

**ANÁLISIS DE LA NUEVA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL  
ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DE SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL EN COLOMBIA**

**MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2009**

**ANÁLISIS DE LA NUEVA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL  
ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DE SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL EN COLOMBIA**

**MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ**

**TESIS DE GRADO EN LA MODALIDAD INVESTIGACIÓN PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**Director:**

**Dr. GERARDO LATORRE BAYONA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

## DEDICATORIA

*A Dios, a quien le pido guie mis acciones, gracias a él que me da la salud he  
realizado este proyecto.*

*A mis padres, quienes me brindan apoyo y me acompañaron durante mis  
estudios. Gracias a sus esfuerzos se hizo posible este nuevo logro.*

*A mi familia, que siempre está presente cuando la he necesitado.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco al profesor Gerardo Latorre Bayona por el tiempo dedicado, por sus consejos de gran ayuda para llevar a cabo los objetivos propuestos.

A los profesores de la escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y telecomunicaciones por el alto nivel de calidad de sus clases, por la formación como persona íntegra y responsable.

A mis amigos que me acompañaron durante todo este proceso de formación, los que me ayudaron y con los que se sufrió en cada etapa.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	13
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	16
1.1 OBJETIVOS.....	16
1.1.1 Objetivo general. ....	16
1.1.2 Objetivos específicos.....	16
1.2 PLANTEAMIENTO. ....	17
1.3 JUSTIFICACIÓN. ....	18
1.4 ALCANCE.....	20
2. ANÁLISIS DE LA NUEVA METODOLOGÍA; PROFUNDIZANDO EN EL ANEXO CORRESPONDIENTE A UC .....	21
2.1 DEFINICIONES .....	21
2.2 INVESTIGACIÓN DE LOS ANTECEDENTES Y FUNDAMENTO LEGAL DE LA RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008.....	28
2.2.1 ANTECEDENTES .....	28
2.2.1.1 Periodo 1994-1997 .....	29
2.2.1.2 Periodo 1998-2002. ....	30
2.2.1.3 Periodo 2003-2007. ....	31
2.3 FUNDAMENTOS LEGALES DE LA NUEVA METODOLOGÍA	32
2.3.1 Constitución Política.....	32
2.3.2 LEY 142 DE 1994 .....	33
2.3.3 Ley 143 de 1994.....	34
2.3.4 Decreto 2696 de 2004.....	36
2.3.5 Decreto 388 de 2007.....	36
2.3.6 Decreto 1111 de 2008.....	36
2.3.7 Resolución CREG 070 de 1998.....	36
2.3.8 Resolución CREG 082 de 2002.....	37

2.3.9	Resolución CREG 111 de 2006.....	37
2.3.10	Resolución CREG 036 de 2008.....	38
2.3.11	Resolución CREG 097 de 2008.....	38
2.4	ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS LEGALES	38
2.5	ESTUDIO DE LA RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008 .....	41
2.5.1	LAS BASES SOBRE LAS CUALES SE EFECTUÓ EL ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS FÓRMULAS.....	41
2.5.2	CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSICIÓN REGIONAL (STR)	41
2.5.3	INFORMACIÓN BASE PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS Y CARGOS. ....	42
2.5.4	METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL CARGO MÁXIMO POR CONCEPTO DE INVERSIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....	44
2.5.5	ACTUALIZACIÓN POR LA PUESTA EN SERVICIO DE NUEVOS ACTIVOS.....	46
2.5.6	PROFUNDIZACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS .....	47
2.5.6.1	Valoración de las Unidades Constructivas.....	47
2.5.6.2	Costo de los elementos que conforman las UC.....	48
2.5.6.3	Costos de instalación.....	49
2.5.6.4	Metodología para definir el costo unitario de las UC.....	49
2.5.6.5	Conformación de las UC.....	50
2.5.6.6	Determinación del costo DDP de los elementos técnicos....	51
2.5.6.7	Determinación del costo de instalación de las UC. ....	53
2.5.6.8	Costo unitario de las UC. ....	54
2.5.6.9	Costo reconocido de las UC. ....	56
2.5.7	ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL.....	57
2.5.7.1	Actualización, liquidación y recaudo de los cargos de STR.	57
2.5.7.2	Actualización de los Cargos Máximos de SDL.....	57
2.5.7.3	Actualización de los Costos Anuales y de Cargos Máximos.	58

2.5.7.4	Actualización de los Costos Anuales de AOM. ....	58
2.5.7.5	Cargos por Uso por Nivel de Tensión. ....	59
2.5.7.6	Liquidación y recaudo de los costos de transporte de Energía Reactiva en exceso	59
2.5.8	VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA .....	59
2.5.9	RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS OR.....	60
2.5.10	REPORTES DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CALCULO DE ENERGÍA ÚTIL. ....	60
2.5.11	GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	61
2.5.11.1	Valor de AOM de referencia.....	61
2.5.11.2	Porcentaje de AOM gastado y remunerado (2004-2007). ....	62
2.5.11.3	Gastos AOM a reconocer.....	62
2.5.12	CALIDAD DEL SERVICIO .....	62
2.5.12.1	Calidad del Servicio en el STR .....	62
2.5.12.2	Calidad del Servicio de Distribución en el SDL.....	64
2.5.12.3	Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad. ....	65
2.5.13	PÉRDIDAS Y FACTORES PARA REFERIR AL STN.....	68
2.5.13.1	Pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión.....	68
2.5.13.2	Determinación de los factores para referir al STN. ....	68
2.5.14	CARGOS POR RESPALDO DE LA RED .....	69
2.5.15	CRITERIO DE EFICIENCIA PARA TRANSFORMADORES, NIVEL DE TENSIÓN 1.....	70
2.5.16	CONTENIDO DE LA SOLICITUD .....	71
3.	EJEMPLO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIÓN PALOS	72
3.1	EXPLICACIÓN DEL ORDEN DE LAS TABLAS PARA SU USO.....	72
4.	PROGRAMACIÓN CÁLCULO DE COSTOS Y CARGOS.....	119
4.1	CÁLCULO DE COSTOS ANUALES.....	119

4.1.1	Determinación de los costos anuales totales de los niveles de tensión 4, 3, y 2.	119
4.1.2	Determinación de los costos anuales totales del nivel de tensión 1	120
4.2	CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN.....	120
4.2.1	Determinación de los Cargos de los STR (Nivel de tensión 4).	120
4.2.2	Determinación de los cargos máximos para los Niveles de Tensión 3 y 2.	121
4.2.3	Determinación de los cargos máximos del Nivel de Tensión 1.	122
4.2.4	Determinación de los Costos Medios del Operador de Red.....	123
4.3	Programación realizada en Matlab® .....	123
5.	OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS .....	124
6.	CONCLUSIONES .....	126
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	129

### LISTA DE FIGURAS

Fig.1	Peso colombiano .....	26
Fig. 2:	Estructura de estimación de los Índices agrupados de la Discontinuidad	67
Fig. 3	Diagrama unifilar Subestación Palos.....	76

### LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Niveles de tensión de los STR y SDL.....	25
Tabla 2:	Precios DDP Interruptores de potencia. ....	55
Tabla 3:	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para activos del STR	63
	(Tablas del ejemplo Unidades Construtivas).....	72

### LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1.	COSTO RECONOCIDO DE LAS UC.....	132
----------	---------------------------------	-----

TITULO: ANÁLISIS DE LA NUEVA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y DISTRIBUCIÓN LOCAL EN COLOMBIA.\*

Autor: MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ\*\*

PALABRAS CLAVES: unidades constructivas(UC), Cargos Máximos, Operador de Red (OR), Administración Operación y Mantenimiento (AOM), Activos de uso, Activos en operación, Activos de conexión.

#### DESCRIPCIÓN:

La comisión de Regulación de Energía y Gas en desarrollo del marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, periodo 2008-2013, presenta la Resolución CREG 097 de 2008 por la cual se aprueba la nueva metodología propuesta para el establecimiento de cargos por uso de sistemas de transmisión regional y distribución local en Colombia, la cual toma en cuenta variables del entorno macroeconómico del país, como la importancia en mantener la estabilidad en las inversiones a largo plazo en el sector para generar confianza de inversión en el país así como productividad en las empresas. Dicha Resolución que contiene todas las definiciones y cálculos necesarios para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica no se presenta de forma clara; por tal razón el trabajo de grado tiene la intención de explicarla haciendo un análisis en general y por medio de un ejemplo real de las Unidades Constructivas en los niveles de tensión 4, 3 y 2 de la Subestación Palos. Además presenta observaciones, sugerencias y conclusiones de utilidad para los operadores de Red y un programa en Matlab® para el cálculo de los costos y cargos presentados por los OR a la CREG. En consecuencia, en este proyecto se presentan, de una forma más clara, los principios generales y la información para los cálculos de la nueva metodología que fue aprobada mediante Resolución CREG 097 de 2008; profundizando en el anexo correspondiente a unidades Constructivas.

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. Director Dr. Gerardo Latorre Bayona

**TITLE:** ANALYSIS OF THE NEW PROPOSE METHODOLOGY FOR THE ESTABLISHMENT OF POSITIONS BY USE OF SYSTEMS OF REGIONAL TRANSMISSION AND LOCAL DISTRIBUTION IN COLOMBIA.\*

**Author:** MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ \*\*

**Key words:** constructive units (UC), Maximum Positions, Operator of Red (OR), Administration Operation and Mantenimiento (AOM), Assets of use, Assets in operation, Assets of connection.

### **Description**

The commission of Regulation of Energy and developing Gas of the regulatory frame for the activity of distribution of electrical energy in Colombia, period 2008-2013, presents the Resolution CREG 097 of 2008 by which the new propose methodology for the establishment of positions by use of systems of regional transmission and local distribution in Colombia, which takes into account variable of the macroeconomic surroundings of the country, like the importance in maintaining the stability in the long term investments in the sector is approved to generate confidence of investment in the country as well as productivity in the companies. This Resolution that contains all the definitions and calculations necessary to remunerate the activity of distribution of electrical energy not presents of clear form; for such reason the work of degree has the intention to explain making it generally an analysis and by means of a real example of the Constructive Units in the levels of tension 4, 3 and 2 of the Substation Palos. In addition it presents observations, suggestions and conclusions of utility for the operators of Network and a program in Matlab® for the calculation of the costs and positions presented by the OR to the CREG. Consequently, in this project they appear, of one more a clearer form, the general principles and the information for the calculations of the new methodology that was approved by means of Resolution CREG 097 of 2008; deepening in the Annex corresponding to Constructive units.

\* Grade work.

\*\*Faculty of Engineerings Phisicomencanics. School of Electronic Electrical Engineering and Telecommunications. Director Dr. Gerardo Latorre Bayona.

## INTRODUCCIÓN

Antes de comentar de manera general el contenido del documento, resultado de los amplios estudios realizados, es relevante resaltar algunas características del negocio y algunas variables del entorno macroeconómico del país, Teniendo en cuenta la altísima influencia que tiene la energía eléctrica como uno de los principales insumos del aparato productivo, no es de sorprenderse que las curvas anuales de demanda de energía y la del Producto Interno Bruto guardan una correlación bastante alta.<sup>1</sup>

La evolución de los precios muestra una relación desigual entre el crecimiento de la inflación y del tipo de cambio, con una dramática caída del dólar a nivel internacional, lo que influye directa y positivamente en los precios de los productos importados usados en el desarrollo de la actividad de Distribución.<sup>2</sup>

Otro aspecto importante a considerar es la variación favorable sobre la percepción externa del riesgo para invertir en Colombia. Entonces el reto del regulador la CREG es desarrollar el marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia para el periodo 2008-2013, por medio de Resolución CREG 097 del 2008 considerando tanto las condiciones actuales, como la naturaleza de largo plazo con la cual se realizan las inversiones en el sector, generando una señal de estabilidad en los precios de las inversiones que a su vez refleje la evolución de la confianza para ejecutar inversiones en el país y los aumentos de productividad de las empresas.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Metodología Distribución sept. de 2008.

<sup>2</sup> Informe anual de gestión y de resultados 2005. Actividades misionales desarrolladas durante el 2005.

Tal desarrollo debe propender por asegurar la realización de las inversiones necesarias para que este servicio se preste con niveles de calidad adecuados a la remuneración, sin dejar de lado los principios legales y económicos tales como la eficiencia, la neutralidad, suficiencia financiera, la transparencia y la simplicidad, enmarcados por la línea conceptual de resolver problemas que aún siguen siendo objeto de investigación como lo es el alto riesgo moral y la selección adversa, propios de los monopolios naturales, lo cual requiere complementar el desarrollo de metodologías de incentivos con el soporte de información contable y de desempeño de las empresas que permita que el regulador haga seguimiento a la efectividad de la regulación y pueda tomar medidas oportunas, tal como se ha hecho en otros países.<sup>2</sup>

Por lo anterior, es de gran importancia revisar detalladamente los indicadores de calidad del servicio para determinar si los mismos se compadecen con la remuneración de la actividad y con los estándares internacionales para conocer las inversiones necesarias que permitan alcanzar una mejor calidad del servicio directamente asociada con el nivel de pérdidas.<sup>3</sup>

En el presente trabajo de grado se encuentra la propuesta regulatoria con base en la cual se remunerará la actividad de Distribución de Energía Eléctrica en el próximo período regulatorio.

La comisión La Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene como función cada cinco años definir las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago. Con la

---

<sup>3</sup> Circular 051 de 2008. Taller sobre requerimientos de medida para calidad del servicio

resolución CREG 036 de 2008 publicada el 3 de Abril, se mostraba el proyecto que contiene los principios generales y la nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local; que finalmente en su sesión 388 del 22 de septiembre de 2008, aprobó por medio de la Resolución CREG 097 de 2008.

La Resolución CREG 097 de 2008 especifica las leyes, decretos, Resoluciones CREG, las empresas que realizaron algunos estudios y reuniones entre los OR e interesados; que se tuvieron en consideración. Además contiene 24 Artículos con los principios generales y un Anexo General con 15 capítulos en los que se especifica la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Como Anexo se presenta un ejemplo real de la subestación Palos en la que se aplica la nueva metodología en especial la parte de Unidades Constructivas determinando detalladamente cada uno de los costos asociados según la metodología: costos DDP, costos de obras civiles, costo de montaje, costo de ingeniería, costo interventoria, costo administración y ejecución, costo inspección y costos financieros.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

### **1.1 OBJETIVOS.**

#### **1.1.1 Objetivo general.**

Llevar a cabo un análisis de la nueva metodología propuesta para el establecimiento de cargos por uso de Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local en Colombia y realizar un estudio específico de aplicación.

#### **1.1.2 Objetivos específicos.**

Analizar la nueva metodología propuesta para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local; profundizando en el anexo correspondiente a unidades Constructivas, con el objetivo de presentar observaciones y conclusiones que sean de utilidad para los operadores de red.

Sistematizar los cálculos de los costos y los cargos contenidos en la resolución CREG 097 de 2008, por medio de la cual se propone la nueva metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local en Colombia.

Realizar un estudio específico de aplicación de la nueva normativa, utilizando datos reales de la ESSA, con el propósito de tener un ejemplo que sería presentado en la especialización que está proponiendo la escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

## 1.2 PLANTEAMIENTO.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas es la encargada de definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago. Actualmente la Resolución CREG 082 de 2002 continúa rigiendo hasta que la comisión apruebe la nueva metodología, aunque su período expiró el 31 de diciembre de 2007.

Mediante la resolución CREG 111 de 2006, la comisión puso en conocimiento y sometió a consideración de las entidades prestadoras de servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y las fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los Cargos por Uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Posteriormente, la comisión publicó la resolución CREG 097 de 2008. Este nuevo proyecto de resolución plantea los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y distribución local. La metodología explica aspectos muy importantes de la actividad de distribución de energía eléctrica, como la parte financiera, principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

En ese contexto, el problema se plantea como la necesidad de llevar a cabo un análisis de la nueva resolución, con la intención de formular observaciones y conclusiones que sean de utilidad para los operadores de red. Además, por ser una resolución reciente, no se ha estudiado con

detenimiento al interior de la escuela y su análisis es requerido para complementar el módulo relacionado con la normatividad vigente en Colombia, dentro de la especialización en planeación y operación de sistemas de distribución que se está proponiendo.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN.**

Con el fin de garantizar la prestación del servicio en condiciones y precios adecuados, la comisión cada cinco años define una nueva metodología por medio de una resolución CREG en la que se actualizan los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión y distribución local.

De acuerdo con la CREG, los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional, considerando criterios de viabilidad financiera, cubrirán los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, y permitirá la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo haría una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

Con esta premisa, los operadores de red deben conocer bien el procedimiento establecido por la comisión, debido a que ellos tienen que someter a aprobación el estudio de los cargos aplicables para el presente periodo tarifario; esto dentro de los diez días hábiles siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la resolución. En ese sentido, la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones quiere contribuir con esta tarea, y está trabajando en la elaboración de una propuesta de especialización en planeación y operación de sistemas de distribución; que

tiene un módulo relacionado con normatividad aplicable a sistemas de distribución. Por tanto, es necesario estudiar detenidamente la resolución objeto de estudio en esta propuesta de trabajo de grado, así como trabajar un ejemplo práctico, que puede suministrar la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

De otra parte, como se ha visto en los estudios preliminares de la propuesta de resolución presentada por la CREG, la metodología se basa en varios factores que se relacionan de distinta forma y que son diferentes para cada una de las empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica, por ciertas características propias y de su entorno, lo que complica la comprensión y amerita una revisión detallada de cada uno de los cálculos para fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

En ese contexto, el problema se plantea como la necesidad de llevar a cabo un análisis de la nueva resolución, con la intención de formular observaciones y conclusiones que sean de utilidad para los operadores de red.

En consecuencia, con este trabajo de grado se pretende hacer un estudio detallado de la normatividad, con el propósito de formular observaciones y conclusiones que sean de utilidad para los operadores de red. Se aprovecha la cercanía con la Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. –ESSA-, lo cual facilita la interacción con los ingenieros encargados del tema dentro de la empresa; redundando en beneficios para el cabal desarrollo del proyecto, además de los beneficios relacionados con la consecución de datos reales que puedan ser utilizados dentro de la especialización antes señalada.

El trabajo se ubica en un proyecto de modalidad investigativa, cuyo título es: Análisis de la nueva metodología propuesta para el establecimiento de cargos por uso de Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local en Colombia, el cual está avalado por el grupo de investigación GISEL de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander, bajo la dirección del Ph.D. Gerardo Latorre Bayona.

#### **1.4 ALCANCE.**

La finalidad de este proyecto es presentar de una forma más clara los principios generales y la información para los cálculos de la nueva metodología que fue aprobada mediante Resolución CREG 097 de 2008 profundizando en el anexo correspondiente a unidades Constructivas. Adicionalmente se muestra un ejemplo de aplicación que contiene el diagrama unifilar de los activos operados por la Electrificadora de Santander en los niveles de tensión 4, 3 y 2 en la subestación Los Palos y se sistematiza todos los cálculos de los costos y cargos necesarios para llenar la solicitud que deben presentar los Operadores de Red a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

## **2. ANÁLISIS DE LA NUEVA METODOLOGÍA; PROFUNDIZANDO EN EL ANEXO CORRESPONDIENTE A UC**

### **2.1 DEFINICIONES**

Para la interpretación y aplicación de la Resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en el Decreto 388 de 2007 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:<sup>4</sup>

Como nota específico que no están todas las especificadas en la Resolución CREG 097 de 2008. Especifico a mi criterio las más importantes para la comprensión de dicha Resolución.

#### **Abreviaciones o siglas.**

Análisis de precios unitarios. **(A.P.U)**

Áreas De Distribución. **(ADD)**

Administración, Imprevistos y Utilidades. **(AIU)**

Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica. **(ASOCIDIS)**

Centro Nacional de Despacho. **(CND)**

Comisión de integración de Energética Regional. **(CIER)**

Consejo Nacional de Operación. **(CON)**

Franco a bordo del buque. (Free on Board). Costo **(FOB)**

Gas Licuado de Petróleo. **(GLP)**

Gerencia en Proyectos de Ingeniería. **(GPI)**

Índice de Precios al Productor. **(IPP)**

Liquidador y Administrador de Cuentas del STN **(LAC)**

Sistema Único de Información **(SUI)**

Sistema de Intercambios Comerciales **(SIC)**

Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. **(SSPD)**

---

<sup>4</sup> Ver definiciones en [1] Resolución CREG 097 de 2008 y [4] Resolución CREG 082 de 2002

Tasa interna de retorno. **(TIR)**

Unidad de Planeación Minero Energética. **(UPME)**

**Activos en Operación.** Son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo aquellos que están normalmente abiertos. Se entiende por sistemas normalmente abiertos aquellos que se encuentran disponibles para entrar en servicio en forma inmediata cuando se requieran.

**Activos no eléctricos.** Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica 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 y equipos de Comunicaciones.

**AOM.** Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL, incluyendo los activos de Nivel de Tensión 1.

**Activos de Uso de STR y SDL.** Activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

**Bahía.** Conjunto de equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro.

**Cargos Máximos por Niveles de Tensión 1, 2, 3.** Son los cargos expresados en \$/kWh para cada Nivel de Tensión que remuneran el uso de los Sistemas Distribución Local.

**Costo Unitario por Unidad Constructiva (CU):** Valor unitario en el mercado de una Unidad Constructiva (\$/Unidad Constructiva).

**Costo FOB.** Free on Board (FRANCO A BORDO DEL BUQUE). Estos costos se refieren a la transferencia de la propiedad y de los riesgos de los equipos al comprador; tiene lugar en el momento de la entrega a bordo del buque o medio de transporte designado por el comprador. Se incluyen todos los egresos de origen legal propios del país de origen del bien comprado, pero no el transporte marítimo ni los seguros correspondientes.

**Costo CIF.** Costo, Seguro y Flete. Se aplica al equipo y/o material importado. Corresponde al costo del bien puesto en puerto Colombiano, antes de la legalización de la importación.

$$\text{Costo CIF} = \text{Costo FOB} + \text{Costo Transporte Internacional} + \text{Costo Seguro Internacional}$$

**Costo DDP.** Delivered Duty Paid (ENTREGADA DERECHOS PAGADOS). 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. Se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

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

**Estrato socio-económico.** Legalmente existen seis estratos socioeconómicos. El estrato más bajo es 1 y el más alto es 6.

La clasificación por estratos que obtenga una persona determina los impuestos que debe pagar, las tarifas de servicios públicos domiciliarios. Los estratos 1 y 2 y algunas veces el 3 son subsidiados por los estratos 4, 5 y 6.

**Fecha de Corte.** Es el 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al de la fecha de presentación de la solicitud de costos y cargos.

**Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-:** Entidad encargada de la Liquidación y Administración de Cuentas de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores.

**Mercado mayorista.** Es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al reglamento de operación.

**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 de Tensión 1, 2 y 3 de su sistema.

**Módulo Común.** Es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a toda una subestación y está compuesto por servicios auxiliares, malla de

puesta a tierra y obras civiles de la subestación no asociadas a una UC en particular.

**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:

<b>SISTEMAS</b>	<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>TENSIÓN NOMINAL</b>
STR	<b>4</b>	MAYOR O IGUAL A 57,5 kV Y MENOR QUE 220 kV
SDL	<b>3</b>	MAYOR O IGUAL A 30 kV Y MENOR QUE 57,5 kV
	<b>2</b>	MAYOR O IGUAL A 1 kV Y MENOR QUE 30 kV
	<b>1</b>	MENOR QUE 1 kV

*Tabla 1: Niveles de tensión de los STR y SDL*

**Percentil.** Valor que divide un conjunto ordenado de datos estadísticos de forma que un porcentaje de tales datos sea inferior a dicho valor. Así, un individuo en el percentil 80 está por encima del 80% del grupo a que pertenece.

**Sistema de Distribución Local (SDL).** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

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

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

**Peso colombiano.** La imagen trae toda la información necesaria en caso de necesitarse alguna conversión, y explica la definición de COP.

<b>Peso colombiano</b>	
	
50.000 Pesos de <b>Jorge Isaac</b>	
<b>Código:</b>	COP
<b>Ámbito:</b>	Colombia
<b>Símbolo:</b>	\$
<b>Fracción:</b>	100 centavos
<b>Monedas:</b>	10,20,50,100,200,500 \$
<b>Billetes:</b>	1.000,2.000,5.000,10.000,20.000,50.000 \$
<b>Emisor:</b>	<b>Banco de la República de Colombia</b>
<b>Tasa de cambio:</b> (19-11-2008)	1 EUR = 2,959.59 COP 1 USD = 2,343.19 COP 1 PAB = 2,389.98 COP
<i>Cambio actual</i>	

*Fig.1 Peso colombiano*

(Tomada de [http://es.wikipedia.org/wiki/Peso\\_colombiano](http://es.wikipedia.org/wiki/Peso_colombiano))

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

**Sistema de Transmisión Nacional (STN).** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

**Unidad Constructiva (UC).** Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL y relacionados en el Capítulo 5 del Anexo General.

**Usuario no-regulado.** Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan, a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.

**Usuario regulado.** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

## **2.2 INVESTIGACIÓN DE LOS ANTECEDENTES Y FUNDAMENTO LEGAL DE LA RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008.**

### **2.2.1 ANTECEDENTES**

Como consecuencia de la recesión económica del país a finales de los 90, se presentó una fuerte caída en la inversión industrial, no siendo ajeno a la misma el sector eléctrico, situación que se confirma por las bajas tasas de inversión y reposición de activos que han ejecutado las empresas en estos años, lo cual se revierte en los años dada la recuperación de la economía evidenciada en un incremento en el crecimiento económico anual promedio superior al 5%, unido con la consolidación de la apertura, reflejada en el incremento de la relación entre la cantidad de los intercambios internacionales y el PIB.

La demanda de energía eléctrica nacional ha mostrado un crecimiento anual promedio durante el período 2003-2007 del orden de 3,5 % y las cifras del censo general 2005 revelan un porcentaje de cobertura superior al 92% en el servicio de energía eléctrica, indicador éste que es sobresaliente a nivel latinoamericano.

De otra parte las pérdidas totales de energía eléctrica en el SIN en el periodo 2003 al 2006, con base en información tomada de expertos en mercados XM y el Sistema Único de Información SUI, han pasado de un 35% en el año 2003 a un 17 % en el año 2006, lo cual representa una importante mejora en la gestión de las mismas.

Según el “Estudio de Impacto del Marco Regulatorio de los Sectores de Energía, Gas Combustible y en las Transacciones Internacionales de

Energía”, realizado por la firma Mercados Energéticos Consultores, donde se analiza la sostenibilidad financiera de las empresas del sector con base en la variación de los indicadores financieros de una muestra de 27 empresas, hay una sustancial mejora en la situación financiera de las empresas al comparar los periodos 1994-1996 y 2004-2006. Adicionalmente el consultor encuentra que, en términos reales, se ha dado un considerable incremento en las tarifas a usuarios residenciales y que si bien en los dos últimos años el número de usuarios subsidiados se ha incrementado significativamente, en su opinión dicho incremento podría obedecer al descubrimiento de precios reales y al desmonte de subsidios.<sup>5</sup>

Ahora presentamos las características de los anteriores periodos tarifarios.

**2.2.1.1 Periodo 1994-1997.** Esta metodología se basó en un inventario de las redes de transmisión regionales a los Niveles de tensión 4 y 3, valorado con costos de reposición a nuevo, para cada una de las empresas distribuidoras. Para cada empresa se calculó el costo anual equivalente de sus activos con una tasa de descuento del 10% anual y vida útil de 25 años. Los costos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) se estimaron como un 2% del costo total del activo y para considerar los efectos de la salinidad se adicionó un 1.5% para las líneas que atraviesan por zonas que presentan este problema.

Los costos de distribución en el Nivel de Tensión 2 se determinaron como la suma de los costos medios estimados de transformación hasta el Nivel 2 y los costos marginales asociados a la distribución de energía eléctrica en el Nivel de tensión primaria, para cada una de las empresas distribuidoras de energía del país.

---

<sup>5</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Metodología Distribución sept. de 2008.

Para el cálculo de los cargos se utilizó la demanda de energía de cada empresa correspondiente al año 1993.

Se obtuvieron cargos por energía y por potencia para las etapas individuales de: conexión, Nivel 4, Nivel 3 y transformación hasta Nivel 2. A partir de éstos, y considerando las pérdidas técnicas, se obtuvieron los cargos acumulados para cada nivel de tensión.

El criterio de eficiencia utilizado fue el de acotar los costos de cada empresa al 120% del costo promedio nacional por nivel de tensión.<sup>6</sup>

**2.2.1.2 Periodo 1998-2002.** Esta metodología fue de costo medio histórico por unidad de energía transportada, con base en los inventarios de activos de las empresas clasificados en Unidades Constructivas predeterminadas, con la cual se aprobaron los respectivos cargos por uso. Para el Nivel de tensión 1 se estableció una metodología de estimación de la cantidad de equipos a costear, a partir de una muestra significativa reportada por las empresas.

Para la aplicación de la metodología en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2 se estableció que cada una de las empresas distribuidoras debía entregar un inventario de las redes de transmisión regional y distribución local. Para el nivel de tensión 1, como se mencionó, el inventario se estimó a partir de una muestra representativa. Se definieron Unidades Constructivas y se valoraron con costos de reposición a nuevo. Para cada empresa se calculó el costo anual equivalente de estos activos, con una tasa de descuento del 9% anual y una vida útil entre 10 y 25 años dependiendo de los activos. Para los activos no eléctricos se reconoció un valor máximo equivalente a un 8%

---

<sup>6</sup> Metodología de Distribución Periodo Tarifario 2008-2012. Basada en la nueva metodología, 2008.

sobre el valor de los activos eléctricos asociados con cada nivel de tensión. Los costos de AOM se estimaron como un porcentaje del costo total del activo: 2% para los niveles 4 y 3 y 4% para los niveles 2 y 1 y para considerar los efectos de la salinidad se adicionó un 0.5%.

Para los transportadores cuyo estudio de costos presentara cargos por uso superiores al 120% del cargo promedio nacional en cada nivel de tensión, la Comisión adoptó una estructura de costos que consideraba el promedio nacional, ponderado por energía, de cada nivel de tensión, con un límite máximo para esas empresas del 120% de dicho promedio.

Los cargos acumulados en cada nivel de tensión se calcularon dividiendo el costo acumulado del nivel entre la energía útil de cada nivel. La energía útil se calculó como la energía disponible menos las pérdidas reconocidas, de acuerdo con el modelamiento de la red.<sup>7</sup>

**2.2.1.3 Periodo 2003-2007.** Finalmente, con la Resolución CREG 082 de 2002 se aprobó la metodología prevista hasta el 2007 “para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”. Algunos de los aspectos más importantes se presentan a continuación.<sup>7</sup>

Para el sistema de transmisión regional (STR) se define los activos que la componen, se dice que corresponde a un nivel de tensión 4 y se presenta una metodología de remuneración. Al igual que en los sistemas distribución local (SDL) en los que también se especifica una metodología de remuneración pero diferenciando el nivel de tensión 1 de los niveles de tensión 2 y 3. Se toman los parámetros de eficiencia que buscan, por una parte, que los consumidores adquieran bienes a precios mínimos y, por la

---

<sup>7</sup> Ver Resolución CREG 082 de 2002

otra parte que la demanda determinada que la empresa produzca tenga el mínimo de costos.<sup>8</sup>

## 2.3 FUNDAMENTOS LEGALES DE LA NUEVA METODOLOGÍA

### 2.3.1 Constitución Política

**2.3.1.1 Artículo. 365: Fines sociales del Estado.** La Constitución Política, Artículo 365, estableció que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.<sup>8</sup>

**2.3.1.2 Artículo. 334: Intervención del Estado.** Por otro lado, la Constitución Política atribuyó al Estado la dirección general de la economía, y le ordenó intervenir, por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano. (Art. 334). Esta misma norma ordena al Estado intervenir, de manera especial, para asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos.<sup>9</sup>

**2.3.1.3 Artículo. 367: Defiere a la ley fijación del régimen tarifario.<sup>2</sup>** De manera expresa la Constitución Política defirió a la Ley, la tarea de fijar el régimen tarifario “que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los

---

<sup>8</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Metodología Distribución sept. de 2008.

de solidaridad y redistribución de ingresos”, y determinar las entidades competentes para fijar tarifas. (Art. 367).<sup>9</sup>

### **2.3.2 LEY 142 DE 1994**

**2.3.2.1 Artículo. 14.25.** 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”.<sup>9</sup>

**2.3.2.2 Artículo. 2.5.** Ordenó la intervención del Estado en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, entre otros, con el fin de lograr su prestación eficiente.<sup>10</sup>

**2.3.2.3 Artículo. 126.** Vigencia de las fórmulas tarifarias.<sup>10</sup>

**2.3.2.4 Artículo. 127.** Inicio de la actuación administrativa para fijar nuevas tarifas.<sup>10</sup>

**2.3.2.5 Artículo 87.1.** en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta “los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”.<sup>10</sup>

**2.3.2.6 Artículo 92.** dispuso que las Comisiones pueden corregir en las fórmulas, “los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la

---

<sup>9</sup> Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.

empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos”.<sup>10</sup>

**2.3.3 Ley 143 de 1994.** Estableció el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, denominadas las actividades del sector, en cuyo Capítulo VIII, se incluyó normas especiales relativas a “Las Tarifas por Acceso y Uso de las Redes”.<sup>10</sup>

**2.3.3.1 Artículos. 23 y 41.** Es función permanente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y aprobar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago.<sup>11</sup>

**2.3.3.2 Artículo. 44.** El régimen tarifario estará orientado por los principios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.<sup>11</sup>

**2.3.3.3 Artículo. 6º.** Definió que la actividad de distribución de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.<sup>11</sup>

**2.3.3.4 Artículo. 11.** Bajo el régimen tarifario de Libertad Regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar “los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad

---

<sup>10</sup> Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos”.<sup>11</sup>

**2.3.3.5 Artículo. 39.** Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera”.<sup>12</sup>

**2.3.3.6 Artículo 45.** Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.<sup>12</sup>

**2.3.3.7 Artículo 85.** Establece que las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> Ver ley 143 de 1994

**2.3.4 Decreto 2696 de 2004.** Definió reglas especiales de difusión para la adopción de fórmulas tarifarias.<sup>12</sup>

**2.3.5 Decreto 388 de 2007.** Mediante el cual el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento del servicio de electricidad que debe seguir esta Comisión al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.<sup>13</sup>

- Definición de Áreas de Distribución.
- Políticas para la remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local.
- Políticas para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local.

**2.3.6 Decreto 1111 de 2008.** Modifica el decreto 388 en lo que concierne a la aplicación de las Áreas de Distribución y establece que habrá un período de transición.<sup>14</sup>

**2.3.7 Resolución CREG 070 de 1998.** la propuesta de derogar los numerales 9.3 y 9.4 del Anexo General de la, tiene por fundamento el hecho de que en la propuesta el reconocimiento de la propiedad en cabeza de los usuarios de activos del Nivel de Tensión 1, se realiza mediante el descuento en los cargos de distribución que debe hacerseles por concepto de inversión y la circunstancia de que, para otros niveles de tensión, deben ser las partes

<sup>12</sup> Ver Decreto 2696 de 2004. Ministerio de Comunicaciones.

<sup>13</sup> Ver Decreto 3451 de 2008, Decreto 388 de 2007. Ministerio de Minas y Energía

<sup>14</sup> Ver Decreto 1111 de 2008. Ministerio de Minas y Energía.

interesadas las que libremente decidan la cuantía y tipo de negocio jurídico a celebrarse para remunerar los activos que no son de propiedad del OR.<sup>15</sup>

**2.3.8 Resolución CREG 082 de 2002.** Esta es la metodología inmediatamente pasada, que explica los cálculos a realizar para fijar las tarifas por el uso y acceso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.<sup>16</sup>

**2.3.9 Resolución CREG 111 de 2006.** En cumplimiento del Artículo 127 de la Ley 142 de 1994 y 11 del Decreto 2696 de 2004, dispone que antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento mediante la presente resolución a las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los Cargos por Uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

En el anexo se presentan las principales características de la metodología vigente, así como las bases para el próximo periodo. En la propuesta se consideran los comentarios de los agentes, usuarios y terceros interesados, así como los generados al interior de la Comisión, en aspectos tales como: remuneración y tarifas; expansión y cobertura del sistema; propiedad de los activos; calidad del servicio; pérdidas del sistema, y operación y mantenimiento, entre otros.<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> Ver pagina website [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

**2.3.10 Resolución CREG 036 de 2008.** Hace público el proyecto de resolución “Por el que se pretende aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”.<sup>16</sup>

**2.3.11 Resolución CREG 097 de 2008.** Por la cual se aprueban después de unos años más de experiencia y de estudio algunos cambios en los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.<sup>16</sup>

Para un mejor entendimiento la resolución empieza con definiciones y criterios generales, incluyendo algunos conceptos actuales como:

- Mercado de Comercialización.
- Operador de Red de Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL).
- Sistema de Distribución Local (SDL).
- Consideración de un usuario conectado directamente al Sistema de transmisión Nacional (STN), para efectos de cobro de cargos por uso.
- Clasificación de activos de uso y activos de conexión.

## **2.4 ANÁLISIS DE LOS ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS LEGALES**

La industria eléctrica colombiana ha tenido cambios permanentes relacionados con el desarrollo mundial. Se han separado las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; se ha incorporado capital privado en estas y el estado se ha concentrado en la definición de políticas, regulación y control. Las actividades de transmisión y distribución son monopolios naturales sujetos a una regulación de precios y calidad. Las tarifas autorizadas son establecidas a partir de la identificación

de inversiones y gastos de Administración, Operación y mantenimiento (AOM).<sup>16</sup>

El sistema de distribución de electricidad colombiano está conformado por más de treinta empresas que difieren en ciertas características propias del negocio y de su entorno. Esto hace que la aplicación de un método para la remuneración de ingresos pueda requerir ajustes en función de dichas características.

Analizamos los avances en el último periodo tarifario y encontramos las dificultades y los aciertos que se tuvieron:

La evolución de la Regulación de los cargos de distribución del sistema eléctrico nacional (2002-2008)

El artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece que las fórmulas tarifarias de los servicios públicos domiciliarios tienen una vigencia de cinco años. En el caso de la energía eléctrica, la metodología para el establecimiento de los cargos de distribución eléctrica<sup>1</sup> fue fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para el periodo 2002-2007, mediante la resolución 082 de 2002.

Debido a que la aplicación de la metodología tarifaria establecida en dicha resolución, implicaba un ajuste importante en los componentes<sup>2</sup> utilizados para establecer los cargos de distribución, y por lo tanto se presentaría un aumento de las tarifas finales a los usuarios (CU)<sup>3</sup>, el Gobierno Nacional consideró necesario establecer una transición tarifaria<sup>4</sup> con el objeto de

---

<sup>16</sup> Referenciamiento competitivo para regular la actividad de distribución de energía eléctrica, Hernando Mutis, Ángela Cadena, Gonzalo Gómez, Adriana Marcucci, y Camilo Cautiva. Universidad de los Andes. 2008.

mitigar el impacto sobre los usuarios que tendría la aplicación de esta metodología.

La transición tarifaria fue implementada por las empresas del sector, amortiguando el efecto que en los usuarios generaría el incremento puntual en los cargos de distribución y permitió a las empresas recuperar el diferencial tarifario generado por menores tarifas.<sup>17</sup>

Para las empresas oficiales, teniendo en cuenta los resultados financieros y de gestión obtenidos y el impacto sobre los usuarios, el Documento Conpes 3241 de 2003 “Lineamientos de política para las empresas oficiales distribuidoras de energía eléctrica” planteó tres estrategias que aplicarían en este proceso de transición : i) se estableció una senda de incrementos con un plazo de ejecución de hasta 30 meses, la cual no compensaba los menores ingresos percibidos por efecto de la transición; ii) los ingresos adicionales por incrementos en el cargo de distribución se destinarían a la reposición de infraestructura y a financiar planes de reducción de pérdidas; y iii) en aquellas empresas en que los niveles de remuneración compensaran de manera adecuada las inversiones, les permitiera garantizar solvencia financiera y aseguraran el cumplimiento de los principios tarifarios, podían mantener el nivel de tarifas anterior.

La aplicación del esquema tarifario de distribución previsto en la Resolución CREG 082 de 2002, consolidó la operación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mejoró la gestión de las empresas, se disminuyeron las pérdidas y permitió avanzar en el desarrollo del sector eléctrico nacional.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> Consejo nacional de política económica y social. República de Colombia. Departamento nacional de planeación 3569. Ministerio de Minas y Energía Ministerio de Hacienda y crédito público. Lineamientos de política para las empresas de mayoría accionaria pública de distribución de energía eléctrica. 16 de febrero de 2009.

## **2.5 ESTUDIO DE LA RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008**

**RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008.** Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.<sup>20</sup>

Después de analizar la Resolución se llegó a la siguiente explicación de la misma en donde se presenta de forma más clara y se profundiza en el capítulo correspondiente a Unidades Constructivas.

### **2.5.1 LAS BASES SOBRE LAS CUALES SE EFECTUÓ EL ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS FÓRMULAS**

Cumplen como mínimo los siguientes puntos<sup>18</sup>:

1. Aspectos generales del tipo de regulación a aplicar;
2. Aspectos básicos del criterio de eficiencia;
3. Criterios para temas relacionados con costos y gastos;
4. Criterios relacionados con calidad del servicio;
5. Criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas;
6. Los demás criterios tarifarios contenidos en la ley.

### **2.5.2 CONFORMACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSICIÓN REGIONAL (STR)**

El Sistema de Transmisión Regional se divide en dos: STR Norte y STR Centro-Sur, como su nombre lo indica se dividen según su ubicación geográfica. Los STR se conforman con los Activos de Conexión del OR al

<sup>18</sup> Ver Metodología de Distribución Período Tarifario 2008-2012. Basada en la nueva metodología, 2008.

STN: el conjunto de líneas, subestaciones con sus equipos asociados, en el Nivel de Tensión 4. En caso de que surja un OR nuevo será integrado a uno de los STR según la ubicación de sus activos.

El STR Norte lo conforman dos OR, mientras que el STR Centro- Sur lo conforman veintinueve OR. En detalle se listan en el Capítulo 1 de la Resolución en estudio<sup>19</sup>

### **2.5.3 INFORMACIÓN BASE PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS Y CARGOS.**

Para la aprobación de los costos y los cargos de un OR se tendrá en cuenta principalmente, la siguiente información:<sup>20</sup>

1. Inventarios de activos de uso del Nivel de Tensión 4 y Activos de Conexión del OR al STN, remunerados mediante cargos por uso, operados por el OR.
2. Inventarios de activos de uso y activos de conexión al STR o SDL, remunerados mediante cargos por uso, operados por el OR en los Niveles de Tensión 3 y 2 y reportados a la CREG, y que hayan entrado en operación a la Fecha de Corte.
3. Identificación de las UC operadas por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994 que quedó modificado por el artículo 143 de la Ley 1151 de 2007.

---

<sup>19</sup> Ver artículos Resolución CREG 097 de 2008

4. Áreas de los terrenos donde están ubicadas las subestaciones junto con su valor catastral.
5. Energía transportada en cada uno de los Niveles de Tensión, durante los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte, de acuerdo con el Capítulo 9 del Anexo General de la presente Resolución.
6. Energía registrada en todas las fronteras comerciales, durante los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte.
7. Energía vendida por Nivel de Tensión, en cada Mercado de Comercialización, durante los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte, reportada al SUI. Para Nivel de Tensión 1 se descontará la energía vendida en los barrios subnormales que deberá ser informada por el OR en su solicitud, aclarando si dicha energía se encuentra o no incluida en la reportada al SUI.
8. Información sobre las inversiones en Nivel de Tensión 1, obtenida a partir de las muestras estadísticas reportadas por cada OR.
9. Información de los transformadores con secundario de Nivel de Tensión 1, reportados al SUI en la base de datos de indicadores de calidad a la Fecha de Corte, excluyendo los que atienden usuarios de barrios subnormales. Estos activos a excluir deben ser identificados y reportados por el OR en su solicitud.
10. Información contable reportada al SUI para los cuatro años calendario que finalizan en la Fecha de Corte.

11. Información de indicadores de calidad registrada en el SUI, para los dos años calendario que finalizan en la Fecha de Corte.
12. Información sobre eventos en los activos del STR reportados por los OR.
13. Ingresos por la explotación de la infraestructura remunerada a través de cargos por uso, en otras actividades diferentes a la de distribución de energía eléctrica, durante los doce meses que finalizan en la Fecha de Corte.

#### **2.5.4 METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL CARGO MÁXIMO POR CONCEPTO DE INVERSIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 1**

Debido a la dificultad que se presenta para obtener la información de la infraestructura del Nivel de Tensión 1. La CREG define la metodología del Cargo Máximo, esta utiliza el concepto estadístico (muestra) para obtener información representativa de las redes típicas-reales de cada OR.

Como cada OR tiene información detallada de sus sistemas, se le encarga a cada uno el diseño de su propia muestra que cumpla con las siguientes características:

- Nivel de confianza del 95%
- Error máximo del 10%
- Representatividad por grupo de calidad.
- La variable de diseño debe corresponder a alguna de las características que debe recopilarse en campo.

De esta forma la información tendrá un alto nivel de confianza, en caso contrario la CREG les realizo el diseño.<sup>20</sup>

Anteriormente con la Resolución CREG 082 de 2002 se utilizo una muestra representativa nacional de 666 circuitos (de 14 OR).<sup>21</sup> Ahora se consideran 9.578 circuitos de todos los OR, cada uno con la siguiente información secundaria de las redes de nivel de tensión 1. <sup>21</sup>

- Listado de transformadores de distribución de nivel 1 reportados por los OR a la base de datos de calidad del SUI. Se conoce la capacidad nominal, (no se conocen características como número de fases, tipo del transformador: poste, pedestal, subestación).
- Número de usuarios y ventas asociadas a cada transformador de distribución, información reportada por los OR al SUI.
- Características de las redes secundarias de 14 OR a partir de la muestra realizada en el año 2001.

Finalmente para el cálculo del Cargo Máximo por concepto de inversiones en el Nivel de tensión 1.

El concepto de Muestra no se especifica en la Resolución en estudio<sup>22</sup>, a pesar de ser parte de la metodología escogida para este periodo tarifario.

---

<sup>20</sup> Comisión de regulación de energía y gas. Circular 008 de 2008. Información de costos utilizados en el estudio metodología de remuneración de la inversión en el Nivel de Tensión 1.

<sup>21</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 2 N1. 2008.

<sup>22</sup> Resolución CREG 097 de 2008.

## **2.5.5 ACTUALIZACIÓN POR LA PUESTA EN SERVICIO DE NUEVOS ACTIVOS.**

Cuando entren en operación nuevos activos de uso se actualizarán los cargos correspondientes, siempre que se cumplan las condiciones establecidas en el Capítulo 4 del anexo general de la Resolución 097 de 2008<sup>23</sup>

Es importante resaltar la puesta en servicio de nuevos activos cambia los costos que tiene el OR, por lo tanto su primer interés es presentar las novedades a la CREG para que esta le actualice los cargos.

Para la Actualización de activos del STR se diferencia si fueron ejecutados por el OR o mediante convocatorias.

Para el primer caso el OR debe entregar una solicitud de actualización de cargos siguiendo unos requisitos estas se deberán hacer de igual forma cuando un activo no continúe en servicio.

Cuando es mediante convocatorias se presentan dos casos de importancia:

- La UPME, dentro del plan de Expansión del STN, haya identificado proyectos en los STR.
- En caso de que el costo promedio (\$/kWh), el cual incluye la inversión y el AOM, sea inferior al Costo Medio para el Nivel de Tensión 4 del OR al que se conectaría dicho proyecto y, no se haya iniciado su construcción en el término de un año.

---

<sup>23</sup> Ver Resolución CREG 097 de 2008.

Un caso especial de actualización de activos es cuando los costos promedio (\$/kWh) resulten superiores a los respectivos Costos Medios del OR. Para este tipo de proyectos se aplican unos Requisitos para presentar a la UPME y a la CREG.

Las actualizaciones en activos de distribución se presentan cuando un OR realice reposición de unidades constructivas asociadas con activos de distribución financiados a través de recursos públicos y cuando se actualizan activos del sistema de gestión.

La Comisión podrá efectuar las auditorías que considere pertinentes para verificar la información sobre los nuevos activos.

## 2.5.6 PROFUNDIZACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

En la Resolución CREG 097 de 2008 en el capítulo 5 no se explica la metodología de costo unitario definida para este periodo por la firma GIP.<sup>24</sup> Solo muestra el listado de UC de los STR y SDL. Por este motivo a continuación se muestra la forma como se llegó a los valores de los costos de las UC y se estudia la metodología utilizada.

**2.5.6.1 Valoración de las Unidades Constructivas.** En La resolución CREG 082 de 2002 se utiliza la metodología de costo de reposición a nuevo que se define como el costo en que se estima incurriría la empresa para adquirir en el momento actual un activo nuevo semejante al que está utilizando incluyendo los gastos por: fletes, acarreos, impuestos, instalación, pruebas iniciales, etc.

---

<sup>24</sup> Comisión de regulación de energía y gas. Circular 005 de 2008. Estudio de valoración de unidades constructivas de STR y/o SDL - informe final.

En la nueva metodología para el cálculo de remuneración por cargos máximos no es posible la utilización de costos de reposición a nuevo para todos los activos porque no es posible conseguir los costos de mercado más cercanos al inicio del periodo tarifario por lo menos los costos del último año para todos los elementos que componen los sistemas de distribución. Como solución se optó por estimar un valor promedio del año anterior al periodo tarifario cuando se cuenta con información suficiente: en caso contrario, se utiliza la información de precios de los últimos cinco años.

Ahora en algunos casos no se dispuso de información histórica completa o confiable por variaciones bruscas en el comportamiento del mercado en algunos componentes

Como: el cambio tecnológico, la tasa de cambio, compra por volúmenes, entre otras. Como consecuencia la utilización de estos costos traslada a la remuneración de activos y, por lo tanto, a las tarifas la inestabilidad de estas variables afectando a los usuarios.

Por lo anterior la Comisión propone la utilización de costos reconocidos que reduzcan el efecto de la volatilidad en el precio de los elementos (Sean datos actuales y/o históricos). Por lo que definió: *“el grupo de Redes utilizó información del último año, debido a la gran dinámica de construcción, el Grupo de Subestaciones y líneas de 115 kV información de los últimos 5 años o más y el Grupo de Supervisión y Control costos actuales e históricos”*.<sup>25</sup>

**2.5.6.2 Costo de los elementos que conforman las UC.** Para saber los costos de los elementos se solicitó la información de precios del periodo

---

<sup>25</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 1 UC. 2008

2000-2007 de las siguientes fuentes: Información de compras de los OR, información de proyectos financiados con fondos, cotizaciones y catálogos de proveedores de equipos eléctricos, consulta a bases de datos sectoriales (Construdata), información de Proyectos realizados por el consultor, entre otras.<sup>26</sup>

La información se ordeno por grupos: subestaciones, líneas aéreas, líneas subterráneas, compras en volumen y centros de control y calidad. Cada registro especifica: cantidad de elementos de la compra, costo total de la compra, moneda, tipo de costo (FOB, CIF, DDP, etc.), fecha de compra y descripción del elemento.

**2.5.6.3 Costos de instalación.** Los costos de instalación de las UC están asociados a las siguientes actividades: montaje y obras civiles, repuestos, gestión ambiental, servidumbres, ingeniería, interventoría, administración de la ejecución, inspección y costos financieros.<sup>26</sup>

Antes de la aprobación de la Resolución CREG 097 2008, el costo de la instalación era un porcentaje de los costos FOB de las UC. Por lo que cualquier variación en los costos de los elementos afectaban los costos de instalación. Para evitar este problema el Consultor desarrolló análisis de precios unitarios para las actividades de montaje, pruebas y puesta en servicio, obras civiles e ingeniería para las diferentes UC.

**2.5.6.4 Metodología para definir el costo unitario de las UC.**

Como en la información presentada a la Comisión las compras en su mayoría se expresaban en precios DDP y estaban referidas a pesos colombianos; se

dejan como base para la valoración de las UC, los precios DDP y como referencia la moneda nacional.

Para este periodo se abandona el concepto de los factores de instalación<sup>26</sup> porque no refleja los costos de instalación por la variación en la valoración de las UC. A cambio acoge la metodología propuesta para definir el Costo Unitario de las Unidades Constructivas definida por la GPI contempla los siguientes pasos:<sup>26</sup>

1. Determinación de los elementos técnicos que conforman las UC y la cantidad de cada uno de estos.
2. Determinación del costo DDP en pesos de cada uno de los elementos técnicos que conforman las UC.
3. Determinación del costo de instalación de cada una de las UC.
4. Obtención del Costo Unitario de cada Unidad Constructiva: Se obtiene como la suma del costo DDP de los elementos técnicos y el costo de instalación.

A continuación se desarrolla cada uno de estos pasos.

**2.5.6.5 Conformación de las UC.** Para este propósito se determina la totalidad de elementos que conforman cada una de las UC, así como la cantidad de unidades de cada elemento que debe contener la UC.<sup>27</sup>

- **Subestaciones.** Para la definición de los elementos de las subestaciones se tomó como base la conformación de las UC actuales, salvo

---

<sup>26</sup> Ver Resolución CREG 082 de 2002

<sup>27</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 1 UC. 2008.

en los casos en los cuales se excluyen elementos para definirlos como UC independientes la conformación es la misma de la Resolución CREG 082.

- **Líneas.** Para el siguiente periodo tarifario se ajusta la composición de las líneas en cuanto a vanos, conductores y estructuras de apoyo de acuerdo con la mayor información de redes de nivel de tensión 4, 3 y 2 disponible actualmente.
- **Centros de Control.** Se ajustó la composición de algunas UC de centros de control al incluir elementos o equipos reconocidos anteriormente en otras UC.
- **Transformadores y Equipos de compensación.** Las UC de transformadores y equipos de compensación están compuestas por un solo elemento técnico (el transformador o el equipo de compensación) que se define en función del tipo de equipo (trifásico, monofásico, tridevanado, etc.) y de los rangos de capacidad.
- **UC de equipos.** Estas UC corresponden a elementos individuales que no se encuentran incluidos en otras UC.

**2.5.6.6 Determinación del costo DDP de los elementos técnicos.** Para la determinación del costo DDP de los elementos técnicos se aplicó el siguiente procedimiento.<sup>28</sup>

- **Precios en dólares.** Cuando se tienen precios en dólares, se utiliza la TRM del mes de compra para convertir en valor en pesos de la fecha de compra.

- **Indexación de precios.** Para indexar o registrar ordenadamente los datos de los precios de los elementos comprados en diferentes fechas a pesos de Diciembre de 2007 se utilizan el IPP Nacional para todos los elementos o equipos.
- **Precio unitario por elemento o equipo.** Para obtener el precio de cada elemento o equipo se utiliza el percentil 75 de los datos en el siguiente orden:<sup>28</sup>
  - Cuando un elemento cuenta con datos de compras en el periodo 2006 – 2007, se calcula el percentil 75 de estos datos.
  - Cuando no se cuenta con datos de compras en el periodo 2006 – 2007, se calcula el percentil 75 de los datos del año 2005.
  - Cuando no se cuenta con datos de compras en el año 2005, se calcula el percentil 75 de los datos de compras en años anteriores.

Para el cálculo del percentil 75, se ordenan los datos de menor a mayor, se halla el número de datos, se multiplica el número de datos por el porcentaje, en este caso 75% y se escoge el número entero inmediatamente superior al valor que no s resultado. En consecuencia el percentil 75 es el dato que corresponde al número calculado en el orden creciente.

Con esta propuesta de la Comisión de utilizar el percentil 75 de los datos, se captura el comportamiento de los precios.

**2.5.6.7 Determinación del costo de instalación de las UC.** A continuación se resumen los criterios utilizados para la determinación del costo de instalación de las UC.<sup>28</sup>

- **Montaje y obras civiles.** Se utilizan los costos de montaje y obras civiles definidos a partir de los análisis de precios unitarios realizados por GPI.
- **Repuestos.** Se incluyen los mismos porcentajes reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002.
- **Gestión ambiental y servidumbres.** Teniendo en cuenta que las empresas no reportaron información de pagos por concepto de servidumbres y gestión ambiental en los proyectos de los últimos dos años, se utiliza la propuesta de reconocer un 50% del porcentaje reconocido en la Resolución CREG 082 de 2002.
- **Ingeniería.** Se utilizan los costos de ingeniería definidos a partir de los análisis de precios unitarios realizados por GPI.
- **Interventoría.** Se utilizan los costos de interventoría definidos a partir de los análisis de precios unitarios propuestos en el estudio de GPI.
- **Administración de la ejecución.** Se utilizan los costos de definidos a partir de los análisis de precios unitarios propuestos en el estudio de GPI.
- **Inspección.** Corresponde al 10% de los costos de interventoría.

---

<sup>28</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 1 UC. 2008.

- **Costos financieros.** En la metodología actual el factor de instalación no incluye este concepto, en la propuesta de la Comisión para el siguiente período tarifario se incluyen los costos financieros propuestos en el estudio de GPI.
- **Ajustes realizados a la propuesta de GPI.** Con base en la información adicional presentada por los OR y la recopilada por la Comisión durante el proceso de revisión de las Resoluciones CREG 036 y 094 de 2008<sup>29</sup>, se realizaron algunos ajustes en los costos de instalación. A continuación se presentan los ajustes más importantes.

A los costos de instalación definidos en los estudios de GPI se les aplica un factor adicional del 10% que refleja el tipo de contratación y algunas actividades menores no detalladas en los respectivos APU.

Se revisaron y ajustaron los APU de algunas actividades utilizadas en las siguientes UC: Módulo común, Casa de Control, líneas de nivel de tensión 2. Se revisaron y ajustaron los precios de algunos elementos o equipos utilizados en los APU.

Se revisaron y ajustaron los salarios de los trabajadores utilizados en los APU.

**2.5.6.8 Costo unitario de las UC.** El valor instalado de las Unidades Constructivas se obtiene de la siguiente manera:

$$VIuc = \left( \sum_{i=1}^n Qi * Pi \right) + CIuc$$

Donde:

---

<sup>29</sup> Ver [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

$Q_i$  = Cantidad de unidades del elemento  $i$  de la UC, definidos en el proceso de revisión de la conformación de UC.

$P_i$  = Precio actualizado del elemento  $i$  de la UC, corresponde al precio DDP obtenido según el procedimiento descrito en el numeral 4.8.6

$Cluc$  = Costo de Instalación de la UC, corresponde a los costos de instalación obtenidos según el procedimiento descrito en el numeral 4.8.7

$i$  = Elementos que conforman la Unidad Constructiva.

Los costos unitarios de las UC obtenidos con los precios actualizados presentan una variación importante respecto a los costos reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002.

En la Tabla 2 se muestra el precio DDP de interruptores de potencia (que son los elementos principales de las bahías de línea y transformador de las subestaciones), se presenta el precio DDP reconocido en la Resolución CREG 082, el precio actualizado (Propuesta comisión) de acuerdo con lo descrito en el numeral 4.8.6 y el precio del estudio presentado por ASOCODIS a la Comisión.<sup>30</sup>

<b>EQUIPO</b>	<b>CREG 082 [\$ dic. 2007]</b>	<b>PROPUESTA COMISIÓN [\$ dic. 2007]</b>	<b>ESTUDIO ASOCODIS [\$ dic. 2007]</b>
<b>Interruptor Nivel 4</b>	155.462.124	87.942.159	85.494.849
<b>Interruptor Nivel 3</b>	91.746.629	66.808.419	67.656.793
<b>Interruptor Nivel 2</b>	90.734.090	63.853.129	64.663.975

*Tabla 2: Precios DDP Interruptores de potencia.  
(Tomada de D 071 Anexo 1 UC Res 097)<sup>30</sup>*

<sup>30</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 1 UC. 2008.

En el caso del interruptor de nivel de tensión 4, se presenta una reducción del 43% con el precio propuesto por la Comisión y un 45% con el precio del estudio de ASOCODIS.

Para los interruptores de nivel de tensión 3 la reducción es del 27% para los precios de la Comisión y 26% para los presentados por ASOCODIS.

Para los interruptores de nivel de tensión 2 la reducción es del 30% para los precios de la Comisión y 29% para los presentados por ASOCODIS.

**2.5.6.9 Costo reconocido de las UC.** Las tablas se encuentran en el anexo 1 y están ordenadas por Nivel de Tensión y de la siguiente forma.

1. *Equipos de Subestación*
2. *Líneas*
3. *Transformadores de Conexión al STN*
4. *Transformadores de STR y SDL*
5. *Equipos de Compensación*
6. *Centros de Control y Calidad*
7. *Equipos*
8. *Áreas típicas*
9. *Señales*
10. *Costos DDP*
11. *Costo de instalación*
12. *Costo de otros elementos*
13. *Vida útil*
14. *Costo por elemento*

## 2.5.7 ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y DE LOS SDL.

Los cálculos se hacen por mes, especificando el Operador de Red, el Comercializador y Nivel de Tensión.

**2.5.7.1 Actualización, liquidación y recaudo de los cargos de STR.** El liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) creó un esquema en el que consiste en actualizar los cargos y liquidar los valores que cada OR debe facturar a cada comercializador. Al OR le corresponde la facturación y el recaudo que se hace a los comercializadores utilizando los valores liquidados por el LAC.

En los casos donde hallan usuarios conectados directamente al nivel de tensión 4, la liquidación por concepto de cargos se realizara de acuerdo a la demanda comercial.

Liquidación por concepto de Cargos del Nivel de Tensión 4, en el STR  $R$ , por el consumo en el mes  $m$ , que facturará el OR  $j$  al comercializador  $i$ . ( $LC_{i,j,R,m}$ )

**2.5.7.2 Actualización de los Cargos Máximos de SDL.** Se realiza para Niveles de tensión 2, 3 y por aparte para el nivel de tensión 1

- **Cargos Máximos de Niveles de Tensión 3 y 2.** serán actualizados mensualmente por los OR.

Cargo Máximo del Nivel de Tensión  $n$ , del OR  $j$ , correspondiente al mes  $m$ . ( $CD_j, n, m$ ). Depende del IPP índice de precio al productor del mes pasado y del de el Dic. del 2007

- **Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1.** Se actualizarán mensualmente por los OR. Se calcula por concepto de inversión y por AOM. Ambos dependen del IPP índice de precio al productor del mes pasado y del de el Dic. del 2007.

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de Inversión, del OR  $j$ , en el mes  $m$ . ( $CD_j, 1, m$ )

Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM, del OR  $j$ , en el mes  $m$ . ( $CDM_j, 1, m$ )

### 2.5.7.3 Actualización de los Costos Anuales y de Cargos Máximos.

Sucede Cuando entren en operación nuevos Activos de Uso, en esos caso la CREG actualizara: El costo anual del Nivel de Tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de Tensión 3 y 2.

La entrada en operación de nuevos activos Cambiara el valor de las siguientes variables:  $NCAAE_{j,n}$ ,  $CAT_{j,n}$ , y de ser necesario cambiara para los valores de los niveles de tensión 3 y 2:  $CAANE_{j,n}$ ,  $CRI_{j,n}$ ,  $AOM_{j,n}$  y  $Eu_{j,n}$ . Con estos resultados se obtendrán nuevos valores para las variables  $CA_{j, 4}$ ,  $CDI_{j, 3}$ ,  $CD_{j, 3}$ ,  $CDI_{j, 2}$  y  $CD_{j, 2}$ .

**2.5.7.4 Actualización de los Costos Anuales de AOM.** Cada año la CREG aprueba unos cambios en los Gastos Anuales de Operación y Mantenimiento reconocidos. Y también cambian con base en la variación del porcentaje de AOM reconocido,  $PAOMR_{j, k}$ . (Capítulo 10 Res 097 de 2008)<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Ver Resolución CREG 097 de 2008

Cuando este porcentaje modifique su valor se procederá a recalcular las siguientes variables:

- a. Costo Anual por uso de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR  $j$ , en pesos de diciembre de 2007. ( $CA_{j, 4}$ .)
- b. Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3 o del Nivel de Tensión 2 para el OR  $j$ , en pesos de diciembre de 2007. ( $CD_{j, n}$ .)
- c. Cargo Máximo por concepto de AOM para el Nivel de Tensión 1, para el OR  $j$ , en pesos de diciembre de 2007. ( $CDM_{j, 1}$ .)

**2.5.7.5 Cargos por Uso por Nivel de Tensión.** Los cargos por uso de nivel de tensión 4, 3, 2 y 1 se actualizan mensualmente, utilizando las variables calculadas en el numeral 4.6. (Res 097 de 2008 Capitulo 6)<sup>32</sup>

**2.5.7.6 Liquidación y recaudo de los costos de transporte de Energía Reactiva en exceso.** Solo en caso de que la energía reactiva (kVArh) consumida por un Usuario de los STR o SDL, supere el (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, se considerara como energía activa en el momento de hacer la liquidación mensual del cargo por uso del respectivo sistema. Para detectar estos casos el OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva.

## 2.5.8 VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN ENTREGADA

La comisión tiene la tarea de verificar la calidad de la información reportada por el OR, para esto utiliza una metodología en la que se escoge una

---

<sup>32</sup> Resolución CREG 097 de 2008

muestra de activos a auditar que garantice el una confiabilidad del 95% y un error relativo de muestreo menor al 5%.<sup>33</sup>

Las inconsistencias cuyos efectos causen errores que no tengan explicación por parte del OR o la explicación sea rechazada considerando unos porcentajes se fijará el Costo Anual para el Nivel de Tensión 4 con la información disponible y aprobará los Cargos Máximos con un valor equivalente al 90% del cargo más bajo aprobado a los OR según la presente metodología, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar.<sup>33</sup>

### **2.5.9 RESUMEN DE INFORMACIÓN PARA PUBLICACIÓN POR PARTE DE LOS OR**

La comisión exige a los Operadores de Red presentar una solicitud con la información especificada en el capítulo 8 de la Res 097 de 2008.<sup>33</sup>

### **2.5.10 REPORTE DE FLUJOS DE ENERGÍA Y CALCULO DE ENERGÍA ÚTIL.**

La comisión exige a lo OR envíen reportes de los flujos de energía (kWh) de su sistema. Las inconsistencias detectadas en las fronteras comercial o con la relacionada con ventas a usuarios finales, se tomara la reportada por expertos en mercados XM o por el Sistema Único de Información SUI.

A partir de la información reportada a la Comisión, se determinará siguiendo un procedimiento, el balance de energía del sistema del OR  $j$ , considerando las pérdidas por Nivel de Tensión.

La Energía Útil del Nivel de Tensión  $n$ , del OR  $j$ . ( $E_{uj, n:}$ ) se determina Considerando la energía de entrada a un Nivel de Tensión, producto de los balances efectuados anteriormente, y el índice de pérdidas del mismo nivel.<sup>33</sup>

### 2.5.11 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La comisión debido a la imposibilidad de obtener la información desagregada de los gastos de AOM, se realizó un análisis en el que concluyo que los gastos AOM para cada OR es un porcentaje del Costo de Reposición de la inversión reconocida al OR  $j$ , en todos los niveles de tensión, remuneradas vía cargos por uso, tal como se muestra en la siguiente metodología:<sup>34 35</sup>

**2.5.11.1 Valor de AOM de referencia.** Para el hallar este valor por año se procede a calcular primero el AOM remunerado,  $AOMR_j$ , 04-07 y un valor del AOM gastado,  $AOMG_j$ , 04-07, para cada OR  $j$ .

El proceso para calcular el AOM remunerado durante el periodo 2004 – 2007 y el AOM gastado durante el mismo periodo se muestra en detalle en la Res 097 de 2008.

El gasto anual del AOM de referencia,  $AOM_{j,ref}$ , se obtendrá para cada OR  $j$  como el promedio entre: el AOM remunerado y el AOM gastado del periodo 2004- 2007

<sup>33</sup> Resolución CREG 097 de 2008.

<sup>34</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 3 AOM. 2008.

<sup>35</sup> Circular CREG 022 de 2008. Estudio base para la remuneración de AOM.

**2.5.11.2 Porcentaje de AOM gastado y remunerado (2004-2007).** A partir de los valores de  $AOMG_{j, 04-07}$ ,  $AOMR_{j, 04-07}$  y  $AOM_{j, ref}$  se determinarán los respectivos porcentajes de AOM, como la relación entre:<sup>35</sup>

- El valor de AOM.
- El Costo de Reposición de la Inversión del OR  $j$ , remunerada vía cargos por uso.

**2.5.11.3 Gastos AOM a reconocer.** Para los años 2008 y 2009 se establecerá el porcentaje de AOM a reconocer al OR  $j$ ,  $PAOMR_{j,k}$  igual para todos los niveles de tensión, igual al porcentaje de AOM de referencia para el OR  $j$ ,  $PAOM_{j,ref}$ .

$$PAOMR_{j,k} = PAOM_{j,ref}$$

A partir del año 2010 el gasto AOM se calculara teniendo en cuenta indicadores de calidad. Para lo anterior se deberá tener en cuenta una serie de requisitos para el cálculo de el Porcentaje de AOM demostrado por el OR  $j$ .<sup>35</sup>

## 2.5.12 CALIDAD DEL SERVICIO

Para este periodo se define el esquema de calidad para los STR aparte de los SDL. Para lo STR se explica el tratamiento aplicable a los Operadores de Red cuando no cumplan las condiciones aquí establecidas y para los SDL un esquema de Incentivos aplicable de acuerdo con su gestión de calidad.

**2.5.12.1 Calidad del Servicio en el STR.** La calidad en los STR se mira como la continuidad en la distribución de energía eléctrica, teniendo en

cuenta unos niveles de calidad establecidos. El caso en que se incumpla con lo definido en la Resolución<sup>36</sup> dará lugar a la aplicación de compensaciones al Operador de Red, a favor de los usuarios.

Las compensaciones: Son las sanciones impuestas por la comisión en caso de que los OR no cumplan con las metas o algunos índices de calidad.

En el capítulo 11<sup>37</sup> se especifica:

- **Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad**

<i>Activos</i>	<i>Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad</i>
Conexión al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de Barraje	15

*Tabla 3: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad para activos del STR.*  
(Tomada de anexo Res 097 de 2008)<sup>38</sup>

- Las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad: Se reducirán en 0,5 horas.
- La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal y se agruparán por mes calendario.
- Se listan las indisponibilidades que se excluyen para el cálculo de la Indisponibilidad de un activo.

<sup>36</sup> Resolución CREG 097 de 2008.

<sup>37</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 09, D071 Anexo 4 Calidad del servicio. 2008.

- Procedimiento para los Mantenimientos Mayores.
- Remuneración para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales.
- Las compensaciones: Se aplicarán disminuyendo el Ingreso Mensual que le corresponde a cada Operador de Red.
- Compensaciones por Incumplimiento de las Metas
- Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar No Operativos otros Activos.
- Determinación de la Energía No Suministrada.
- Procedimiento para Transición para adecuación de los sistemas
- Ingreso Mensual Ajustado: El LAC calculará mensualmente el valor total de compensaciones que se descontará del Ingreso Mensual de cada OR j.
- Límite de los valores a compensar.

**2.5.12.2 Calidad del Servicio de Distribución en el SDL.** La comisión con el objetivo de mejorar la calidad del servicio busca que en el menos tiempo posible, el nivel de calidad media de cada OR aumente. Para lograrlo: La calidad se evaluará trimestralmente y por nivel de tensión en términos de la Calidad Media, esta se expresa como un índice de discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada (ENS) por la unidad de energía suministrada (ES) por un OR. En base a (ENS) se aplicará un esquema de incentivos el cual hará aumentar o disminuir los cargos por uso. También se aplica el esquema de compensaciones a los usuarios peor servidos, con el objetivo de disminuir la dispersión de la calidad con respecto a la calidad media

**2.5.12.3 Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad.** El esquema toma una óptica individual para analizar los OR. El incentivo consiste en premiar el mejoramiento con un ingreso mayor y en caso contrario castigar con un ingreso menor.

La calidad en los SDL es el resultado de la interacción de los siguientes factores:<sup>38</sup>

- inherentes, es decir factores que son propios de la localización de la red de distribución.
- heredados, es decir factores que son propios de las características físicas de la red.
- las decisiones gerenciales respecto de la administración, operación y mantenimiento de la red.

Entonces las mejoras de calidad son el resultado de la gestión combinada o individual de estos factores, lo cual proviene de decisiones gerenciales propias de cada OR.

- **Interrupciones del servicio de energía.** Las interrupciones del servicio de energía se tendrán en cuenta para la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones. Se clasifican en: Programadas, No Programadas, Causadas por Terceros.

Para la aplicación del esquema de incentivos se requieren dos índices.<sup>39</sup>

---

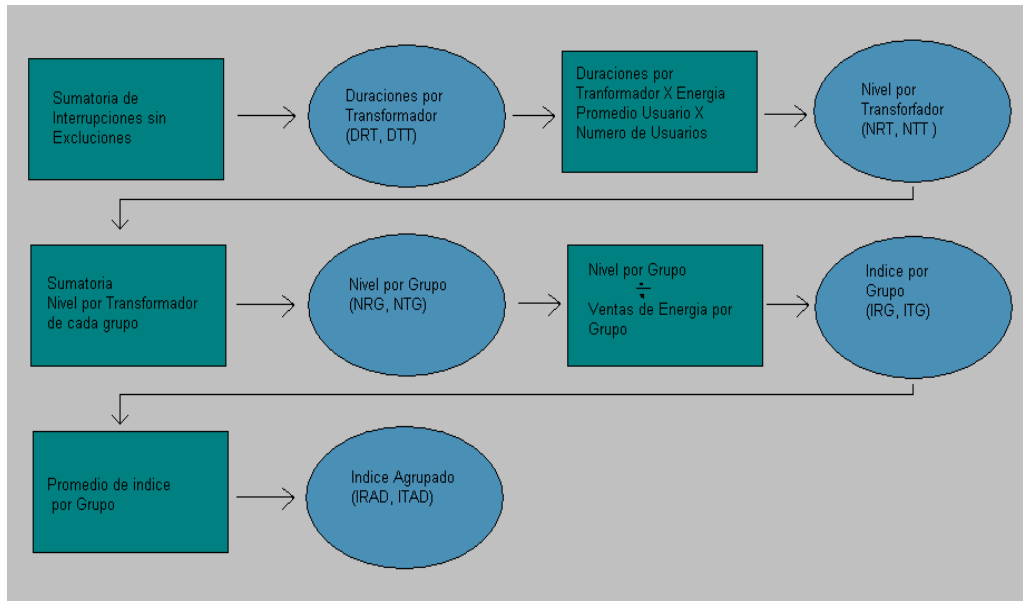
<sup>38</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 09, D071 Anexo 4 Calidad del servicio. 2008.

<sup>39</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 09, D071 Anexo 4 Calidad del servicio. 2008.

- (IRAD) Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad. De referencia que permita determinar el nivel promedio de calidad que trimestralmente ha proporcionado un OR a sus usuarios durante los años 2006 y 2007.
- (ITAD) Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad. De desempeño trimestral que determine el nivel que alcance el OR en cada trimestre después de iniciado el esquema de incentivos.

El ITAD Y el IRAD dependen de:

- (DRT) tiempo total en horas que estuvo indisponible cada transformador durante cada uno de los trimestres de los años 2006 y 2007.
- (NRT) Nivel de Referencia de la Interrupciones por Transformador.
- (NRG) Nivel de Discontinuidad de Referencia por Grupo de Calidad.
- (IRG) Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad.
- (DTT) la Duración Trimestral de las Interrupciones por Transformador.
- (NTT) Nivel Trimestral de las Interrupciones por Transformador.
- (NTG) Nivel de Discontinuidad Trimestral por Grupo de Calidad.
- (ITG) Índice Trimestral de Discontinuidad por Grupo de Calidad.



*Fig. 2: Estructura de estimación de los Índices agrupados de la Discontinuidad*

Finalmente.

Un ITAD mayor al IRAD representa una mayor discontinuidad del servicio y por lo tanto una menor calidad del mismo, lo que resulta en una disminución del ingreso.

Un ITAD menor al IRAD representa una menor discontinuidad y por lo tanto una mejora en la calidad del servicio, lo que resulta en un aumento del ingreso para el OR.

El valor del incentivo debe ser mayor que el costo en que deba incurrir el OR para lograr esa mejora de calidad. Sin embargo, para que este sea eficiente, también debe ser menor que el costo que el usuario está dispuesto a pagar por esa mejora. En esa medida, el CRO que representa la disponibilidad a

pagar de los usuarios para evitar un corte de energía, tiene en cuenta ambas consideraciones.

### **2.5.13 PÉRDIDAS Y FACTORES PARA REFERIR AL STN**

Con la información facilitada por los OR y por XM se realizó un análisis técnico de cada uno de los sistemas operados por los OR, de este estudio se determino las pérdidas por nivel de tensión.<sup>40</sup>

Para determinar las pérdidas no reconocidas y pérdidas se utilizo la información del análisis de flujos de energía. Estas se calculan en base a una ecuación.<sup>41</sup> (Capitulo 12)

**2.5.13.1 Pérdidas reconocidas por Nivel de Tensión.** Para todos los niveles de tensión, se calcula un índice de pérdidas para cada Nivel de Tensión n, para reconocer la cantidad de la energía perdida, por aspectos técnicos de la red, respecto de la energía de entrada, modelando las redes típicas o la totalidad de la red.

**2.5.13.2 Determinación de los factores para referir al STN.** Con la intención de referir las medidas de energía al STN, considerando las pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, se calculan unos factores para cada nivel de tensión.

---

<sup>40</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Metodología Distribución sept de 2008.

<sup>41</sup> Resolución CREG 097 de 2008

En este capítulo también se explican las Pérdidas de transformadores de conexión al STN: Para usuarios que se consideran conectados directamente al STN.<sup>42</sup>

#### 2.5.14 CARGOS POR RESPALDO DE LA RED

En este numeral se explica el costo a invertir cuando se pide respaldo de red, el cual solo se podrá siempre y cuando el OR tenga la capacidad disponible en su Sistema, en el punto de conexión solicitado por el usuario. La solicitud se realiza a través de su comercializador.

El costo de la inversión correspondiente al servicio de respaldo se calculará así:

- Primero: Se calcula las inversiones en líneas que son utilizadas para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión. ( $I_L$ ).
- Segundo: Se calcula las inversiones en equipos que son utilizados para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión. ( $I_E$ ).
- Tercero: Se halla el Costo de la inversión total anual requerida para la prestación del servicio de respaldo. Dicho valor se actualizará mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP). ( $I_{TOTAL}$ ).

---

<sup>42</sup> Circular 024 de 2008. Pérdidas de energía eléctrica en distribución.

También en este capítulo de la Resolución se encuentran los pasos para El reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento y las normas por las que se rigen los contratos de capacidad de respaldo.<sup>43</sup>

### 2.5.15 CRITERIO DE EFICIENCIA PARA TRANSFORMADORES, NIVEL DE TENSIÓN 1.

En el capítulo 2<sup>45</sup> aparece la variable  $Inv_{C_{j, k, i}}$ , esta depende del valor de los transformadores. Ahora el valor de los transformadores será el que corresponda a la capacidad reportada por el OR cuando dicho transformador presente una cargabilidad igual o superior al 40% de su capacidad nominal, considerando la información de ventas anuales registradas en el transformador

En caso contrario, se registrará el valor del transformador con capacidad menor que cumpla con la cargabilidad el 40% para atender la demanda asociada. Se procede a hallar la cargabilidad del Transformador de la siguiente manera:<sup>44</sup>

- Primero: se calcula las Ventas de energía anuales ajustadas (kWh-año) para el transformador  $i$  del OR  $j$ . ( $V_{tfj}$ )
- Segundo: Se calcula la Fracción de la energía perdida trasportada en el transformador  $i$  (pérdidas del cobre del transformador  $i$  más la fracción de pérdidas no técnicas reconocidas que pasa a través del mismo) referida a las ventas totales del Nivel de Tensión 1. ( $P_i$ ).
- Tercero: Se halla el Factor de pérdidas del transformador  $i$ . ( $F_{p_i}$ ).

<sup>43</sup> Res 097, D071 Metodología Distribución sept de 2008.

<sup>44</sup> Resolución CREG 097 de 2008

- Cuarto: Se determina la Potencia Pico calculada para el transformador  $i$  (kVA). ( $P_{pt_i}$ ).
- Quinto: Se halla la Cargabilidad del Transformador  $i$ . ( $F_{ct_i}$ ).

### 2.5.16 CONTENIDO DE LA SOLICITUD

Como mínimo la empresa deberá presentar los valores de:<sup>45</sup>

- *Costos*
- *Valores para el cálculo de AOM*
- *Porcentajes de AOM*
- *Energía*
- *Cargos*

Todos en pesos Diciembre del 2007

Se anexa un documento que contiene toda la información necesaria, en los términos de esta resolución, para la aprobación de cargos junto con los soportes que respaldan los resultados presentados. Así mismo se adjunta el plano impreso del diagrama unifilar de los activos operados por la empresa en los Niveles de Tensión 4 y 3.<sup>45</sup>

### 3. EJEMPLO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIÓN PALOS

#### 3.1 EXPLICACIÓN DEL ORDEN DE LAS TABLAS PARA SU USO.

Para poder explicar el uso de las *tablas* se toma un *ejemplo de unidades constructivas* correspondiente al Nivel de Tensión 3 y de tipo Costo Obra civil.

(Tablas del ejemplo Unidades Constructivas)

No.	UC	DESCRIPCIÓN	OBRA CIVIL
1	N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	30.040.238

**Tabla 1: Descripción de la UC**

De primera aparece una tabla que contiene un código de UC, la Descripción de la UC y el tipo de costo en este caso: costo obra civil.

#### COSTO OBRAS CIVILES - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 3

ID	CIMIENTO NIVEL 3	COSTO DIRECTO	AUI	IVA	COSTO TOTAL
523	CIMIENTO TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 34,5 kV C/U (son 3)	3.415.853	853.963	43.723	4.744.893
319	INTERRUPTOR 34.5 kV (es 1)	2.796.980	699.245	35.801	3.885.229
8	PÓRTICO 1 LÍNEA Y BARRAJE 34.5 kV	5.557.473	1.389.368	71.136	7.719.774
412	BASE SECCIONADOR 34.5 kV	2.486.137	621.534	31.823	3.453.443
385	BASE RECONECTADOR , PARARRAYOS 34.5 kV	2.104.680	526.170	26.940	2.923.569

**Tabla 2: Calculo del costo unitario**

**ID:** Código único para cada registro proveniente de los proyectos reportados a la CREG en la resolución 023 de 2007

La segunda tabla contiene el costo directo de la obra civil, el AUI y el IVA y calcula un valor de costo total así: **Costo total = (costo directo+ AUI+ IVA)\*1.1**

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N3S1	Interruptor	1	3.885.229	3.885.229
2	N3S1	Seccionador tripolar	1	3.453.443	3.453.443
3	N3S1	Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1	3.453.443	3.453.443
4	N3S1	Transformador de corriente nivel 3	1	4.744.893	4.744.893
5	N3S1	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	2.923.569	2.923.569
6	N3S1	Tablero de control, medida y protección Línea	0	0	0
7	N3S1	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	1,5	7.719.774	11.579.661
8	N3S1	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	0	0	0
9	N3S1	Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	0	0	0
		Suma de todos los ítem			30.040.238

**Tabla 3: costo de la obra civil por elemento y total por UC**

En la tercera tabla se detalla cada uno de los elementos que conforman la UC, la cantidad de cada ítem, los costos unitarios tomados de la segunda tabla y costo de la obra civil por cada elemento de la UC calculado así: **costo obra civil= Costo unitario por la cantidad** . Nótese que al final de la tabla se coloca el total de la suma de costos obra civil de cada elemento obteniendo así el costo obra civil de la UC Especificado en la tabla 1.

Para obra civil el AUI es el 25% del costo directo y el IVA es el 1.28%

En la tabla cuatro se detalla el costo directo por obra civil del elemento Interruptor N3 y se utiliza el análisis de precios unitarios en el que se trabaja con la tarifa día para cada descripción y con el rendimiento / cantidad se interpreta como el porcentaje de días en que se utiliza por ejemplo un camión o trabaja por ejemplo un ingeniero.

La tabla número cuatro no se incluyo en la solución del ejemplo porque basta solo con tener este primer ejemplo para saber cómo se calcula el costo directo y porque quedaría demasiado extenso el desarrollo.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
CÁLCULO DEL FACTOR DE INSTALACIÓN PARA LAS U. C.					
MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO SUBESTACIONES NIVEL 2 Y 3					
			ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS		
	APU.	3	FECHA:	Diciembre de 2007	
	ÍTEM:			UNIDAD:	Global
	INTERRUPTOR N3				
	<b>I. EQUIPO</b>				
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	TARIFA DÍA	RENDIM./CANT	VALOR	VALOR PARCIAL
350	Camión grúa mecánica.	\$ 491.972	0,85	\$ 418.176	
320	Camión de 3 Ton	\$ 508.200	0,85	\$ 431.970	
300	Equipos medida prueba	\$ 302.068	3,2	\$ 966.618	
90	Equipos/Herramientas Menores	\$ 8.289	3,2	\$ 26.524	
110	Comunicaciones	\$ 14.417	0,8	\$ 11.533	
80	Vehículo	\$ 95.720	0,8	\$ 76.576	
				<i>Subtotal</i>	\$ 1.931.397
	<b>II. MATERIALES DE OBRA</b>				
	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR	VALOR PARCIAL
				<i>Subtotal</i>	\$ 0
	<b>III. MANO DE OBRA</b>				
	DESCRIPCIÓN	TARIFA DÍA	RENDIM./CANT	VALOR PARCIAL	
10	Ing. Director	\$ 298.391	0,05	\$ 14.920	
140	Ing. Especialista.	\$ 195.612	0,2	\$ 39.122	
190	Supervisor	\$ 185.665	0,8	\$ 148.532	
180	Capataz	\$ 145.880	0,8	\$ 116.704	
170	Electricista I	\$ 88.635	3,2	\$ 283.633	
160	Ayudante	\$ 67.496	3,2	\$ 215.990	
70	Conductor	\$ 58.352	0,8	\$ 46.682	
				<i>Subtotal</i>	\$ 865.583
			<b>Total Costo Directo</b>		<b>\$ 2.796.980</b>

**Tabla 4: Detalle del cálculo de los costos directos para un Interruptor N3**

### 3.2 METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

A continuación se explica el orden en que se presenta la información.

1. Se presenta el Diagrama unifilar de la Subestación Palos con dos tablas: Transformadores y unidades de equipo de subestación, en las que se especifica en especial código de la UC y cantidad.
2. Se divide el estudio en costo de UC: subestaciones de conexión Nacional, Subestaciones de Nivel de Tensión 4, Subestaciones de Nivel de Tensión 3, Subestaciones de Nivel de Tensión 2, Transformadores de conexión al STN, STR, SDL.
3. Los siguientes pasos se realizan para cada uno de los cinco grupos mencionados en el paso anterior.
4. Se presenta una tabla que determine la descripción de las unidades constructivas.
5. Para cada unidad Constructiva se determinan los costos DDP.
6. Luego los costos de obras civiles especificando primero en una tabla el costo directo total por elemento, el AUI del 25 %, y el IVA del 1.28 % (porcentajes solo para costo de obras civiles) y determinando un costo total que sería, **Costo total =(costo directo+ AUI+ IVA)\*1.1**
7. En la siguiente tabla el costo total calculado se toma como costo unitario y se especifica la cantidad por elemento y se determina el costo de obra civil por elemento, **Costo unitario por la cantidad = Costo obra civil.**
8. La suma de costo de obra civil por elemento da como resultado el costo de obra civil para la UC.
9. En el costo por Montaje se realiza el mismo procedimiento que en costo obra civil.
10. Aparece una tabla que especifica los costos de Ingeniería, Interventoría, y Administración de la ejecución.
11. Se procede a hacer una tabla con el resumen de los costos por UC.
12. Se suman los costos por UC para hallar el valor instalado de cada una.
13. Por último calculamos el valor total de las UC que conforman la Subestación Palos teniendo en cuenta la cantidad de cada UC especificada en las dos tablas del paso 1.

Los datos calculados en este ejemplo son necesarios para la aplicación de la metodología para el cálculo de costos y cargos por uso de los Sistemas de transmisión Regional y Distribución Local.

### 3.3 DATOS FACILITADOS POR LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

#### SUBESTACIÓN PALOS 230-115-34.5 KV

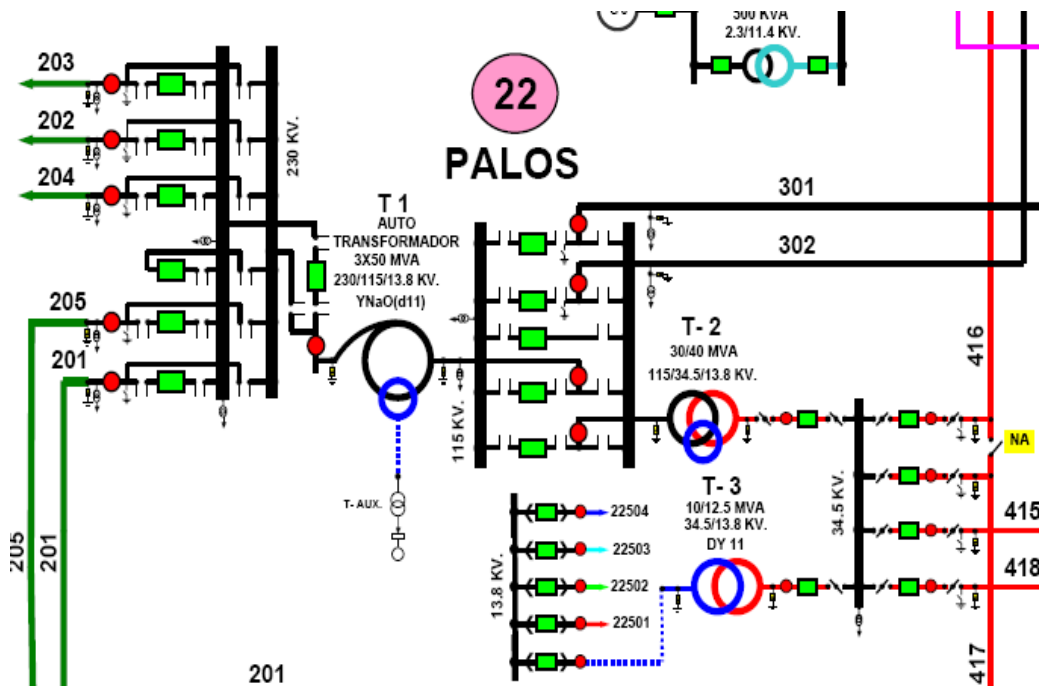


Fig. 3 Diagrama unifilar Subestación Palos

<b>Transformadores</b>				
<b>Unidad Constructiva</b>	Capacidad	Cantidad	Rel. Transformación	Observación
<b>N5T13</b>	50	4	230/115/13.8	1 Trafo de Reserva
<b>N4T16</b>	40	1	115/34.5/13.8	
<b>N3T4</b>	12,5	1	34.5/13.8	

Tabla 5: Transformadores de la Subestación Palos

<b>Unidades de Equipo de Subestación</b>		
<b>Unidad Constructiva</b>	Área Uc (m <sup>2</sup> )	Cantidad
<b>N5S3</b>	0	1
<b>N5S7</b>	0	1
<b>N5S8</b>	0	1
<b>N5S10</b>	0	1
<b>N4S7</b>	405	2
<b>N4S8</b>	435	2
<b>N4S17</b>	405	1
<b>N4S19</b>	0	1
<b>N4S33</b>	0	1
<b>N4S42</b>	2760	1
<b>N4S45</b>	0	1
<b>N4S48</b>	0	1
<b>N3S1</b>	100	4
<b>N3S2</b>	120	2
<b>N3S26</b>	0	1
<b>N3S38</b>	0	1
<b>N2S9</b>	0	4
<b>N2S10</b>	0	1
<b>N2S12</b>	0	1
<b>N2S14</b>	0	1

Tabla 6: Unidades de equipo Subestación Palos

### 3.4 Desarrollo del ejemplo utilizando la nueva metodología Aprobada mediante Resolución CREG 097 de 2008

#### **COSTO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIONES DE CONEXIÓN STN**

No.	UC	DESCRIPCIÓN
3	N5S3	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV
7	N5S7	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV
8	N5S8	Bahía de Transformador, interruptor y medio 230 kV
10	N5S10	Módulo Común activos de conexión al STN (1)

Tabla 7: Descripción UC; Subestaciones conexión STN

#### **COSTOS DDP POR UNIDAD CONSTRUCTIVA**

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N5S3	Interruptor	1	185.349.499	185.349.499
2	N5S3	Seccionador tripolar	1	36.572.454	36.572.454
3	N5S3	Seccionador tripolar con cuchilla	1	74.370.530	74.370.530
4	N5S3	Transformador de corriente 230 kV	3	73.608.584	220.825.753
5	N5S3	Transformador de tensión 230 kV	3	32.299.111	96.897.333
6	N5S3	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	12.962.866	38.888.597
7	N5S3	Aislador poste	1	6.055.781	6.055.781
8	N5S3	Acero Estructural (Ton)	5580	5.283	29.478.634
9	N5S3	Sistema Registro de fallas	1	38.852.816	38.852.816
10	N5S3	Equipo conexión AT Tipo 2	1	13.159.481	13.159.481
11	N5S3	Cables módulo	1	26.593.848	26.593.848
12	N5S3	Tablero de control, medida y protección	1	60.995.718	60.995.718
<b>La suma de los costos DDP para (N5S3)</b>					<b>828.040.447</b>

Tabla 8: Los costos DDP para la Bahía de Transformador, Barra sencilla, 230 Kv; UC (N5S3)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N5S7	Interruptor	1	185.349.499	185.349.499
2	N5S7	Seccionador tripolar	4	36.572.454	146.289.816
3	N5S7	Seccionador tripolar con cuchilla	1	74.370.530	74.370.530
4	N5S7	Transformador de corriente 230 kV	3	73.608.584	220.825.753
5	N5S7	Transformador de tensión 230 kV	3	32.299.111	96.897.333
6	N5S7	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	12.962.866	38.888.597
7	N5S7	Aislador poste	5	6.055.781	30.278.907
8	N5S7	Acero Estructural (Ton)	15400	5.283	81.356.804
9	N5S7	Sistema Registro de fallas	1	38.852.816	38.852.816
10	N5S7	Equipo conexión AT Tipo 2	1	47.331.974	47.331.974
11	N5S7	Cables módulo	1	30.649.948	30.649.948
12	N5S7	Tablero de control, medida y protección	1	60.995.718	60.995.718
<b>La suma de los costos DDP para (N5S7)</b>					<b>1.052.087.696</b>

Tabla 9: Los costos DDP para la Bahía de Transformador, doble barra más Seccionador de by pass, 230 kV; UC (N5S7)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N5S8	Interruptor	1,5	185.349.499	278.024.249
2	N5S8	Seccionador tripolar	3	36.572.454	109.717.362
3	N5S8	Seccionador tripolar con cuchilla	1	74.370.530	74.370.530
4	N5S8	Transformador de corriente 230 kV	4,5	73.608.584	331.238.630
5	N5S8	Transformador de tensión 230 kV	3	32.299.111	96.897.333
6	N5S8	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	12.962.866	38.888.597
7	N5S8	Aislador poste	1	6.055.781	6.055.781
8	N5S8	Acero Estructural (Ton)	7900	5.283	41.734.984
9	N5S8	Sistema Registro de fallas	1	38.852.816	38.852.816
10	N5S8	Equipo conexión AT Tipo 2	1	37.727.560	37.727.560
11	N5S8	Cables módulo	1	36.635.449	36.635.449
12	N5S8	Tablero de control, medida y protección	1	60.995.718	60.995.718
<b>La suma de los costos DDP para (N5S8)</b>					<b>1.151.139.010</b>

Tabla 10: Los costos DDP para la Bahía de Transformador, Interruptor y medio 230 kV; UC (N5S8)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N5S10	Caseta de control y Obras Civiles Tipo 1	0,5	34.823.865	17.411.932
<b>La suma de los costos DDP para (N5S10)</b>					<b>17.411.932</b>

Tabla 11: Los costos DDP para la Módulo Común activos de conexión al STN (1); UC (N5S10)

### COSTO OBRAS CIVILES - CONEXIÓN STN

ID	CIMIENTO CONEXIÓN STN	COSTO DIRECTO TOTAL	AIU	IVA	COSTO TOTAL
586	Base para transformador de potencial ccv 245kV	2.004.877	501.219	25.662	2.784.934
584	Base para transformador de corriente cth 245kV	2.097.934	524.484	26.854	2.914.198
576	Base para seccionador de rotación central tipo s3c 245kV, 1050kV	2.637.138	659.285	33.755	3.663.196
577	Base para seccionador de puesta a tierra STA 245 kV, 1050 kV	1.788.428	447.107	22.892	2.484.270
573	Base para interruptor gl 314	3.535.932	883.983	45.260	4.911.693
560	Base para aislador soporte cs-1050 kV	1.768.127	442.032	22.632	2.456.069
569	Base para pararrayo neutro SB 48	1.485.532	371.383	19.015	2.063.522
8	Base para pórticos 230 kV - tipo 10	4.179.433	1.044.858	53.497	5.805.567

Tabla 12: Costo de obras civiles conexión al STN

### COSTO DE OBRAS CIVILES POR UNIDAD CONSTRUCTIVA

CÓDIGO OBRAS CIVILES	No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
573	1	N5S3	Interruptor	1	4.911.693	4.911.693
576	2	N5S3	Seccionador tripolar	1	3.663.196	3.663.196
577	3	N5S3	Seccionador tripolar con cuchilla	1	2.484.270	2.484.270
584	4	N5S3	Transformador de corriente 230 kV	3	2.914.198	8.742.595
586	5	N5S3	Transformador de tensión 230 kV	3	2.784.934	8.354.802
569	6	N5S3	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	2.063.522	6.190.567
560	7	N5S3	Aislador poste	1	2.456.069	2.456.069
8	8	N5S3	Acero Estructural (Ton)	2	5.805.567	11.611.134
580	9	N5S3	Sistema Registro de fallas	0	0	0
N5 ETC-2	10	N5S3	Equipo conexión AT Tipo2	0	0	0
N5 ETC-1	11	N5S3	Cables módulo	0	0	0
581	12	N5S3	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N5S3)</b>						<b>48.414.327</b>

Tabla 13: Los costos de las obras civiles para Bahía de Transformador, Barra sencilla, 230 Kv; UC (N5S3)

<b>CÓDIGO OBRAS CIVILES</b>	<b>No.</b>	<b>UC</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>OBRA CIVIL</b>
<b>573</b>	1	N5S7	Interruptor	1	4.911.693	4.911.693
<b>576</b>	2	N5S7	Seccionador tripolar	4	3.663.196	14.652.785
<b>577</b>	3	N5S7	Seccionador tripolar con cuchilla	1	2.484.270	2.484.270
<b>584</b>	4	N5S7	Transformador de corriente 230 kV	3	2.914.198	8.742.595
<b>586</b>	5	N5S7	Transformador de tensión 230 kV	3	2.784.934	8.354.802
<b>569</b>	6	N5S7	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	2.063.522	6.190.567
<b>560</b>	7	N5S7	Aislador poste	5	2.456.069	12.280.347
<b>8</b>	8	N5S7	Acero Estructural (Ton)	2	5.805.567	11.611.134
<b>580</b>	9	N5S7	Sistema Registro de fallas	0	0	0
<b>N5 ETC-2</b>	10	N5S7	Equipo conexión AT Tipo 2	0	0	0
<b>N5 ETC-1</b>	11	N5S7	Cables módulo	0	0	0
<b>581</b>	12	N5S7	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N5S7)</b>						<b>69.228.193</b>

Tabla 14: Los costos de las obras civiles para Bahía de Transformador, doble barra más Seccionador de by pass, 230 kV; UC (N5S7)

<b>CÓDIGO OBRAS CIVILES</b>	<b>No.</b>	<b>UC</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>OBRA CIVIL</b>
573	1	N5S8	Interruptor	1,5	4.911.693	7.367.539
576	2	N5S8	Seccionador tripolar	3	3.663.196	10.989.589
577	3	N5S8	Seccionador tripolar con cuchilla	1	2.484.270	2.484.270
584	4	N5S8	Transformador de corriente 230 kV	4,5	2.914.198	13.113.892
586	5	N5S8	Transformador de tensión 230 kV	3	2.784.934	8.354.802
569	6	N5S8	Descargador de sobretensiones 230 kV	3	2.063.522	6.190.567
560	7	N5S8	Aislador poste	1	2.456.069	2.456.069
8	8	N5S8	Acero Estructural (Ton)	2	5.805.567	11.611.134
580	9	N5S8	Sistema Registro de fallas	0	0	0
N5 ETC-2	10	N5S8	Equipo conexión AT Tipo 2	0	0	0
N5 ETC-1	11	N5S8	Cables módulo	0	0	0
581	12	N5S8	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N5S8)</b>						<b>62.567.863</b>

Tabla 15: Los costos de las obras civiles para Bahía de Transformador, Interruptor y medio 230 kV; UC (N5S8)

<b>CÓDIGO OBRAS CIVILES</b>	<b>No.</b>	<b>UC</b>	<b>ÍTEM</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>OBRA CIVIL</b>
356	1	N5S10	Caseta de control y Obras Civiles Tipo 1	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N5S10)</b>						<b>0</b>

Tabla 16: Los costos de las obras civiles para Módulo Común activos de conexión al STN (1); UC (N5S10)

### COSTO MONTAJE - CONEXIÓN STN - SUBESTACIONES 230 kV

ID	MONTAJE EQUIPOS CONEXIÓN STN	COSTO DIRECTO TOTAL	AIU	IVA	COSTO TOTAL
573	Interruptor	5.070.692	1.267.673	64.905	7.043.596
576	Seccionador tripolar	4.101.644	1.025.411	52.501	5.697.511
577	Seccionador con cuchilla Pat	4.451.214	1.112.803	56.976	6.183.092
584	Transf corriente	4.599.803	1.149.951	58.877	6.389.494
586	Transf tensión	4.905.046	1.226.262	62.785	6.813.502
569	Pararrayos	2.462.544	615.636	31.521	3.420.670
560	Aislador poste	442.767	110.692	5.667	615.039
581	Tablero CMP	11.520.668	2.880.167	147.465	16.003.129
580	Sistema registro fallas	6.248.174	1.562.043	79.977	8.679.213
8	Acero estructural	2.153.605	538.401	27.566	2.991.529
N5 ETC-1	Cables modulo	9.199.772	2.299.943	117.757	12.779.219
N5 ETC-2	Material conexión at	3.758.374	939.594	48.107	5.220.683

Tabla 17: Costo montaje conexión al STN – Subestaciones 230 kV

### COSTO DE MONTAJE POR UNIDAD CONSTRUCTIVA

NIVEL DE TENSIÓN	No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
230	1	N5S3	Interruptor	1	7.043.596	7.043.596
230	2	N5S3	Seccionador tripolar	1	5.697.511	5.697.511
230	3	N5S3	Seccionador tripolar con cuchilla	1	6.183.092	6.183.092
230	4	N5S3	Transformador de corriente 230 kV	1	6.389.494	6.389.494
230	5	N5S3	Transformador de tensión 230 kV	3	6.813.502	20.440.505
230	6	N5S3	Descargador de sobretensiones 230 kV	1	3.420.670	3.420.670
230	7	N5S3	Aislador poste	1	615.039	615.039
230	8	N5S3	Acero Estructural (Ton)	5,58	2.991.529	16.692.733
230	9	N5S3	Sistema Registro de fallas	1	8.679.213	8.679.213
230	10	N5S3	Equipo conexión AT Tipo2	1	5.220.683	5.220.683
230	11	N5S3	Cables módulo	1	12.779.219	12.779.219
230	12	N5S3	Tablero de control, medida y protección	1	16.003.129	16.003.129
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N5S3)</b>						<b>109.164.886</b>

Tabla 18: Los costos de montaje para la Bahía de Transformador, Barra sencilla, 230 Kv; UC (N5S3)

NIVEL DE TENSIÓN	No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
230	1	N5S7	Interruptor	1	7.043.596	7.043.596
230	2	N5S7	Seccionador tripolar	4	5.697.511	22.790.046
230	3	N5S7	Seccionador tripolar con cuchilla	1	6.183.092	6.183.092
230	4	N5S7	Transformador de corriente 230 kV	1	6.389.494	6.389.494
230	5	N5S7	Transformador de tensión 230 kV	3	6.813.502	20.440.505
230	6	N5S7	Descargador de sobretensiones 230 kV	1	3.420.670	3.420.670
230	7	N5S7	Aislador poste	5	615.039	3.075.195
230	8	N5S7	Acero Estructural (Ton)	15,4	2.991.529	46.069.550
230	9	N5S7	Sistema Registro de fallas	1	8.679.213	8.679.213
230	10	N5S7	Equipo conexión AT Tipo 2	1	5.220.683	5.220.683
230	11	N5S7	Cables módulo	1	12.779.219	12.779.219
230	12	N5S7	Tablero de control, medida y protección	1	16.003.129	16.003.129
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N5S7)</b>						<b>158.094.392</b>

Tabla 19: Los costos de montaje para la Bahía de Transformador, doble barra más Seccionador de by pass, 230 kV; UC (N5S7)

NIVEL DE TENSIÓN	No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
230	1	N5S8	Interruptor	1,5	7.043.596	10.565.395
230	2	N5S8	Seccionador tripolar	3	5.697.511	17.092.534
230	3	N5S8	Seccionador tripolar con cuchilla	1	6.183.092	6.183.092
230	4	N5S8	Transformador de corriente 230 kV	1	6.389.494	6.389.494
230	5	N5S8	Transformador de tensión 230 kV	3	6.813.502	20.440.505
230	6	N5S8	Descargador de sobretensiones 230 kV	1	3.420.670	3.420.670
230	7	N5S8	Aislador poste	1	615.039	615.039
230	8	N5S8	Acero Estructural (Ton)	7,9	2.991.529	23.633.081
230	9	N5S8	Sistema Registro de fallas	1	8.679.213	8.679.213
230	10	N5S8	Equipo conexión AT Tipo 2	1	5.220.683	5.220.683
230	11	N5S8	Cables módulo	1	12.779.219	12.779.219
230	12	N5S8	Tablero de control, medida y protección	1	16.003.129	16.003.129
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N5S8)</b>						<b>131.022.054</b>

Tabla 20: Los costos de montaje para la Bahía de Transformador, Interruptor y medio 230 kV; UC (N5S8)

NIVEL DE TENSIÓN	No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
230	1	N5S10	Caseta de control y Obras Civiles Tipo 1	0	0	0
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N5S10)</b>						<b>0</b>

Tabla 21: Los costos de montaje para la Módulo Común activos de Conexión al STN (1); UC (N5S10)

### COSTO INGENIERÍA / INTERVENTORÍA / ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN - CONEXIÓN STN

APU	DESCRIPCIÓN	COSTO DIRECTO TOTAL	AIU	IVA	COSTO TOTAL
12	Ingeniería para casa de control N5	14.827.273	3.706.818	2.965.455	23.649.500
13	Ingeniería de bahía de línea o transformador diferentes configuraciones N5	28.237.713	7.059.428	5.647.543	45.039.152
14	Ingeniería de modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial N5	7.078.766	1.769.691	1.415.753	11.290.632
15	Interventoría casa de control N5	12.994.456	3.248.614	2.598.891	20.726.158
16	Interventoría de bahía de línea o transformador diferentes configuraciones N5	25.955.792	6.488.948	5.191.158	41.399.488
17	Interventoría de modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial N5	6.287.911	1.571.978	1.257.582	10.029.219
18	Administración de ejecución casa de control N5	6.863.144	1.715.786	1.372.629	10.946.715
19	Administración de bahía de línea o transformador diferentes configuraciones N5	13.192.504	3.298.126	2.638.501	21.042.044
20	Administración de modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial N5	3.393.326	848.331	678.665	5.412.355

Tabla 22: costo ingeniería / interventoría / administración de la ejecución - conexión STN

### RESUMEN LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE LAS UC CONEXIÓN AL STN.

No.	UC	DDP	OBRA CIVIL	MONTAJE	INGENIERÍA
3	N5S3	828.040.447	48.414.327	109.164.886	45.039.152
7	N5S7	1.052.087.696	69.228.193	158.094.392	45.039.152
8	N5S8	1.151.139.010	62.567.863	131.022.054	45.039.152
10	N5S10	17.411.932	0	0	23.649.500

Tabla 23: Costos de las UC conexión al STN (parte i)

No.	UC	INTERVENTORIA	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN	INSPECCIÓN	COSTOS FINANCIEROS
3	N5S3	41.399.488	21.042.044	4.139.949	23.250.522
7	N5S7	41.399.488	21.042.044	4.139.949	29.475.945
8	N5S8	41.399.488	21.042.044	4.139.949	30.860.047
10	N5S10	20.726.158	10.946.715	2.072.616	1.585.159

Tabla 24: Costos de las UC conexión al STN (parte ii)

### COSTO DE LAS UC CONEXIÓN AL STN VALOR TOTAL.

No.	UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$]
3	N5S3	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV	<b>1.120.490.813</b>
7	N5S7	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV	<b>1.420.506.859</b>
8	N5S8	Bahía de Transformador, interruptor y medio 230 kV	<b>1.487.209.607</b>
10	N5S10	Módulo Común activos de conexión al STN (1)	<b>76.392.079</b>

Tabla 25: valor total UC conexión al STN, suma de todos los costos

### **COSTO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 4**

No.	UC	DESCRIPCIÓN
7	N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
8	N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
17	N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional
19	N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas
33	N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
42	N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo convencional o encapsulada- cualquier configuración
45	N4S45	Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv)
48	N4S48	Casa de control nivel de tensión 4

Tabla 26: Descripción UC; Subestaciones de Nivel de tensión 4

### **COSTOS DDP POR UNIDAD CONSTRUCTIVA**

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S7	Interruptor	1	87.942.159	87.942.159
2	N4S7	Seccionador Tripolar	2	29.068.868	58.137.736
3	N4S7	Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	34.339.391	34.339.391
4	N4S7	Transformador de corriente	3	25.343.749	76.031.247
5	N4S7	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	11.421.504	34.264.512
6	N4S7	Tablero de control, medida y protección	1	111.379.325	111.379.325
7	N4S7	Acero Estructural (kg)	3999,5	5.283	21.128.996
8	N4S7	Cables módulo	1	56.390.798	56.390.798
9	N4S7	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	1	7.839.256	7.839.256
<b>La suma de los costos DDP para (N4S7)</b>					<b>487.453.421</b>

Tabla 27: Los costos DDP para la Bahía de línea - configuración barra Principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S7)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S8	Interruptor	1	87.942.159	87.942.159
2	N4S8	Seccionador Tripolar	3	29.068.868	87.206.604
3	N4S8	Transformador de corriente	3	25.343.749	76.031.247
4	N4S8	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	11.421.504	34.264.512
5	N4S8	Tablero de control, medida y protección	1	67.559.830	67.559.830
6	N4S8	Acero Estructural (kg)	1767	5.283	9.334.901
7	N4S8	Cables módulo	1	56.390.798	56.390.798
8	N4S8	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	1	7.897.919	7.897.919
<b>La suma de los costos DDP para (N4S8)</b>					<b>426.627.971</b>

Tabla 28: Los costos DDP para la Bahía de transformador - configuración Barra principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S8)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S17	Interruptor	1	87.942.159	87.942.159
2	N4S17	Seccionador Tripolar	2	29.068.868	58.137.736
3	N4S17	Transformador de corriente 1600 A	3	25.343.749	76.031.247
4	N4S17	Tablero de control, medida y protección	1	111.379.325	111.379.325
5	N4S17	Acero Estructural (kg)	1073	5.283	5.668.562
6	N4S17	Cables módulo	1	31.450.723	31.450.723
7	N4S17	Material conexión A.T. para módulo de acople, transferencia o secc. (Global)	1	988.196	988.196
<b>La suma de los costos DDP para (N4S17)</b>					<b>371.597.949</b>

Tabla 29: Los costos DDP para la Bahía de maniobra - (acople transferencia o seccionamiento) - tipo convencional; UC (N4S17)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S19	Tablero Diferencial de Barras (Una zona)	1	45.684.606	45.684.606
<b>La suma de los costos DDP para (N4S19)</b>					<b>45.684.606</b>

Tabla 30: Los costos DDP para la Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas; UC (N4S19)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S33	Acero Estructural (kg)	21685	5.283	114.559.890
2	N4S33	Material conexión A.T. para barra ppal y trans (Global) Tipo 2	1	12.990.135	12.990.135
<b>La suma de los costos DDP para (N4S33)</b>					<b>127.550.025</b>

Tabla 31: Los costos DDP para el Módulo de barraje tipo 2 configuración Barra Principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S33)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S42	Servicios Auxiliares	1	203.399.886	203.399.886
2	N4S42	Obras civiles Módulo Común (m2)	3110	260.000	808.600.000
<b>La suma de los costos DDP para (N4S42)</b>					<b>1.011.999.886</b>

Tabla 32: Los costos DDP para el Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo Convencional o encapsulada- cualquier configuración; UC (N4S42)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S45	Red Lan - Sistema distribuido	1	3.653.921	3.653.921
2	N4S45	Referencia de Tiempo, GPS	1	13.387.994	13.387.994
3	N4S45	Mobiliario local	1	1.030.624	1.030.624
4	N4S45	Impresora	1	303.810	303.810
5	N4S45	Sistema de Gestión de Protecciones	1	7.734.960	7.734.960
6	N4S45	Sistema de Comunicaciones Público-conmutada	1	36.157.958	36.157.958
<b>La suma de los costos DDP para (N4S45)</b>					<b>62.269.268</b>

Tabla 33: Los costos DDP para el Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv); UC (N4S45)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N4S48	Obra civil casa de control (m2)	1	2.000.000	2.000.000
<b>La suma de los costos DDP para (N4S48)</b>					<b>2.000.000</b>

Tabla 34: Los costos DDP para la Casa de control nivel de tensión 4; UC (N4S48)

### COSTO OBRAS CIVILES - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 4

ID	CIMIENTO NIVEL 4	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
238	Base pararrayos 115 kV	3.770.124	942.531	48.258	5.237.004
411	Base seccionador tripolar 115 kV	3.105.756	776.439	39.754	4.314.144
521	Base para CT'S PT'S 115 kV	6.430.396	1.607.599	82.309	8.932.334
8	Base para pórticos 115 kV	3.090.249	772.562	39.555	4.292.603
318	Base para interruptor 115 kV	3.767.047	941.762	48.218	5.232.729
414	Seccionador 115 kV con P. T.	3.655.697	913.924	46.793	5.078.056

Tabla 35: Costo de obras civiles – Subestaciones Nivel de Tensión 4

### COSTO DE OBRAS CIVILES POR UNIDAD CONSTRUCTIVA

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S7	Interruptor	1	5.232.729	5.232.729
2	N4S7	Seccionador Tripolar	2	4.314.144	8.628.288
3	N4S7	Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	5.078.056	5.078.056
4	N4S7	Transformador de corriente	1	8.932.334	8.932.334
5	N4S7	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	5.237.004	5.237.004
6	N4S7	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
7	N4S7	Acero Estructural (kg)	1,5	4.292.603	6.438.904
8	N4S7	Cables módulo	0	0	0
9	N4S7	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S7)</b>					<b>39.547.315</b>

Tabla 36: Los costos de las obras civiles para la Bahía de línea - configuración barra Principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S7)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S8	Interruptor	1	5.232.729	5.232.729
2	N4S8	Seccionador Tripolar	3	4.314.144	12.942.432
3	N4S8	Transformador de corriente	1	8.932.334	8.932.334
4	N4S8	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	5.237.004	5.237.004
5	N4S8	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
6	N4S8	Acero Estructural (kg)	0	4.292.603	0
7	N4S8	Cables módulo	0	0	0
8	N4S8	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S8)</b>					<b>32.344.499</b>

Tabla 37: Los costos de las obras civiles para la Bahía de transformador configuración Barra principal y transferencia tipo convencional; UC (N4S8)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S17	Interruptor	1	5.232.729	5.232.729
2	N4S17	Seccionador Tripolar	2	4.314.144	8.628.288
3	N4S17	Transformador de corriente 1600 A	1	8.932.334	8.932.334
4	N4S17	Tablero de control, medida y protección	0	0	0
5	N4S17	Acero Estructural (kg)	0	4.292.603	0
6	N4S17	Cables módulo	0	0	0
7	N4S17	Material conexión A.T. para módulo de acople, transferencia o secc. Globa	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S17)</b>					<b>22.793.351</b>

Tabla 38: Los costos de las obras civiles para la Bahía de maniobra - (acople – transferencia seccionamiento) - tipo convencional; UC (N4S17)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S19	Tablero Diferencial de Barras (Una zona)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S19)</b>					<b>0</b>

Tabla 39: Los costos de las obras civiles para la Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas; UC (N4S19)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S33	Acero Estructural (kg)	14	4.292.603	60.096.441
2	N4S33	Material conexión A.T. para barra ppal y trans (Global) Tipo 2	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S33)</b>					<b>60.096.441</b>

Tabla 40: Los costos de las obras civiles para el Módulo de barraje tipo 2 - configuración Barra principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S33)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S42	Servicios Auxiliares	0	0	0
2	N4S42	Obras civiles Módulo Común (m2)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S42)</b>					<b>0</b>

Tabla 41: Los costos de las obras civiles para el Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo Convencional o encapsulada- cualquier configuración; UC (N4S42)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S45	Red Lan - Sistema distribuido	0	0	0
2	N4S45	Referencia de Tiempo, GPS	0	0	0
3	N4S45	Mobiliario local	0	0	0
4	N4S45	Impresora	0	0	0
5	N4S45	Sistema de Gestión de Protecciones	0	0	0
6	N4S45	Sistema de Comunicaciones Público-conmutada	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S45)</b>					<b>0</b>

Tabla 42: Los costos de las obras civiles para el Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv); UC (N4S45)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S48	Obra civil casa de control (m2)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para UC (N4S48)</b>					<b>0</b>

Tabla 43: Los costos de las obras civiles para la Casa de control Nivel de tensión 4; UC (N4S48)

## COSTO MONTAJE - SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 4

<i>ID</i>	<i>MONTAJE EQUIPOS N4</i>	<i>COSTO DIRECTO</i>	<i>AIU</i>	<i>IVA</i>	<i>COSTO TOTAL</i>
<b>318</b>	Interruptor	4.696.524	1.174.131	60.116	6.523.847
<b>411</b>	Seccionador tripolar	3.329.520	832.380	42.618	4.624.969
<b>414</b>	Seccionador con cuchilla puesta a tierra	3.475.762	868.941	44.490	4.828.112
<b>521</b>	Transf corriente	4.109.193	1.027.298	52.598	5.707.998
<b>238</b>	Pararrayos	1.957.990	489.497	25.062	2.719.805
<b>454</b>	Tablero control medida y protección	10.396.826	2.599.206	133.079	14.442.023
<b>8</b>	Acero estructural	2.153.605	538.401	27.566	2.991.529
<b>ETC N4 - 1</b>	Cables modulo	8.328.320	2.082.080	106.602	11.568.702
<b>ETC N4 - 2</b>	Material conexión at	2.709.671	677.418	34.684	3.763.950
<b>461</b>	Tablero diferencial barras	6.290.269	1.572.567	80.515	8.737.687
<b>ETC N4 - 4</b>	Servicios auxiliares	5.661.632	1.415.408	72.469	7.864.460
<b>ETC N4 - 3</b>	Red LAN	10.605.256	2.651.314	135.747	14.731.548
<b>395</b>	GPS	477.125	119.281	6.107	662.765
<b>349</b>	Mobiliario local	524.551	131.138	6.714	728.643
<b>314</b>	Impresora	196.150	49.038	2.511	272.468
<b>436</b>	Sistema gestión protecciones	1.971.476	492.869	25.235	2.738.538
<b>915</b>	Sistema comunicaciones PBX	2.404.406	601.101	30.776	3.339.912

Tabla 44: Costos montaje – subestaciones nivel de tensión 4

### COSTO DE MONTAJE POR UNIDAD CONSTRUCTIVA

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S7	Interruptor	1	6.523.847	6.523.847
2	N4S7	Seccionador Tripolar	2	4.624.969	9.249.938
3	N4S7	Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	1	4.828.112	4.828.112
4	N4S7	Transformador de corriente	1	5.707.998	5.707.998
5	N4S7	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	2.719.805	2.719.805
6	N4S7	Tablero de control, medida y protección	1	14.442.023	14.442.023
7	N4S7	Acero Estructural (kg)	3,9995	2.991.529	11.964.621
8	N4S7	Cables módulo	1	11.568.702	11.568.702
9	N4S7	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	1	3.763.950	3.763.950
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S7)</b>					<b>70.768.996</b>

Tabla 45: Los costos por montaje para la Bahía de línea - configuración barra Principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S7)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S8	Interruptor	1	6.523.847	6.523.847
2	N4S8	Seccionador Tripolar	3	4.624.969	13.874.908
3	N4S8	Transformador de corriente	1	5.707.998	5.707.998
4	N4S8	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	2.719.805	2.719.805
5	N4S8	Tablero de control, medida y protección	1	14.442.023	14.442.023
6	N4S8	Acero Estructural (kg)	1,767	2.991.529	5.286.032
7	N4S8	Cables módulo	1	11.568.702	11.568.702
8	N4S8	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	1	3.763.950	3.763.950
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S8)</b>					<b>63.887.265</b>

Tabla 46: Los costos por montaje para la Bahía de transformador - configuración Barra principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S8)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S17	Interruptor	1	6.523.847	6.523.847
2	N4S17	Seccionador Tripolar	2	4.624.969	9.249.938
3	N4S17	Transformador de corriente 1600 A	1	5.707.998	5.707.998
4	N4S17	Tablero de control, medida y protección	0	14.442.023	0
5	N4S17	Acero Estructural (kg)	1,073	2.991.529	3.209.911
6	N4S17	Cables módulo	1	11.568.702	11.568.702
7	N4S17	Material conexión A.T. para módulo de acople, transferencia o secc. (Global)	1	3.763.950	3.763.950
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S17)</b>					<b>40.024.347</b>

Tabla 47: Los costos por montaje para la Bahía de maniobra - (acople – transferencia seccionamiento) - tipo convencional; UC (N4S17)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S19	Tablero Diferencial de Barras (Una zona)	1	8.737.687	8.737.687
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S19)</b>					<b>8.737.687</b>

Tabla 48: Los costos por montaje para la Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas; UC (N4S19)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S33	Acero Estructural (kg)	21,685	2.991.529	64.871.311
2	N4S33	Material conexión A.T. para barra ppal y trans (Global) Tipo 2	1	3.763.950	3.763.950
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S33)</b>					<b>68.635.261</b>

Tabla 49: Los costos por montaje para el Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra Principal y transferencia - tipo convencional; UC (N4S33)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S42	Servicios Auxiliares	1	7.864.460	7.864.460
2	N4S42	Obras civiles Módulo Común (m2)	0	0	0
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S42)</b>					<b>7.864.460</b>

Tabla 50: Los costos por montaje para el Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo Convencional o encapsulada- cualquier configuración; UC (N4S42)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S45	Red LAN - Sistema distribuido	1	14.731.548	14.731.548
2	N4S45	Referencia de Tiempo, GPS	1	662.765	662.765
3	N4S45	Mobiliario local	1	728.643	728.643
4	N4S45	Impresora	1	272.468	272.468
5	N4S45	Sistema de Gestión de Protecciones	1	2.738.538	2.738.538
6	N4S45	Sistema de Comunicaciones Público-conmutada	1	3.339.912	3.339.912
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S45)</b>					<b>22.473.874</b>

Tabla 51: Los costos por montaje para el Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv); UC (N4S45)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N4S48	Obra civil casa de control (m2)	0	0	0
<b>La suma de los costos por montaje para UC (N4S48)</b>					<b>0</b>

Tabla 52: Los costos por montaje para la Casa de control Nivel de tensión 4; UC (N4S48)

### COSTO INGENIERÍA / INTERVENTORÍA / ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 4

APU	DESCRIPCIÓN	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
12	Ingeniería para casa de control n4	21.554.342	5.388.585	4.310.868	34.379.175
13	Ingeniería bahía de línea o transformador diferentes configuraciones n4	21.654.390	5.413.598	4.330.878	34.538.753
14	Ingeniería modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial n4	6.359.016	1.589.754	1.271.803	10.142.631
15	Administración de la ejecución casa de control n4	9.582.607	2.395.652	1.916.521	15.284.258
16	Administración bahía de línea o transformador diferentes configuraciones n4	10.726.576	2.681.644	2.145.315	17.108.889
17	Administración modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial n4	3.115.652	778.913	623.130	4.969.464
18	Interventoria bahía de línea o transformador diferentes configuraciones n4	21.023.017	5.255.754	4.204.603	33.531.711
19	Interventoria modulo de barraje diferentes configuraciones y protección diferencial n4	5.756.364	1.439.091	1.151.273	9.181.401
20	Interventoria casa de control n4	18.700.816	4.675.204	3.740.163	29.827.802

Tabla 53: costo ingeniería / interventoría / administración de la ejecución - Subestación nivel de tensión 4 (parte i)

### RESUMEN LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE LAS UC SUBESTACIONES NIVEL 4.

No.	UC	DDP	OBRA CIVIL	MONTAJE	INGENIERÍA
7	N4S7	487.453.421	39.547.315	70.768.996	34.538.753
8	N4S8	426.627.971	32.344.499	63.887.265	34.538.753
17	N4S17	371.597.949	22.793.351	40.024.347	34.538.753
19	N4S19	45.684.606	0	8.737.687	10.142.631
33	N4S33	127.550.025	60.096.441	68.635.261	10.142.631
42	N4S42	1.011.999.886	0	7.864.460	10.142.631
45	N4S45	62.269.268	0	22.473.874	10.142.631
48	N4S48	2.000.000	0	0	0

Tabla 54: Costos de las UC Subestaciones nivel 4 (parte i)

No.	UC	INTERVENTORIA	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN	INSPECCIÓN	COSTOS FINANCIEROS
7	N4S7	33.531.711	17.108.889	3.353.171	14.542.745
8	N4S8	33.531.711	17.108.889	3.353.171	12.955.402
17	N4S17	33.531.711	17.108.889	3.353.171	11.081.272
19	N4S19	9.181.401	4.969.464	918.140	1.687.443
33	N4S33	9.181.401	4.969.464	918.140	5.964.844
42	N4S42	9.181.401	4.969.464	918.140	22.145.160
45	N4S45	9.181.401	4.969.464	918.140	2.329.942
48	N4S48	0	0	0	0

Tabla 55: Costos de las UC Subestaciones nivel 4 (parte ii)

### COSTO DE LAS UC SUBESTACIONES NIVEL 4 VALOR TOTAL.

No.	UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [S\$]
7	N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	<b>700.845.002</b>
8	N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	<b>624.347.661</b>
17	N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	<b>534.029.444</b>
19	N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas	<b>81.321.372</b>
33	N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	<b>287.458.206</b>
42	N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo convencional o encapsulada- cualquier configuración	<b>1.067.221.142</b>
45	N4S45	Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv)	<b>112.284.720</b>
48	N4S48	Casa de control nivel de tensión 4	<b>2.000.000</b>

Tabla 56: valor total UC subestaciones nivel 4, suma de todos los costos

### **COSTO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 3**

No.	UC	DESCRIPCIÓN
1	N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional
2	N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
26	N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3
38	N3S38	Subestación móvil 30 MVA

Tabla 57: Descripción UC; Subestaciones de Nivel de tensión 3

### **COSTOS DDP POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 3**

No.	UC	ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N3S1	Interruptor	1	64.316.752	64.316.752
2	N3S1	Seccionador tripolar	1	17.520.146	17.520.146
3	N3S1	Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1	20.706.811	20.706.811
4	N3S1	Transformador de corriente nivel 3	3	7.126.240	21.378.719
5	N3S1	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	2.709.525	8.128.575
6	N3S1	Tablero de control, medida y protección Línea	1	60.995.718	60.995.718
7	N3S1	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2505	5.283	13.233.688
8	N3S1	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	1	30.174.125	30.174.125
9	N3S1	Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	1	1.131.231	1.131.231
<b>La suma de los costos DDP para (N3S1)</b>					<b>237.585.765</b>

Tabla 58: Los costos DDP para la Bahía de línea – configuración Barra sencilla -tipo convencional; UC (N3S1)

No.	UC	ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N3S2	Interruptor	1	64.316.752	64.316.752
2	N3S2	Seccionador tripolar	2	17.520.146	35.040.292
3	N3S2	Transformador de corriente nivel 3	3	7.126.240	21.378.719
4	N3S2	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	3	2.709.525	8.128.575
5	N3S2	Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	1	35.283.932	35.283.932
6	N3S2	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	1080	5.283	5.705.542
7	N3S2	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	1	30.174.125	30.174.125
8	N3S2	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	1	1.160.563	1.160.563
<b>La suma de los costos DDP para (N3S2)</b>					<b>201.188.500</b>

Tabla 59: Los costos DDP para la Bahía de transformador – configuración Barra sencilla - tipo convencional; UC (N3S2)

No.	UC	ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N3S26	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2920	5.283	15.426.095
2	N3S26	Material conexión A.T. para barra sencilla (Global) Tipo 3	1	1.748.744	1.748.744
<b>La suma de los costos DDP para (N3S26)</b>					<b>17.174.839</b>

Tabla 60: Los costos DDP para EL Módulo de barraje - barra sencilla – Tipo convencional - tipo 3; UC (N3S26)

No.	UC	ELEMENTOS TÉCNICOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N3S38	SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA	1	1.806.719.762	1.806.719.762
<b>La suma de los costos DDP para (N3S38)</b>					<b>1.806.719.762</b>

Tabla 61: Los costos DDP para la Subestación móvil 30 MVA; UC (N3S38)

### COSTO OBRAS CIVILES - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 3

ID	CIMIENTO NIVEL 3	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
523	Cimiento transformador de corriente 34,5 kV c/u (son 3)	3.415.853	853.963	43.723	4.744.893
319	Interruptor 34.5 kV (es 1)	2.796.980	699.245	35.801	3.885.229
8	Pórtico 1 línea y barraje 34.5 kV	5.557.473	1.389.368	71.136	7.719.774
412	Base seccionador 34.5 kV	2.486.137	621.534	31.823	3.453.443
385	Base reconector , pararrayos 34.5 kV	2.104.680	526.170	26.940	2.923.569

Tabla 62: Costo obras civiles – Subestaciones Nivel de Tensión 3

### COSTO DE OBRAS CIVILES POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 3

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N3S1	Interruptor	1	3.885.229	3.885.229
2	N3S1	Seccionador tripolar	1	3.453.443	3.453.443
3	N3S1	Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1	3.453.443	3.453.443
4	N3S1	Transformador de corriente nivel 3	1	4.744.893	4.744.893
5	N3S1	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	2.923.569	2.923.569
6	N3S1	Tablero de control, medida y protección Línea	0	0	0
7	N3S1	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	1,5	7.719.774	11.579.661
8	N3S1	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	0	0	0
9	N3S1	Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para (N3S1)</b>					<b>30.040.238</b>

Tabla 63: Los costos de obras civiles para la Bahía de línea – configuración Barra sencilla -tipo convencional; UC (N3S1)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N3S2	Interruptor	1	3.885.229	3.885.229
2	N3S2	Seccionador tripolar	2	3.453.443	6.906.886
3	N3S2	Transformador de corriente nivel 3	1	4.744.893	4.744.893
4	N3S2	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	2.923.569	2.923.569
5	N3S2	Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	0	0	0
6	N3S2	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	0	7.719.774	0
7	N3S2	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	0	0	0
8	N3S2	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para (N3S2)</b>					<b>18.460.576</b>

Tabla 64: Los costos de obras civiles para la Bahía de transformador – configuración Barra sencilla - tipo convencional; UC (N3S2)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N3S26	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	4	7.719.774	30.879.097
2	N3S26	Material conexión A.T. para barra sencilla (Global) Tipo 3	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para (N3S26)</b>					<b>30.879.097</b>

Tabla 65: Los costos de obras civiles para EL Módulo de barraje - barra sencilla – Tipo convencional - tipo 3; UC (N3S26)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N3S38	SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA	0	0	0
<b>La suma de los costos de obras civiles para (N3S38)</b>					<b>0</b>

Tabla 66: Los costos de obras civiles para la Subestación móvil 30 MVA; UC (N3S38)

### COSTO MONTAJE - SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 3

ID	MONTAJE EQUIPOS N4	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
412	Seccionador	1.654.700	413.675	21.180	2.298.511
319	Interruptor	2.146.900	536.725	27.480	2.982.216
415	Seccionador (2)	1.693.326	423.331	21.675	2.352.165
523	Transformador c	1.674.699	418.675	21.436	2.326.291
239	DPS	926.346	231.587	11.857	1.286.769
453	Tablero control	2.103.933	525.983	26.930	2.922.532
8	Acero estructural	736.749	184.187	9.430	1.023.404
ETC N3 - 1	MPPS cables	1.943.185	485.796	24.873	2.699.240
ETC N3 - 2	MAT. conexión	940.353	235.088	12.037	1.306.225

Tabla 67: Costo montaje – Subestaciones Nivel de Tensión 3

### COSTO DE MONTAJE POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 3

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
1	N3S1	Interruptor	1	2.982.216	2.982.216
2	N3S1	Seccionador tripolar	1	2.298.511	2.298.511
3	N3S1	Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra	1	2.352.165	2.352.165
4	N3S1	Transformador de corriente nivel 3	1	2.326.291	2.326.291
5	N3S1	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	1.286.769	1.286.769
6	N3S1	Tablero de control, medida y protección Línea	1	2.922.532	2.922.532
7	N3S1	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,505	1.023.404	2.563.626
8	N3S1	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	1	2.699.240	2.699.240
9	N3S1	Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	1	1.306.225	1.306.225
<b>La suma de los costos de montaje para (N3S1)</b>					<b>20.737.574</b>

Tabla 68: Los costos de montaje para la Bahía de línea – configuración Barra sencilla -tipo convencional; UC (N3S1)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
1	N3S2	Interruptor	1	2.982.216	2.982.216
2	N3S2	Seccionador tripolar	2	2.298.511	4.597.021
3	N3S2	Transformador de corriente nivel 3	1	2.326.291	2.326.291
4	N3S2	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)	1	1.286.769	1.286.769
5	N3S2	Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople	1	2.922.532	2.922.532
6	N3S2	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	1,08	1.023.404	1.105.276
7	N3S2	Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub convencional (Global)	1	2.699.240	2.699.240
8	N3S2	Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	1	1.306.225	1.306.225
<b>La suma de los costos de montaje para (N3S2)</b>					<b>19.225.570</b>

Tabla 69: Los costos de montaje para la Bahía de transformador – configuración Barra sencilla - tipo convencional; UC (N3S2)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
4	N3S26	Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,92	1.023.404	2.988.338
5	N3S26	Material conexión A.T. para barra sencilla (Global) Tipo 3	1	1.306.225	1.306.225
<b>La suma de los costos de montaje para (N3S26)</b>					<b>4.294.563</b>

Tabla 70: Los costos de montaje para el Módulo de barraje - barra sencilla – Tipo convencional - tipo 3; UC (N3S26)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTAJE
1	N3S38	SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA	0	0	0
<b>La suma de los costos de montaje para (N3S38)</b>					<b>0</b>

Tabla 71: Los costos de montaje para la Subestación móvil 30 MVA; UC (N3S38)

### COSTO INGENIERÍA / INTERVENTORÍA / ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 3

APU	DESCRIPCIÓN	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
21	Análisis de precios unitarios UC ingeniería subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	9.332.428	2.333.107	1.866.486	14.885.223
22	Análisis de precios unitarios UC ingeniería subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	831.203	207.801	166.241	1.325.769
24	Análisis de precios unitarios UC interventoría subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	7.846.284	1.961.571	1.569.257	12.514.823
25	Análisis de precios unitarios UC interventoría subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	718.557	179.639	143.711	1.146.098
27	Análisis de precios unitarios UC - administración de la ejecución-subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	4.161.454	1.040.363	832.291	6.637.519
28	Análisis de precios unitarios UC - administración de la ejecución-subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	392.009	98.002	78.402	625.255

Tabla 72: costo ingeniería / interventoría / administración de la ejecución - Subestación nivel de tensión 3

### RESUMEN LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE LAS UC SUBESTACIÓN NIVEL 3.

No.	UC	DDP	OBRA CIVIL	MONTAJE	INGENIERÍA
1	N3S1	237.585.765	30.040.238	20.737.574	14.885.223
2	N3S2	201.188.500	18.460.576	19.225.570	14.885.223
26	N3S26	17.174.839	30.879.097	4.294.563	1.325.769
38	N3S38	1.806.719.762	0	0	0

Tabla 73: Costos de las UC Subestaciones nivel 3 (parte i)

No.	UC	INTERVENTORIA	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN	INSPECCIÓN	COSTOS FINANCIEROS
1	N3S1	12.514.823	6.637.519	1.251.482	6.858.199
2	N3S2	12.514.823	6.637.519	1.251.482	5.809.529
26	N3S26	1.146.098	625.255	114.610	1.177.321
38	N3S38	0	0	0	38.284.392

Tabla 74: Costos de las UC Subestaciones nivel 3 (parte ii)

### COSTO DE LAS UC SUBESTACIONES NIVEL 3 VALOR TOTAL.

No.	UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [€]
1	N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional	<b>330.510.823</b>
2	N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	<b>279.973.222</b>
26	N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3	<b>56.737.552</b>
38	N3S38	Subestación móvil 30 MVA	<b>1.845.004.153</b>

Tabla 75: valor total UC subestaciones nivel 3, suma de todos los costos

### **COSTO UNIDADES CONSTRUCTIVAS SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 2**

No.	UC	DESCRIPCIÓN
9	N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad
10	N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad
12	N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad
14	N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad

Tabla 76: Descripción UC; Subestaciones de Nivel de tensión 2

### **COSTOS DDP POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 2**

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N2S9	Celda Circuito de Salida	1	61.178.213	61.178.213
2	N2S9	Cables de Control y Fuerza Modulo Metal Clad	1	5.431.342	5.431.342
<b>La suma de los costos DDP para (N2S9)</b>					<b>66.609.555</b>

Tabla 77: Los costos DDP para la Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S9)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N2S10	Celda llegada transformador	1	64.717.851	64.717.851
2	N2S10	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	1	5.431.342	5.431.342
<b>La suma de los costos DDP para (N2S10)</b>					<b>70.149.193</b>

Tabla 78: Los costos DDP para la Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S10)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N2S12	Celda de medida	1	53.186.500	53.186.500
2	N2S12	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	1	5.431.342	5.431.342
<b>La suma de los costos DDP para (N2S12)</b>					<b>58.617.843</b>

Tabla 79: Los costos DDP para la Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S12)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	DDP
1	N2S14	Ducto de barras o cables llegada trafo	1	48.820.058	48.820.058
<b>La suma de los costos DDP para (N2S14)</b>					<b>48.820.058</b>

Tabla 80: Los costos DDP para el Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S14)

### COSTO DE OBRAS CIVILES POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 2

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S9	Celda Circuito de Salida	0	0	0
2	N2S9	Cables de Control y Fuerza Modulo Metal Clad	0	0	0
<b>La suma de los costos de obra civil para (N2S9)</b>					<b>0</b>

Tabla 81: Los costos de obra civil para la Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S9)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S10	Celda llegada transformador	0	0	0
2	N2S10	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	0	0	0
<b>La suma de los costos de obra civil para (N2S10)</b>					<b>0</b>

Tabla 82: Los costos de obra civil para la Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S10)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S12	Celda de medida	0	0	0
2	N2S12	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	0	0	0
<b>La suma de los costos de obra civil para (N2S12)</b>					<b>0</b>

Tabla 83: Los costos de obra civil para la Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S12)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S14	Ducto de barras o cables llegada trafo	0	0	0
<b>La suma de los costos de obra civil para (N2S14)</b>					<b>0</b>

Tabla 84: Los costos de obra civil para el Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S14)

## COSTO MONTAJE - SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 2

ID	MONTAJE EQUIPOS N4	COSTO DIRECTO	AIU	IVA (SOBRE UTILIDAD)	COSTO TOTAL
<b>ETC N2 - 1</b>	MPPS cables	971.593	242.898	12.436	1.349.620
<b>131</b>	Celda de trafo	598.136	149.534	7.656	830.859
<b>128</b>	Celda medida auxiliares	282.073	70.518	3.611	391.822
<b>124</b>	Celda de circuito	282.073	70.518	3.611	391.822
<b>241</b>	Ducto barras	287.097	71.774	3.675	398.801

Tabla 85: Costo montaje – Subestaciones Nivel de Tensión 2

## COSTO DE MONTAJE POR UNIDAD CONSTRUCTIVA DE SUBESTACIONES DE NIVEL DE TENSIÓN 2

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
<b>1</b>	N2S9	Celda Circuito de Salida	1	391.822	391.822
<b>2</b>	N2S9	Cables de Control y Fuerza Modulo Metal Clad	1	1.349.620	1.349.620
<b>La suma de los costos de montaje para (N2S9)</b>					<b>1.741.442</b>

Tabla 86: Los costos de montaje para la Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S9)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
<b>1</b>	N2S10	Celda llegada transformador	1	830.859	830.859
<b>2</b>	N2S10	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	1	1.349.620	1.349.620
<b>La suma de los costos de montaje para (N2S10)</b>					<b>2.180.479</b>

Tabla 87: Los costos de montaje para la Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S10)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S12	Celda de medida	1	391.822	391.822
2	N2S12	Cables de Control y Fuerza Modulo Sub Metal Clad	1	1.349.620	1.349.620
<b>La suma de los costos de montaje para (N2S12)</b>					<b>1.741.442</b>

Tabla 88: Los costos de montaje para la Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S12)

No.	UC	ÍTEM	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	OBRA CIVIL
1	N2S14	Ducto de barras o cables llegada trafo	1	398.801	398.801
<b>La suma de los costos de montaje para (N2S14)</b>					<b>398.801</b>

Tabla 89: Los costos de montaje para el Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad; UC (N2S14)

### COSTO INGENIERÍA / INTERVENTORÍA / ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN - SUBESTACIONES NIVEL DE TENSIÓN 2

APU	DESCRIPCIÓN	COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
21	Análisis de precios unitarios UC ingeniería subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	9.332.428	2.333.107	1.866.486	14.885.223
22	Análisis de precios unitarios UC ingeniería subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	831.203	207.801	166.241	1.325.769
24	Análisis de precios unitarios UC interventoria subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	7.846.284	1.961.571	1.569.257	12.514.823
25	Análisis de precios unitarios UC interventoria subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	718.557	179.639	143.711	1.146.098
27	Análisis de precios unitarios UC - administración de la ejecución-subestaciones nivel de tensión 3-tipo a	4.161.454	1.040.363	832.291	6.637.519
28	Análisis de precios unitarios UC - administración de la ejecución-subestaciones nivel de tensión 3-tipo b	392.009	98.002	78.402	625.255

Tabla 90: costo ingeniería / interventoría / administración de la ejecución - Subestación nivel de tensión 2

## RESUMEN LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE LAS UC SUBESTACIÓN NIVEL 2.

No.	UC	DDP	OBRA CIVIL	MONTAJE	INGENIERÍA
9	N2S9	66.609.555	0	1.741.442	14.885.223
10	N2S10	70.149.193	0	2.180.479	14.885.223
12	N2S12	58.617.843	0	1.741.442	14.885.223
14	N2S14	48.820.058	0	398.801	1.325.769

Tabla 91: Costos de las UC Subestaciones nivel 2 (parte i)

No.	UC	INTERVENTORIA	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN	INSPECCIÓN	COSTOS FINANCIEROS
9	N2S9	12.514.823	6.637.519	1.251.482	1.475.834
10	N2S10	12.514.823	6.637.519	1.251.482	1.532.491
12	N2S12	12.514.823	6.637.519	1.251.482	1.362.032
14	N2S14	1.146.098	625.255	114.610	746.612

Tabla 92: Costos de las UC Subestaciones nivel 2 (parte ii)

## COSTO DE LAS UC SUBESTACIONES NIVEL 2 VALOR TOTAL.

No.	UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$]
9	N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad	105.115.879
10	N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad	109.151.211
12	N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad	97.010.364
14	N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad	53.177.201

Tabla 93: valor total UC subestaciones nivel 2, suma de todos los costos

### **COSTO UC TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN AL STN, STR, SDL**

<i>ID</i>	<i>No.</i>	<i>UC</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>
<b>51</b>	13	N5T13	Autotransformador monofásico (oltc) - de conexión al STN - capacidad final de 41 a 50 MVA
<b>482</b>	41	N4T16	Transformador tridevanado trifásico (oltc) - lado de alta en el nivel 4 - capacidad final de 31 a 40 MVA
<b>496</b>	48	N3T4	Transformador trifásico (oltc) - lado de alta en el nivel 3 - capacidad final de 11 a 15 MVA

Tabla 94: Descripción UC; transformadores de conexión al STN, STR, SDL

### **COSTO VARIABLE OBRAS CIVILES DE TRANSFORMADORES**

<i>NIVEL DE TENSIÓN</i>	<i>DESCRIPCIÓN</i>
<b>C</b>	Cimiento auto transformador de potencia 230 kV 56 MVA
<b>4</b>	Cimiento transformador 20 MVA (promedio)
<b>3</b>	Cimiento transformador de potencia 34,5 kV 10 MVA

Tabla 95: costo variable obras civiles de transformador (Parte i)

<i>CAPACIDAD [MVA]</i>	<i>COSTO DIRECTO [\$]</i>	<i>AIU</i>	<i>IVA</i>	<i>COSTO TOTAL</i>	<i>COSTO VARIABLE [\$/MVA]</i>
<b>56</b>	20.469.395	5.117.349	262.008	28.433.627	507.743
<b>20</b>	13.424.166	3.356.042	171.829	18.647.241	932.362
<b>10</b>	13.352.353	3.338.088	170.910	18.547.486	1.854.749

Tabla 96: costo variable obras civiles de transformador (Parte ii)

### COSTO FIJO OBRAS CIVILES DE TRANSFORMADORES

NIVEL DE TENSIÓN	DESCRIPCIÓN
<b>C</b>	Costo transformador 230 kV
<b>4</b>	Costo transformador 115 kV *
<b>3</b>	Costo transformador 34,5 kV

Tabla 97: Costo fijo obras civiles de transformadores (Parte i)

COSTO DIRECTO [\$]	AIU	IVA	COSTO TOTAL [\$]
<b>47.770.372</b>	11.942.593	611.461	66.356.868
<b>42.075.613</b>	10.518.903	538.568	58.446.393
<b>5.066.754</b>	1.266.688	64.854	7.038.126

Tabla 98: Costo fijo obras civiles de transformadores (Parte ii)

### COSTO TOTAL OBRAS CIVILES PARA UC DE TRANSFORMADORES

UC	CAPACIDAD [MVA]	COSTO FIJO [\$]	COSTO VARIABLE [\$]	TOTAL COSTO DIRECTO [\$]
<b>N5T13</b>	45	66.356.868	22.848.450	89.205.318
<b>N4T16</b>	35	58.446.393	32.632.672	91.079.064
<b>N3T4</b>	13	7.038.126	24.111.732	31.149.858

Tabla 99: Costo total obras civiles para UC de transformadores

### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS - MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO - TRANSFORMADORES NIVEL DE TENSIÓN 3, 4 Y CONEXIÓN AL STN

UC	VALOR COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
<b>N5T13</b>	27.693.697	6.923.424	354.479	38.468.761
<b>N4T16</b>	27.693.697	6.923.424	354.479	38.468.761
<b>N3T4</b>	19.018.257	4.754.564	243.434	26.417.881

Tabla 100: Costos montaje – Transformadores nivel de tensión 3, 4 y conexión al STN

### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS INGENIERÍA - TRANSFORMADORES NIVEL DE TENSIÓN 3, 4 Y CONEXIÓN AL STN

UC	VALOR COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
<b>N5T13</b>	21.254.092	5.313.523	4.250.818	33.900.277
<b>N4T16</b>	21.254.092	5.313.523	4.250.818	33.900.277
<b>N3T4</b>	14.368.722	3.592.180	2.873.744	22.918.111

Tabla 101: Costo de ingeniería - Transformadores nivel de tensión 3, 4 y conexión al STN

### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS INTERVENTORIA - TRANSFORMADORES NIVEL DE TENSIÓN 3, 4 Y CONEXIÓN AL STN

UC	VALOR COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
<b>N5T13</b>	18.475.096	4.618.774	3.695.019	29.467.778
<b>N4T16</b>	18.475.096	4.618.774	3.695.019	29.467.778
<b>N3T4</b>	12.375.512	3.093.878	2.475.102	19.738.941

Tabla 102: Costo de interventoria - Transformadores nivel de tensión 3, 4 y conexión al STN

### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS ADMINISTRACIÓN DE LA EJECUCIÓN - TRANSFORMADORES NIVEL DE TENSIÓN 3, 4 Y CONEXIÓN AL STN

UC	VALOR COSTO DIRECTO	AIU	IVA	COSTO TOTAL
<b>N5T13</b>	9.944.705	2.486.176	1.988.941	15.861.805
<b>N4T16</b>	9.944.705	2.486.176	1.988.941	15.861.805
<b>N3T4</b>	6.469.803	1.617.451	1.293.961	10.319.337

Tabla 103: Costo de Administración de la Ejecución – Transformadores Nivel de tensión 3, 4 y conexión al STN

### RESUMEN LOS CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE INSTALACIÓN DE LAS UC TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN AL STN, STR, SDL.

ID	No.	UC	DDP UTILIZADO [\$/MVA]	MONTAJE [\$]	OBRA CIVIL [\$]	INGENIERÍA [\$]
51	13	N5T13	39.056.693	38.468.761	89.205.318	33.900.277
482	41	N4T16	50.806.056	38.468.761	91.079.064	33.900.277
496	48	N3T4	40.678.098	26.417.881	31.149.858	22.918.111

Tabla 104: Costos de las UC transformadores de conexión al STN, STR, SDL. (Parte i)

ID	No.	UC	INTERVENTORIA [\$]	ADMINISTRACIÓN EJECUCIÓN [\$]	INSPECCIÓN [\$]	COSTOS FINANCIEROS [\$]
51	13	N5T13	29.467.778	15.861.805	2.946.778	41.689.246
482	41	N4T16	29.467.778	15.861.805	2.946.778	42.166.753
496	48	N3T4	19.738.941	10.319.337	1.973.894	13.589.852

Tabla 105: Costos de las UC transformadores de conexión al STN, STR, SDL. (Parte ii)

### COSTO DE LAS UC TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN AL STN, STR, SDL VALOR TOTAL.

No.	UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$]
13	N5T13	Autotransformador monofásico (oltc) - de conexión al STN - capacidad final de 41 a 50 MVA	290.596.656
41	N4T16	Transformador tridevanado trifásico (oltc) - lado de alta en el nivel 4 - capacidad final de 31 a 40 MVA	304.697.273
48	N3T4	Transformador trifásico (oltc) - lado de alta en el nivel 3 - capacidad final de 11 a 15 MVA	166.785.973

Tabla 106: valor total UC transformadores de conexión al STN, STR, SDL, Suma de todos los costos.

## TRANSFORMADORES

UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$/]	CANTIDAD	VALOR TOTAL
N5T13	290.596.656	4	1.162.386.624
N4T16	304.697.273	1	304.697.273
N3T4	166.785.973	1	166.785.973
Valor total Transformadores			1.633.869.870

Tabla 107: Valor total Transformadores

## UNIDADES DE EQUIPO DE SUBESTACIÓN

UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$/]	CANTIDAD	VALOR TOTAL
N5S3	1.120.490.813	1	1.120.490.813
N5S7	1.420.506.859	1	1.420.506.859
N5S8	1.487.209.607	1	1.487.209.607
N5S10	76.392.079	1	76.392.079
N4S7	700.845.002	2	1.401.690.004
N4S8	624.347.661	2	1.248.695.322
N4S17	534.029.444	1	534.029.444
N4S19	81.321.372	1	81.321.372
N4S33	287.458.206	1	287.458.206
N4S42	1.067.221.142	1	1.067.221.142
N4S45	112.284.720	1	112.284.720
N4S48	2.000.000	1	2.000.000
N3S1	330.510.823	4	1.322.043.292
N3S2	279.973.222	2	559.946.444
N3S26	56.737.552	1	56.737.552
N3S38	1.845.004.153	1	1.845.004.153
N2S9	105.115.879	4	420.463.516
N2S10	109.151.211	1	109.151.211
N2S12	97.010.364	1	97.010.364
N2S14	53.177.201	1	53.177.201
valor total unidades de equipo de subestación			13.302.833.301

Tabla 108: valor total unidades de equipo de subestación

**Valor total UC de la Subestación Palos: \$ 14.936.703.171 Valores en peso colombiano.**

## 4. PROGRAMACIÓN CÁLCULO DE COSTOS Y CARGOS.

A continuación se explica la organización de los cálculos utilizados en el programa.

### 4.1 CÁLCULO DE COSTOS ANUALES

Para el cálculo de los costos se trabaja con los niveles de tensión de la siguiente manera 4, 3 y 2 y por aparte el nivel de tensión 1. La información de los valores de las UC se dan en pesos de Diciembre del 2007. Estos costos podrán ser actualizados a lo largo del periodo tarifario.

#### 4.1.1 Determinación de los costos anuales totales de los niveles de tensión 4, 3, y 2.

- Primero: Se calcula el Costo Anual de las UC que no se asocian con un Nivel de Tensión específico, para el OR  $j$ . ( $CASN_j$ ).
- Segundo: Se determinan los Costos Anuales por el Uso de los Activos de los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, llamado: Costo Anual Equivalente de Activos de Uso ( $CAAE_j, n$ ).
- Tercero: Se calculan los Costo Anual de Terrenos para el OR  $j$  ( $CAT_j, n$ ). Este costo se calcula para cada Nivel de Tensión, Aplica exclusivamente a las UC de Subestaciones.
- Cuarto: Se calcula el Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos que se reconoce al Operador de Red, en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2. ( $CAANE_{j,n}$ ).
- Quinto: Se determinan los Gastos anuales por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento que se reconocerán al OR  $j$ , para el Nivel de Tensión  $n$ , en el año  $k$ , ( $AOM_{j, n, k}$ ).

- Sexto: Se suman los  $(CAAE_{j,n}) + (CAT_{j,n}) + (CAANE_{j,n}) + (AOM_{j,n,k})$ . Para obtener los costos anuales totales de los niveles de tensión 4, 3, y 2.

#### 4.1.2 Determinación de los costos anuales totales del nivel de tensión

1. Algunos cálculos se hacen por estrato.

- Primero: Se calcula el factor de ponderación del estrato  $h$ , de la muestra del OR  $j$  ( $W_j, h$ ).
- Segundo: Se calcula el Costo anual equivalente de los activos de uso para el Nivel de Tensión 1,  $(CAI_{j,1})$ .
- Tercero: Se calcula la Inversión media por circuito (transformador más red secundaria) estimada en el Nivel de Tensión 1, para el estrato  $h$ , de la muestra del OR  $j$ . ( $Inv_{H_j, h}$ ).
- Cuarto: Se calcula el Costo de Reposición de Inversión del OR  $j$ , para el Nivel de Tensión 1. ( $CR_{j,1}$ ).
- Quinto: Se calculan los Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 1, para el OR  $j$ , en el año  $k$ . ( $AOM_{j,1,k}$ ).
- Sexto: Se suman los  $(CAI_{j,1}) + (AOM_{j,1,k})$ . Para obtener los costos anuales totales de el nivel de tensión 1.

### 4.2 CÁLCULO DE CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN

Para el cálculo de los cargos se trabaja con los niveles de tensión según los STR nivel 4 y SDL los niveles 3, 2 y 1.

#### 4.2.1 Determinación de los Cargos de los STR (Nivel de tensión 4).

- Primero: Se calcula el Factor de conversión en el Nivel de Tensión 4, para el OR  $j$ . ( $FC_{j,4}$ ).

- Segundo: Se calcula el Costo Anual de referencia a partir del cual se calcula el costo anual para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 4, aprobado por la CREG para el OR  $j$ . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR. ( $CAIR_{j,4}$ ).
- Tercero: Se calcula el Costo Anual para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 4, para el OR  $j$ . ( $CAI_{j,4}$ ).
- Cuarto: Se calcula el Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel de Tensión 4, por Operador de Red  $j$ . Mientras los OR no tengan costos anuales aprobados con base en la metodología definida en esta resolución, la variable  $CA_{j,4}$  a utilizar se calculará de otra forma, definida también en este capítulo. ( $CA_{j,4}$ ).
- Quinto: Se calcula Ingreso Mensual del mes  $m$  en pesos, para remunerar el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 del OR  $j$ , perteneciente al STR  $R$ . ( $IM_{j,R,m}$ ).
- Sexto: se calcula el Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del Sistema de Transmisión Regional  $R$ , en el mes  $m$ . ( $CD4, R, m$ ).

#### 4.2.2 Determinación de los cargos máximos para los Niveles de Tensión 3 y 2.

##### Para Nivel de Tensión 3

- Primero: Se calcula el Factor de conversión en el Nivel de Tensión 3, para el OR  $j$ . ( $FC_{j,3}$ ).
- Segundo: Se calcula el Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 3, aprobado por la CREG para el OR  $j$ . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR. ( $CDIR_{j,3}$ ).

- Tercero: Se calcula el Pago anual por uso de SDL que el OR  $j$  hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 3. ( $O_j, 3$ ).
- Cuarto: Se calcula el Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 3, para el OR  $j$ . ( $CDI_{j, 3}$ ).
- Quinto: Se calcula el Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3 para el OR  $j$ . Este valor estará referido a pesos de diciembre de 2007. ( $CD_j, 3$ ).

### Para nivel de Tensión 2

- Primero: Se calcula el Factor de conversión en el Nivel de Tensión 2, para el OR  $j$ . ( $FC_{j, 2}$ ).
- Segundo: Se calcula el Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 2, aprobado por la CREG para el OR  $j$ . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR. ( $CDIR_{j, 2}$ ).
- Tercero: Se calcula el Cargo Máximo, variable definida en la resolución solo mediante una ecuación. ( $CD_{j, 3-2}$ ).
- Cuarto: Se calcula el Pago anual por uso de SDL que el OR  $j$  hace a otro OR, por concepto de conexiones en el Nivel de Tensión 2. ( $O_j, 2$ ).
- Quinto: Se calcula el Costo unitario para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 2, para el OR  $j$ . ( $CDI_{j, 2}$ ).
- Sexto: Se calcula el Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2 para el OR  $j$ . Este valor estará referido a pesos diciembre de 2007. ( $CD_{j, 2}$ )

#### 4.2.3 Determinación de los cargos máximos del Nivel de Tensión 1.

Para cada OR se define un cargo máximo por concepto de inversiones y un cargo máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento que se determinan de la siguiente manera:

- Primero: Se calcula el Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 1, aprobado por la CREG para el OR  $j$ . Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR. ( $CDIR_{j, 1}$ ).
- Segundo: Se calcula el Cargo Máximo por concepto de inversiones para el Nivel de Tensión 1, para el OR  $j$ . ( $CDI_{j, 1}$ ).
- Tercero: Se calcula el Cargo Máximo por concepto de AOM para el Nivel de Tensión 1, para el OR  $j$ . ( $CDM_{j, 1}$ ).

**4.2.4 Determinación de los Costos Medios del Operador de Red.** Para efectos de la aplicación del Decreto 388 de 2007 se definen los siguientes costos medios por Nivel de Tensión:

1. El único paso a realizar es haber calculado con anterioridad el ( $IM_{j,R,m}$ ) y luego realizar el cálculo del Costo medio del OR  $j$  para el Nivel de Tensión 4 para el mes  $m$ . ( $CM_{j,4,m}$ ).

### 4.3 Programación realizada en Matlab®

**Programa principal:** Es la presentación de la opción de elegir si va a calcular los costos o los cargos.

**Programa de Costos:** Se calculan los costos necesarios para llenar la solicitud que debe presentar el Operador de red a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**Programa de Cargos:** Se calculan los cargos necesarios para llenar la solicitud que debe presentar el Operador de red a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

## 5. OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

Las sugerencias que no están dirigidas directamente a los OR, se propone que los OR realicen unas peticiones a la Comisión basadas en estas sugerencias.

- En la Resolución debería incluirse un capítulo donde se especifique efectos de la aplicación de la nueva metodología en la tarifa y que incluya un plan con el objeto de mitigar el impacto sobre los usuarios, si es necesario como lo sucedido con la entrada en vigencia de la Resolución 082 de 2002.
- Crear un ejemplo de la aplicación de la metodología en el que se especifique los posibles casos que se pudieran presentar o por lo menos los más comunes y enfatice en los cambios con respecto a la metodología del periodo pasado.
- Uno de los problemas que presentan los Operadores de Red es la obtención de la información que exige la Comisión como ejemplo: la ASOCODIS presenta la queja de tener que presentar para proyectos con costo mayor al costo medio aprobado al OR la energía anual adicional que sería atendida por el proyecto, sin tener en cuenta que las inversiones dirigidas a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, no necesariamente tienen una demanda explícita.
- El hecho de que la Resolución 082 de 2002 prevista para un periodo 2003 - 2007, halla regido hasta Septiembre del 2008, Da la impresión: De que la Comisión comienza los estudios muy tarde, o que la comisión da un

periodo de más para poder hacer algunos ajustes según las observaciones hechas por los interesados.

- Se debería presentar antes de la solicitud unos informes en donde se calcule la información un año antes de que se cumpla el periodo tarifario anterior, para lograr esto se tendría que adelantar todos los estudios necesarios para el nuevo periodo.
- En los anexos de la Resolución deberían contener toda la información necesaria para el estudio de la misma, o vínculos de direcciones de internet en donde se pueda encontrar.
- Las Resoluciones deberían estar relacionadas de una forma más clara y ordenada resaltando lo que se encuentra vigente.
- Se debería redactar un documento para realizar un proceso de transición al entrar en vigencia una nueva metodología, especificando un orden de acciones.
- Las formulas en las que se dice que las variables son independientes del nivel de tensión y luego hacen otros cálculos en donde se diferencian, esto genera confusión al momento de aplicarlas.

## 6. CONCLUSIONES

- ◆ Durante los últimos cinco años los proyectos entregados son proyectos de ampliación de acuerdo con las UC existentes, con la utilización de algunos equipos adquiridos con anticipación y sin la necesidad de construir obras adicionales a la infraestructura existente, lo cual disminuye notablemente la participación de la obra civil dentro del costo del proyecto de ampliación. Entonces los costos de la obra civil se deberían tomar en cuenta en su totalidad para proyectos completos de construcción de una subestación desde el principio hasta su culminación y puesta en servicio.
- ◆ Los estudios hechos por firma GPI-Gerencia en Proyectos de Ingeniería, en los que se propone la nueva metodología en la define el costo unitario para las UC, desarrollada gracias a los análisis hechos en las actividades de montaje, obras civiles, ingeniería, pruebas y puesta en servicio. Obteniendo costos de instalación independientes de los costos DDP que incluyen los recursos necesarios para el desarrollar las actividades. Mejorando con respecto el periodo anterior donde la Resolución CREG 082 de 2002 utilizaba unos factores de instalación que no reflejaban los costos de instalación por la variación en la valoración de las UC.
- ◆ Con la intención de cumplir con el criterio de utilización de información actualizada y teniendo en cuenta la imposibilidad de obtener el precio de la totalidad de elementos que conforman las UC para el último año, se trabaja con datos actuales y con datos históricos dependiendo de algunos factores por ejemplo: en algunos casos no se dispuso de información histórica completa o confiable por variaciones bruscas en el

comportamiento del mercado en algunos componentes, o por otra parte existen unidades constructivas para las cuales no ha habido inversiones en los últimos tres años.

- ◆ La variación de los costos DDP refleja que los cambios entre la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 y la Resolución CREG 097 de 2008 son considerables para algunos elementos parte de las UC, para otros elementos los Costos no son muy diferentes. Ahora comparando ambas resoluciones con el estudio que realiza la ASOCODIS se puede observar que se acerca más a los costos de la Resolución 097 de 2008, demostrando de esta manera que la nueva metodología se ajusta más a la experiencia de los distribuidores de Energía Eléctrica.
- ◆ A pesar de que la Comisión haya puesto en conocimiento por medio de la Resolución CREG 111 de 2006 las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los Cargos por Uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica; se presentan varios desacuerdos por parte de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica después de haber aprobado la nueva metodología. Esto sucede por la conveniencia de los distribuidores en aumentar la remuneración recibida, por la falta de claridad en las Resoluciones, por el gran número de variables que depende la información.
- ◆ Teniendo en cuenta que el desempeño de cada empresa depende en gran parte de las particularidades de su red, la propuesta regulatoria que

se diseñe debe analizar y otorgar incentivos a cada OR de acuerdo con su situación particular. Y así los niveles de calidad del servicio prestado en el SDL se mejoren permanentemente, garantizando en todo caso que los usuarios reciban una calidad mínima establecida.

- ◆ Para el desarrollo de la metodología de remuneración de la inversión los aspectos más importantes fueron: i) Brindar herramientas que permitan mantener estables las tarifas al usuario final, en cuanto sea posible. ii) Considerar en la definición de los cargos la forma de amortiguar el riesgo resultante de variaciones de precios o de conformación de UC. iii) Incentivar la realización de inversiones en ampliación de cobertura.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 097 de 2008. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co). Septiembre 26 del 2008.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 036 de 2008. Por la cual se pretende aprobar los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL. Abril 3 del 2008.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 111 de 2006. Se pone en conocimiento las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los Cargos por Uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN. Diciembre 19 del 2006.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas. 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. Diciembre 17 del 2006.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 09, D071 Anexo 4 Calidad del servicio. 2008.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 1 UC. 2008.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 2 N. 2008.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Anexo 3 AOM. 2008.

- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Res 097, D071 Metodología Distribución sept. de 2008.
- [10] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 070 de 1998.
- [11] Comisión de regulación de energía y gas. Circular 005 de 2008. Estudio de valoración de unidades constructivas de STR y/o SDL - informe final. Enero 23 del 2008.
- [12] Comisión de regulación de energía y gas. Circular 024 de 2008. Pérdidas de energía eléctrica en distribución. Marzo 11 del 2008.
- [13] Comisión de regulación de energía y gas. Circular 022 de 2008. Estudio base para la remuneración de AOM. Marzo 6 del 2008.
- [14] Comisión de regulación de energía y gas. Circular 008 de 2008. Información de costos utilizados en el estudio metodología de remuneración de la inversión en el Nivel de Tensión 1. Enero 29 del 2008.
- [15] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Circular 051 de 2008. Taller sobre requerimientos de medida para calidad del servicio, expuestos en la Resolución 036 de 2008. Mayo 28 del 2008.
- [16] Informe anual de gestión y de resultados 2005. Actividades misionales desarrolladas durante el 2005.
- [17] Decreto 1111 de 2008. Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se modifica el decreto 388 de 2007. 10 de abril de 2008.
- [18] Decreto 2696 de 2004. Ministerio de Comunicaciones. Por el cual se definen las reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las actuaciones de las comisiones de regulación. 25 de agosto de 2004.
- [19] Decreto 3451 de 2008. Por el cual se modifica el decreto 388 de 2007. 12 de septiembre de 2008.

- [20] Decreto 388 de 2007. Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de cargos por uso de los STR y SDL. 13 de feb. de 2007.
- [21] Ley 142 de 1994. El congreso de Colombia. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Julio 11 de 1994.
- [22] Ley 143 de 1994. El congreso de Colombia. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. julio 11 de 1994.
- [23] Consejo nacional de política económica y social. República de Colombia. Departamento nacional de planeación 3569. Ministerio de Minas y Energía Ministerio de Hacienda y crédito público. Lineamientos de política para las empresas de mayoría accionaria pública de distribución de energía eléctrica. 16 de febrero de 2009.
- [24] Manual de Matlab®. Fundamentos matemáticos de la ingeniera. Octubre de 2008.
- [25] Referenciamiento competitivo para regular la actividad de distribución de energía eléctrica, Hernando Mutis, Ángela Cadena, Gonzalo Gómez, Adriana Marcucci, y Camilo Cautiva. Universidad de los Andes. 2008.
- [26] Metodología de Distribución Periodo Tarifario 2008-2012. Basada en la nueva metodología, 2008.

## ANEXOS

### ANEXO 1. COSTO RECONOCIDO DE LAS UC

**LISTADO DE UC DE LOS STR Y SDL EN LOS NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.** En las siguientes tablas se presentan los valores reconocidos y la vida útil para las UC propuestas para el periodo tarifario 2008 - 2013.

**Tabla A1: UNIDADES CONSTRUCTIVAS MÓDULOS DE TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN AL STN Y OTROS.**

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$Dic. 2007]	VIDA ÚTIL
<b>N5S1</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA, 500 kV	2.942.854.000	30
<b>N5S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA SENCILLA, 230 kV	1.120.491.000	30
<b>N5S3</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 kV	1.231.406.000	30
<b>N5S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA, 230 kV	1.246.422.000	30
<b>N5S5</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS TRANSFERENCIA, 230 kV	1.381.486.000	30
<b>N5S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE BY PASS, 230 kV	1.420.507.000	30
<b>N5S7</b>	MÓDULO COMÚN ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN	76.393.000	30
<b>N5S8</b>	CENTRO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL PARA ACTIVOS DE CONEXIÓN STN	157.346.000	30
<b>N5S9</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA ENCAPSULADA, 230 kV	2.158.697.000	30
<b>N5S10</b>	SERVICIOS AUXILIARES DE CONEXIÓN AL STN	152.035.000	30

**Tabla A2: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 4**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>VALOR INSTALADO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N4S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA-TIPO CONV	645.516.000	30
<b>N4S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	568.989.000	30
<b>N4S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE-TIPO CONVEN	701.954.000	30
<b>N4S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	625.434.000	30
<b>N4S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	808.493.000	30
<b>N4S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	726.570.000	30
<b>N4S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	700.846.000	30
<b>N4S8</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	624.348.000	30
<b>N4S9</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	876.747.000	30
<b>N4S10</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	825.629.000	30
<b>N4S11</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO-TIPO CONVEN	695.866.000	30
<b>N4S12</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	644.748.000	30
<b>N4S13</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.809.964.000	30
<b>N4S14</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	1.739.851.000	30
<b>N4S15</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.844.363.000	30
<b>N4S16</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	1.774.176.000	30
<b>N4S17</b>	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	534.030.000	30
<b>N4S18</b>	BAHÍA DE MANIOBRA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.304.904.000	30
<b>N4S19</b>	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE UNA/DOS/TRES/CUATRO ZONAS	81.322.000	30
<b>N4S20</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	91.189.000	30
<b>N4S21</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	124.021.000	30
<b>N4S22</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	124.813.000	30
<b>N4S23</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	160.536.000	30

<b>N4S24</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	155.379.000	30
<b>N4S25</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	287.361.000	30
<b>N4S26</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	379.501.000	30
<b>N4S27</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	453.562.000	30
<b>N4S28</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	166.178.000	30
<b>N4S29</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	314.234.000	30
<b>N4S30</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	422.505.000	30
<b>N4S31</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	517.893.000	30
<b>N4S32</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	155.477.000	30
<b>N4S33</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	287.459.000	30
<b>N4S34</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	379.456.000	30
<b>N4S35</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	464.169.000	30
<b>N4S36</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	198.189.000	30
<b>N4S37</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	230.400.000	30
<b>N4S38</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	296.534.000	30
<b>N4S39</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	129.189.000	30
<b>N4S40</b>	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	148.235.000	30
<b>N4S41</b>	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	519.313.000	30
<b>N4S42</b>	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA- CUALQUIER CONFIGURACIÓN	1.067.222.000	30
<b>N4S43</b>	MÓDULO COMÚN TIPO 3 (7 A 9 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA- CUALQUIER CONFIGURACIÓN	1.583.739.000	30
<b>N4S44</b>	MÓDULO COMÚN TIPO 4 (MAS DE 9 BAHÍAS)-TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA-CUALQUIER CONFIGURACIÓN	1.959.991.000	30
<b>N4S45</b>	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	112.285.000	10
<b>N4S46</b>	CAMPO MÓVIL ENCAPSULADO NIVEL 4	2.266.512.000	30
<b>N4S47</b>	BAHÍA DE MANIOBRA - (SECCIONAMIENTO DE BARRAS SIN INTERRUPTOR) - TIPO CONVENCIONAL	92.754.000	30
<b>N4S48</b>	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 4 (\$/m2)	2.000.000	30

**Tabla A3: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 3**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>VALOR INSTALADO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N3S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL	330.511.000	30
<b>N3S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	279.974.000	30
<b>N3S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	362.691.000	30
<b>N3S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	288.396.000	30
<b>N3S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	362.791.000	30
<b>N3S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	312.283.000	30
<b>N3S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	433.388.000	30
<b>N3S8</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	386.204.000	30
<b>N3S9</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	433.981.000	30
<b>N3S10</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	383.966.000	30
<b>N3S11</b>	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	235.694.000	30
<b>N3S12</b>	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	162.889.000	30
<b>N3S13</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	228.601.000	30
<b>N3S14</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	137.296.000	30
<b>N3S15</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	287.591.000	30
<b>N3S16</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	135.324.000	30
<b>N3S17</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	84.812.000	30
<b>N3S18</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA	83.685.000	30
<b>N3S19</b>	BAHÍA DE ACOPLA - TIPO CONVENCIONAL	227.998.000	30
<b>N3S20</b>	BAHÍA DE ACOPLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	316.972.000	30
<b>N3S21</b>	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRA SENCILLA - TIPO 1 O TIPO 2	31.649.000	30
<b>N3S22</b>	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - OTRAS CONFIGURACIONES DIFERENTES A BARRA SENCILLA - TIPO 1 O TIPO 2	33.563.000	30
<b>N3S23</b>	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRAJE PARTIDO	58.762.000	30
<b>N3S24</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO	30.596.000	30

	CONVENCIONAL - TIPO 1		
<b>N3S25</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2	43.404.000	30
<b>N3S26</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	56.738.000	30
<b>N3S27</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 1	56.503.000	30
<b>N3S28</b>	MODULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 2	83.130.000	30
<b>N3S29</b>	MODULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	108.704.000	30
<b>N3S30</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 1	56.503.000	30
<b>N3S31</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2	82.077.000	30
<b>N3S32</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	108.704.000	30
<b>N3S33</b>	MÓDULO DE BARRAJE - CONVENCIONAL REDUCIDA	14.388.000	30
<b>N3S34</b>	MÓDULO COMÚN - TIPO 1	286.545.000	30
<b>N3S35</b>	MÓDULO COMÚN - TIPO 2	367.658.000	30
<b>N3S36</b>	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	479.784.000	30
<b>N3S37</b>	MÓDULO COMÚN - TIPO 4	149.978.000	30
<b>N3S38</b>	SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	35.407.000	10
<b>N3S39</b>	SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA	1.845.005.000	30
<b>N3S40</b>	SUBESTACIÓN MÓVIL 15 MVA	1.433.156.000	30
<b>N3S41</b>	SUBESTACIÓN MÓVIL 21 MVA	1.582.747.000	30
<b>N3S42</b>	SUBESTACIÓN MÓVIL 7.5 MVA	516.357.000	30
<b>N3S43</b>	SUBESTACIÓN SIMPLIFICADA (RURAL)	87.615.000	30
<b>N3S44</b>	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m <sup>2</sup> )	2.000.000	30

**Tabla A4: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 2**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>VALOR INSTALADO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N2S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	211.154.000	30
<b>N2S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	199.147.000	30
<b>N2S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	231.263.000	30
<b>N2S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	219.263.000	30
<b>N2S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	226.892.000	30
<b>N2S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	209.647.000	30
<b>N2S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	72.416.000	30
<b>N2S8</b>	BAHÍA DE ACOPLE O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUE APLICA) - TIPO CONVENCIONAL	183.832.000	30
<b>N2S9</b>	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	105.116.000	30
<b>N2S10</b>	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	109.152.000	30
<b>N2S11</b>	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	97.783.000	30
<b>N2S12</b>	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	97.011.000	30
<b>N2S13</b>	GABINETE PROTECCIÓN DE BARRAS - SUBESTACIÓN METALCLAD	136.263.000	30
<b>N2S14</b>	DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	53.178.000	30
<b>N2S15</b>	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	135.189.000	30
<b>N2S16</b>	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	115.716.000	30
<b>N2S17</b>	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	103.865.000	30
<b>N2S18</b>	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	102.405.000	30
<b>N2S19</b>	DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	58.129.000	30
<b>N2S20</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 1	17.222.000	30
<b>N2S21</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 2	23.803.000	30
<b>N2S22</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	30.639.000	30
<b>N2S23</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 1	30.451.000	30

<b>N2S24</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 2	44.082.000	30
<b>N2S25</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 3	57.201.000	30
<b>N2S26</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 1	30.451.000	30
<b>N2S27</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 2	44.082.000	30
<b>N2S28</b>	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 3	57.201.000	30
<b>N2S29</b>	MÓDULO DE BARRAJE - SUBESTACIÓN REDUCIDA	14.239.000	30

**Tabla A5: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LÍNEAS DE NIVEL DE TENSIÓN 4**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>VALOR INSTALADO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N4L1</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	203.914.000	40
<b>N4L2</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	212.204.000	40
<b>N4L3</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	231.231.000	40
<b>N4L4</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	238.890.000	40
<b>N4L5</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	161.668.000	40
<b>N4L6</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	169.923.000	40
<b>N4L7</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	206.539.000	40
<b>N4L8</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	214.164.000	40
<b>N4L9</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	257.809.000	40
<b>N4L10</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	273.925.000	40
<b>N4L11</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	309.580.000	40
<b>N4L12</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	328.924.000	40
<b>N4L13</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	220.682.000	40
<b>N4L14</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	236.730.000	40
<b>N4L15</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	289.807.000	40
<b>N4L16</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	309.110.000	40
<b>N4L17</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	332.836.000	40
<b>N4L18</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	341.127.000	40
<b>N4L19</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	356.103.000	40
<b>N4L20</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	367.813.000	40
<b>N4L21</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	253.880.000	40

<b>N4L22</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	262.135.000	40
<b>N4L23</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	277.069.000	40
<b>N4L24</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	318.328.000	40
<b>N4L25</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	386.398.000	40
<b>N4L26</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	408.513.000	40
<b>N4L27</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	438.169.000	40
<b>N4L28</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	451.427.000	40
<b>N4L29</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	312.431.000	40
<b>N4L30</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	364.052.000	40
<b>N4L31</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	393.625.000	40
<b>N4L32</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	406.827.000	40
<b>N4L33</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	217.935.000	40
<b>N4L34</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	223.507.000	40
<b>N4L35</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	254.902.000	40
<b>N4L36</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	261.805.000	40
<b>N4L37</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	196.693.000	40
<b>N4L38</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	204.527.000	40
<b>N4L39</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	222.313.000	40
<b>N4L40</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	229.216.000	40
<b>N4L41</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	311.045.000	40
<b>N4L42</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	326.814.000	40
<b>N4L43</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	380.053.000	40
<b>N4L44</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	393.900.000	40
<b>N4L45</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	261.089.000	40
<b>N4L46</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA -	276.756.000	40

	CONDUCTOR D-N4-2		
<b>N4L47</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	313.713.000	40
<b>N4L48</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	327.519.000	40
<b>N4L49</b>	km DE LÍNEA - SUBTERRÁNEA	2.526.812.000	40
<b>N4L50</b>	km DE LÍNEA - SUBMARINA	1.643.678.000	40
<b>N4L51</b>	km DE LÍNEA - CONEXIÓN INTERNACIONAL - 138 kV	208.304.000	40
<b>N4L52</b>	km DE FIBRA ÓPTICA ADSS/OPGW	32.685.000	40

**Tabla A6: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LÍNEAS DE NIVEL DE TENSIÓN 3**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>VALOR INSTALADO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N3L1</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	77.632.000	40
<b>N3L2</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	83.028.000	40
<b>N3L3</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	89.152.000	40
<b>N3L4</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	44.215.000	40
<b>N3L5</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	51.500.000	40
<b>N3L6</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	59.767.000	40
<b>N3L7</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	149.010.000	40
<b>N3L8</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	159.765.000	40
<b>N3L9</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	171.968.000	40
<b>N3L10</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	84.438.000	40
<b>N3L11</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	99.008.000	40
<b>N3L12</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	115.542.000	40
<b>N3L13</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1	63.709.000	40
<b>N3L14</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2	70.994.000	40
<b>N3L15</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	79.261.000	40
<b>N3L16</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1	105.444.000	40
<b>N3L17</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2	120.015.000	40
<b>N3L18</b>	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	136.549.000	40
<b>N3L19</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1	283.580.000	40
<b>N3L20</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2	288.957.000	40
<b>N3L21</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3	295.059.000	40

<b>N3L22</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1	328.307.000	40
<b>N3L23</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2	339.061.000	40
<b>N3L24</b>	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3	351.264.000	40
<b>N3L25</b>	km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-1	102.748.000	40
<b>N3L26</b>	km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-2	144.078.000	40
<b>N3L27</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 750 kcmil	424.732.000	40
<b>N3L28</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 500 kcmil	323.807.000	40
<b>N3L29</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 350 kcmil	252.108.000	40
<b>N3L30</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 4/0 AWG	194.042.000	40
<b>N3L31</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 1/0 AWG	163.029.000	40
<b>N3L32</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 4X6"	457.516.000	40
<b>N3L33</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 6X6"	537.317.000	40

**Tabla A7: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LÍNEAS DE NIVEL DE TENSIÓN 2**

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic. 2007]	VIDA ÚTIL
N2L1	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	56.124.000	30
N2L2	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	58.634.000	30
N2L3	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	64.622.000	30
N2L4	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	75.879.000	30
N2L5	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	95.701.000	30
N2L6	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	34.946.000	30
N2L7	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	37.456.000	30
N2L8	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	43.239.000	30
N2L9	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	54.701.000	30
N2L10	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	74.523.000	30
N2L11	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	68.718.000	30
N2L12	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	72.306.000	30
N2L13	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	80.285.000	30
N2L14	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	95.206.000	30
N2L15	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	121.530.000	30
N2L16	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	45.695.000	30
N2L17	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	49.282.000	30
N2L18	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	56.976.000	30
N2L19	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	72.183.000	30
N2L20	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	98.507.000	30
N2L21	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	49.190.000	30

<b>N2L22</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	50.858.000	30
<b>N2L23</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	62.309.000	30
<b>N2L24</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	29.978.000	30
<b>N2L25</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	31.647.000	30
<b>N2L26</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	43.097.000	30
<b>N2L27</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	34.632.000	30
<b>N2L28</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	37.235.000	30
<b>N2L29</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	43.320.000	30
<b>N2L30</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	55.379.000	30
<b>N2L31</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	76.235.000	30
<b>N2L32</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	29.401.000	30
<b>N2L33</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	32.004.000	30
<b>N2L34</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	38.074.000	30
<b>N2L35</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	50.148.000	30
<b>N2L36</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	70.794.000	30
<b>N2L37</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	43.985.000	30
<b>N2L38</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	46.830.000	30
<b>N2L39</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	52.899.000	30
<b>N2L40</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	64.905.000	30
<b>N2L41</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	85.682.000	30
<b>N2L42</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	36.841.000	30
<b>N2L43</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	39.686.000	30
<b>N2L44</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	45.683.000	30
<b>N2L45</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	57.761.000	30
<b>N2L46</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	78.538.000	30

	FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5		
<b>N2L47</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	30.318.000	30
<b>N2L48</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	32.062.000	30
<b>N2L49</b>	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	44.250.000	30
<b>N2L50</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1	111.106.000	30
<b>N2L51</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-2	122.840.000	30
<b>N2L52</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-3	135.765.000	30
<b>N2L53</b>	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (1 FASE, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1	94.055.000	30
<b>N2L54</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 4 AWG	52.127.000	30
<b>N2L55</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 2 AWG	81.125.000	30
<b>N2L56</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 1/0 AWG	91.758.000	30
<b>N2L57</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 2/0 AWG	102.390.000	30
<b>N2L58</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 3/0 AWG	114.938.000	30
<b>N2L59</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 4/0 AWG	130.111.000	30
<b>N2L60</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 300 kcmil	166.586.000	30
<b>N2L61</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 350 kcmil	181.176.000	30
<b>N2L62</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 500 kcmil	228.877.000	30
<b>N2L63</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 500 kcmil	182.038.000	30
<b>N2L64</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 750 kcmil	251.252.000	30
<b>N2L65</b>	km CONDUCTOR SUBTERRÁNEO URBANO - 1 CABLE MONOPOLAR - CU AISLADO XLP O EPR, 15 KV- 1/0 AWG	30.586.000	30
<b>N2L66</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 2X4"	224.811.000	30
<b>N2L67</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 4X4"	278.426.000	30
<b>N2L68</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 6X4"	340.573.000	30
<b>N2L69</b>	km CANALIZACIÓN URBANA 6X4" Y 3X6"	533.351.000	30

**Tabla A8: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN AL STN**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>COSTO DE LA INSTALACIÓN [\$Dic. 2007]</b>	<b>VALOR UNITARIO [\$Dic2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N5T1</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL HASTA 10 MVA	161.845.823	54.794.464	30
<b>N5T2</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 20 MVA	174.070.058	48.567.551	30
<b>N5T3</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA	234.808.226	44.499.463	30
<b>N5T4</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	254.437.665	42.095.549	30
<b>N5T5</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	267.151.176	40.901.538	30
<b>N5T6</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA	414.004.046	39.051.963	30
<b>N5T7</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 100 MVA	438.081.263	37.639.651	30
<b>N5T8</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 101 A 120 MVA	455.778.842	36.762.857	30
<b>N5T9</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 121 A 150 MVA	484.710.009	35.537.080	30
<b>N5T10</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO(OLTC)-DE CONEXIÓN AL STN-CAPACIDAD FINAL DE 151 A 180 MVA	518.653.400	34.335.083	30
<b>N5T11</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO(OLTC)- DE CONEXIÓN AL STN-CAPACIDAD FINAL HASTA 20 MVA	171.524.254	48.602.547	30
<b>N5T12</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA	234.548.032	44.090.159	30
<b>N5T13</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	251.539.963	39.056.693	30
<b>N5T14</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	263.493.770	37.763.347	30

<b>N5T15</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA	408.772.130	35.759.896	30
<b>N5T16</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 100 MVA	431.217.642	34.230.088	30
<b>N5T17</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 101 A 120 MVA	447.661.465	33.280.349	30
<b>N5T18</b>	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 121 A 150 MVA	474.456.050	31.952.595	30
<b>N5T19</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL HASTA 20 MVA	177.567.554	77.122.133	30
<b>N5T20</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 40 MVA	243.845.552	58.715.801	30
<b>N5T21</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	262.102.151	50.133.393	30
<b>N5T22</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	275.340.339	47.928.148	30
<b>N5T23</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 90 MVA	422.681.613	44.512.128	30
<b>N5T24</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 120 MVA	458.269.984	40.798.308	30
<b>N5T25</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - DE CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE MAS DE 121 MVA	471.951.634	38.020.415	30

**Tabla A9: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE TRANSFORMADORES DE STR Y SDL**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</b>	<b>COSTO DE LA INSTALACIÓN [Dic. 2007]</b>	<b>VALOR UNITARIO [Dic. 2007]</b>	<b>VIDA ÚTIL</b>
<b>N4T1</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA	152.591.090	95.389.697	30
<b>N4T2</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 5 A 10 MVA	161.742.130	74.399.951	30
<b>N4T3</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	172.109.442	64.010.084	30
<b>N4T4</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	181.069.465	57.046.044	30
<b>N4T5</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	192.851.708	49.592.281	30
<b>N4T6</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	247.739.930	42.512.000	30
<b>N4T7</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	261.205.064	37.200.956	30
<b>N4T8</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	273.654.163	32.949.403	30
<b>N4T9</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 61 A 80 MVA	416.986.521	29.568.112	30
<b>N4T10</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 81 A 100 MVA	465.609.048	25.124.630	30
<b>N4T11</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 100 MVA	470.973.538	20.349.358	30
<b>N4T12</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 5 MVA	153.213.224	107.133.605	30
<b>N4T13</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 6 A 10 MVA	164.095.357	86.211.606	30
<b>N4T14</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL HASTA 11 A 20 MVA	180.003.433	72.186.327	30

<b>N4T15</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	198.016.672	59.342.096	30
<b>N4T16</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 31 A 40 MVA	253.891.216	50.806.056	30
<b>N4T17</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	268.072.594	44.403.022	30
<b>N4T18</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 51 A 60 MVA	281.029.031	39.277.318	30
<b>N4T19</b>	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL MAS DE 60 MVA	282.337.284	33.288.823	30
<b>N3T1</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 0.5 A 2.5 MVA	96.712.000	53.376.000	30
<b>N3T2</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 2.6 A 6 MVA	103.303.000	47.184.000	30
<b>N3T3</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 6.1 A 10 MVA	112.806.000	43.497.000	30
<b>N3T4</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA	126.108.000	40.679.000	30
<b>N3T5</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 16 A 20 MVA	138.748.000	38.765.000	30
<b>N3T6</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL DE 21 A 30 MVA	157.082.000	36.717.000	30
<b>N3T7</b>	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - CAPACIDAD FINAL MAYOR A 31 MVA	208.869.000	34.070.000	30

**Tabla A10: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

<i>UC</i>	<i>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</i>	<i>COSTO DE INSTALACIÓN [\$ Dic. 2007]</i>	<i>VALOR UNITARIO [\$/kVAr Dic. 2007]</i>	<i>VIDA ÚTIL</i>
<b>N4CR1</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 3 A 6 MVar - NIVEL 4	31.883.000	16.740	30
<b>N4CR2</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 6 A 12 MVar - NIVEL 4	36.038.000	14.820	30
<b>N4CR3</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 12 A 18 MVar - NIVEL 4	42.492.000	13.550	30
<b>N4CR4</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 18 A 54 MVar - NIVEL 4	73.560.000	13.130	30
<b>N4CR5</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 54 A 90 MVar - NIVEL 4	130.401.000	13.130	30
<b>N3CR1</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 1,2 A 2,4 MVar - NIVEL 3	21.112.000	20.740	30
<b>N3CR2</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 2,4 A 5,4 MVar - NIVEL 3	22.833.000	17.980	30
<b>N3CR3</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 5,4 A 14,4 MVar - NIVEL 3	26.589.000	15.920	30
<b>N3CR4</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 14,4 A 28,8 MVar - NIVEL 3	48.879.000	15.920	30
<b>N3CR5</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 28,8 A 43,2 MVar - NIVEL 3	71.680.000	15.920	30
<b>N2CR1</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 90 A 180 kVAr - NIVEL 2	10.525.000	35.930	30
<b>N2CR2</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 180 A 360 kVAr - NIVEL 2	10.608.000	31.810	30
<b>N2CR3</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 360 A 600 kVAr - NIVEL 2	11.641.000	28.490	30
<b>N2CR4</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 600 A 1200 kVAr - NIVEL 2	12.304.000	25.230	30
<b>N2CR5</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 1200 A 2400 kVAr - NIVEL 2	13.243.000	22.340	30
<b>N2CR6</b>	COMPENSACIÓN REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR DE 2400 A 3600 kVAr - NIVEL 2	14.655.000	20.420	30

**Tabla A11: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE CENTROS DE CONTROL Y CALIDAD**

<i>UC</i>	<i>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</i>	<i>VALOR INSTALADO [\$Dic. 2007]</i>	<i>VIDA ÚTIL</i>
<b>CCS1</b>	SCADA TIPO 1	10.230.886.000	10
<b>CCS2</b>	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 1	3.111.908.000	10
<b>CCS3</b>	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 1	1.346.228.000	10
<b>CCS4</b>	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 1	1.874.446.000	10
<b>CCS5</b>	ENLACE ICCP TIPO 1	169.820.000	10
<b>CCS6</b>	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 1	1.357.097.000	10
<b>CCS7</b>	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 1	1.044.178.000	10
<b>CCS8</b>	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 1	1.030.524.000	30
<b>CCS9</b>	SCADA TIPO 2	5.341.312.000	10
<b>CCS10</b>	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 2	1.624.656.000	10
<b>CCS11</b>	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 2	704.306.000	10
<b>CCS12</b>	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 2	1.073.394.000	10
<b>CCS13</b>	ENLACE ICCP TIPO 2	88.659.000	10
<b>CCS14</b>	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 2	704.772.000	10
<b>CCS15</b>	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 2	846.723.000	10
<b>CCS16</b>	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 2	1.059.999.000	30
<b>CCS17</b>	SCADA TIPO 3	865.217.000	10
<b>CCS18</b>	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 3	559.995.000	10
<b>CCS19</b>	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 3	242.257.000	10
<b>CCS20</b>	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 3	256.793.000	10
<b>CCS21</b>	ENLACE ICCP TIPO 3	30.560.000	10
<b>CCS22</b>	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 3	242.924.000	10
<b>CCS23</b>	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 3	291.853.000	10
<b>CCS24</b>	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 3	785.177.000	30
<b>CCS25</b>	SCADA TIPO 4	477.554.000	10
<b>CCS26</b>	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 4	145.257.000	10
<b>CCS27</b>	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 4	62.839.000	10
<b>CCS28</b>	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 4	50.672.000	10
<b>CCS29</b>	ENLACE ICCP TIPO 4	7.927.000	10
<b>CCS30</b>	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 4	63.012.000	10
<b>CCS31</b>	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 4	75.704.000	10
<b>CCS32</b>	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	666.607.000	30

### Tabla A12: TIPO DE CENTRO DE CONTROL Y NÚMERO DE SEÑALES

El tipo de Centro de Control se define de acuerdo con la siguiente clasificación:

TIPO CC	NUMERO DE SEÑALES
TIPO 1	<b>SEÑALES &gt; 50000</b>
TIPO 2	<b>15000&lt;SEÑALES &lt;= 50000</b>
TIPO 3	<b>5000&lt;SEÑALES &lt;= 15000</b>
TIPO 4	<b>SEÑALES &lt;= 5000</b>

El OR deberá calcular el número de señales a partir de su inventario de activos, asignando a cada una de las UC relacionadas en la Tabla 12 con las que cuente el OR el número de señales por UC indicado.

### Tabla A13: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic. 2007]	VIDA ÚTIL
<b>N4EQ1</b>	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS	74.373.000	10
<b>N4EQ2</b>	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 4	33.967.000	40
<b>N4EQ3</b>	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	40
<b>N4EQ4</b>	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
<b>N4EQ5</b>	ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL	11.776.000	10
<b>N4EQ6</b>	ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS	61.043.000	10
<b>N4EQ7</b>	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	14.080.000	10
<b>N4EQ8</b>	SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA	28.446.000	10
<b>N4EQ9</b>	SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN	18.665.000	10
<b>N4EQ10</b>	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	92.069.000	10
<b>N4EQ11</b>	UNIDAD TERMINAL REMOTA	149.672.000	10
<b>N4EQ12</b>	GATEWAY DE COMUNICACIONES	13.848.000	10

**Tabla A14: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3**

<i>UC</i>	<i>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</i>	<i>VALOR INSTALADO [\\$Dic. 2007]</i>	<i>VIDA ÚTIL</i>
<b>N3EQ1</b>	EQUIPO DE MEDIDA	568.000	15
<b>N3EQ2</b>	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA NIVEL 3	788.000	30
<b>N3EQ3</b>	JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3	546.000	30
<b>N3EQ4</b>	JUEGO DE SECCIONADORES TRIPOLAR BAJO CARGA NIVEL 3	29.773.000	30
<b>N3EQ5</b>	RECONECTADOR N3	73.482.000	30
<b>N3EQ6</b>	REGULADOR 36 KV	162.349.000	30
<b>N3EQ7</b>	SECCIONALIZADOR MANUAL BAJO CARGA	20.246.000	30
<b>N3EQ8</b>	SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO (MOTORIZADO) N3	20.246.000	30
<b>N3EQ9</b>	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N3	6.298.000	30
<b>N3EQ10</b>	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	108.471.000	30
<b>N3EQ11</b>	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	11.346.000	30
<b>N3EQ12</b>	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 3	58.512.000	30
<b>N3EQ13</b>	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	10
<b>N3EQ14</b>	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
<b>N3EQ15</b>	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	84.254.000	10
<b>N3EQ16</b>	GATEWAY DE COMUNICACIONES	13.848.000	10
<b>N3EQ17</b>	ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL	11.776.000	10
<b>N3EQ18</b>	ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS	61.043.000	10
<b>N3EQ19</b>	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	14.080.000	10
<b>N3EQ20</b>	UNIDAD TERMINAL REMOTA	141.857.000	10
<b>N3EQ21</b>	SISTEMA DE TELE PROTECCIÓN	18.665.000	10
<b>N3EQ22</b>	JUEGO DE CORTACIRCUITOS NIVEL 3	533.000	30
<b>N3EQ23</b>	JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3 (44 kV)	1.580.000	30
<b>N3EQ24</b>	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N3 (44 kV)	6.775.000	30
<b>N3EQ25</b>	INDICADOR FALLA SUBTERRÁNEO NIVEL 3	2.118.000	30

**Tabla A15: UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE EQUIPOS DE NIVEL DE TENSIÓN 2**

<i>UC</i>	<i>DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA</i>	<i>VALOR INSTALADO</i>	<i>VIDA ÚTIL</i>
<b>N2EQ1</b>	BARRAJE DE DERIVACIÓN SUBTERRÁNEO N2	1.603.000	30
<b>N2EQ2</b>	CAJA DE MANIOBRA N2, SUMERGIBLE CON CODOS	20.940.000	30
<b>N2EQ3</b>	CONTROL DE BANCOS DE CAPACITORES	3.074.000	30
<b>N2EQ4</b>	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 150KVAR	7.882.000	30
<b>N2EQ5</b>	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300KVAR	13.834.000	30
<b>N2EQ6</b>	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 450KVAR	19.786.000	30
<b>N2EQ7</b>	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 600KVAR	25.737.000	30
<b>N2EQ8</b>	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 900KVAR	37.641.000	30
<b>N2EQ9</b>	CORTACIRCUITOS 15 kV MONOFÁSICO	183.000	30
<b>N2EQ10</b>	EQUIPO DE MEDIDA	568.000	15
<b>N2EQ11</b>	INDICADOR FALLA MONOFÁSICO	610.000	30
<b>N2EQ12</b>	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	443.000	30
<b>N2EQ13</b>	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA	399.000	30
<b>N2EQ14</b>	PARARRAYOS MONOFÁSICOS	266.000	30
<b>N2EQ15</b>	JUEGO DE PARARRAYOS MONOFÁSICOS N2	371.000	30
<b>N2EQ16</b>	JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA LÍNEAS	22.812.000	30
<b>N2EQ17</b>	JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA S/E	22.657.000	30
<b>N2EQ18</b>	REGULADOR DE VOLTAJE TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN	157.305.000	30
<b>N2EQ19</b>	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 50 KVA	35.520.000	30
<b>N2EQ20</b>	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 150 KVA	43.834.000	30
<b>N2EQ21</b>	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 276 KVA	52.684.000	30
<b>N2EQ22</b>	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 500 KVA	82.698.000	30
<b>N2EQ23</b>	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 1000 KVA	128.988.000	30
<b>N2EQ24</b>	SECCIONADOR MONOPOLAR 14.4 KV	2.955.000	30
<b>N2EQ25</b>	SECCIONADOR TRIFÁSICO VACÍO	17.323.000	30
<b>N2EQ26</b>	SECCIONALIZADOR CON CONTROL INTELIGENTE, 400A	20.246.000	30
<b>N2EQ27</b>	SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO, 400 A - EN SF6	17.323.000	30
<b>N2EQ28</b>	SECCIONALIZADOR MOTORIZADO N2	20.246.000	30
<b>N2EQ29</b>	SECCIONALIZADOR MANUAL (BAJO CARGA), 400 A	17.323.000	30
<b>N2EQ30</b>	INTERRUPTOR EN AIRE BAJO CARGA	11.363.000	30
<b>N2EQ31</b>	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N2	5.327.000	30
<b>N2EQ32</b>	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 2	58.512.000	10
<b>N2EQ33</b>	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	30
<b>N2EQ34</b>	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
<b>N2EQ35</b>	RECONECTADOR N2	42.362.000	30
<b>N2EQ36</b>	INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA EN SF6 N2	69.422.000	30
<b>N2EQ37</b>	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	108.471.000	30
<b>N2EQ38</b>	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	5.699.000	30

**Tabla A16: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 4**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA ACOPLA, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 4 [m <sup>2</sup> ]
BARRA SENCILLA	270	290	0	960	2100	3060	3760
DOBLE BARRA	405	435	405	1260	2760	4260	5260
DOBLE BARRA MAS BYPASS	405	435	405	1260	2760	4260	5260
BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	405	435	405	1260	2760	4260	5260
INTERRUPTOR Y MEDIO	440	540	0	0	3110	4820	5960
ANILLO	360	510	0	0	2260	3460	

**Tabla A17: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES ENCAPSULADAS NIVEL DE TENSIÓN 4**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN [m <sup>2</sup> ]
BARRA SENCILLA	30	30	60
DOBLE BARRA	40	50	60

**Tabla A18: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 3**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA ACOPLA, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	100	120	100	670	1330	1990

**Tabla A19: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES CONVENCIONALES REDUCIDAS NIVEL DE TENSIÓN 3**

<i>CONFIGURACIÓN</i>	<i>BAHÍA DE LÍNEA [m<sup>2</sup>]</i>	<i>BAHÍA TRANSFORMADOR [m<sup>2</sup>]</i>	<i>MÓDULO COMÚN [m<sup>2</sup>]</i>
TODAS LAS CONFIGURACIONES	40	60	160

**Tabla A20: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES REDUCIDAS TIPO RURAL NIVEL DE TENSIÓN 3.**

<i>CONFIGURACIÓN</i>	<i>BAHÍA TRANSFORMADOR [m<sup>2</sup>]</i>
TODAS LAS CONFIGURACIONES	70

**Tabla A21: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES ENCAPSULADAS Y METALCLAD NIVEL DE TENSIÓN 3**

<i>CONFIGURACIÓN</i>	<i>MÓDULO COMÚN [m<sup>2</sup>]</i>
TODAS LAS CONFIGURACIONES	60

**Tabla A22: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 2**

<i>CONFIGURACIÓN</i>	<i>BAHÍA DE LÍNEA [m<sup>2</sup>]</i>	<i>BAHÍA TRANSFORMADOR [m<sup>2</sup>]</i>
TODAS LAS CONFIGURACIONES	16	16

**Tabla A23: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, TRANSFORMADORES**

CONFIGURACIÓN	CONEXIÓN AL STN [m <sup>2</sup> ]	LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 [m <sup>2</sup> ]	LADO DE ALTA EN EL NIVEL 3 [m <sup>2</sup> ]
BANCOS MONOFÁSICOS	160	70	20
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	60	30	10

**Tabla A24: ÁREAS TÍPICAS RECONOCIDAS PARA TERRENOS DE LAS UC, CENTROS DE CONTROL**

CONFIGURACIÓN	[m <sup>2</sup> ]
CENTROS DE CONTROL TIPO 1	500
CENTROS DE CONTROL TIPO 2	410
CENTROS DE CONTROL TIPO 3	220
CENTROS DE CONTROL TIPO 4	130

**Tabla A25: ÁREAS RECONOCIDAS POR COMPONENTE PARA EL EDIFICIO DE CONTROL DE LAS SUBESTACIONES**

ÍTEM	ÁREA RECONOCIDA [m <sup>2</sup> ]
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG <sub>4,s</sub>	75
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG <sub>3,s</sub>	56,25
BAHÍA - ABh	11,25
CELDA -ACe	7,5

**Tabla A26: SEÑALES POR UNIDAD CONSTRUCTIVA**

<b>UC</b>	<b>DESCRIPCIÓN UC</b>	<b>SEÑALES POR UC</b>
<b>N4S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	108
<b>N4S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	160
<b>N4S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	108
<b>N4S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	160
<b>N4S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	108
<b>N4S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	160
<b>N4S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	108
<b>N4S8</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	160
<b>N4S9</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	162
<b>N4S10</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	240
<b>N4S11</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	162
<b>N4S12</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	240
<b>N4S13</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
<b>N4S14</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	160
<b>N4S15</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
<b>N4S16</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	160
<b>N4S17</b>	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	108
<b>N4S18</b>	BAHÍA DE MANIOBRA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
<b>N3S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N3S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	90
<b>N3S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N3S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	90

<b>N3S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N3S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	90
<b>N3S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
<b>N3S8</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	90
<b>N3S9</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
<b>N3S10</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	90
<b>N3S11</b>	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	60
<b>N3S12</b>	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLÉ - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	60
<b>N3S13</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	60
<b>N3S14</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	90
<b>N3S15</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	60
<b>N3S16</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	90
<b>N3S17</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	60
<b>N3S18</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA	90
<b>N3S19</b>	BAHÍA DE ACOPLÉ - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N3S20</b>	BAHÍA DE ACOPLÉ - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
<b>N2S1</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N2S2</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	90
<b>N2S3</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N2S4</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	90
<b>N2S5</b>	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	60
<b>N2S6</b>	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	90
<b>N2S7</b>	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	60
<b>N2S8</b>	BAHÍA DE ACOPLÉ O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUE APLICA) - TIPO CONVENCIONAL	60

<b>N2S9</b>	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
<b>N2S10</b>	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
<b>N2S11</b>	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOUPLE - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
<b>N2S12</b>	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
<b>N2S13</b>	GABINETE PROTECCIÓN DE BARRAS - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
<b>N2S14</b>	DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
<b>N2S15</b>	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
<b>N2S16</b>	CELDA DE LLEGADA DE TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	90
<b>N2S17</b>	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOUPLE - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
<b>N2S18</b>	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30

**LISTADO DE COSTOS RECONOCIDOS PARA LA VALORACIÓN DE ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.** En este listado se establecen los costos reconocidos para la valoración de activos de Nivel de Tensión 1.

**Tabla A27: COSTO DDP DE CONDUCTORES**

<i>DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR</i>			<i>COSTO DDP [\$/m]</i>
<b>TIPO</b>	<b>MATERIAL</b>	<b>CALIBRE</b>	
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	< 6	515
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	4	890
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	2	1.490
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	1	1.915
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	1/0	2.450
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	2/0	3.120
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	3/0	3.965
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	4/0	5.030
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	250	5.965
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	6/0	6.650
<b>AISLADO</b>	ALUMINIO	350	8.575
<b>AISLADO</b>	COBRE	< 12	910
<b>AISLADO</b>	COBRE	10	1.305
<b>AISLADO</b>	COBRE	8	1.940
<b>AISLADO</b>	COBRE	6	2.945
<b>AISLADO</b>	COBRE	4	4.545
<b>AISLADO</b>	COBRE	2	7.085
<b>AISLADO</b>	COBRE	1	8.875
<b>AISLADO</b>	COBRE	1/0	11.130
<b>AISLADO</b>	COBRE	2/0	13.970
<b>AISLADO</b>	COBRE	3/0	17.555
<b>AISLADO</b>	COBRE	4/0	22.075
<b>AISLADO</b>	COBRE	250	26.035
<b>AISLADO</b>	COBRE	6/0	28.920
<b>AISLADO</b>	COBRE	300	31.200
<b>AISLADO</b>	COBRE	350	36.150
<b>AISLADO</b>	COBRE	400	41.530
<b>AISLADO</b>	COBRE	500	51.845
<b>DESNUDO</b>	ALUMINIO	14	545

DESNUDO	ALUMINIO	12	585
DESNUDO	ALUMINIO	10	645
DESNUDO	ALUMINIO	8	745
DESNUDO	ALUMINIO	6	900
DESNUDO	ALUMINIO	4	1.150
DESNUDO	ALUMINIO	2	1.795
DESNUDO	ALUMINIO	1	1.825
DESNUDO	ALUMINIO	1/0	2.335
DESNUDO	ALUMINIO	2/0	2.775
DESNUDO	ALUMINIO	3/0	3.175
DESNUDO	ALUMINIO	4/0	4.045
DESNUDO	ALUMINIO	6/0	4.945
DESNUDO	ALUMINIO	180	5.555
DESNUDO	ALUMINIO	336	5.930
DESNUDO	COBRE	< 10	965
DESNUDO	COBRE	8	1.960
DESNUDO	COBRE	6	3.440
DESNUDO	COBRE	4	4.405
DESNUDO	COBRE	2	7.620
DESNUDO	COBRE	1/0	11.475
DESNUDO	COBRE	1	12.700
DESNUDO	COBRE	2/0	13.695
DESNUDO	COBRE	6/0	18.165
DESNUDO	COBRE	750	31.110
TRENZADO	ALUMINIO	< 6	2.060
TRENZADO	ALUMINIO	4	3.195
TRENZADO	ALUMINIO	2	5.370
TRENZADO	ALUMINIO	1/0	8.835
TRENZADO	ALUMINIO	2/0	11.805
TRENZADO	ALUMINIO	4/0	18.215
TRENZADO	COBRE	12	3.635
TRENZADO	COBRE	10	4.825
TRENZADO	COBRE	8	7.125
TRENZADO	COBRE	6	10.770
TRENZADO	COBRE	4	16.570
TRENZADO	COBRE	2	25.800
TRENZADO	COBRE	1/0	40.470
TRENZADO	COBRE	2/0	53.040

**Tabla A28: COSTO DDP DE ESTRUCTURAS DE APOYO**

<i>ALTURA [m]</i>	<i>CONCRETO</i>	<i>MADERA</i>	<i>METÁLICO</i>
<b>8</b>	232.210	163.730	749.095
<b>10</b>	289.610	255.240	852.605

Para postes con altura hasta de 9 m se utiliza el valor del poste de 8 m, para postes con altura hasta de 11 m, se utiliza el valor del poste de 10 m.

**Tabla A29: COSTO DDP DE TRANSFORMADORES**

<i>No. FASES</i>	<i>CAPACIDAD [kVA]</i>	<i>TIPO</i>	<i>COSTO DDP</i>
<b>MONOFÁSICO</b>	5	AÉREO	1.185.005
<b>MONOFÁSICO</b>	7,5	AÉREO	1.350.225
<b>MONOFÁSICO</b>	10	AÉREO	1.515.440
<b>MONOFÁSICO</b>	15	AÉREO	1.845.880
<b>MONOFÁSICO</b>	25	AÉREO	2.506.755
<b>MONOFÁSICO</b>	37,5	AÉREO	3.332.850
<b>MONOFÁSICO</b>	50	AÉREO	4.158.945
<b>MONOFÁSICO</b>	75	AÉREO	5.811.135
<b>TRIFÁSICO</b>	15	AÉREO	2.808.440
<b>TRIFÁSICO</b>	20	AÉREO	3.110.230
<b>TRIFÁSICO</b>	30	AÉREO	3.713.805
<b>TRIFÁSICO</b>	45	AÉREO	4.619.170
<b>TRIFÁSICO</b>	50	AÉREO	4.920.960
<b>TRIFÁSICO</b>	75	AÉREO	6.429.900
<b>TRIFÁSICO</b>	112,5	AÉREO	8.693.315
<b>TRIFÁSICO</b>	150	AÉREO	10.956.730
<b>TRIFÁSICO</b>	45	PEDESTAL	7.078.565
<b>TRIFÁSICO</b>	75	PEDESTAL	8.051.515
<b>TRIFÁSICO</b>	112,5	PEDESTAL	9.267.705
<b>TRIFÁSICO</b>	225	PEDESTAL	12.916.270
<b>TRIFÁSICO</b>	250	PEDESTAL	13.727.065
<b>TRIFÁSICO</b>	300	PEDESTAL	15.348.650
<b>TRIFÁSICO</b>	400	PEDESTAL	18.591.820
<b>TRIFÁSICO</b>	500	PEDESTAL	21.834.990

TRIFÁSICO	630	PEDESTAL	26.051.110
TRIFÁSICO	1000	PEDESTAL	38.050.840
TRIFÁSICO	45	SUBESTACIÓN	9.425.630
TRIFÁSICO	75	SUBESTACIÓN	10.742.465
TRIFÁSICO	112,5	SUBESTACIÓN	12.388.510
TRIFÁSICO	150	SUBESTACIÓN	14.034.555
TRIFÁSICO	225	SUBESTACIÓN	17.326.640
TRIFÁSICO	250	SUBESTACIÓN	18.424.005
TRIFÁSICO	300	SUBESTACIÓN	20.618.730
TRIFÁSICO	400	SUBESTACIÓN	25.008.180
TRIFÁSICO	500	SUBESTACIÓN	29.397.630
TRIFÁSICO	630	SUBESTACIÓN	35.103.910
TRIFÁSICO	1000	SUBESTACIÓN	51.344.875

**Tabla A30: COSTO INSTALADO DE CAJAS PARA REDES SUBTERRÁNEAS**

<i>TIPO CAJA</i>	<i>VALOR INSTALADO</i>
SENCILLA	1.142.990
DOBLE	2.826.175
ALUMBRADO	692.280
TELÉFONO	1.142.990

**Tabla A31: COSTO INSTALADO DE CANALIZACIONES**

<i>NÚMERO DE DUCTOS</i>	<i>VALOR INSTALADO [\$/m]</i>
1	93.190
2	93.190
3	138.980
4	138.980
5	184.390
6	184.390
7	277.580
8	277.580

9	323.365
10	323.365
11	368.775
12	368.775
13	461.970
14	461.970
15	507.755
16	507.755
17	553.165
18	553.165
20	646.355
24	737.550

**Tabla A32: COSTO DE INSTALACIÓN CONDUCTORES**

<i>TIPO CONDUCTOR/CALIBRE</i>	<i>AÉREO URBANO [\$/m]</i>	<i>AÉREO RURAL [\$/m]</i>	<i>SUBTERRÁNEO URBANO [\$/m]</i>
<b>AISLADO/DESNUDO &lt; 1/0</b>	890	1.715	820
<b>AISLADO/DESNUDO &gt;= 1/0</b>	1.010	2.040	965
<b>TRENZADO</b>	3.605	4.890	2.955

**Tabla A33: ACCESORIOS Y COSTOS DE INSTALACIÓN DE POSTES**

<i>TIPO</i>	<i>ACCESORIOS</i>		<i>INSTALACIÓN POSTES</i>	
	RED COMÚN	RED TRENZADA	URBANO	RURAL
<b>SUSPENSIÓN</b>	29.688	23.996	225.618	304.053
<b>RETENCIÓN</b>	57.906	31.747	230.369	308.629

**Tabla A34: COSTOS DE INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES**

Los valores presentados en la tabla siguiente incluyen el costo de los accesorios y el costo de instalación de los transformadores.

<i>No. FASES</i>	<i>CAPACIDAD [kVA]</i>	<i>TIPO</i>	<i>URBANO</i>	<i>RURAL</i>
<b>MONOFÁSICO</b>	<= 30	AÉREO	2.415.600	2.845.335
<b>MONOFÁSICO</b>	> 30	AÉREO	2.451.145	2.897.375
<b>TRIFÁSICO</b>	<= 100	AÉREO	2.566.840	3.001.455
<b>TRIFÁSICO</b>	> 100	AÉREO	2.605.400	3.105.540
<b>TRIFÁSICO</b>	<= 500	PEDESTAL	20.935.560	20.935.560
<b>TRIFÁSICO</b>	> 500	PEDESTAL	21.285.985	21.285.985
<b>TRIFÁSICO</b>	<= 500	SUBESTACIÓN	46.295.710	46.295.710
<b>TRIFÁSICO</b>	> 500	SUBESTACIÓN	50.886.615	50.886.615

**Tabla A35: COSTO OTROS ELEMENTOS**

<i>ELEMENTO</i>	<i>VALOR INSTALADO</i>
<b>PALOMILLA</b>	19.545
<b>PUESTA A TIERRA</b>	115.840
<b>CAJA DERIVACIÓN ACOMETIDAS</b>	115.520

**Tabla A36: Vida útil reconocida Redes y Transformadores**

La vida útil de redes se aplica a los conductores y apoyos con sus accesorios, La vida útil de transformadores se aplica a los transformadores con sus accesorios.

<i>ACTIVOS</i>	<i>AÑOS</i>
<b>REDES</b>	<b>30</b>
<b>TRANSFORMADORES</b>	<b>20</b>

### Tabla A37: ESTIMATIVO DE VIDA ÚTIL

De acuerdo con los anteriores numerales se tienen las siguientes vidas útiles de los principales elementos constitutivos de las UC:

<i>Elemento Técnico</i>	<i>Vida Útil (años)</i>
<b>Estructura</b>	<b>30</b>
<b>Herrajes</b>	<b>30</b>
<b>Conductores</b>	<b>30</b>
<b>Aisladores</b>	<b>30</b>
<b>Concreto</b>	<b>50</b>
<b>Equipos eléctricos de potencia</b>	<b>25</b>
<b>Equipos electrónicos</b>	<b>10</b>
<b>Equipos de comunicaciones</b>	<b>5</b>

Se propone continuar con las vidas útiles vigentes en la resolución CREG 082 de 2002:

### Tabla A38: COSTO ELEMENTOS

La siguiente tabla de descripción del elemento y su respectivo costo DDP en precios de Diciembre del 2007, se presenta ordenada alfabéticamente y se divide en varias para una mejor presentación.

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Cadena de aisladores de Retención	114.593
Cadena de aisladores de suspensión	114.593
AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 750 Kcmil	115.265
Abrazadera de una salida 180 mm	9.654
Abrazadera en U de 12 mm para cruceta metálica	9.654
Abrazadera en U de acero galvanizado	9.654
Accesorios para puesta a tierra	82.558
Acero Estructural (kg)	5.150
Adaptador anilla bola de 18000 lb	9.287
Aislador polimérico de pin tipo 1 ANSI 55-5	55.613
Aislador tipo huevo	7.579
Aislador tipo pin 34.5 kv	38.456
Disco 10" 120 kN - M AT STN	42.954
Aisladores de disco de 6" M AT N2	21.068
Aisladores de soporte tipo poste M AT N2	10.687.177
Aisladores de soporte tipo poste M AT N3	10.687.177
Aisladores tipo porcelana multipar 15 kV ANSI 55-5	38.456
Aisladores tipo suspensión 15 kV ANSI 52-1	38.456
alambre de cobre No 4 AWG	5.100
Amarre metálico preformado para cable mensajero	1.861
Amarre pasante para aislador tipo pin	1.861
Amarres primarios	1.861
Amortiguadores de vibración para cable de guarda 1/4" acero	53.638
Amortiguadores de vibración para cable de guarda 33 kCM	53.638
Amortiguadores de vibración para conductor	53.638
cable de cobre Cu # 2	7.235
Amortiguadores de vibración para conductor 336 kCM	53.638

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte i)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Amortiguadores de vibración para conductor 477 kCM</b>	53.638
<b>Amortiguadores de vibración para conductor 605 kCM</b>	53.638
<b>Amortiguadores de vibración para conductor 795 kCM</b>	53.638
<b>Anillos elastomericos de amarrar para espaciador</b>	19.784
<b>Arandela cuadrada de 16 mm</b>	1.011
<b>Arandela cuadrada o de presión para 12 mm</b>	1.011
<b>arandela de acero galvanizado 5/8"x 4"</b>	1.011
<b>Arandela de presión de 16 mm</b>	1.011
<b>Arandela de presión para 12 mm</b>	1.011
<b>Arandela de presión para 18 mm</b>	1.011
<b>Arandela de presión para 19 mm</b>	1.011
<b>Arandela redonda para 12 mm</b>	1.011
<b>Arandelas y tuercas</b>	1.011
<b>Armario concentrador (Marshall in Kiosk)</b>	4.010.589
<b>cable de cobre Cu # 2/0</b>	13.181
<b>cable de cobre Cu # 4/0</b>	22.337
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 101 a 120 MVA</b>	26.277.493
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 121 a 150 MVA</b>	29.297.895
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 21 a 40 MVA</b>	44.399.902
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 50 MVA</b>	36.534.440
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA</b>	35.338.698
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 61 a 90 MVA</b>	57.198.853
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 91 a 100 MVA</b>	28.995.854
<b>Autotransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de hasta 20 MVA</b>	46.665.203
<b>Banco de Baterías 100 A-h - serv auxiliares N4</b>	74.437.644
<b>Banco de Baterías 125 V -150 A/h - Serv. Aux N3</b>	28.465.721
<b>Banco de Baterías 200 A-h - serv auxiliares N4</b>	74.437.644
<b>Banco de Baterías 300 A-h - serv auxiliares N4</b>	74.437.644
<b>Banco de Baterías 50 A-h - Serv aux STN</b>	10.443.266
<b>Banco de condensadores montaje en poste 150kVAR</b>	5.868.163
<b>Banco de condensadores montaje en poste 300kVAR</b>	11.736.325
<b>Banco de condensadores montaje en poste 450kVAR</b>	17.604.488

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte ii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Banco de condensadores montaje en poste 600kVAR</b>	23.472.650
<b>Banco de condensadores montaje en poste 900kVAR</b>	35.208.976
<b>Barraje de derivación subterráneo cuatro vías</b>	1.236.810
<b>Barraje de derivación subterráneo tres vías</b>	1.236.810
<b>Bastidores</b>	69.184
<b>Bayoneta doble de 2 m x 50 x 50 x 6 mm</b>	110.735
<b>Bayoneta metálica de 1.2 m x 64 x 64 x 6 mm</b>	110.735
<b>Bayoneta metálica de 1.5 m x 64 x 64 x 6 mm</b>	110.735
<b>Bayoneta metálica doble de 1.20 m x 50 x 50 x 5 mm</b>	110.735
<b>Bayoneta metálica doble de 2 x 64 x 64 x 6 mm</b>	110.735
<b>Bayoneta sencilla para estructura en alineamiento</b>	110.735
<b>Bayoneta sencilla para estructura en retención</b>	110.735
<b>Brazo antibalaceo 15 kV</b>	55.938
<b>Brazo soporte tipo C para angulo 15 kV</b>	110.735
<b>Cable aislado-submarino para 110 kV Calibre 500 MCM</b>	1.547.660
<b>cable de acero galvanizado 1/2"</b>	1.599
<b>Cable 2 AWG de cobre para puesta a tierra (m)</b>	7.235
<b>Cable de cobre desnudo # 2/0 AWG</b>	13.181
<b>Cable de cobre desnudo # 4/0 AWG</b>	22.337
<b>Cable de control 1.2*12mm2</b>	20.600
<b>Cable de control 120mm2</b>	22.337
<b>Cable de control 25mm2</b>	5.100
<b>Cable de control 4*4mm2</b>	13.463
<b>Cable de control 50mm2</b>	13.181
<b>Cable de guarda 1/4 acero</b>	1.167
<b>Cable de guarda ACSR 33 kCM Shrike</b>	1.182
<b>Cable de guarda Alumoweld 7 No. 8 - M AT N4</b>	2.834
<b>Cable fuerza servicios auxiliares 250 MCM - Serv. Aux N3</b>	21.748
<b>Cable fuerza subterráneo 300 MCM</b>	38.516
<b>Cable mensajero de acero 3/8"</b>	1.875
<b>Cable monopolar 1/0 AWG aislamiento 35 kV</b>	40.676
<b>Cable monopolar 350 MCM aislamiento 35 kV</b>	94.622
<b>Cable monopolar 4/0 AWG aislamiento 35 kV</b>	51.841
<b>Cable monopolar 500 MCM aislamiento 35 kV</b>	166.403
<b>Cable monopolar 750 MCM aislamiento 35 kV</b>	205.824
<b>Cable THW 600V PVC 19 x 14 AWG - N4</b>	20.600
<b>Cable THW 600V PVC 4 x 10 AWG - N4</b>	13.463
<b>Cable THW 600V PVC 4 x 12 AWG - N4</b>	5.203

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte iii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Cable THW 600V PVC 4 x 2 AWG - N4	14.953
Cable THW 600V PVC 4 x 8 AWG - N4	14.566
Cable UTP n5	4.458
Cadena de aisladores 10 discos de 10" - M AT N4	381.975
Cadena de aisladores polimérica 34.5 kV	55.613
Cadena de aisladores de suspensión	381.975
Caja de maniobra de cinco vías 15kV, sumergible con codos de 200 o 600 Amp	16.733.192
Caja de maniobra de cuatro vías 15kV, sumergible con codos de 200 o 600 Amp	16.733.192
Caja de maniobra de dos vías 15kV, sumergible con codos de 200 o 600 Amp	16.733.192
Caja de maniobra de seis vías 15kV, sumergible con codos de 200 o 600 Amp	16.733.192
Caja de maniobra de tres vías 15kV, sumergible con codos de 200 o 600 Amp	16.733.192
Caja de Maniobras 2 vías - Serv aux STN	16.733.192
Campo genérico móvil encapsulado	2.125.698.084
Cargador de Baterías 100 A - serv auxiliares N4	33.724.048
Cargador de Baterías 125 V 100 A - Serv. Aux N3	31.668.439
Cargador de Baterías 20 A - Serv aux STN	12.292.892
Cargador de Baterías 40 A - serv auxiliares N4	33.724.048
Cargador de Baterías 70 A - serv auxiliares N4	33.724.048
Celda transformador	116.841.354
Celda Circuito de Salida - barra doble - sub Metalclad	96.840.768
Celda Circuito de Salida - barra sencilla - sub Metalclad	57.132.783
Celda de interconexión - barra doble - sub Metalclad	0
Celda de interconexión - barra sencilla - sub Metalclad	0
Celda de medida o auxiliares - barra doble - sub Metalclad	380.395
Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - sub Metalclad	380.395
Celda Línea	188.156.434
Celda llegada transformador - barra doble - sub Metalclad	64.717.851
Celda llegada transformador - barra sencilla - sub Metalclad	64.717.851
Cinta de acero inoxidable de 5/8" (1m)	3.078
Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 1/0 AWG	21.833
Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2 AWG	18.260
Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2/0 AWGI	22.370
Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 3/0 AWG	19.154
Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 300 Kcmil	134.853

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte iv)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 350 Kcmil</b>	115.370
<b>Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4 AWG</b>	9.060
<b>Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4/0 AWG</b>	114.271
<b>AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 500 Kcmil</b>	50.340
<b>Collarín de una salida, diámetro cerrado 25 cm</b>	11.760
<b>Collarín de dos salidas, diámetro cerrado 18 cm</b>	11.760
<b>Collarín de una salida 170mm</b>	11.760
<b>Collarín de una salida, diámetro cerrado 20 cm</b>	11.760
<b>collarín metálico de 6-8"</b>	11.760
<b>collarín metálico de una salida de 8-10"</b>	11.760
<b>Collarín para templete</b>	11.760
<b>Collarín sin salida 200 mm</b>	11.760
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 151 y 300 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 301 y 450 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 451 y 600 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 601 y 900 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 901 y 1200 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad entre 96 y 150 KVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 2, capacidad mayores 1200 kVAR</b>	39.121
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 3, capacidad entre 1 y 10 MVAR</b>	28.181.667
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 3, capacidad entre 11 a 20 MVAR</b>	28.181.667
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 3, capacidad entre 21 y 30 MVAR</b>	28.181.667
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 3, capacidad entre 31 y 40 MVAR</b>	28.181.667
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 1 a 11 MVAR</b>	7.724.291
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 11 a 20 MVAR</b>	7.724.291
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 21 a 30 MVAR</b>	7.724.291
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 31 a 40 MVAR</b>	7.724.291

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte v)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 41 a 60 MVar</b>	7.724.291
<b>Compensación reactiva para el nivel de tensión 4, capacidad final de 61 a 75 MVar</b>	7.724.291
<b>Conductor ACSR No. 2/0 AWG</b>	2.705
<b>CABLE de fuerza aéreo 266.8 AWG</b>	4.277
<b>conductor ACSR 336</b>	5.463
<b>Cable ACSR 397 para M AT N3</b>	6.707
<b>conductor ACSR 397</b>	6.707
<b>conductor ACSR 4/0</b>	4.744
<b>conductor ACSR 477</b>	8.259
<b>conductor ACSR 605</b>	10.854
<b>conductor ACSR 795</b>	11.590
<b>conductor tipo 1 - AAAC 63 mm</b>	2.233
<b>Conductor ACSR No. 1/0 AWG</b>	2.522
<b>conductor tipo 5 - Cu 1/0</b>	10.941
<b>Conductores tipo 1 ( 3 * 1/0 AACCS Aisl + 1/0 ACSR/AW-AWAC )</b>	60.918
<b>Conductores tipo 2 ( 3 * 266.8 AAAC Aisl + 1/0 ACSR/AW-AWAC )</b>	101.530
<b>Conector</b>	3.875
<b>Conjunto de varillas de blindaje</b>	59.891
<b>Conjunto de varillas de blindaje para conductor</b>	59.891
<b>Conjunto de varillas de blindaje para conductor 336 kCM</b>	59.891
<b>Conjunto de varillas de blindaje para conductor 477 kCM</b>	59.891
<b>Conjunto de varillas de blindaje para conductor 605 kCM</b>	59.891
<b>Conjunto de varillas de blindaje para conductor 795 kCM</b>	59.891
<b>Control de bancos de capacitores</b>	1.127.679
<b>Cortacircuitos 15kV monofásico</b>	83.564
<b>Cortacircuitos monopolar nivel 3</b>	353.054
<b>Cruceta 2.0 m de madera o metálica</b>	55.938
<b>Cruceta 2.5 m de madera o metálica</b>	55.938
<b>Cruceta metálica de 1.5 m x 64 x 64 x 5 mm</b>	55.938
<b>Cruceta metálica de 2 m x 64 x 64 x 5 mm</b>	55.938
<b>Cruceta metálica de 2 m x 64 x 64 x 6 mm</b>	55.938
<b>Cruceta metálica de 3 m x 76 x 76 x 6 mm</b>	55.938
<b>Cruceta metálica de 4 m X 76 x 76 x 6 mm</b>	55.938
<b>Cruceta metálica para brazos</b>	55.938
<b>Diagonal de arriostamiento en X de 3 m x 64 x 64 x 5 mm</b>	8.597
<b>Diagonal en "V" para cruceta metálica de 1.10 m entre huecos x 38 x 39 x 5 mm</b>	8.597

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte vi)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Diagonal en ángulo de 60 cm entre huecos x 38 x 38 x 5 mm	8.597
Diagonal en ángulo para cruceta metálica de 1.20 m x 38 x 38 x 5 mm	8.597
Diagonal en ángulo para cruceta metálica de 1.10 entre huecos x 38 x 38 x 5 mm	8.597
Diagonal en ángulo para cruceta metálica de 1.50 entre huecos x 38 x 38 x 5 mm	8.597
Diagonal en V de 1.5 entre huecos	8.597
Diagonal en V para cruceta metálica de 1.1 m entre huecos x 38 x 38 x 6 mm	8.597
Diagonal en V para cruceta metálica de 1.10 entre huecos	8.597
Diagonal en V para crucetas metálicas de 1.5 m entre huecos x 38 x 38 x 6 mm	8.597
Diagonal en varilla de hierro de 16 mm	8.597
Diagonales de madera o metálica	8.597
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) N4	10.640.039
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) N3	2.741.185
Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS) Nivel 2	1.270.173
Ducto de barras o cables llegada trafo - barra doble - sub Metalclad	48.820.058
Ducto de barras o cables llegada trafo - barra sencilla - sub Metalclad	48.820.058
Ducto PVC incluidas uniones 4"	4.431
Ducto PVC incluidas uniones 6"	18.690
Edificio de Control tipo 1	834.928.687
Edificio de Control tipo 2	834.928.687
Edificio de Control tipo 3	618.571.790
Edificio de Control tipo 4	520.903.737
Empalmes	272.505
Empalmes Premoldeados Juego Trifásico 500 MCM -1000 MCM	334.445
Empalmes Premoldeados Juego Trifásico 3/0 - 500 MCM	334.445
Empalmes Premoldeados Juego Trifásico 2 AWG - 3/0	334.445
Enlace de Comunicaciones Microondas	41.229.834
Enlace de Comunicaciones Satelital	7.632.879
Enlace de fibra óptica	9.904.656
Enlace ICCP tipo 1	137.587.222
Enlace ICCP tipo 2	69.833.770
Enlace ICCP tipo 3	24.075.012

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte vii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Enlace ICCP tipo 4</b>	6.194.177
<b>Equipo de medida</b>	387.924
<b>Equipo de medida (Resolución CREG 099 de 1997)</b>	387.924
<b>Eslabón y otros</b>	10.701
<b>Eslabón sencillo de 12 mm</b>	10.701
<b>Espaciador angular 15 kV</b>	10.701
<b>Espaciadores</b>	10.701
<b>Espárragos y/o pernos</b>	6.795
<b>Espárrago de 16 mm x 25 cm</b>	6.795
<b>Espárrago de 16 mm x 30 cm</b>	6.795
<b>Espárragos de acero galvanizado de 5/8"x 18"</b>	6.795
<b>Espiga para extremo del poste</b>	9.064
<b>Espigo de acero galvanizado</b>	9.064
<b>Espigo para cruceta metálica</b>	9.064
<b>Estribo de soporte tangencial</b>	10.701
<b>Poste de concreto de 14 m de 750 kg</b>	780.357
<b>Poste de concreto de 12 m 1050 kg Retención</b>	446.932
<b>Poste de concreto de 12 m 510 kg Suspensión</b>	345.816
<b>Estructura de concreto Retención (Rural 25 m)</b>	11.758.702
<b>Poste 14m 1050 kg</b>	651.261
<b>Fibra óptica</b>	6.463
<b>Fibra óptica ADSS</b>	6.463
<b>Fibra óptica OPGW (Costo igual valor cable guarda OPGW -cable guarda sin OPGW)</b>	6.463
<b>Fibra óptica tipo adosada</b>	6.463
<b>Gabinete concentrad patio (MK) - N4</b>	4.010.589
<b>Gabinete control, medida y protección</b>	4.010.589
<b>Gabinete de protección de barras</b>	91.960.325
<b>Gateway de comunicaciones</b>	9.675.309
<b>Grapa de retención para cable de guarda</b>	13.326
<b>Grapa de retención para cable de guarda 33 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de retención para cable de guarda acero 1/4"</b>	13.326
<b>Grapas y otros</b>	13.326
<b>Grapa de retención para conductor 336 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de retención para conductor 477 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de retención para conductor 605 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de retención para conductor 795 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de retención tipo pistola para cable de guarda acero 1/4"</b>	13.326

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte viii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Grapa de retención tipo pistola para conductor</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para cable de guarda 33 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para cable de guarda acero 1/4"</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para conductor</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para conductor 336 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para conductor 477 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para conductor 605 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión para conductor 795 kCM</b>	13.326
<b>Grapa de suspensión tipo pistola para conductor</b>	13.326
<b>grapa de tres pernos</b>	13.326
<b>Grapa en U para conexión de cable de guarda - grapa tipo grillete</b>	13.326
<b>Grapa terminal tipo recto o grapa de retención</b>	13.326
<b>Grillete de anclaje de 18000 lb</b>	13.326
<b>Grillete de anclaje de 25000 lb</b>	13.326
<b>Guardacabos de 5/8"</b>	2.162
<b>Guardacabos para templetes</b>	2.162
<b>Hebilla de acero inoxidable de 5/8"</b>	13.326
<b>Impresora</b>	303.810
<b>Indicador falla</b>	429.187
<b>Indicador falla monofásico S/E</b>	429.187
<b>Interface de Usuario (IHM)</b>	67.865.041
<b>Interruptor N4</b>	87.942.159
<b>Interruptor N3</b>	64.316.752
<b>Interruptor N2</b>	43.231.195
<b>Interruptor de transferencia en SF6</b>	61.756.370
<b>Interruptor de transferencia en SF6 telecomando</b>	119.550.371
<b>Interruptor en aire bajo carga</b>	8.232.620
<b>Juego de cortacircuitos Nivel 3</b>	605.105
<b>Juego de cortacircuitos Nivel 2</b>	264.792
<b>Juego de cortacircuitos 15kV monofásicos (3)</b>	264.792
<b>Juego de cuchillas para operación sin carga (2)</b>	220.693
<b>Juego de cuchillas para operación sin carga (3)</b>	220.693
<b>Juego de cuchillas para operación sin carga nivel 3</b>	859.552
<b>Juego de pararrayos monofásicos Nivel 2</b>	193.831
<b>Juego de pararrayos monofásicos 15kV en Poste (3)</b>	193.831
<b>Juego de pararrayos nivel 3</b>	366.472
<b>Juego de seccionadores trifásico bajo carga Líneas</b>	19.664.097
<b>Juego de seccionadores trifásico bajo carga S/E</b>	19.664.097

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte ix)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel 3</b>	26.679.562
<b>Línea Subterránea a 110 kV (Valor Global)</b>	2.598.051
<b>Materiales para caja de conexión (doble)</b>	1.354.219
<b>Materiales para caja de tiro (sencilla)</b>	600.149
<b>Materiales para reconstrucción vías o andenes en concreto</b>	421.234
<b>Materiales para reconstrucción vías o andenes en pavimento</b>	325.101
<b>Materiales para reposición zona verde</b>	1.236
<b>metro cuadrado - obra civil - caseta control</b>	870.954
<b>Metros lineales de Malla Eslabonada (cerramiento)</b>	132.118
<b>Mobiliario local</b>	1.030.624
<b>Módulo genérico</b>	2.902.934.524
<b>Módulo genérico - barra doble</b>	2.902.934.524
<b>Módulo genérico - barra sencilla</b>	2.902.934.524
<b>Módulo genérico - Línea Transformador</b>	305.597.808
<b>Muerto de concreto</b>	5.203
<b>Caseta de control y Obras Civiles Tipo 1</b>	34.823.865
<b>Pararrayos monofásicos</b>	90.215
<b>Perno de acero galvanizado 5/8" x 5"</b>	6.795
<b>Perno de acero galvanizado 5/8" x 8-10"</b>	6.795
<b>Perno de carruaje de 5/8"x6"</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 12 cm x 5 cm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 16 mm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 16 mm x 20 cm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 16 mm x 25 cm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 16 mm x 30 cm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 19 mm</b>	6.795
<b>Perno de máquina de 19 mm x 5 cm</b>	6.795
<b>Perno de ojo de 16 mm</b>	6.795
<b>Perno de ojo de 16 mm x 10 cm</b>	6.795
<b>Perno de ojo de 16 mm x 20 cm</b>	6.795
<b>Perno de ojo de 16 mm x 25 cm</b>	6.795
<b>Perno de ojo doble tuerca 5/8" x 102mm</b>	6.795
<b>Perno en U de 1/2" para cable de guarda</b>	6.795
<b>Perno en U de 12 mm</b>	6.795
<b>Perno porta aislador pasante para cruceta</b>	6.795
<b>Perno porta aislador pasante para punta de poste</b>	6.795
<b>pernos de 1/2"x 6"</b>	6.795
<b>Planta de Emergencia 20 KVA - Serv. Aux N3</b>	24.224.582

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte X)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Planta de Emergencia 45 kW - Serv aux STN	30.280.727
Planta de Emergencia 75 kW - serv auxiliares N4	50.467.878
Poste concreto 14 m - 1100 kg	651.261
Poste de concreto de 27 m	10.868.254
Poste metálico de retención (27 m)	14.189.955
Reconectador Nivel 2	34.931.134
Reconectador 15 kV 200 A Trifásico + control	34.931.134
Reconectador 15 kV 400 A Trifásico + control	34.931.134
Reconectador 15 kV 600 A Trifásico + control	34.931.134
Reconectador 15 kV 600 A Trifásico telecomando	34.931.134
Reconectador Nivel 3	43.216.167
Reconectador 36 kV con telecomando	43.216.167
Reconectador N2	34.931.134
Referencia de Tiempo, GPS	1.645.834
Regulador 36 kV	156.156.786
Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 KVA	123.264.375
Regulador de voltaje monofásico hasta 150 KVA	39.306.220
Regulador de voltaje monofásico hasta 276 KVA	48.031.762
Regulador de voltaje monofásico hasta 50 KVA	31.109.206
Regulador de voltaje monofásico hasta 500 KVA	77.624.272
Regulador de voltaje trifásicos de distribución	151.184.185
Relé diferencial 87	24.676.402
SCADA tipo 1.	8.289.046.888
SCADA tipo 2	4.207.188.639
SCADA tipo 3	681.628.792
SCADA tipo 4	373.172.891
Seccionador monopolar 14.4 kV	238.207
Seccionador monopolar sin puesta a tierra	1.136.208
Seccionador trifásico vacío	14.405.111
Seccionador Tripolar N4	29.068.868
Seccionador tripolar N3	17.007.227
Seccionador tripolar N2	14.405.111
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra N4	34.339.391
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra N3	6.303.421
Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra N2	12.008.256
Seccionador-fusible	17.007.227
Seccionalizador Nivel 3	17.286.133
Seccionalizador eléctrico (Motorizado) 400 A en Aceite	17.286.133

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xi)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [ \$ Dic. 2007 ]</b>
<b>Seccionalizador eléctrico (Motorizado) 400 A en SF6</b>	17.286.133
<b>Seccionalizador Nivel 2</b>	14.405.111
<b>Seccionalizador eléctrico, 400A - en Aceite</b>	17.286.133
<b>Seccionalizador eléctrico, 400A - en Aire</b>	17.286.133
<b>Seccionalizador manual (bajo carga), 400 A</b>	14.405.111
<b>Seccionalizador manual bajo carga</b>	14.405.111
<b>Sistema de Comunicaciones por onda portadora</b>	9.090.569
<b>Sistema de Comunicaciones tipo 1</b>	845.991.261
<b>Sistema de Comunicaciones tipo 2</b>	666.937.515
<b>Sistema de Comunicaciones tipo 3</b>	229.924.987
<b>Sistema de Comunicaciones tipo 4</b>	59.156.606
<b>Sistema de Gestión de Distribución: DMS tipo 1</b>	1.090.711.322
<b>Sistema de Gestión de Distribución: DMS tipo 2</b>	554.760.356
<b>Sistema de Gestión de Distribución: DMS tipo 3</b>	190.852.667
<b>Sistema de Gestión de Distribución: DMS tipo 4</b>	49.103.824
<b>Sistema de gestión de protecciones</b>	7.734.960
<b>Sistema de Información Geográfico: GIS tipo 1</b>	1.518.673.143
<b>Sistema de Información Geográfico: GIS tipo 2</b>	845.479.485
<b>Sistema de Información Geográfico: GIS tipo 3</b>	202.304.363
<b>Sistema de Información Geográfico: GIS tipo 4</b>	39.596.164
<b>Sistema de Manejo de Energía: EMS tipo 1</b>	2.521.262.141
<b>Sistema de Manejo de Energía: EMS tipo 2</b>	1.279.691.812
<b>Sistema de Manejo de Energía: EMS tipo 3</b>	441.170.450
<b>Sistema de Manejo de Energía: EMS tipo 4</b>	113.507.222
<b>Sistema de Procesamiento local</b>	67.865.041
<b>Sistema de Teleprotección</b>	4.750.168
<b>Sistemas de medida calidad y registro (DES-FES, PQ, KWH) tipo 1</b>	1.099.517.669
<b>Sistemas de medida calidad y registro (DES-FES, PQ, KWH) tipo 2</b>	555.126.681
<b>Sistemas de medida calidad y registro (DES-FES, PQ, KWH) tipo 3</b>	191.378.491
<b>Sistemas de medida calidad y registro (DES-FES, PQ, KWH) tipo 4</b>	49.239.111
<b>Soporte tangencial</b>	110.735
<b>Switch 16 entradas</b>	2.432.273
<b>Tablero control, medida y protección Transformador o Acople</b>	35.283.932
<b>Tablero de control, medida y protección -Nivel 4</b>	111.379.325
<b>Tablero de control, medida y protección - bahía maniobra</b>	111.379.325
<b>Tablero de control, medida y protección - bahía transformador</b>	67.559.830
<b>Tablero de control, medida y protección Línea N2</b>	35.283.932
<b>Tablero de control, medida y protección Transformador o Acople</b>	67.559.830

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Tablero Diferencial de Barras Nivel 4</b>	43.401.343
<b>Tablero Diferencial de Barras (Dos zonas)</b>	43.401.343
<b>Tablero Diferencial de Barras (Tres zonas)</b>	43.401.343
<b>Tablero Diferencial de Barras (Una zona)</b>	43.401.343
<b>Tableros Circuitos Auxiliares Nivel 4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares AC 40 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares AC 40 salidas - Serv. Aux N3</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares AC 60 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares AC 90 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares DC 125 V - 40 salidas - Serv. Aux N3</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares DC 20 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares DC 40 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares DC 60 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Tableros auxiliares DC 90 circuitos - serv auxiliares N4</b>	25.094.549
<b>Templete 3/8" con accesorios (Conjunto)</b>	115.508
<b>Terminales SF6</b>	51.655.718
<b>Terminales SF6 - Aire</b>	129.134.708
<b>Tornillo de carruaje 5/8" x 11/2"</b>	2.239
<b>Torrecilla metálica de celosía</b>	37.608.938
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de hasta 11 a 20 MVA</b>	62.522.311
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 21 a 30 MVA</b>	54.367.227
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 21 a 40 MVA</b>	56.632.528
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 31 a 40 MVA</b>	48.386.832
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 50 MVA</b>	54.367.227
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 41 a 50 MVA</b>	43.493.782
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA</b>	49.836.625
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 6 a 10 MVA</b>	82.638.185
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 61 a 90 MVA</b>	50.969.275

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xiii)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 91 a 120 MVA	36.244.818
Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de hasta 20 MVA	61.163.130
Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de más de 121 MVA	31.462.516
Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final más de 60 MVA	40.859.842
Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de hasta 5 MVA	126.131.967
Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	53.461.107
Transf. trifásico (NLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 2.6 a 6 MVA	48.930.504
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 11 a 15 MVA	37.622.121
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 16 a 20 MVA	31.714.216
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 21 a 30 MVA	48.103.041
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final de 6.1 a 10 MVA	43.276.317
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 3, capacidad final mayor a 31 MVA	31.002.264
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 5 a 10 MVA	70.414.620
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4 capacidad final de hasta 5 MVA	106.686.622
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 11 a 15 MVA	54.355.145
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 16 a 20 MVA	50.031.441
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 21 a 30 MVA	52.441.721
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 31 a 40 MVA	40.624.778

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xiv)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 41 a 50 MVA	37.060.326
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 51 a 60 MVA	34.029.354
Transf. trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 61 a 100 MVA	31.965.664
Transformador 112,5 kVA - serv auxiliares N4	20.815.786
Transformador 200 kVA - serv auxiliares N4	20.815.786
Transformador 45 kVA - serv auxiliares N4	20.815.786
Transformador 75 kVA - Serv aux STN	20.815.786
Transformador de corriente	24.701.667
Transformador de corriente nivel 2	1.852.045
Transformador de corriente nivel 3	7.263.087
Transformador de puesta a tierra	100.933.659
Transformador de Servicios Auxiliares	20.815.786
Transformador de tensión nivel 2	2.551.626
Transformador de tensión nivel 3	5.374.371
Transformador de tensión nivel 4	23.286.600
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA	35.678.493
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	38.000.426
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 11 a 20 MVA	48.930.504
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 121 a 150 MVA	35.791.758
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 151 a 180 MVA	35.741.418
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 21 a 40 MVA	45.306.023
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 41 a 50 MVA	43.493.782
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 51 a 60 MVA	39.869.300
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de 91 a 100 MVA	36.697.878
Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN, capacidad final de hasta 10 MVA	54.367.227
Transición aérea - subterránea - monofásica	616.009
Transición aérea - subterránea - trifásica	616.009

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xv)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
Transición aérea - subterránea (36kV)	1.537.059
Transición aérea - subterránea (46 kV)	1.537.059
Tubo de hierro galvanizado de 1/2" (3 m)	4.861
tuerca de ojo	5.503
Tuerca de ojo alargado de 5/8"	5.503
Tuerca de ojo de 16 mm	5.503
Unidad de Adquisición de datos	41.207.591
Unidad de Adquisición de datos nivel 2	41.207.591
Unidad de Adquisición de datos nivel 3	41.207.591
Unidad de Calidad de Potencia (PQ) CREG 024 de 2005	13.617.250
Unidad Terminal Remota	126.241.888
Varilla copperweld 240 mm 5/8"	53.405
varilla de anclaje de 5/8"x1.8m	53.405
Varilla de anclaje para templete	53.405
Varilla de cobre para puesta a tierra con su conector	53.405
Vientos	115.508
Acople Aire - SF6	0
Aislador poste	5.567.233
Barra tubular Al Ø120 mm, L=10 m - M AT STN	59.891
AAC 1000 kCM ≡ Al 500 mm <sup>2</sup> - M AT STN	64.983
AAC 1272 kCM ≡ Al 625 mm <sup>2</sup> - M AT STN	105.460
AAC 1590 kCM ≡ Al 800 mm <sup>2</sup> - M AT STN	105.460
AAC 2000 kCM ≡ Al 1000 mm <sup>2</sup> - M AT STN	105.460
Aisladores de goma siliconada para 230 kV - M AT STN	1.058.679
Aisladores de goma siliconada para 500 kV - M AT STN	1.058.679
Barra tubular Al Ø60 mm, L=10 m - M AT STN	59.891
Descargador de sobretensiones 230 kV	13.132.198
Descargador de sobretensiones 500 kV	73.851.892
Ductos de Conexión	500.942.418
Fuelles Amortiguación Vibraciones	32.205.512
Interruptor 230 kV	186.698.903
Interruptor 500 kV	691.168.274
Módulo genérico con equipo encapsulado	1.396.214.388
Seccionador tripolar 230 kV	36.870.450
Seccionador tripolar 230 kV con cuchilla	73.469.381
Seccionador tripolar 500 kV	141.176.603
Seccionador tripolar 500 kV con cuchilla	37.627.152
Sistema Registro de fallas	39.388.862

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xvi)

<b>DESCRIPCIÓN ELEMENTO</b>	<b>PRECIO DDP [\$ Dic. 2007]</b>
<b>Tablero de control, medida y protección</b>	61.559.104
<b>Tableros auxiliares AC 18 circuitos - Serv aux STN</b>	23.423.955
<b>Tableros auxiliares DC 18 circuitos - Serv aux STN</b>	23.423.955
<b>Transformador de corriente 230 kV</b>	72.716.668
<b>Transformador de corriente 500 kV</b>	78.043.722
<b>Transformador de tensión 230 kV</b>	32.744.737
<b>Transformador de tensión 500 kV</b>	58.050.162
<b>Cable 500 KCM 600V</b>	52.122
<b>Cable # 4 AWG 600V</b>	5.100
<b>Fibra óptica adosada monomodo</b>	6.463
<b>Fibra óptica ADSS monomodo</b>	6.463
<b>Fibra óptica OPGW monomodo</b>	6.463
<b>Conductor ACSR No. 2 AWG Semiaislado</b>	5.103
<b>ACSR 1 AWG. semiaislado</b>	4.785
<b>ACSR 1/0 AWG. semiaislado</b>	5.581
<b>ACSR 2 AWG. semiaislado</b>	5.103
<b>Conductor ACSR No. 2/0 AWG Semiaislado</b>	7.975
<b>ACSR 4 AWG semiaislado</b>	4.304
<b>Conductor ACSR No. 4/0 AWG Semiaislado</b>	10.025
<b>Cable mensajero de acero de 3/8"</b>	1.875
<b>Poste de concreto 12 m, 750 kg</b>	452.179
<b>Transf. tridevanado trifásico (OLTC) de STR's y/o SDL's, lado de alta en el nivel 4, capacidad final de 51 a 60 MVA</b>	40.231.748
<b>Cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 500 Kcmil</b>	140.437
<b>Poste de concreto de 14 m 1350 kg</b>	752.687
<b>Comunicación pública conmutada</b>	37.642.441
<b>Tablero de control medida y protección de línea - N3</b>	61.559.104
<b>Módulo encapsulado en SF6 - transformador barra doble - N3</b>	305.597.808
<b>Módulo encapsulado en SF6 Línea - barra sencilla - N3</b>	305.597.808
<b>Módulo encapsulado en SF6 Línea - barra doble - N3</b>	305.597.808
<b>Conductor Cu No. 4 AWG</b>	4.555
<b>Conductor ACSR No. 2 AWG</b>	1.352
<b>Red Lan - Sistema distribuido</b>	3.882.356
<b>Reconectador N3 Telecomandado</b>	36.642.342
<b>SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA</b>	1.828.397.118
<b>SUBESTACIÓN MÓVIL 15 MVA</b>	1.420.255.477
<b>SUBESTACIÓN MÓVIL 21 MVA</b>	1.568.500.428
<b>SUBESTACIÓN MÓVIL 7.5 MVA</b>	505.641.954

Tabla A38: Costo de los elementos (Parte xvii)