



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**COSTOS Y CARGOS POR USO DE LOS
ACTIVOS OPERADOS POR LA
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S. A. E.S.P.**

DOCUMENTO CREG-090
1 DE OCTUBRE DE 2009

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

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	14
2. DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA.....	16
2.1 Verificación sobre los activos reportados por el OR y ajustes de la información.....	17
2.2 Análisis de la consistencia de la información enviada por el OR y ajustes a la información de activos de niveles de tensión 2, 3 y 4	18
2.3 Nivel de Tensión 1	20
2.4 Pérdidas	20
2.5 Flujos de energía	22
2.6 Administración, operación y mantenimiento	24
2.6.1 AOM Remunerado.....	24
2.6.2 AOM Gastado.....	24
2.6.3 AOM de Referencia	25
3. VALORES DE LA RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2002 REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE CARGOS.....	26
4. CÁLCULO DE CARGOS PARA LA ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	26
4.1 Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4.	27
4.2 Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2.....	28
4.3 Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1.	28
ANEXO 1. ASPECTOS GENERALES	29
ANEXO 2. LISTADO DE ACTIVOS DE USO	32
ANEXO 3. FLUJOS DE ENERGÍA.....	33
ANEXO 4. AOM GASTADO	34

COSTOS Y CARGOS POR USO DE LOS ACTIVOS OPERADOS POR LA ELECTRIFICADORA DEL HUILA 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 expidieron las resoluciones CREG 057 2003, 005 de 2005 y 106 de 2007 a través de las cuales se aprobaron los cargos y costos de distribución de la empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. que vienen aplicándose desde el año 2003 hasta la fecha.

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 la Resolución CREG 097 de 2008 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 013, 015, 022, 023, 026, 028 y 030 de 2007, 085 y 097 de 2008 y 019 de 2009.

La ELECTRIFICADORA DEL HUILA 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 al SDL que opera.

Mediante comunicaciones escritas con radicados CREG E-2008-009867 recibida el día 10 de noviembre de 2008, E-2008-009893 recibida el día 11 de noviembre de 2008, E-2008-010002 recibida el día 12 de noviembre de 2008 y E-2008-010985 recibida el día 10 de diciembre de 2008, la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. 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, cuyo resumen, elaborado de conformidad con el capítulo 15 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, se presenta a continuación:

Costos	Pesos de diciembre de 2007
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4	17.748.464.091
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 3	15.901.832.628
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 2	40.280.170.074
Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 1	33.696.068.504

Valores para el cálculo de AOM	Pesos de diciembre de 2007
Valor anual del AOM gastado ($AOMG_{j,04-07}$)	21.749.094.756
Valor anual del AOM remunerado ($AOMR_{j,04-07}$)	23.111.560.535
Costo de Reposición de Inversión para el Nivel de Tensión 4 ($CRI_{j,4}$)	108.571.581.805
Costo de Reposición de Inversión para el Nivel de Tensión 3 ($CRI_{j,3}$)	98.702.150.335
Costo de Reposición de Inversión para el Nivel de Tensión 2 ($CRI_{j,2}$)	283.680.792.185
Costo de Reposición de Inversión para el Nivel de Tensión 1 ($CRI_{j,1}$)	105.235.367.914

Porcentajes de AOM	(%)
Porcentaje de AOM gastado ($PAOMG_{j,04-07}$)	3,6544%
Porcentaje de AOM remunerado ($PAOMR_{j,04-07}$)	3,8765%
Porcentaje de AOM de Referencia ($PAOM_{j,ref}$)	3,7000%

Energía	kWh (Año de la Fecha de Corte)
Energía Útil del Nivel de Tensión 3	675.177.370
Energía Útil del Nivel de Tensión 2	654.130.247
Pérdidas No Técnicas No Reconocidas	184.514.647

Cargos	\$/kWh (Pesos de diciembre de 2007)
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 3	34,93
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 2	104,55
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de inversión	30,91
Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de AOM	7,30

La ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., mediante comunicación radicada en la CREG bajo el No. E-2009-002183 recibida el día 12 de marzo de 2009, envía nuevos costos y cargos para ser sometidos a aprobación de la Comisión debido a correcciones en la información de la solicitud de cargos presentada por la empresa.

Mediante auto del 17 de diciembre de 2008, la Comisión dio inicio a la actuación administrativa tendiente a la aprobación de costos y cargos de distribución de la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E. S. P., ordenó la apertura del expediente 2008-0067 y 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-2008-004515, la CREG remitió al OR un resumen del estudio de cargos presentado por éste a la Comisión para que 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 del Huila* con fecha de publicación 27 de diciembre de 2008, según la copia remitida a la Comisión a través del oficio con radicado CREG E-2009-000385.

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.
- Verificación de la veracidad de la información reportada por el OR a través del trabajo de campo en 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 asociados con el sistema en cuestión respecto de los allegados con la solicitud de cargos.
- 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 que hace parte del proceso de aprobación de cargos para la empresa.

2. DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

A continuación se presenta, clasificado por temas, el análisis efectuado, que conduce al cálculo de los cargos propuestos en el numeral 4 del presente documento.



2.1 Verificación sobre los activos reportados por el OR y ajustes de la información.

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 se 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 uno de los OR y adelantó un proceso abierto de selección para contratar una firma que desarrollará las tareas de verificación de activos, resultando escogida la firma Sistemas 2000 Consultores Ltda., en adelante el Verificador.

Luego de efectuar visitas a los activos seleccionados, el Verificador presentó a la Comisión los resultados de la verificación, a través del documento radicado bajo el número E-2009-000514. En el informe el verificador indica que por orden público y la seguridad del personal no se pudo visitar un transformador de nivel 1 con código PRLOP102 relacionado en la muestra. Por lo anterior, la Comisión mediante comunicado S-2009-000455 envía al verificador el código del transformador en reemplazo del activo que no se pudo visitar, cuyo resultado fue enviado por el verificador mediante radicado CREG E-2009-001320. La Comisión dio traslado de estos documentos 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, principalmente respecto de la interpretación 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 comunicación con radicado CREG E-2009-004356.

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 ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. se pronunció en relación con las explicaciones solicitadas y con el informe de verificación de la calidad de información, en cuanto a inconsistencias de la información reportada se refiere, a través de las comunicaciones escritas radicados CREG E-2009-002261 del 16 de marzo de 2009, E-2009-004381 del 14 de mayo de 2009 y E-2009-005102 del 5 de junio de 2009.

Siguiendo el procedimiento establecido en el capítulo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, y dado a que todas las justificaciones aportadas por la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P sobre las observaciones planteadas a raíz de la verificación

en campo fueron satisfactorias para la Comisión, se le aceptan sus inventarios para proceder a realizar los cálculos de costos y cargos de distribución con la mencionada metodología.

2.2 Análisis de la consistencia de la información enviada por el OR y ajustes a la información de activos de niveles de tensión 2, 3 y 4

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, UC, según el listado de la Resolución CREG 082 de 2002 y el de la Resolución CREG 097 de 2007.
- Adecuada asimilación de UC a activos según las configuraciones 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 sobrepuestas.
- 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 de reporte de activos.

Tal como se indica en el numeral 1, la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., mediante comunicación radicada en la CREG bajo el No. E-2009-002183, envía nuevos costos y cargos para ser sometidos a aprobación de la Comisión debido a correcciones en la información de la solicitud de cargos presentada por la empresa. Por lo anterior la empresa anexa tres archivos correspondientes a las UC de línea, transformadores y subestaciones que respaldan dicha solicitud y que son tenidos en cuenta en el análisis de la información de activos de la empresa.

Una vez realizado el análisis de la información, se procedió a solicitar las aclaraciones pertinentes al OR mediante comunicación S-2009-002956, en el cual las principales inquietudes fueron relacionadas con:

- aclarar el tipo de configuración de algunas de las subestaciones del sistema de ELECTROHUILA, ya que se observó que se reportaron para un mismo nivel de tensión, UC con diferentes tipos de configuración,

- para una misma subestación se observó, que al clasificar un activo (fecha de corte diciembre 2007), conforme al listado de UC definido en la Resolución CREG 082 de 2002, se reportó diferente tipo de configuración que los reportados con las UC definidas en la Resolución CREG 097 de 2008,
- diferencias que se encontraron en la capacidad nominal de algunos transformadores presentados en el inventario de activos y los que se observaron en el diagrama unifilar,
- para los equipos de línea aparecieron triplicadas las cantidades de activos reportados con las UC de la Resolución 082 de 2002 en comparación con las UC de la Resolución CREG 097 de 2008 (fecha de corte diciembre 2007),
- con el propósito de revisar el factor de inversión $FInv_{j,n}$, definido en el numeral 3.2 del anexo de la Resolución CREG 097 de 2008, se solicitaron explicaciones sobre las diferencias de longitudes de línea encontradas en los diferentes reportes con los que cuenta la CREG.

El OR entregó las aclaraciones a través de la comunicación con radicado CREG E-2009-008419, lo cual permitió modificar la información inicialmente presentada en el siguiente sentido:

- Tipo de configuración de algunas subestaciones del sistema de ELECTROHUILA.
- Capacidad nominal y tipo de UC de algunos transformadores presentados en el inventario de activos.
- Cantidad de equipos de línea reportados con las UC de la Resolución 082 de 2002 en comparación con las UC de la Resolución CREG 097 de 2008 (fecha de corte diciembre 2007).
- Longitud de línea reportada en el inventario de activos
- Para las subestaciones Rivera, Santa María y Pital el OR indica que las subestaciones son de configuración tipo convencional. En verificación realizada tanto por el Verificador como por los asesores de la Comisión y revisando los documentos suministrados por la empresa en respuesta a la inquietudes presentadas por la CREG, se observó que estas subestaciones son de configuración tipo reducida ya que sus activos no cuentan con los elementos principales y necesarios para ser consideradas de tipo convencional, como lo es el de contar con interruptores y tableros de control, medida y protección por cada bahía reportada.

En el Anexo 1 se encuentran los criterios con los que se revisaron los inventarios. En el Anexo 2 aparecen en medio magnético todos los aspectos relacionados con los ajustes realizados a los inventarios.



2.3 Nivel de Tensión 1

De conformidad con lo establecido en la circular CREG 013 de 2007, a través de la comunicación con radicado CREG E-2007-002214, el OR entregó el diseño de la muestra con base en los parámetros de confianza y error establecidos por la Comisión, definiendo tanto el tamaño de la muestra de los transformadores de nivel de tensión 1 como la estratificación asociada.

Según lo anterior, la CREG seleccionó aleatoriamente los transformadores sobre los cuales se debía recopilar la información del transformador y su red de baja tensión asociada para la determinación del costo del nivel de tensión 1.

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 resultados obtenidos se realizaron los ajustes pertinentes y se procedió a aplicar la metodología para obtener el costo anual en este nivel de tensión, cuyo resultado es el siguiente:

Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso	Pesos de diciembre de 2007
En el Nivel de Tensión 1 ($CAI_{1,1}$)	28.142.582,933

2.4 Pérdidas

Según lo establecido en el capítulo 12 del anexo general de la resolución CREG 097 de 2008, el cálculo de las pérdidas de energía por nivel de tensión se efectuó de la siguiente manera:

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 2007, entregada por XM a través de comunicaciones con radicados CREG E-2009-7185, 8238 y 8239.

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 0,68%, con lo cual el valor de pérdidas del nivel 4 para el OR es ($P_{j,4}$) 0,91%.

Niveles de tensión 1, 2 y 3

El cálculo de las pérdidas se realizó con base en la información entregada por el OR a través de las Circulares 013 y 015 de 2007. Con el apoyo de IEB S.A. y aplicando los criterios establecidos en la regulación vigente, en especial, los consignados en la resolución CREG 097 de 2008, resultando para ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. un valor de pérdidas técnicas totales en el nivel de tensión 3 del 1,45%; para el nivel de tensión 2 del 1,53% y para el nivel de tensión 1 del 4,78%.

El informe entregado por IEB fue trasladado al OR a través de las comunicaciones CREG S-2009-003440 y S-2009-003486. El OR entregó sus observaciones a través de las comunicaciones con radicado CREG E-2009-008788 y E-2009-008972, que en resumen hacen referencia a lo siguiente:

- Para el nivel de tensión 3, el OR indica que el valor presentado es muy inferior al calculado por la empresa e igualmente inferior a empresas con infraestructura similar para este nivel de tensión.
- Para el nivel de tensión 2, el OR considera que el cálculo de pérdidas totales debe ser realizado por medio del promedio ponderado y no por el promedio simple de las pérdidas de los circuitos.
- Para el nivel de tensión 1, el OR indica que el valor de las pérdidas para el nivel 1 relacionado en el informe no es concordante con el de la simulación. Adicionalmente, en el cálculo realizado no se tienen en cuenta las pérdidas de redes para algunos transformadores.

Al respecto se aclara: los cálculos se hacen en forma particular para cada empresa con base en la información entregada; se utilizó el promedio aritmético para las empresas que no entregaron un factor de ponderación para cada uno de los circuitos reportados y, para el nivel 1, se tomó el valor de la simulación detallada: 4,78%

De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, el resultado de las pérdidas por nivel de tensión es:



Índice de pérdidas reconocidas	(%)
Nivel de Tensión 4 ($P_{j,4}$)	0,91
Nivel de Tensión 3 ($P_{j,3}$)	1,45
Nivel de Tensión 2 ($P_{j,2}$)	1,53
Nivel de Tensión 1 ($P_{j,1}$)	9,27

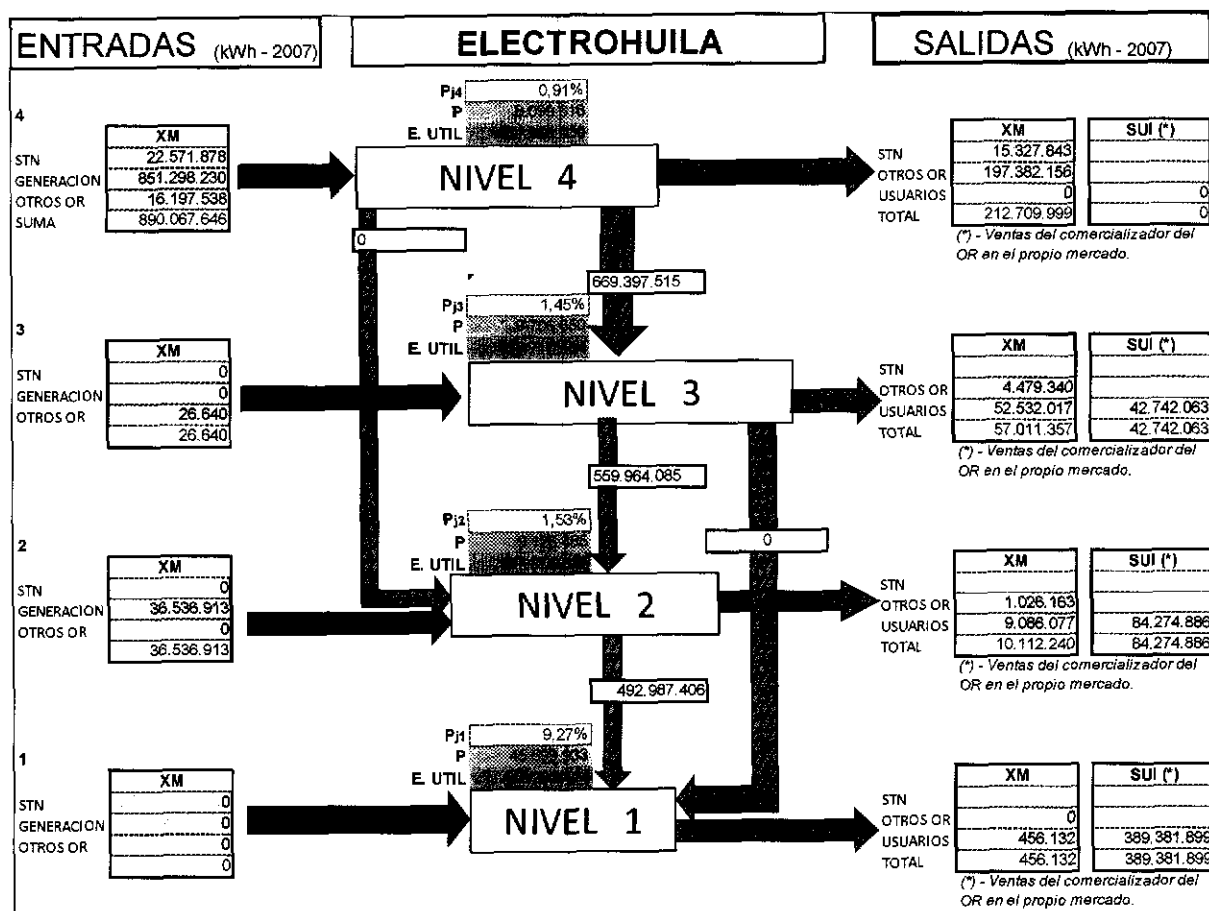
2.5 Flujos de energía

De conformidad con lo establecido en el capítulo 9 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, la ELECTRIFICADORA DEL HUILA 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 E-2008-002270, E-2009-007874, E-2009-007875, E-2009-007876, E-2009-007877 y E-2009-007880.

El 28 de septiembre de 2009 se consultó en el SUI la información de ventas de energía del 2007 por mercado de comercialización.

En el diagrama adjunto se observa el balance energético del año 2007 para la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.



Teniendo en cuenta la información enviada por el OR y sus explicaciones, considerando los factores de pérdidas de que trata el numeral 2.4 del presente documento y aplicando lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, el flujo de energía permite calcular los valores de las siguientes variables:

Energía	kWh (año 2007)
Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ($EU_{j,3}$)	659.717.504
Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ($EU_{j,2}$)	587.374.532
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 3 ($Fe_{j,STN-3}$)	-
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 2 ($Fe_{j,STN-2}$)	-
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 3 ($Fe_{j,4-3}$)	669.397.515
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 2 ($Fe_{j,4-2}$)	-
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 2 ($Fe_{j,3-2}$)	559.964.085
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 1 ($Fe_{j,3-1}$)	-
Flujo de energía entre los niveles de tensión 2 y 1 ($Fe_{j,2-1}$)	492.987.406

2.6 Administración, operación y mantenimiento

2.6.1 AOM Remunerado

Siguiendo lo establecido en el numeral 10.1.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, el cálculo del AOM remunerado se efectuó de la siguiente manera:

Para calcular el AOM del nivel de tensión 1 se tomó la energía reportada por el Comercializador Integrado con el OR al SUI para el año 2004, excluyendo las ventas de Alumbrado Público y, tomando la participación entre ventas de energía desde circuitos aéreos y ventas desde circuitos subterráneos proporcionadas por el OR para el año 2007, se obtienen las ventas estimadas en cada una de estas dos modalidades. Cada uno de estos valores se multiplica por el valor de AOM aprobado de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002.

Los valores de AOM reconocidos para cada nivel de tensión se toman de los archivos de cálculo utilizados por la CREG para definir los cargos vigentes de acuerdo con la Resolución CREG 082 de 2002. Estos valores fueron publicados por la Comisión mediante la circular CREG 102 de 2008.

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones del numeral 2.5 se calcularon las ventas para los niveles 1, 2 y 3 como se muestra en la siguiente tabla:

	Unidad	Valor
Ventas Nivel de Tensión 1 sin AP	kWh	328.920.552
% aéreo	%	94
% subterráneo	%	6
AOM Nivel de Tensión 2	\$ de diciembre 2001	5.235.320.172
AOM Nivel de Tensión 3	\$ de diciembre 2001	1.573.319.922
AOM Nivel de Tensión 4	\$ de diciembre 2001	1.490.719.981
Ventas NT1+ Ventas NT2+ Ventas NT3 ₍₂₀₀₄₎	kWh	475.542.235
Ventas NT1+ Ventas NT2+ Ventas NT3 ₍₂₀₀₅₎	kWh	420.163.783
Ventas NT1+ Ventas NT2+ Ventas NT3 ₍₂₀₀₆₎	kWh	543.019.576
Ventas NT1+ Ventas NT2+ Ventas NT3 ₍₂₀₀₇₎	kWh	583.978.577

Con los anteriores datos se obtiene el valor del AOM remunerado así:

Valor anual de AOM	Pesos de diciembre de 2007
Remunerado ($AOMR_{i,04-07}$)	12.376.641.809

2.6.2 AOM Gastado

Para el cálculo de este valor se tuvieron en cuenta: i) la información entregada por el OR, ii) la información proveniente del Plan Único de Cuentas del Sistema Único de Información administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al 25 de junio de 2009 -PUC-, iii) el sistema de costos y gastos del SUI al 18 de

agosto de 2009; y iv) la reportada por el OR en cumplimiento de las circular CREG 019 de 2009.

Criterios generales tenidos en cuenta en la revisión del AOM gastado:

- Cuando el valor reportado por el OR para ser remunerado en una cuenta determinada representa un porcentaje superior al 100% del existente en el PUC, se registró el valor del PUC.
- En el caso en que la suma reportada por el OR al Sistema Unificado de Costos y Gastos para la actividad de distribución fue inferior al valor total de las cuentas reportadas por el OR en respuesta a la Circular CREG 019 de 2009, los valores de estas últimas se ajustaron proporcionalmente para que su suma igualara al valor total de los costos y gastos mencionados inicialmente.

Con base en lo anterior se calculó el AOM gastado, $AOMG_{j,04-07}$, en la actividad de distribución a remunerar mediante cargos por uso. Los valores tomados en cada cuenta se incluyen en el Anexo 4

EL AOM gastado por año es:

Año	AOM Gastado [Pesos dic/07]
2004	17.623.374.989
2005	21.065.659.571
2006	21.491.862.949
2007	25.757.658.307
Promedio	21.484.638.954

2.6.3 AOM de Referencia

El AOM de referencia, $AOM_{j, ref}$, para la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S. A E.S.P. calculado como el promedio de los dos anteriores es:

Valor anual de AOM	Pesos de diciembre de 2007
Referencia ($AOM_{j, ref}$)	16.930.640.382

3. VALORES DE LA RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2002 REQUERIDOS PARA EL CÁLCULO DE CARGOS

A continuación se presentan los valores tomados de la resolución aprobada con base en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002:

VARIABLE	Valor
$CA_{j,4,R82}$	8.291.310.516
$CAC_{j,R82}$	3.491.932.839
$CD_{j,3,R82}$	24,79
$CD_{j,2,R82}$	76,85
$CDAI_{j,1,R82}$	23,26
$CDSI_{j,1,R82}$	24,95
$CALR_{j,4,R82,AE}$	3.196.090.464
$CALNR_{j,4,R82,AE}$	4.140.903.620
$CAAC_{j,R82}$	2.965.279.973
$CALR_{j,4,R82,DE}$	2.780.758.995
$CALNR_{j,4,R82,DE}$	4.140.903.620
$CAAE_{j,3,R82,AE}$	12.464.860.413
$CAAE_{j,3,R82,DE}$	12.388.678.955
$CAU_{j,2,R82,AE}$	2.507.813.216
$CAU_{j,2,R82,DE}$	2.507.813.216
$CAR_{j,2,R82,AE}$	12.989.953.861
$CAR_{j,2,R82,DE}$	12.987.001.120
$CAO_{j,2,R82,AE}$	6.124.274.408
$CAO_{j,2,R82,DE}$	6.124.274.408

4. CÁLCULO DE CARGOS PARA LA ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

Como resultado del análisis definitivo de la información, las respuestas presentadas a la Comisión por la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., por la firma Sistemas 2000 Consultores Ltda. 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.

La relación detallada de los ajustes a los inventarios aparece registrada en el Anexo 2 del presente documento.

Mediante la aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, se obtuvieron los siguientes resultados:

- a) Valores de costo anual de los activos eléctricos, activos no eléctricos, terrenos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento:

Costos Anuales	CAAE _{j,n}	CAANE _{j,n}	CAT _{j,n}	AOM _{j,n}
Nivel 4	13.418.801.302	544.566.433	13.629.464	2.637.093.453
Nivel 3	11.986.825.234	485.855.415	18.854.548	2.218.372.162
Nivel 2	38.034.377.996	1.553.805.078	2.774.412	6.993.390.027
Nivel 1	28.142.582.933			5.081.784.739

- b) Los niveles de pérdidas en cada nivel de tensión que se reconocen, en cada año del período tarifario, son:

Índice de pérdidas reconocidas	(%)
Nivel de Tensión 4 ($P_{j,4}$)	0,91
Nivel de Tensión 3 ($P_{j,3}$)	1,45
Nivel de Tensión 2 ($P_{j,2}$)	1,53
Nivel de Tensión 1 ($P_{j,1}$)	9,27

- c) Los factores de pérdidas para referir las medidas de energía en cada nivel de tensión al Sistema de Transmisión Nacional, en cada año del período tarifario, son:

Índices de Pérdidas	
Pérdidas	(%)
$PR_{j,4}$	0,91
$PR_{j,3}$	2,35
$PR_{j,2}$	3,84
$PR_{j,1}$	12,75

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, los cálculos resultantes de la aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 082 de 2002 para la ELECTRIFICADORA DEL HUILA 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 ($CA_{j,4}$)	15.455.965.433

je

4.2 Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2.

Cargo Máximo	\$ / kWh (pesos de diciembre de 2007)
Nivel de Tensión 3 ($CD_{j,3}$)	28,71
Nivel de Tensión 2 ($CD_{j,2}$)	107,73

4.3 Cargos Máximos del Nivel de Tensión 1.

Cargo Máximo	\$ / kWh (pesos de diciembre de 2007)
Nivel de Tensión 1 por Inversión ($CDI_{j,1}$)	30,79
Nivel de Tensión 1 por AOM ($CDM_{j,1}$)	11,36

Los Cargos Máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 deben ser actualizados, liquidados y facturados por la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. a los Comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema que opera y a los otros OR que se conectan a su sistema en dichos niveles, utilizando los cargos máximos, considerando la aplicación de los factores de pérdidas respectivos.

ANEXO 1. ASPECTOS GENERALES

Las siguientes consideraciones para revisión de activos 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 reportados en operación al 31 de diciembre de 2007 por el OR, 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 inventario reportado por los Operadores de Red se ajustaron algunas UC por considerar que los activos no fueron correctamente asimilados y cuando resultó posible efectuar una mejor asimilación. 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) dado que, como lo establece la Resolución CREG 097, el módulo común se define de acuerdo con el nivel de tensión mayor de la S/E.

Para el dimensionamiento de este módulo común se incluyó la bahía del transformador de conexión.

- En el caso de que se haya reportado la UC N5S8 (Centro de supervisión y control para activos de conexión al STN) y la UC N4S45, la primera se eliminó por considerar que está incluido 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 incluyendo las bahías de generación, conexión al STN y usuarios de conexión.

- Para el dimensionamiento del módulo de barraje 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 caso de una línea radial utilizada por un solo OR cuya bahía de conexión a una S/E fue reportada por otro OR, se considera que tanto la línea como la bahía que la conecta son responsabilidad del OR que usa la línea y por tanto se modificaron los inventarios en este sentido.
- 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 sobrepuesto).
- 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 de 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 Tabla 25 del Cap. 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 cumplieran con la totalidad de funciones descritas en el párrafo anterior, dichas UC fueron excluidas del inventario.

ANEXO 2. LISTADO DE ACTIVOS DE USO

(Se adjunta en medio magnético)

Aclaraciones sobre las hojas electrónicas:

- En el campo **"RES_097"** se identifican con la letra **"N"** los activos reportados con las UC de la Resolución CREG 082 de 2002 y con la letra **"S"** los activos reportados con las UC de la Resolución CREG 097 de 2008, a fecha de corte diciembre de 2007.
- En el campo **"RECONOCIDO"** se identifican con el número uno **"1"** los activos considerados en los cálculos de cargos, con el número cero **"0"** aquellos activos que no fueron considerados en los cálculos de cargos y con la letra **"R"** los activos que fueron reemplazados del reporte inicial debido a cambios de alguna de sus variables en desarrollo de la verificación y análisis de la información.
- El campo **"NIVELASIGNADO"** en las hojas electrónicas **"UC_SE"** y **"Trafos"** indica el nivel de tensión al cual se asigna la UC.
- El campo **"FACTORNIVEL"** en las hojas electrónicas **UC_SE** y **"Trafos"** indica si toda la UC o fracción de la UC se asigna al nivel de tensión respectivo.

ANEXO 3. FLUJOS DE ENERGÍA

(Se adjunta en medio magnético)

El Anexo 3 contiene las siguientes hojas electrónicas donde se indican las fronteras tenidas en cuenta para la información de flujos de energía del sistema de Electrohuila:

Tabla 1: Fronteras de STN, Generación y Otros OR por nivel de tensión del sistema de Electrohuila. Fuente XM.

Tabla 2: Ventas de energía realizadas entre ELECTROHUILA y agentes comercializadores según fronteras registradas en XM.

Tabla 3: Ventas de energía del mercado de comercialización del comercializador integrado con el OR consultada en el Sistema Único de Información (SUI).

ANEXO 4. AOM GASTADO

(Se adjunta en medio magnético)

Se anexa el listado de las cuentas de la Circular CREG 085 de 2008 y de las indicadas en la Resolución CREG 097 de 2008.

La columna denominada "Ajustada" corresponde al resultado de aplicar los criterios mencionados en el numeral 2.6.2.