de regresiones econométricas sobre los retornos históricos observados en períodos de tiempo determinados. El cálculo de Beta es sensible al período histórico seleccionado, al índice de mercado de referencia y al método específico utilizado.

El valor del parámetro Beta incorpora el riesgo financiero y depende de la estructura de capital de las empresas. Para tener en cuenta las diferencias en estructura de capital se estima un valor de Beta desapalancado (sin endeudamiento) y se reapalanca de acuerdo con la estructura de capital considerada. La relación aproximada entre el Beta apalancado, β_L , y el desapalancado, β_U , es la siguiente:

$$\beta_L = [1 + (1 - \tau) * D / E] * \beta_U \quad (9)$$

Si se deseara incluir un ajuste adicional para tener en cuenta el efecto de la corrección monetaria sobre el riesgo financiero (Robledo, 1992), la ecuación sería:

$$\beta_L = [1 + (1 - \tau + \tau * (i / k_D)) * D / E] * \beta_U$$

Para el estudio se utilizaron valores de Beta provenientes de estimaciones econométricas realizadas por la firma Ibbotson Associates (2001b,c), sobre actividades relacionadas con la distribución de energía eléctrica de los Estados

Unidos. Las estimaciones utilizadas consideran un período de 60 meses y prevén ajustes por rezagos, reversión a la media, control por el tamaño de las empresas y por integración de actividades.

Ajuste del Beta. Las estimaciones obtenidas del valor de Beta se refieren al mercado de los Estados Unidos. La utilización de un Beta internacional, reapalancado según la estructura de capital local, representa una medida adecuada del riesgo inherente en la industria para mercados emergentes (Copeland, 1995). Pueden existir razones para considerar valores de Beta más bajos o más altos que tengan en cuenta las diferencias entre el mercado de Estados Unidos y el Colombiano.

La diferencia principal con respecto a la referencia utilizada radica en el tipo de regulación a la que están expuestas las empresas consideradas, que es predominantemente regulación por tasa de retorno en Estados Unidos. En consecuencia, para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación como se explica a continuación.

- ❖ En la fuente seleccionada, se han tomado los valores de Beta desapalancados correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica y gas natural (Ibbotson, 2001), los cuales se ajustan de acuerdo con los siguientes criterios:
- ❖ En distribución de energía eléctrica se prevé una remuneración por ingreso máximo (revenue cap) para activos en niveles superiores de tensión, en este caso no se realiza ajuste alguno ya que este tipo de regulación define un perfil de riesgo inclusive menor a aquel asociado con una regulación por tasa de retorno.
- ❖ Para el ajuste correspondiente a los activos que serán remunerados por precio máximo (price cap) se han considerado las diferencias entre tipos de regulación dentro de un mismo sector y en un mismo país. Específicamente un ajuste igual a 0.2, diferencia encontrada en un estudio para empresas de telecomunicaciones en Estados Unidos (Visintini, 1998). Para regulación por precio máximo se ajusta entonces el valor del Beta sumando 0.2 al valor desapalancado.

Debe considerarse que las industrias con tarifas reguladas, como es el caso de los Servicios Públicos o Utilities, tienen un riesgo más bajo que el promedio del mercado y por tanto valores de Beta inferiores a 1.0, debido a que no están expuestas a variaciones en el nivel de precios (Alexander, 1996). Una vez se efectúa el ajuste del Beta, la prima por riesgo del negocio se calcula utilizando las fórmulas (9) y (7).

3.6 Estructura de Capital, w_D y w_E . Para efectos del cálculo del WACC, de acuerdo con valores representativos de la industria a nivel internacional y local, se toma como punto de partida una estructura óptima de capital en un rango de

endeudamiento entre 30% y el 60% del valor total de los activos. Para la definición del valor particular, se evalúa el impacto del nivel de endeudamiento sobre los ingresos disponibles para cubrir el pago de la deuda y por tanto la capacidad de las empresas de servir un cierto nivel de endeudamiento. Para este fin se utiliza como índice de cobertura de deuda la razón entre el flujo neto de ingresos después de impuestos y el servicio de la deuda medido como el pago de intereses más amortizaciones (Booz Allen, 2001).

Después de tomar en cuenta que la banca utilizaba valores de hasta 1.5 ($w_D = 40\%$ y $w_E = 60\%$) para esta cobertura de servicio de deuda, pero que este valor no consideraba diferencias de riesgo entre diferentes tipos de negocios y era un valor bastante conservativo dada la poca variabilidad esperada de los ingresos de las empresas de distribución, debida esencialmente a variaciones en la demanda. Se optó por considerar aceptable un nivel de endeudamiento consistente con una razón de cobertura de deuda de alrededor de 1.3 ($w_D = 43.48\%$ y $w_E = 56.52\%$), para la estimación de una estructura de capital factible, suficiente para atender el servicio de la deuda ante variaciones de ingreso de hasta aproximadamente un 30%. Esto último considerando las volatilidades esperables de la demanda, que es un riesgo exógeno a la gestión de las empresas.

4.1 Aplicación de la Metodología.

A partir de la selección de los parámetros discutidos y su aplicación en las fórmulas (3) y (4), se puede calcular el WACC nominal antes de impuestos. Para estimar la tasa de retorno real se efectúa el ajuste por inflación, utilizando como deflactor el índice de precios al consumidor en dólares, Consumer Price Index (CPI), de la siguiente manera:

$$WACC_r = \frac{1 + WACC_n}{1 + CPI} - 1, \text{ donde } CPI = i = 2.60\%$$

(10)

Los resultados obtenidos fueron tasas de 11.9% y 14.0% reales antes de impuestos, para la remuneración de la distribución de energía eléctrica por Ingreso Máximo y por Precio Máximo respectivamente.

Al final del estudio, se propuso adoptar para la determinación de tarifas reguladas para la distribución de energía eléctrica y gas por redes, lo siguiente:

- a. Definir el costo de capital promedio esperado de acuerdo con la metodología expuesta en este documento y utilizarlo como tasa de retorno.
- b. Efectuar el cálculo respectivo con la información disponible al mes de diciembre del año anterior a la entrada en vigencia de las tarifas.

- c. Realizar un ajuste en la mitad del período tarifario de acuerdo con las variaciones del costo de la deuda, la tasa libre de riesgo y los spreads de la deuda soberana.

4.2 Resultados del Estudio.

Tabla 2. Parámetros de Referencia

Variable	Descripción	Criterio	Fuente	Periodo	Valores
Kd	Costo de la Deuda	DTF + 4%, tasa real equivalente	Banco de la República	Promedio de los últimos 24 meses	10.40%
Kd*(1-t)	Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos				6.76%
Wd	Peso ponderado de la deuda	Optimo			40.00%
r _f	Tasa Libre de Riesgo	Bonos del tesoro americano a 20 años	US Federal Reserve	Promedio de los últimos 24 Meses	6.07%
π _{rm}	Prima Riesgo Mercado	Prima sobre el índice S&P 500	Ibbotson Associates	Promedio 1926-2000	7.80%
π _{rp}	Prima Riesgo País	Spreads Deuda Bonos Global 04, 06,09 y 20	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Promedio de los últimos 24 meses	6.19%
β _u	Beta desapalancado	Empresas pequeñas	Ibbotson SIC 491		0.15/0.07
β	Beta apalancado				0.5%
Ke	Costo de capital propio o equity				16.16%
We	Peso ponderado del capital propio				60.00%
t	Tasa nominal de impuestos		Ley colombiana		35.00%

i	Inflación en Dólares (US)	Crecimiento anual esperado de largo plazo	US Fed. Reserve Livingston Survey		2.60%
Wacc(di)	Tasa Wacc nominal después de impuestos				12.40%
Wacc(ai)	Tasa Wacc nominal antes de impuestos				19.08%
tr	Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos				16.06%

Información disponible hasta el tercer trimestre del año 2001

Res. CREG 013-2002

Parámetros, Valores de los Parámetros, Metodología de Cálculo y Ajuste de las Tasas de Retorno para la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica

Para el cálculo de las tasas de retorno se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$tr = [1+Wacc(ai)]/(1+i)-1$$

$$Wacc(ai) = Wacc(di)/(1-\tau)$$

$$Wacc(di) = (Wd*Kd*(1-\tau)) + We*Ke$$

$$Ke = rf + \pi rn + \pi rp$$

$$\pi rn = \beta * \pi rm$$

$$\beta = [1 + (1 - \tau) D/E] * \beta u$$

Donde: tr : Tasa de retorno en términos reales antes de impuestos

i : Tasa de inflación en dólares americanos

τ : Tasa nominal de impuestos

Wacc(ai) : Tasa Wacc nominal antes de impuestos

Wacc(di) : Tasa Wacc nominal después de impuestos

Kd : Costo de la deuda

Kd*(1- τ) : Costo de la deuda nominal en dólares después de impuestos

K_e : Costo de capital propio o equity
 $W_d = D/(D+E)$: Peso ponderado de la deuda
 $W_e = E/(D+E)$: Peso ponderado del capital propio
 D : Valor en porcentaje de endeudamiento
 E : Valor en porcentaje del capital propio
 r_f : Tasa libre de riesgo
 π_n : Prima de riesgo del negocio
 π_m : Prima de riesgo del mercado
 π_p : Prima de riesgo país
 β : Beta
 β_u : Beta desapalancado

ANEXO 11. DETERMINACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

A continuación se presentan las consideraciones de la CREG, para determinar las Unidades Constructivas del actual periodo tarifario.

1. Clases Genéricas de UC.

Módulo común. El módulo común comprende los equipos y obras civiles que sirven a una subestación, y que son utilizados por el resto de bahías de la subestación. El Módulo común se conforma de los siguientes ítems:

Equipos. Compuestos por concentrador de señales, sistema de gestión de protecciones y sistema de comunicaciones propios de la subestación; materiales de malla de tierra y los equipos para los servicios auxiliares.

Infraestructura civil: Compuesta de la adecuación del terreno, drenajes, alcantarillado, barreras de protección, la malla de puesta a tierra, las vías internas y de acceso, mallas de cerramiento, filtros, drenajes, trampa de aceite, infraestructura contra incendio, pozo séptico y de agua, alumbrado del patio, cárcamos comunes y el edificio de control. En los costos de la obra civil se incluyen los correspondientes al manejo ambiental.

Es importante señalar que solamente se considera un módulo común por subestación, el cual se asigna a la configuración requerida para el nivel de tensión superior existente en ella.

Bahía de línea. Comprende los equipos correspondientes a la conexión de una línea a una subestación. Hacen parte de la bahía de línea el pórtico correspondiente; el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos y el cableado requerido para estos equipos. Las obras civiles corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y a las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control, asociadas específicamente con la bahía.

Bahía de transformador. Comprende los equipos correspondientes a la conexión del transformador a la subestación, los cuales a su vez dependen de su configuración. Hacen parte de la bahía de transformador el pórtico correspondiente, el gabinete de control, medida y protección, la unidad de adquisición de datos. Y el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso a las de los

pórticos y las de los equipos de alta tensión, incluyendo pozos de aceite y sistema antiincendio, así como los cárcamos de control.

Bahías de maniobra. Corresponde a las bahías de acople, seccionamiento o transferencia, conformadas por los equipos correspondientes, su pórtico, el gabinete de control medida y protección y la unidad de adquisición de datos del campo. Incluye el cableado requerido de fuerza y control. Las obras civiles asociadas específicamente con la bahía, corresponden en este caso sólo a las de los pórticos y las de los equipos de alta tensión, así como los cárcamos de control.

Módulo de medida y auxiliares. Comprende la celda del Nivel de Tensión 2 que tiene incorporados los elementos para la realización de la medida y protección y/o para la conexión del transformador de servicios auxiliares de la subestación. Este módulo aplica sólo a las subestaciones tipo Metalclad en el Nivel de Tensión 2.

Módulo de barraje. Comprende el barraje con sus pórticos, accesorios de conexión de alta tensión, transformadores de potencial, todo esto con su cableado y obras civiles asociadas, como son las fundaciones de los pórticos y equipos.

Diferencial de barras. Comprende la protección diferencial de barras con su correspondiente cableado.

Ducto de barras o cables de llegada. Comprende el ducto de barras o el juego de cables de potencia con sus terminales que alimentan las celdas del Nivel de Tensión 2 desde el transformador de potencia.

2. Unidades Constructivas de Conexión al STN.

Las UC a las que se hace referencia en este numeral, son las bahías de transformador del lado de alta tensión de los transformadores de conexión al STN y la Bahía de Transformador del lado de baja a cualquier nivel de tensión. Para las bahías del lado de alta se adoptaron las mismas UC definidas para el STN, en la resolución CREG 026/99, es decir, su misma composición, valoración y áreas aprobada por la CREG. En el Anexo No.3 se presentan estas UC, incluida la UC propuesta por CODENSA, Modulo de Transformador Doble Barra encapsulado, que no había sido definida con anterioridad.

3. Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 4

Las UC de subestación para el Nivel de Tensión 4 se establecen para los dos tipos de tecnologías existentes, que se definen a continuación:

- ✓ **Convencional.** Es la subestación conformada por equipos convencionales con aislamiento al aire, montados sobre estructuras.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.

- Doble barra.
 - Doble barra con by-pass.
 - Barra principal y transferencia.
 - Interruptor y medio.
 - Anillo.
- ✓ **Encapsulada.** Es la subestación conformada por equipos encapsulados en forma metálica, con aislamiento en gas hexafluoruro de azufre, SF₆.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 4, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahía de Maniobra (acople, seccionamiento, transferencia)

Para conectar los equipos de compensación al barraje de una subestación, en el STN se definió la UC Bahía de Compensación. El Comité del CNO propuso, para el caso de los sistemas de distribución, que esta UC se trate como una Bahía de línea de acuerdo con su respectiva configuración, dado que los equipos son los mismos. De esta forma, las bahías para conectar equipos de compensación se considerarán y remunerarán como una bahía de línea de la respectiva configuración.

4. Unidades Constructivas de subestaciones del Nivel de Tensión 3

Al igual que en el Nivel de Tensión 4, en este nivel se tienen las dos mismas tecnologías de subestaciones: Convencionales y Encapsuladas. Para este nivel de tensión el Comité del CNO propuso considerar, en forma adicional, los siguientes tipos de subestaciones que se definen a continuación:

Metalclad. Subestación con equipos de tipo convencional instalados en una celda metálica compartimentada. Se recurre a esta tecnología para alojar equipos dentro de edificios, en zonas con alta contaminación o humedad.

Convencional reducida. Subestación con equipos de especificaciones técnicas inferiores en la conformación de los campos, fundamentalmente en el tipo de montaje de los equipos y en los sistemas de control y protección y, además, en el edificio de control.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones, generalmente con mínimas comunicaciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

Configuraciones en tecnología Convencional

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia.

Configuraciones en tecnología Encapsulada

- Barra sencilla.
- Doble barra.

Las clases de UC de subestación para el Nivel de Tensión 3, que se establecen para cada una de las configuraciones anteriores, son:

- Módulo común
- Módulo de Barraje.
- Bahía de línea.
- Bahía de transformador.
- Bahías de Acople o Seccionamiento

Para las subestaciones Convencional Reducida y Reducida, el Comité del CON propuso una bahía de Transformador o Línea, que contiene todos los equipos pertenecientes a estas dos Bahías, ya que en estos tipos de subestaciones no hay una clara distinción entre sus componentes.

Para las subestaciones tipo Convencional Reducida, el Comité del CNO consideró la bahía de transformador o línea, Tipo 1, como aquella que tiene reconectador y, el Tipo 2, como aquella que no posee elemento de corte en condiciones de carga y de recierre en condiciones de corto circuito (interruptor o reconectador).

Al igual que en el Nivel de Tensión 3, el Comité del CNO propone que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

5. Unidades Constructivas subestaciones del Nivel de Tensión 2

Para el Nivel de Tensión 2, el Comité del CNO propuso considerar los siguientes tipos de subestaciones:

Metalclad o celda. Subestación con equipos convencionales instalados en celda metálica compartimentada, para montaje tipo interior.

Reducida. Subestación con equipos convencionales que poseen una mínima cantidad de equipos y protecciones. Se utilizan normalmente en áreas rurales y en aquellas de baja capacidad.

El Comité del CNO propuso considerar para el Nivel de Tensión 2 las siguientes configuraciones para subestaciones convencionales:

- Barra sencilla.
- Doble barra.
- Barra principal y transferencia. (aplica sólo a subestaciones convencionales)

Se identifican las siguientes UC para cada configuración y tipo de subestación:

- Bahía de línea o circuito.
- Bahía de transformador.
- Módulo de maniobra.
- Módulo de medida y auxiliares.
- Diferencial de barras.
- Ducto de barras o cables llegada. (se aplica solo a las S/E metalclad).

Al igual que en los niveles de tensión 4 y 3, el Comité del CNO propuso que las bahías de conexión de equipos de compensación al barraje, se traten como una bahía de línea o transformador, de acuerdo con su respectiva configuración.

6. Unidades Constructivas de Líneas del Nivel de Tensión 4

Para el caso especial de las líneas del Nivel de Tensión 4, el Comité del CNO propuso adoptar la misma metodología establecida en la Resolución CREG 026 de 1999 para el cálculo de las Unidades Constructivas de líneas a 220 kV.

La UC para las líneas del Nivel de Tensión 4 es el km de línea. Para clasificar las Unidades Constructivas, km línea del Nivel de Tensión 4 el Comité del CNO propuso los siguientes parámetros de clasificación:

- Ubicación: urbano y rural.
- Tipo de circuito: sencillo y doble.
- Tipo de estructura: celosía, poste metálico y poste de concreto.
- Calibre del conductor: 927 MCM AAAC, 795 MCM ACSR y 336.4 MCM ACSR
- Tipo de línea: aérea y subterránea.

Para efectos de asimilar las líneas existentes a los parámetros propuesto por el Comité del CNO, la Comisión estableció dos tipos de conductores: Tipo 1, menor a 600 MCM y Tipo 2, mayor o igual a 600 MCM, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc).

Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 corresponde a un calibre de 336 MCM, mientras que el conductor Tipo 2 corresponde a un calibre 795 MCM. Estos elementos se valoran con los precios reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR.

En relación con las líneas subterráneas, el Comité del CNO propuso valorarlas con base en el costo total instalado reportado por ELECTROCOSTA ante la imposibilidad de disponer de valores recientes por parte de otros OR que tienen de este tipo de líneas.

El costo final que propuso el Comité del CNO para la UC km de línea subterránea es de 1,733,000 US\$/km. Un estimativo grueso realizado por un consultor perteneciente a una compañía especializada en el diseño de líneas subterráneas, estimó que este costo en los EEUU sería de 1,250,000 US\$/km, considerando una línea montada en un banco de ductos de 6 y con una capacidad de transporte de 180 MVA. Si se considera que el costo de la mano de obra y las obras civiles es mayor en Estados Unidos que en Colombia, es de esperarse, que el costo a reconocer por esta UC sea inferior al suministrado por ELECTROCOSTA.

El costo reconocido en los cargos vigentes para esta UC en diciembre de 1996 fue de 1,008 millones de pesos por km, que en dólares de hoy representa 1,117,000 US\$/km. Con base en lo anterior la Comisión mantendrá el valor actualmente aceptado.

7. Unidades Constructivas Líneas del Nivel de Tensión 3 y del Nivel de Tensión 2

Después de evaluar las diferentes variables que intervienen en la construcción de líneas de los niveles de tensión 2 y 3, el Comité del CNO aplicó los siguientes criterios para reducir el número de UC:

- Unificar calibres de conductores para cada nivel de tensión en redes aéreas.
- Tomar conductores estandarizados para redes aéreas así:
 - N° 2 AWG (calibre mínimo)
 - N° 1/0 AWG
 - N° 2/0 AWG
 - N° 266.8 kCM
 - N° 366.8 kCM y superiores
- Unificar en una misma UC los diferentes tipos de aislamiento en redes aéreas.
- Unificar en una misma UC redes construidas en varios hilos.
- Unificar en una misma UC las redes construidas en conductores con diferentes materiales, excepto las de cobre.
- Unificar en una misma UC las redes construidas en similares niveles de tensión.
- Unificar tensiones por nivel de tensión (ej. mismo costo 34.5 kV que 44 kV).

No hubo un acuerdo entre los OR participantes del Comité del CNO en relación con los elementos constitutivos de las UC de líneas en los niveles de tensión 3 y 2, dadas las grandes variaciones encontradas en las cantidades de los elementos componentes de cada una de ellas. Por el motivo anterior, la propuesta del Comité del CNO fue la de presentar un costo unitario nacional (CUN) de cada UC, calculado con base en el promedio de costos de la UC, valorada con los precios de mercado reportados por cada OR, sin unificar cantidades de elementos.

Dado que el Comité del CNO no presentó la información relacionada con los elementos que conforman las unidades (km de red) en los niveles de tensión 3 y 2, la Comisión realizó esta labor, para lo cual configuró unas líneas típicas y estimó las cantidades de obra correspondientes. Del trabajo realizado por el Comité del CNO para estas unidades, solamente se analizaron en detalle los factores de instalación.

En forma adicional a las simplificaciones realizadas por el Comité del CNO, la CREG consideró conveniente eliminar la variable terreno plano y terreno montañoso, primero porque esta es una definición subjetiva, no fácil de establecer en muchos casos, y sobre todo, difícil de comprobar en la práctica.

Igualmente, otra simplificación importante que la Comisión consideró conveniente realizar, de la misma forma como se planteó en el Nivel de Tensión 4, fue la de considerar solamente dos tipos de conductores: Tipo 1, menor al 3/0 AWG y Tipo 2, mayor o igual al 3/0 AWG, esto, sin diferenciar el tipo de material del conductor (ACSR, AAAC, ACAR, AAC, etc), igual como había concluido el Comité del CNO.

Para efectos de valorar las UC, el conductor Tipo 1 se valora con el precio de un calibre 1/0 AWG, mientras que el conductor Tipo 2, se valora con el precio de un calibre 266.8 MCM. Los precios de los conductores corresponden a los reportados por el Comité del CNO para el material tipo ACSR. Para el caso del Nivel de Tensión 2, la CREG consideró que la variable número de hilos debía mantenerse, es decir, se valoraron con distintos precios las líneas de 4 hilos de las de tres hilos. Igualmente se establecieron diferencias en costo entre fases y neutro. En el caso de las líneas subterráneas, la CREG mantuvo la UC km de red subterránea, en la cual se incluye el cable, la canalización y las cámaras. El Comité del CNO propuso considerar dos tipos de canalizaciones, diámetros de 4 y 6, dado que hay cables tripolares que requieren ductos de mayor tamaño. La Comisión decidió valorar la UC km de red subterránea con canalizaciones de 4 y cables monopolares, considerando la UC en función del calibre del cable monopolar, que es el elemento de mayor costo.

En las redes subterráneas, la valoración de un circuito trifásico se realiza con una canalización de 6 ductos, por lo tanto, para valorar los circuitos dobles, al costo del circuito sencillo se le añade el costo del cable y los accesorios.

8. Unidad Constructiva: Transformadores de Potencia.

Las UC de transformación se clasifican en dos grupos básicos: Transformadores de Conexión al STN y Transformadores embebidos en los STR y/o SDL.

En el primer grupo, de acuerdo con los tipos de equipos conectados al STN, las UC se pueden dividir en dos clases:

- 1) Transformadores trifásicos
- 2) Bancos de autotransformadores monofásicos

En el segundo grupo, de acuerdo con los índices de costos propuestos por el Comité del CNO, las UC se pueden dividir también en dos clases:

- 1) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 4 (serie 115 kV)
- 2) Transformadores cuyo lado de alta tensión pertenece al Nivel de Tensión 3 (serie 36 kV)

El Comité del CNO no presentó propuestas para tratar los transformadores tridevanados como una UC adicional, y por lo tanto, estos se asimilan a los transformadores de dos devanados. Esto coincide con la información obtenida de los fabricantes, en donde se aclaró que no hay una incidencia importante en el costo del transformador por tener 3 devanados.

El Comité del CNO propuso unos índices, expresados en US\$/kVA, para valorar los transformadores de potencia, los cuales se establecen para los rangos de capacidad en MVA que se presentan a continuación, los cuales están basados en los datos informados por los OR.

Transformadores de Conexión al STN

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

En esta propuesta del Comité del CNO, los índices de costo (US\$/kVA) se aplicarían por igual a transformadores trifásicos o a bancos de autotransformadores monofásicos. Con respecto a los transformadores monofásicos se debe tener en cuenta que su extracosto sólo se justifica por decisiones de la empresa relacionadas con limitaciones de transporte, que sólo son importantes en transformadores de más de 150 MVA, y por políticas de repuestos del OR.

Unidades Constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 4

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	30
30	60
60	240

Unidades constructivas: Transformadores embebidos en STR y SDL con el lado alta en el Nivel de Tensión 3

Rango de Capacidad	
(MVA)	(MVA)
0	5
5	15
15	240

La Comisión creó UC diferentes para transformadores trifásicos y bancos de autotransformadores monofásicos. La información obtenida de los fabricantes permitió obtener los índices requeridos para cada caso.

Dentro de las UC de transformadores, el Comité del CNO presentó la correspondiente a transformadores de aterrizamiento. Para esta UC particular, la Comisión acogió el valor propuesto por el Comité del CNO, pero estableció que los transformadores de puesta a tierra con capacidades nominales menores a 300 kVA hacen parte de los servicios auxiliares, aquellos con capacidades entre 300 kVA y 4000 kVA presentan un costo igual al doble del costo de un transformador de esa capacidad, con lo cual se agrega el costo de la resistencia de puesta a tierra y aquellos con capacidades superiores, se reconocen al valor establecido en la unidad constructiva transformadores de aterrizamiento.

Los rangos de capacidad propuestos por el Comité del CNO desconocen las economías de escala que se presentan en los transformadores de potencia, ya que en la medida en que estos aumentan su tamaño los índices en US\$/kVA disminuyen en la medida que crece el tamaño del transformador, por lo que la Comisión consideró conveniente definir estas UC en función de rangos de capacidad con mayores pasos a los propuestos por el Comité del CNO, para lo cual hizo varias solicitudes a fabricantes internacionales.

9. Unidad Constructiva: Compensación reactiva

La información que presenta el Comité del CNO está basada en los valores reportados por los OR que participaron en el estudio. Se presentan compensaciones para tres niveles de tensión 4, 3 y 2.

Las UC se pueden clasificar en tres grupos:

- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 4
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 3
- Compensación reactiva para el Nivel de Tensión 2

El Comité del CNO presentó la siguiente información:

Nivel de Tensión 4, costo asociado con una capacidad de 40 Mvar

Nivel de Tensión 3, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 30,12, 7, 6, 4 y 3

Nivel de Tensión 2, costo asociado con las siguientes capacidades (Mvar): 7, 6, 4, 3, 1.2 y 0.6

La CREG consideró conveniente adoptar las UC para los tres grupos propuestos por el Comité del CNO, considerando dentro del costo de estas unidades, todos los elementos requeridos para su instalación y protección, tales como los **racks** de montaje, sistemas de protección de desbalance (transformadores de corriente, relés de desbalance del neutro), reactores de amortiguamiento, seccionadores, fusibles, etc. Las bahías de conexión de estos elementos a la red, no se consideran en el costo de estas unidades, ya que éstas se remuneran con la UC bahía de compensación, asimiladas al costo de las bahías de línea, como se mencionó anteriormente.

La información de Costos Índices en US\$/kvar para los tres grupos, en función de la capacidad que obtuvo la CREG se presenta en el Anexo 3 de la resolución que contiene la metodología de remuneración de la actividad de distribución.

10. Unidades Constructivas: Equipos en el Nivel de Tensión 3 y Nivel de Tensión 2

Las UC asociadas con los equipos de las redes de distribución están conformadas por los equipos en sí mismos, sus elementos de control y protección y demás accesorios requeridos para su instalación y conexión a las redes. Estos equipos no fueron considerados dentro de las UC de subestaciones y líneas. Estas unidades se requieren para la adecuada operación de las redes o continuarán siendo consideradas en la estimación de los niveles de calidad exigidos en la regulación, razón por la cual se consideran de manera explícita dentro de la remuneración eficiente.

Dentro de estos equipos la CREG consideró además los equipos de medida que le fueron exigidos a los OR, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997. En el Anexo No.1 del documento Unidades Constructivas y Costos Unitarios de Distribución, se presentan las UC de Equipos de Red para los niveles de tensión 3 y 2.

11. Unidades Constructivas: Supervisión y Control

En la normatividad contenida en la Resolución CREG 099 de 1997, se reconocía una remuneración del 50% del costo de los centros de control de distribución local que estaba previsto desmontar para el período tarifario que nos ocupa. Sin embargo, en virtud de las condiciones de calidad esperadas, en especial en relación con la calidad de la potencia y la continuidad del servicio, y que se asocian con la remuneración que se haga de los activos de distribución en el nuevo período tarifario, se consideró conveniente remunerar estos centros de control.

En la Resolución CREG 080 de 1999 se asignó a los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red la obligación de controlar y supervisar los equipos de su propiedad. En caso de que los propietarios no cumplan con esta obligación, el CND quedó facultado para colocar a cuenta de los Transmisores Nacionales y a los Operadores de Red, los equipos de control que necesite para supervisar y controlar los activos del SIN requeridos para la operación segura y confiable del sistema.

Por la razón anterior, dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico, Unidades de adquisición de datos, las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores. Para el presente periodo tarifario se convino dar la señal para que los OR sistematicen la operación de sus sistemas, lo cual se traduce en una mayor confiabilidad y calidad en el servicio al usuario, y se optó por aceptar las UC de Centros de Control propuestas por el Comité del CNO, con los precios que fijó la Comisión. En la lista de estos centros de control, se colocaron la UC que tienen que ver con la medida de los indicadores DES y FES y con el registro de la Calidad de la Potencia. Estas UC no están relacionadas con los sistemas de información que requieren las empresas para el manejo del tema de la calidad, cómo al parecer fue entendido por varios OR, por el simple hecho de haber colocado estas UC dentro de las relacionadas con los centros de control, los cuales son considerados dentro de los costos AOM de las empresas.

GLOSARIO

ACTIVOS DE CONEXIÓN A UN STR O A UN SDL: Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local. Los Activos de Conexión a un STR o a un SDL se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios de dichos activos, considerando lo expuesto en este capítulo.

ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN: Son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional. Cuando los Activos de Conexión sean utilizados para conectar un OR al STN, los mismos serán considerados en el cálculo de los cargos por uso de STR o SDL, en proporción a su utilización, frente a otros usuarios de los activos de conexión diferentes del OR. Los Activos de Conexión al STN, se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos del activo de conexión.

ACTIVOS DE USO DE STR Y SDL: Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en Unidades Constructivas, no son Activos de Conexión, y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

ACTIVOS DE USO DEL STN: Son aquellos activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN.

ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1: Son los activos de uso conformados por los transformadores de distribución secundaria con sus protecciones y equipos de maniobra, al igual que por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV.

ACTIVOS NO ELÉCTRICOS: Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.) equipos de Cómputo, equipos de Comunicaciones, etc.

ADMINISTRADOR DEL SISTEMA DE INTERCAMBIOS COMERCIALES (ASIC): Es otra dependencia de ISA, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o

transacciones de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información requeridos y programas de computación; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales.

ANÁLISIS ENVOLVENTE DE DATOS (DATA ENVELOPMENT ANALYSIS, DEA): Metodología de comparación utilizada por la CREG para la determinación de los cargos por uso.

AUTOPRODUCTOR: Para efectos de la presente Resolución corresponden a los Autogeneradores y Cogeneradores, definidos según las Resoluciones CREG 084 de 1996 y CREG 085 de 1996 y la Resolución CREG 107 de 1998, o en aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.

CARGO MONOMIO: Cargo por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL.

CARGO MONOMIO HORARIO: Cargo monomio por unidad de energía, expresado en \$/kWh, constante para la misma hora durante un mes, que remunera el uso de los STR y de los SDL. Estos cargos se determinan a partir de la diferenciación a nivel horario de los cargos monomios, con base en las curvas de carga representativas de cada Nivel de Tensión del respectivo STR o SDL.

CARGOS DE LOS STR: Son los cargos, expresados en \$/kWh, que remuneran los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y los activos de conexión al STN, de los OR.

CARGOS MÁXIMOS POR NIVELES DE TENSIÓN 1, 2, 3: Son los cargos, expresados en \$/kWh, calculados por el OR para cada Nivel de Tensión, que remuneran el uso de los Sistemas de Distribución Local por parte de los comercializadores a los OR.

CARGOS POR USO: Son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada Nivel de Tensión, que remuneran los Activos de uso de los STR y SDL, y de Conexión de estos sistemas al STN, que los comercializadores facturan a los usuarios finales, y que se utilizan en el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Estos pueden ser cargos monomios o monomios horarios.

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND): Es una dependencia de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Adicionalmente coordina los Centros Regionales de Despacho (CRD).

COEFICIENTE DE PENETRACIÓN DE IMPORTACIONES CPI. Es una variable considerada en la determinación del factor de productividad. Este valor sería igual al de la economía si se desea simular competencia, que para el año 1998 fue de 30%.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG): Unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, encargada de las funciones regulatorias del sector energético. Su objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN (CNO): La Ley 143 de 1994 estableció la creación del Consejo Nacional de Operación cuya función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica. También es su función ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

COSTO DE CAPITAL PROMEDIO PONDERADO (WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL, WACC): Metodología empleada por el regulador para la determinación del nivel de remuneración de la actividad de distribución.

DEMANDA COMERCIAL: Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN.

DEMANDA DEL COMERCIALIZADOR: La Demanda del comercializador en un Sistema de Transmisión Regional es igual a la Demanda Comercial del mismo en dicho sistema, menos su respectiva participación en las pérdidas del STN.

METODOLOGÍA DE INGRESO (REVENUE CAP): Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión establece, para cada Operador de Red, los ingresos que requiere para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y los activos de conexión al STN, y que sirven para calcular los cargos de los STR.

ECONOMÍA DE ALCANCE: Consiste en que es económicamente favorable la adquisición de dos bienes en conjunto por una misma unidad económica.

ECONOMÍA DE ESCALA: Tipo de economía, en la cual los costos promedio decrecen con una mayor producción.

INTEGRACIÓN VERTICAL: Integración en la cual el producto de una empresa es insumo principal de otro negocio.

LIQUIDADOR Y ADMINISTRADOR DE CUENTAS DEL STN (LAC): Dependencia de ISA, que participa en la administración del Mercado de Energía Mayorista encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del Mercado Mayorista.

MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN: Conjunto de Usuarios Finales ubicados en un mismo municipio y conectados a un STR o SDL.

METODOLOGÍA DE PRECIO MÁXIMO (PRICE CAP): Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada en los niveles 1, 2 y 3 de su sistema.

NIVELES DE TENSIÓN: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

NIVELES DE TENSIÓN DE STR's Y SDL's	
Nivel 1	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
Nivel 2	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 3	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
Nivel 4	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

OPERADOR DE RED DE STR Y SDL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Mercado de Comercialización.

RELACIÓN COMPRAS INTERMEDIAS/CAPITAL (MK): Es una variable considerada en la determinación del factor de productividad. Se estima como la relación entre los costos de administración diferentes de personal y el valor de activos, descontando de este último los valores de terrenos en el caso de distribución.

RELACIÓN PERSONAL-CAPITAL (NK): Es una variable considerada en la determinación del factor de productividad. La relación personal/capital se obtiene

del cociente entre el número de empleados y el valor de activos desagregados por la CREG entre las actividades de comercialización y distribución.

SERVIDUMBRE DE ACCESO: Límite a la propiedad que impone la Comisión a un transportador o distribuidor local, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión de un generador, un gran consumidor u otro transportador o distribuidor local, a la red de su propiedad.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS (SSPD): Es un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación (DNP), que desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de regulación y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA: Transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV, que son utilizados para atender usuarios finales del Nivel de Tensión 1.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME): Unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y de los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas, económicas y de precios de los recursos energéticos.

USUARIO FINAL: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o

como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

USUARIO NO REGULADO (UNR): Un Usuario No Regulado es un consumidor que gracias a superar un nivel límite de consumo, puede negociar libremente la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que desee. Sus tarifas no están reguladas por la CREG, sino que son acordadas mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador.

USUARIOS DE LOS STR O SDL: Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

USUARIOS REGULADOS (UR): Son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, y están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.