



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**COSTOS Y CARGOS POR USO DE LOS
ACTIVOS OPERADOS POR LA EMPRESA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO
DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.**

DOCUMENTO CREG-066

1 de junio de 2010

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

TABLA DE CONTENIDO

1 ANTECEDENTES	196
2 DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA.....	198
2.1 REVISIÓN DE ACTIVOS.....	198
2.1.1 Verificación en terreno de los activos reportados por el OR	198
2.1.2 Revisión de activos de niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN.....	199
2.1.3 Revisión de la información de la muestra de activos de nivel de tensión 1	200
2.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	200
2.2.1 Nivel de tensión 4.....	201
2.2.2 Niveles de tensión 1, 2 y 3	201
2.3 FLUJOS DE ENERGÍA.....	201
2.4 ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	202
2.4.1 AOM Remunerado	202
2.4.2 AOM Gastado	203
2.4.3 AOM de Referencia.....	204
3 VALORES REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE CARGOS	204
3.1 VALORES DE LA RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2002	204
3.2 FACTOR DE INVERSIÓN	205
3.3 FACTOR DE DEMANDA	205
4 CÁLCULO DE CARGOS	206
4.1 COSTO ANUAL POR EL USO DE LOS ACTIVOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4	207
4.2 CARGOS MÁXIMOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN 3, 2 Y 1.....	207

COSTOS Y CARGOS POR USO DE LOS ACTIVOS OPERADOS POR LA EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

1 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo previsto en los artículos 23 y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

En cumplimiento de las anteriores disposiciones, la CREG expidió la metodología para la remuneración de la actividad de Distribución de energía eléctrica a través de la Resolución CREG 082 de 2002, con base en la cual se expidió la Resolución CREG 095 de 2005, a través de la cual se aprobaron los actuales cargos y costos de distribución de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.

Mediante la Resolución CREG 097 de 2008, la Comisión aprobó la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional, STR, y de Distribución Local, SDL, para el periodo 2008-2012, sustituyendo la metodología contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. En virtud de lo anterior se hizo necesario adelantar las actuaciones administrativas conducentes a la aprobación de los cargos de distribución que resulten de la aplicación de la nueva metodología.

En esta última se estableció que parte de la información requerida para el cálculo de los cargos de los STR y SDL corresponde a la que los agentes debieron reportar a la CREG siguiendo los parámetros establecidos en las Circulares CREG No. 013, 015, 022, 023, 026, 028 y 030 de 2007, 085 y 097 de 2008 y 019 de 2009.

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., en adelante el Operador de Red - OR, en cumplimiento de las disposiciones mencionadas, reportó a la CREG la información relativa al STR y SDL que opera.

Mediante comunicaciones con radicado CREG E-2009-010093 del 26 de octubre de 2009 y CREG E-2009-010104 del 27 de octubre de 2009, el OR sometió a aprobación de la Comisión los Costos Anuales por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 correspondientes.

A continuación se presenta el resumen de los cargos solicitados por el OR, de conformidad con el capítulo 15 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008:

Costos	Pesos de diciembre de 2007
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4	1.061.623.868
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 3	403.165.087
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 2	831.061.650
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 1	394.411.415

Porcentajes de AOM	(%)
Porcentaje de AOM gastado ($PAOMG_{j,04-07}$)	5,91%
Porcentaje de AOM remunerado ($PAOMR_{j,04-07}$)	1,77%
Porcentaje de AOM de Referencia ($PAOM_{j,ref}$)	3,84%

Energía	kWh (Año de la Fecha de Corte)
Energía Útil del Nivel de Tensión 3	6.256.818
Energía Útil del Nivel de Tensión 2	34.217.383
Pérdidas No Técnicas No Reconocidas	8.172.268

Cargos	\$/kWh (Pesos de diciembre de 2007)
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3	241,42
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2	130,45
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de inversión	19,10
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM	3,15

Tabla 1 Resumen solicitud de cargos ENERGUAVIARE

Mediante auto del 10 de noviembre de 2009, la Comisión dio inicio a la actuación administrativa tendiente a la aprobación de costos y cargos de distribución de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. y ordenó la publicación de un resumen de la solicitud según lo establecido en el capítulo 8 del Anexo General de la mencionada resolución.

Con la comunicación CREG S-2009-004709, la CREG remitió al OR un resumen del estudio de cargos presentado a la Comisión para que se realizara la publicación respectiva, con el fin de que los terceros interesados pudieran intervenir en la actuación administrativa.

La publicación fue realizada por el OR en el diario El Espectador, el 21 de noviembre de 2009, según copia remitida a la Comisión a través del oficio con radicado CREG E-2009-0011271.

De manera general, el procedimiento para el cálculo de los cargos con la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, considera las siguientes etapas:

- Recopilación de información de activos, energía transportada y costos de administración, operación y mantenimiento.

- Revisión de la veracidad de la información reportada por el OR a través de la verificación en campo de una muestra de los activos reportados por el OR.
- Verificación de la consistencia de la información reportada a la CREG a través del análisis de los documentos disponibles en la Comisión.
- Depuración de la información.
- Cálculo de las variables aplicando la Resolución CREG 097 de 2008
- Determinación de los factores de pérdidas y revisión de los flujos de energía.

Durante la actuación se ha garantizado el debido proceso permitiendo la participación del Operador de Red en la aclaración de las inquietudes sobre la información reportada y ajustes a la misma.

En el presente documento se presenta en detalle el desarrollo de cada una de las etapas de la presente actuación administrativa, finalizando con los resultados obtenidos y propuestos para aprobación de la CREG.

Todas las comunicaciones relacionadas con el presente proceso, reposan en el archivo de la Comisión y pueden ser consultadas en el expediente 2009-0058 que hace parte del proceso de aprobación de cargos para la empresa.

2 DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

A continuación se presenta el análisis efectuado para el cálculo de los cargos propuestos en el numeral 4 del presente documento.

2.1 Revisión de activos

A continuación se presentan las principales actividades desarrolladas en el proceso de revisión y verificación de los activos reportados por el OR en la solicitud de cargos, para los niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN, así como, de la muestra de activos de nivel de tensión 1 presentada por el OR en respuesta a la Circular CREG 013 de 2007.

2.1.1 Verificación en terreno de los activos reportados por el OR

La verificación de la calidad de la información es un procedimiento previsto en el capítulo 7 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el cual permite aceptar o rechazar la información de los activos presentada por el OR a la CREG.

Para dar cumplimiento a estas disposiciones, la CREG diseñó una muestra de activos a revisar en los sistemas de cada OR y adelantó un proceso abierto de selección para contratar una firma que desarrollará las tareas de verificación de activos, resultando escogida la firma Gerencia en Proyectos de Ingeniería LTDA, en adelante el Verificador.

Luego de efectuar visitas a los activos seleccionados, la firma Gerencia en Proyectos de Ingeniería LTDA, presentó a la Comisión los resultados de la verificación, a través del documento radicado bajo el número E-2009-011524. La Comisión dio traslado de este documento al OR con el objeto de que se pronunciara en relación con las diferencias de información encontradas.

Recibido este informe y de conformidad con lo establecido en los Términos de Referencia que dieron origen a la contratación de las verificaciones en campo, la Comisión adelantó

verificaciones de algunos de los activos que habían sido visitados previamente por el Verificador, encontrando algunas inconsistencias relacionadas principalmente con la interpretación de las unidades constructivas y sus componentes.

Del informe presentado por los funcionarios de la comisión, se dio traslado tanto al Verificador como al OR, para que cada uno tuviera oportunidad de pronunciarse.

Una vez revisado el informe de verificación de la calidad de la información, por parte de la CREG, se encontró necesario solicitar al Verificador algunas aclaraciones que fueron respondidas mediante la comunicación con radicado CREG E-2009-012065.

El capítulo 7 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 establece que, de presentarse alguna inconsistencia, el OR debe soportar ante la CREG las razones por las cuales la información presenta imprecisiones. La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. se pronunció sobre las explicaciones solicitadas y el informe de verificación de la calidad de información, a través de las comunicaciones escritas con radicados E-2009-011710, E-2009-011752 y E-2010-000480.

En cumplimiento de lo establecido en el capítulo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, se verificó que la suma de los errores no explicados, calculados conforme a lo definido en el literal a) de este capítulo, fue menor al 5%, por lo anterior, se aceptaron los inventarios para proceder a realizar los cálculos de costos y cargos de distribución con la mencionada metodología.

2.1.2 Revisión de activos de niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN

Paralelamente al procedimiento de verificación en campo, la Comisión efectuó un análisis de la totalidad de la información presentada por el OR.

De manera general, con base en la relación de activos clasificados bajo las UC de la resolución CREG 082 de 2002 y bajo las UC de la Resolución CREG 097 de 2008, su asociación con los diagramas unifilares y la información disponible en la CREG referente al mismo sistema, la revisión considera los siguientes aspectos:

- Consistencia del reporte de activos clasificados con las Unidades Constructivas según el listado de la Resolución CREG 082 de 2002 y el de la Resolución CREG 097 de 2007.
- Adecuada asimilación de UC según la configuración de la subestación o el tipo de línea. Esto es, en caso de las subestaciones, los equipos asociados deben ser homogéneos tanto en nivel de tensión como en configuración de la subestación y en líneas, las UC del tramo rural deben tener el mismo tipo de vano y de igual manera las UC del tramo urbano de una misma línea y, además, se debe verificar que las líneas clasificadas como dobles no sean realmente sobreuestas.
- Detección de activos de conexión solicitados para su remuneración a través de cargos por uso.
- Revisión de cambios en capacidades de transformadores de potencia.
- Evitar duplicidad en el reporte de activos.

Con base en las verificaciones realizadas por la firma Gerencia en Proyectos de Ingeniería LTDA, las visitas y la revisión de la totalidad de activos realizadas por funcionarios de la Comisión, las respuestas dadas por el OR y los criterios relacionados en el Anexo 1, se ajustó el inventario reportado inicialmente.

En el Anexo 2 se presenta el inventario final a nivel de UC con las modificaciones y observaciones realizadas a cada una.

2.1.3 Revisión de la información de la muestra de activos de nivel de tensión 1

De conformidad con lo establecido en la circular CREG 013 de 2007, los OR debían entregar a la Comisión el diseño de una muestra de redes de nivel de tensión 1, indicando el tamaño y la estratificación asociada a cada transformador. La muestra debía diseñarse cumpliendo con los parámetros de confianza y error establecidos en la esta Circular.

Con base en la muestra definida por el OR, la CREG seleccionó aleatoriamente los transformadores sobre los cuales se debía recopilar la información del transformador y su red de baja tensión asociada, la información obtenida es utilizada para la determinación del costo de inversión del nivel de tensión 1.

A través de la comunicación con radicado CREG E-2007-004826, la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., entregó a la Comisión la información de los circuitos seleccionados.

Con base en la relación de activos de nivel de tensión 1 y su asociación con los diagramas unifilares, la revisión considera los siguientes aspectos:

- Verificación de que los tramos de red sean de uso y no correspondan a activos de conexión (acometidas).
- Verificación de la longitud total de los circuitos (en los casos de los verificados en campo).
- Número total de conductores de fase en cada tramo.
- Verificación de la capacidad del transformador y no duplicidad de tramos en un mismo circuito o apoyos.
- Existencia de tramos de red dedicados exclusivamente para alumbrado público.

Con los ajustes realizados se aplicó la metodología para obtener el costo de reposición y los costos anuales en este nivel de tensión. Los resultados se presentan en la Tabla 2.

	Pesos de diciembre de 2007
Costo de reposición de la Inversión ($CR_{I,1}$)	2,078,275,924.90
Costo anual equivalente ($CA_{I,1}$)	306,146,308.76

Tabla 2 Costos Nivel de Tensión 1

2.2 Pérdidas de energía

El cálculo de las pérdidas de energía por nivel de tensión se efectuó según lo establecido en el capítulo 12 del anexo general de la resolución CREG 097 de 2008.



2.2.1 Nivel de tensión 4

El cálculo de las pérdidas se realizó, para cada STR, con base en la información de pérdidas horarias en las redes y en el análisis de pérdidas en transformadores de potencia, tomando información del sistema del año 2008, entregada por XM a través de comunicaciones con radicados CREG E-2009-007185, E-2009-008238 y E-2009-008239.

El valor de las pérdidas de los transformadores de potencia se ubicó en 0.23% mientras que el valor de las pérdidas de las redes en el STR Centro – Sur alcanzó 0.6794%, con lo cual el valor de pérdidas del nivel 4 para el OR es (P_{j4}) 0.91%.

2.2.2 Niveles de tensión 1, 2 y 3

El cálculo de las pérdidas se realizó con base en la información entregada por el OR, con el apoyo de la firma Ingeniería Especializada S.A., IEB S.A., aplicando los criterios establecidos en la regulación vigente, en especial, los consignados en la Resolución CREG 097 de 2008, resultando los siguientes valores:

	LÍNEAS	TRANSFORMADORES	TOTAL
NIVEL 1	--	--	0.95
NIVEL 2	1.73	0.32	2.05
NIVEL 3	0.3	0.28	0.58

Tabla 3 Índice de pérdidas técnicas por nivel de tensión (%)

A través de la comunicación CREG S-2010-001435 se traspasó el informe de IEB al OR, y se dio un plazo de cinco días para presentar observaciones. El OR no se pronunció al respecto en el plazo establecido.

Por lo anterior, se toman los resultados de pérdidas reconocidas por nivel de tensión que se presenta en la siguiente tabla:

ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS	PORCENTAJE (%)
Nivel de Tensión 3 (P_{j3})	0.58
Nivel de Tensión 2 (P_{j2})	2.05
Nivel de Tensión 1 (P_{j1})	9.82

Tabla 4 Porcentaje de pérdidas reconocidas

2.3 Flujos de energía

De conformidad con lo establecido en el capítulo 9 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. entregó con su solicitud de cargos, los flujos de energía que le ingresan en cada nivel de tensión provenientes del STN, generadores y otros operadores de red, los flujos entre niveles de tensión y las energías que entrega a otros operadores de red así como las ventas del mercado de comercialización en cada nivel.

Por otra parte, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P. entregó a la CREG información de energía registrada en las fronteras comerciales entre el 2003 y el 2007 a

través de comunicaciones radicadas en la CREG bajo los números CREG E-2008-002270, E-2009-007874, E-2009-7875, E-2009-7876, E-2009-7877 y E-2009-7880.

El día 28 de septiembre de 2009 se consultaron las cifras de ventas de energía de los comercializadores en el Sistema Único de Información.

Teniendo en cuenta la información enviada por el OR, considerando los factores de pérdidas de que trata el numeral 2.2 del presente documento y aplicando lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, se calcularon los siguientes valores:

Energía	kWh año 2007
Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ($EU_{j,3}$)	6,517,367
Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ($EU_{j,2}$)	35,635,004
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 3 ($Fe_{j,STN-3}$)	0
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 2 ($Fe_{j,STN-2}$)	0
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 3 ($Fe_{j,4-3}$)	6,555,388
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 2 ($Fe_{j,4-2}$)	29,863,443
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 2 ($Fe_{j,3-2}$)	6,517,367
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 1 ($Fe_{j,3-1}$)	0
Flujo de energía entre los niveles de tensión 2 y 1 ($Fe_{j,2-1}$)	35,635,004

Tabla 5 Resumen flujos de energía

2.4 Administración, operación y mantenimiento

2.4.1 AOM Remunerado

El cálculo del AOM remunerado se realizó de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.1.1 del capítulo 10 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, teniendo en cuenta la siguiente información:

- Para calcular el AOM del nivel de tensión 1 se utilizó la energía reportada al SUI, excluyendo las ventas de Alumbrado Público, y la participación en ventas de energía desde circuitos aéreos y circuitos subterráneos proporcionadas por el OR para el año 2006.
- Los valores de AOM reconocidos para cada nivel de tensión corresponden a los publicados por la Comisión mediante la circular CREG 102 de 2008.

En respuesta a solicitud escrita de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., la Comisión, a través de la comunicación S-2009-002445 señaló lo siguiente:

La Resolución CREG 097 de 2008 establece que el valor del AOM de referencia corresponde a la semisuma del AOM remunerado y del AOM gastado durante el periodo 2004 – 2007, sin embargo, la empresa solo cuenta con información de AOM remunerado a partir del año 2006 ya que la Resolución CREG 095 de 2005,



en la cual se aprobaron los actuales cargos por uso de ENERGUAVIARE, entró en vigencia a finales del año 2005.

Por lo anterior, para la solicitud de cargos de uso de los STR y SDL, el OR deberá aplicar lo definido en la Resolución CREG 097 de 2008, utilizando para el AOM remunerado la información del año 2006 y para el AOM gastado la información correspondiente al periodo 2006 – 2007.

Por lo anterior, para la aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, para la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. se toma la información del periodo 2006 - 2007

En la Tabla 6 se presentan los valores utilizados para calcular el AOM remunerado:

	KWh
Ventas N1 – 2006	11.868.955
Ventas N1+N2+N3 - 2006	11.868.955
Ventas N1+N2+N3 - 2007	24.762.745

	% VENTAS N1
ÁEREO	100%
SUBTERRÁNEO	0%

	Pesos de diciembre de 2001
AOM NIVEL DE TENSIÓN 2	315.638.150
AOM NIVEL DE TENSIÓN 3	120.396.634
AOM NIVEL DE TENSIÓN 4	234.646.753

Tabla 6 Valores para el cálculo del AOM remunerado

Con los anteriores valores se calcula el valor anual de AOM remunerado en los niveles de tensión 2, 3 y 4 para el OR, el cual se presenta en la siguiente tabla:

AÑO	Pesos de diciembre de 2001
2006	443.234.492
2007	924.740.427

Tabla 7 Valor anual de AOM remunerado 2006 -2007

El valor del AOM remunerado ($AOMR_{j,04-07}$) obtenido para el OR es de 1.211.620.779 pesos de diciembre de 2007.

2.4.2 AOM Gastado

Para el cálculo del AOM gastado se utiliza la información entregada por el OR en la solicitud de cargos, la información proveniente del Plan Único de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la información del sistema de costos y gastos del SUI y la información reportada por el OR en cumplimiento de la Circular CREG 019 de 2009, de esta última, el OR no dio respuesta en los plazos establecidos.

Mediante comunicación S-2010-001051 del 19 de marzo de 2010, se solicitó al OR entregar la información de la Circular CREG 019 de 2009, sin que se recibiera respuesta alguna. Por lo anterior, para el cálculo del AOM gastado se utilizó la mejor información disponible en la Comisión.

En el proceso de revisión se verificó que el valor de las cuentas reportado por el OR, para ser remunerado como AOM de la actividad de distribución, no fuera ser superior al valor total de la cuenta reportada al SUI. Para las cuentas en las que se presentó el caso, para determinar el valor a remunerar en el cargo de distribución se utilizó el porcentaje asignado a la actividad reportado por el OR en la solicitud de cargos y el valor total de la cuenta reportado por el OR al SUI.

En el caso de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., se encuentra que el valor reportado por el OR en la solicitud de cargos es mayor que el reportado por el mismo OR al SUI en el sistema de costos y gastos del SUI para la actividad de distribución. De otra parte, al sumar las cuentas a seis dígitos, reconocidas en la Resolución CREG 097 de 2008, reportadas al SUI, se encuentra un valor menor al incluido en la solicitud de cargos del OR.

Con base en lo anterior se calcularon los valores de AOM gastado para los años 2006 y 2007, en la actividad de distribución, que se presentan en la Tabla 8. Los valores corresponden al 100% de los reportados en el Sistema de costos y gastos del SUI.

AÑO	AOM GASTADO (Pesos de diciembre de 2007)
2.006	443.147.031
2.007	701.221.886

Tabla 8 valor anual de AOM gastado 2006 - 2007

El valor de $AOMG_{j,04-07}$ para el OR es de 572.184.459 pesos de diciembre de 2007.

El detalle de las cuentas y los valores remunerados se incluyen en el Anexo 3.

2.4.3 AOM de Referencia

El AOM de referencia, ($AOM_{j,ref}$) para la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. calculado como el promedio de los dos anteriores es 891.902.619 pesos de diciembre de 2007.

3 VALORES REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE CARGOS

3.1 Valores de la Resolución CREG 082 de 2002

A continuación se presentan los valores de las variables utilizadas en el cálculo de los cargos, que hacen referencia a las calculadas para cada OR de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 082 de 2002.



No.	VARIABLE	VALOR
1	$CALR_{j,4,R82,AE}$	3,354,591,264
2	$CALNR_{j,4,R82,AE}$	1,105,809,733
3	$CAAC_{j,R82}$	0
4	$CALR_{j,4,R82,DE}$	875,548,320
5	$CALNR_{j,4,R82,DE}$	234,747,146
6	$CAAE_{j,3,R82,AE}$	1,252,407,277
7	$CAAE_{j,3,R82,DE}$	56,233,365
8	$CAU_{j,2,R82,AE}$	298,569,860
9	$CAU_{j,2,R82,DE}$	263,162,039
10	$CAR_{j,2,R82,AE}$	67,888,475
11	$CAR_{j,2,R82,DE}$	67,888,475
12	$CAO_{j,2,R82,AE}$	1,177,790,186
13	$CAO_{j,2,R82,DE}$	291,385,006
14	$CA_{j,4,R82}$	1,390,464,334
15	$CAC_{j,R82}$	0
16	$CD_{j,3,R82}$	67.529
17	$CD_{j,2,R82}$	50.205
18	$CDAI_{j,1,R82}$	17.004
19	$CDSI_{j,1,R82}$	24.954
20	$CDAM_{j,1,R82}$	0.6066
21	$CDSM_{j,1,R82}$	0.0438

Tabla 9 Valores Resolución CREG 082 de 2002

3.2 Factor de inversión

El factor de inversión calculado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 para los niveles de tensión 2 y 3 del OR se muestra en la siguiente tabla.

Factor de Inversión nivel de tensión 3 ($FInv_{j3}$)	0.400
Factor de Inversión nivel de tensión 2 ($FInv_{j2}$)	0.704

Tabla 10 Factores de inversión

3.3 Factor de demanda

El factor de demanda se calcula como la relación entre la energía útil del año 2007 y la energía útil del año base, que corresponde a la energía con la que se calcularon los cargos aprobados con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002.

En la Tabla 11 se presentan los factores de demanda calculados de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.



Factor de Demanda nivel de tensión 3 ($FDem_{j3}$)	2.46
Factor de Demanda nivel de tensión 2 ($FDem_{j2}$)	1.566

Tabla 11 Factores de demanda

4 CÁLCULO DE CARGOS

Como resultado de los análisis realizados, las respuestas presentadas a la Comisión por el OR, y de conformidad con los aspectos generales presentados en el Anexo 1 del presente documento, se realizaron los ajustes pertinentes a la información inicialmente presentada. Mediante la aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, se obtuvieron los siguientes resultados:

a) Costos Anuales para los activos de los niveles de tensión 4, 3, 2 y 1

COSTO ANUAL EQUIVALENTE DE LOS ACTIVOS DE USO	Pesos de diciembre de 2007
($CAAE_{j,4}$)	1,061,623,868
($CAAE_{j,3}$)	292,424,546
($CAAE_{j,2}$)	989,061,564
($CAI_{j,1}$)	306,146,309

Tabla 12 Costo anual equivalente

b) Niveles de pérdidas reconocidos por nivel de tensión

ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS	PORCENTAJE
Nivel de Tensión 4 ($P_{j,4}$)	0.93
Nivel de Tensión 3 ($P_{j,3}$)	0.58
Nivel de Tensión 2 ($P_{j,2}$)	2.05
Nivel de Tensión 1 ($P_{j,1}$)	9.82

Tabla 13 Pérdidas reconocidas

- c) Factores de pérdidas para referir las medidas de energía en cada nivel de tensión al Sistema de Transmisión Nacional.

FACTORES PARA REFERIR AL STN	PORCENTAJE [%]
PR _{4j}	0.93
PR _{3j}	1.5
PR _{2j}	3.25
PR _{1j}	12.75

Tabla 14 Factores de pérdidas para referir al STN

- d) El costo anual de terrenos y el costo anual de activos no eléctricos calculado se presenta en la Tabla 15.

COSTO ANUAL	PESOS DICIEMBRE DE 2007
Costo anual terrenos conexión al STN	0
Costo anual terrenos nivel 4	0
Costo anual terrenos nivel 3	19,372
Costo anual terrenos nivel 2	3,229
Costo anual activos no eléctricos nivel 4	42,165,096
Costo anual activos no eléctricos nivel 3	10,627,924
Costo anual activos no eléctricos nivel 2	39,190,042

Tabla 15 Costo anual de terrenos y de activos no eléctricos

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, los costos y cargos resultantes de la aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008 para la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. son:

4.1 Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4.

COSTO ANUAL POR EL USO DE LOS ACTIVOS	Pesos de diciembre de 2007
Nivel de Tensión 4 (CA _{j,4})	4,414,020,235

Tabla 16 Costo anual por uso Activos de Nivel de Tensión 4

4.2 Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1

CARGO MÁXIMO	\$/kWh (Pesos de diciembre de 2007)
Nivel de Tensión 3 (CD _{j,3})	88.20
Nivel de Tensión 2 (CD _{j,2})	58.99
Nivel de Tensión 1 por Inversión (CDI _{j,1})	18.86
Nivel de Tensión 1 por AOM (CDM _{j,1})	3.03

Tabla 17 Cargos máximos



Anexo 1 ASPECTOS GENERALES

Las siguientes consideraciones se efectuaron en el marco de los criterios generales establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008.

- Los cálculos para el reconocimiento de activos se efectuaron con los inventarios de activos eléctricos en operación al 31 de diciembre de 2007 reportados por el Operador de Red, conforme a las Circulares CREG No. 013 de 2007 y 097 de 2008. La energía considerada en dichos cálculos corresponde a la del año 2007.
- En consideración al cumplimiento de los estándares de calidad del servicio que debe cumplir el OR, se permitió remunerar una celda de reserva por cada grupo de hasta 6 celdas que estén en operación en las subestaciones donde se solicitó el reconocimiento de dichos activos.
- En el caso de los predios de subestación para los cuales el OR no reportó su valor catastral o el área asociada, se asumió para dicha variable un valor de cero (0).
- En el proceso de revisión de la asimilación de los activos a Unidades Constructivas, se realizaron ajustes cuando se consideró que los activos no fueron correctamente asimilados. Entre otros, se hicieron los siguientes ajustes:
 - En las subestaciones de conexión al STN donde se reportaron las UC N5S7 ó N5S10, según la clasificación de la Resolución CREG 097 de 2008, su reporte se reemplazó por la UC de módulo común de nivel de tensión 4 (N4S41, N4S42, N4S43 ó N4S44 según corresponda con la configuración de la subestación).
 - Para el dimensionamiento del módulo común de nivel de tensión 4 se consideran las bahías de conexión al STN.
 - Cuando en una misma S/E el OR reportó la UC N5S8 (Centro de supervisión y control para activos de conexión al STN) y la UC N4S45, se eliminó la primera por considerar que está incluida en el sistema de control de la S/E de Nivel de Tensión 4.
 - Para el dimensionamiento del Módulo común de una S/E se incluyeron todas las bahías: convencionales, reducidas y encapsuladas.
 - Para el dimensionamiento del módulo de baraje se tuvieron en cuenta todas las bahías conectadas al mismo.
- De acuerdo con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 097 de 2008, para S/E donde se encuentran activos usados por varios OR, se reconocieron los activos usados por cada uno de ellos en la proporción que estos los reportaron (verificando que la suma de las proporciones no superara el 100%).
- Para líneas de uso compartido por más de un OR se aceptan las cantidades de UC reportadas por cada uno.

- Para el reconocimiento de líneas doble circuito (Líneas de Nivel de Tensión 3 y 4), se debió reportar los activos asociados con la mitad de la longitud en cada línea del doble circuito. En los casos que no se reportó de esta forma se ajustó.
- Para líneas de Nivel 3 sólo se aceptó doble circuito cuando las líneas del circuito tenían las mismas especificaciones, en caso contrario se reconoció el 100% de la línea de mayores especificaciones (con la UC apropiada de circuito sencillo) y el 60% de la línea de menor especificación (declarada en el reporte como sobrepuerto).
- En los conductores de redes subterráneas aislados a 44 kV se reconoce un ajuste del 17%.
- En los casos en los que el tercer devanado de un transformador tridevanado no se usa (no tiene nada conectado), se asimiló a un transformador bidevanado con la potencia de baja asignada según la máxima que se puede obtener en el devanado secundario que se va a utilizar de conformidad con los datos de capacidad reportados por el OR.
- Para el reconocimiento de transformadores con devanado de alta en el Nivel de Tensión 3 y cuyas capacidades son inferiores a 0.5 MVA, se generó una UC especial con el valor unitario por cada MVA igual al de la UC N3T1 y con los costos de instalación de la Tabla 25 del Capítulo 5 del Anexo General (Costo de instalación de transformadores de activos de Nivel de Tensión 1- Transformadores tipo pedestal).
- En la mayoría de los casos las UC reportadas por los OR asimiladas a las UC de Unidades de Adquisición de Datos de que trata la Resolución CREG 097 de 2008, UAD, realizan las funciones propias de los controladores de bahía, los cuales son remunerados en el costo del tablero de control, medida y protección para bahías convencionales y en el costo de las celdas tipo metalclad.

En otros casos se reportaron dispositivos de captura de información cuyas funciones son realizadas actualmente de forma integrada en los equipos multifuncionales. Se debe recordar que la mayoría de los precios de las UC de la Resolución CREG 097 de 2008 se obtuvieron a partir de las compras efectuadas durante los años 2006 y 2007 realizadas por los OR y por tanto, los equipos valorados en los tableros de control y en las celdas incorporan tecnología que permite realizar en un solo dispositivo las funciones de control medida y protección, así como la adquisición de datos para la realización de las funciones mencionadas.

El equipo reconocido bajo la denominación de Unidad de Adquisición de Datos en la Resolución CREG 097 realiza funciones diferentes a las desempeñadas por los controladores de bahía. El equipo en mención puede combinar funciones de supervisión y control con automatismos programables, maneja entradas y salidas de varios controladores de bahía, interactúa con el centro de control o niveles superiores de la subestación, procesa y archiva la información de toda la subestación y realiza el registro de eventos, entre otras funciones.

Según lo expuesto, en los casos en que el OR no comprobó que los equipos asimilados a Unidades de Adquisición de Datos cumplían con la totalidad de funciones descritas en el párrafo anterior, dichas UC fueron excluidas del inventario.

Anexo 2 LISTADO DE ACTIVOS

En el CD adjunto al presente documento se encuentran los archivos en medio magnético que contienen las UC consideradas para la remuneración de activos, se incluyen las UC presentadas por el OR con los ajustes realizados en el proceso de revisión.

Las Unidades que no se consideran en la remuneración contienen un valor cero (0) en el campo porcentaje reconocido, las UC incluidas presentan un valor igual a uno (1) en este campo.

Para cada registro se incluyen las observaciones que explican las razones para la exclusión de las UC o la modificación de estas en el reporte del OR.

Para las bahías de transformador y transformadores de potencia se presentan los campos "nivel" y "Cantidad nivel" que indican el nivel de tensión al cual se asigna el activo y el porcentaje asignado a dicho nivel resultantes de la aplicación del criterio de asignación establecido en el capítulo 5 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.

De igual forma, se incluye la información de los activos de nivel 1 empleada para obtener el costo de reposición y los costos anuales en este nivel de tensión.



Anexo 3 INFORMACIÓN DE FLUJOS DE ENERGÍA

En el CD adjunto al presente documento se encuentra un archivo en medio magnético que contiene el detalle de los flujos de energía utilizados en el cálculo de los cargos.

Anexo 4 INFORMACION DE AOM

En el CD adjunto al presente documento se encuentra un archivo en medio magnético que contiene las cuentas y el valor de estas utilizadas en el cálculo del AOM gastado.