



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CONFORMACIÓN ÁREAS DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
-ADD-**

DOCUMENTO CREG- 039
29 de Abril de 2008

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

TABLA DE CONTENIDO

1.ANTECEDENTES.....	34
2. CONFORMACIÓN DE ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN	34
2.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS	35
2.1.1 Conexión Eléctrica en Nivel de Tensión 3.....	35
2.1.2 Regiones Naturales.....	36
2.1.3 Cercanía Geográfica	38
2.1.4 Agrupación Geográfica, STR e Intercambios de Energía	39
2.1.5 Propuesta.....	40
2.1.6 Nueva Conformación de STR	41
3.CARGOS POR USO ÚNICOS POR NIVEL DE TENSIÓN – DTUN.....	42
4.LIQUIDACIÓN, RECAUDO Y DISTRIBUCION DE INGRESOS	45
4.1 RECAUDO	45
4.2 LIQUIDACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS	49
5.TRANSICIÓN.....	52



CONFORMACIÓN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ADD -

1. ANTECEDENTES

De acuerdo con lo previsto en los Artículos 23, Literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas 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.

La Ley 143 de 1994, artículo 11, define como Redes de Distribución, el “Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinado al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes o asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política.”.

El Artículo 44 de la ley 143 de 1994 establece que el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia, entendiéndose por neutralidad que usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no-residenciales del servicio de electricidad, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios, en virtud de lo cual no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico.

Para desarrollar dicho precepto, establecer un cargo único por nivel de tensión el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Posteriormente, el Decreto 388 de 2007 fue modificado por el Decreto 1111 de 2008 en el sentido de ordenar la conformación de las ADD entrará a regir dentro de los 30 días siguientes a su expedición y permitir, como transición hacia la nueva metodología de remuneración de la actividad de Distribución, permitiendo que, en el período definido para la misma, existan cargos por uso diferentes en una misma ADD.

A partir de estos supuestos normativos, en el documento se presentan las posibilidades de agrupación para establecer las Áreas de Distribución - ADD- con su respectiva propuesta de conformación, la propuesta para el cálculo de los Cargos por Uso Únicos en el Nivel de Tensión, la liquidación, el recaudo y la distribución de los ingresos y una propuesta de transición entre los cargos actuales y los unificados.

2. CONFORMACIÓN DE ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN

El decreto 388 de 2007 establece la definición de ADD de la siguiente manera:



“Áreas de Distribución (ADD). Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”

De la anterior definición se evidencia que el principal criterio para el establecimiento de las ADD es la aplicación del principio de Neutralidad expuesto en la Ley, como se reitera en el Artículo 3 del mismo decreto, así:

“Artículo 3o. Conformación de Áreas de Distribución. La CREG conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro. La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

La CREG determinará los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes Operadores de Red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR en cada ADD. De igual manera, para la conformación de las ADD, la CREG podrá hacer uso de las disposiciones establecidas en el inciso 73.14 del artículo 73 de la Ley 142.”

De lo anterior se deduce que el objeto principal de la disposición consiste en unificar las tarifas en cada Nivel de Tensión, de empresas con sistemas geográficamente cercanos que cuenten con tarifas bajas y alta densidad de usuarios con empresas de características contrarias (tarifas altas y bajas densidades de usuarios) para poder obtener los equilibrios deseados en las tarifas.

Con el propósito de encontrar la mejor alternativa para la conformación de las ADD se realizaron varios ejercicios de agrupación, de los cuales se presentan a continuación los más relevantes, considerando tanto el principio anteriormente mencionado como la cercanía geográfica:

- Conectividad en Nivel de Tensión 3
- Regiones Naturales
- Cercanía Geográfica
- Agrupación Geográfica y Conectividad en cualquier nivel

2.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Los resultados mostrados corresponden al ejercicio efectuado con los cargos de distribución del Nivel de Tensión 1 de agosto de 2007.

2.1.1 Conexión Eléctrica en Nivel de Tensión 3

La primera alternativa de agrupación se efectúa con aquellos OR geográficamente cercanos que tienen alguna conexión con sus redes en el Nivel de Tensión 3, resultando 8 grupos así:

Tabla 1. Agrupación de OR por Conexión eléctrica en el Nivel de Tensión 3

GRUPOS / OR	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	GRUPO 7	GRUPO 8
	OR	OR	OR	OR	OR	OR	OR	OR
Codensa								
Electricaribe								
EPM								
Electrocosta								
Emcali								
EPSA								
ESSA								
Eade								
CHEC								
CENS								
Cedenar								
Tolima								
Boyaca								
Meta								
Huila								
Cundinamarca								
Pereira								
Quindio								
Cedelca								
Tulua								
Dispac								
Caqueta								
Casanare								
Cartago								
Arauca								
Putumayo								
Bajo Putumayo								
Sibundoy								
Guaviare								
Ruitoque								
Popayan								
% demanda energía nal.	2.9%	50.6%	34.0%	2.2%	0.4%	8.2%	1.4%	0.3%

Como se observa, la distribución de energía en cada grupo respecto de los restantes no guarda ninguna proporción.

Ésta alternativa no alcanza los objetivos del Decreto por cuanto al no existir uniformidad en la distribución de la demanda, no se lograría la uniformidad de tarifas deseada, por tanto esta alternativa es susceptible de ser mejorada.

2.1.2 Regiones Naturales

Según el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, Colombia tiene 6 Regiones Naturales: Región Andina, Región Caribe, Región Pacífica, Región Orinoquía, Región Amazonia y Región Insular.



Teniendo en cuenta esta diferenciación, se efectuó la agrupación de OR, resultando las siguientes áreas:

Tabla 2. Agrupación de OR por Regiones Naturales IGAC

GRUPOS / OR	ATLANTICA OR	ANDINA OR	PACIFICO OR	ORINOQUIA OR	AMAZONIA OR
Codensa					
Electricaribe					
EPM					
Electrocosta					
Emcali					
EPSA					
ESSA					
Eade					
CHEC					
CENS					
Cedenar					
Tollma					
Boyaca					
Meta					
Huila					
Cundinamarca					
Perelra					
Quindio					
Cedelca					
Tulua					
Dispac					
Caqueta					
Casanare					
Cartago					
Arauca					
Putumayo					
Bajo Putumayo					
Sibundoy					
Guaviare					
Ruitoque					
Popayan					
% demanda energía nal.	22.9%	58.5%	16.4%	1.7%	0.5%

Esta agrupación presenta una mejor distribución de energía que en el escenario anterior. No obstante, siguen existiendo elementos que incumplen los preceptos del decreto, mencionados anteriormente.

Considerando la baja representatividad de energía en el último grupo, para mejorar el cargo que enfrentarían los usuarios de la región de la Amazonia, se unió dicha región con la Orinoquía reduciendo de manera importante las diferencias entre el grupo de la amazonia frente al promedio del resto de grupos, pero este último, Orinoquía – Amazonía, continúa con una proporción de energía inferior con respecto a los tres restantes y sin empresas que permitan balancear las tarifas. En estas condiciones no se logran alcanzar los objetivos del Decreto.

2.1.3 Cercanía Geográfica

Agrupando geográficamente los OR, teniendo en cuenta sus transacciones de electricidad, se obtiene:

Tabla 3. Agrupación de OR por Cercanía geográfica

GRUPOS / OR	CENTRO OR	ANTIOQUIA OR	VALLE OR	COSTA OR
Codensa				
Electricaribe				
EPM				
Electrocosta				
Emcall				
EPSA				
ESSA				
Eade				
CHEC				
CENS				
Cedenar				
Tolima				
Boyaca				
Meta				
Huila				
Cundinamarca				
Pereira				
Quindlo				
Cedelca				
Tulua				
Dispac				
Caqueta				
Casanare				
Cartago				
Arauca				
Putumayo				
Bajo Putumayo				
Sibundoy				
Guaviare				
Ruitoque				
Popayan				
% demanda energía nal.	32.3%	22.2%	16.2%	29.4%

Esta agrupación logra la conformación de áreas con el tipo deseado (empresas con tarifas bajas y alta demanda de energía unidas con empresas que presentan tarifas altas y poco densas) lo cual permite que las tarifas entre las diferentes áreas sean similares y más balanceadas que en cualquiera de los ejercicios anteriores.

2.1.4 Agrupación Geográfica, STR e Intercambios de Energía

Se realizó igualmente la agrupación de OR teniendo en cuenta la conformación de los actuales STR (Norte y Centro – Sur). Combinando éste criterio con el de conectividad en cualquier nivel de tensión y mayores transacciones entre OR, teniendo en cuenta el objetivo principal, se obtiene:



Gráfica 1: Agrupación de OR

Tabla 4. Agrupación de OR – geográfica, STR e intercambios de energía

GRUPOS / OR	NORTE	CENTRO	ORIENTE	OCCIDENTE
	OR	OR	OR	OR
Codensa				
Electricaribe				
EPM				
Electrocosta				
Emcali				
EPSA				
ESSA				
Eade				
CHEC				
CENS				
Cedonar				
Toilma				
Boyaca				
Meta				
Huila				
Cundinamarca				
Pereira				
Quindío				
Cedelca				
Tulua				
Dispac				
Caqueta				
Casanare				
Cartago				
Arauca				
Putumayo				
Bajo Putumayo				
Sibundoy				
Guaviare				
Rultoque				
Popayan				
% demanda de energía	22.9%	37.8%	38.9%	0.4%

De ésta manera se identifican cuatro grupos, donde, además de la cercanía geográfica, la principal característica es la conexión eléctrica en cualquier nivel de tensión que se refleja en las transacciones de energía entre los OR de un mismo grupo.

Aunque la agrupación tuvo en cuenta la conformación de los actuales STR, CENS se presenta en el grupo 3, distinto al grupo STR Norte, debido a que en el grupo 3 se encuentran dos de los tres OR con quienes tiene transacciones.

El grupo 4 se conforma por aquellas empresas con muy baja demanda y con cargos bajos (condición que se aparta del patrón de los otros grupos), característica cumplida únicamente por el mercado del OR Dispac. El hecho de incluir a éste OR en cualquier otro grupo implica un aumento importante para los usuarios del Chocó, sin que se contribuya al equilibrio del cargo único del grupo dada su baja demanda de energía.

Esta forma de agrupar presenta, a excepción del grupo 4, la mejor proporción de energía de cada grupo respecto de los restantes, lo cual, a su vez, permitirá contar con tarifas más estables ante cualquier variación de la demanda o de las tarifas de cualquiera de los integrantes del grupo.

2.1.5 Propuesta

Según lo expuesto se propone la conformación de cuatro áreas de distribución, así:



ADD NORTE

Integrada por Electrificadora de la Costa Atlántica y Electrificadora del Caribe, donde como ventaja adicional, se asegura la no existencia de los posibles costos de transacción, dado que los OR mencionados han conformado un solo sistema.

ADD ORIENTE

Integrada por Centrales Eléctricas del Norte de Santander, CODENSA, Compañía Energética del Tolima, Electrificadora de Santander, Electrificadora del Caquetá, Electrificadora del Huila, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Arauca, Empresa de Energía de Boyacá, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Valle del Sibundoy, Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare y Ruitoque S. A. E.S.P.

ADD CENTRO

Integrada por: Central Hidroeléctrica de Caldas, Centrales Eléctricas de Nariño, Centrales Eléctricas del Cauca, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresa de Energía de Pereira, Empresa de Energía del Pacífico, Empresa de Energía del Quindío, Empresas Municipales de Cali, Empresas Municipales de Cartago, Empresas Municipales de Energía Eléctrica, Empresas Públicas de Medellín y Municipio de Campamento.

ADD OCCIDENTE

Conformada por Distribuidora del Pacífico. El considerar los OR con demanda baja y bajas tarifas en un solo grupo, conlleva el beneficio de no subir las tarifas del servicio a aquellos usuarios conectados a OR cuya energía no influye en un ADD determinada. En otras palabras, la contribución de estos OR en algún grupo, por contar con poca demanda de energía, es casi nula al momento de ponderar la tarifa por la energía, adicional al considerable aumento que significaría el cobrarle a los usuarios del mismo OR una tarifa unificada.

2.1.6 Nueva Conformación de STR

Con el fin de homogenizar el criterio expuesto en la conformación de las ADD se considera necesario revisar la conformación de los actuales STR. En particular, en el ADD Norte se encuentran las empresas Electrocosta y Electricaribe, las cuales junto con CENS conforman el STR Norte.

Para la expedición de la resolución CREG 029 de 2003, mediante la cual se conformaron los actuales STR, se tuvo en cuenta el criterio de conexión eléctrica a Nivel de Tensión 4 entre los distintos OR, conformando claramente el STR Centro-Sur a diferencia del STR Norte, en donde se tuvieron en cuenta principalmente características geográficas y de administración de las empresas Electrocosta y Electricaribe, integrando a CENS en dicho grupo por su conexión con el sur del Cesar con una línea radial del nivel de Tensión 4.

Revisados los criterios de conformación de las ADD paralelamente con los de los STR, considerando que CENS tiene transacciones con dos OR de un área distinta a la ADD norte,

se encuentra práctico compatibilizar la estructura del STR Norte a la propuesta para el ADD Norte, quedando en el STR Norte las empresas Electrocosta y Electricaribe y CENS en el STR Centro – SUR.

3. CARGOS POR USO ÚNICOS POR NIVEL DE TENSIÓN – DTUN

A continuación se presenta la metodología de cálculo de los cargos por uso unificados en un Área de Distribución, en cada Nivel de Tensión.

Para el Nivel de Tensión 4, el Cargo por Uso Único para cada ADD es igual al Cargo por Uso del STR al que pertenezca la respectiva Área, dado que los cargos en dicho Nivel de Tensión ya se encuentran unificados a partir de la metodología usada actualmente y cuya propuesta es mantener.

Para los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, es necesario determinar la manera de unificar los cargos de cada nivel, de tal manera que los ingresos bajo la aplicación de la metodología se aproximen de la mejor manera posible a los que se hubieren obtenido sin la aplicación de la misma.

Para ello, se propone que el cálculo de los cargos únicos por nivel de tensión sean calculados por el LAC dentro de los primeros 10 días calendario de cada mes, según las siguientes expresiones:

Nivel de Tensión 1

Los cargos por uso unificados del Nivel de Tensión 1 de una misma área serán:

$$DtUN_{1,m,a} = \frac{\sum_{j=1}^{TA} \left[\sum_{l=2}^3 Dt_{1,m,k,l,j} * EF_{j,1,m-2,l} \right] - \Delta I_{1,m,a}}{\sum_{j=1}^{TA} \sum_{l=2}^3 EF_{j,1,m-2,l}}$$

Donde:

$DtUN_{1,m,a}$: Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión 1 para aplicar en el mes m en el ADD a

$Dt_{1,m,k,l,j}$: Cargo por Uso del Nivel de Tensión 1, correspondiente al mes m del año k , para la energía proveniente del nivel de tensión l , del OR j .



l: Nivel de Tensión al cual se conectan los activos de Nivel de tensión 1, que sirven a los usuarios para los cuales se está calculando el Costo Unitario. Puede tomar valores de 2 o 3.

TA: Número Total de OR que conforman un ADD.

$EF_{j,1,m-2,l}$: Energía facturada en el mes $m-2$, con la tarifa del Nivel de Tensión 1 correspondiente al nivel l , por todos los Comercializadores que atienden usuarios conectados al SDL del OR j .

$\Delta I_{1,m,a}$: Diferencia de ingresos del ADD, en el Nivel de Tensión 1, en el período m , definido como:

$$\Delta I_{1,m,a} = \sum_{j=1}^{TA} \sum_{l=2}^3 (Dt_{1,m-2,k,l,j} - DtUN_{1,m-2,a}) * EF_{j,1,m-2,l}$$

Con:

$Dt_{1,m-2,k,l,j}$: Cargo por uso del nivel de Tensión 1 correspondiente al mes $m-2$ del año k , para la energía proveniente del nivel de tensión l , del OR j .

$DtUN_{1,m-2,a}$: Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión 1 aplicado en el mes $m-2$ en el ADD a

$EF_{j,1,m-2,l}$: Energía facturada en el mes $m-2$, con la tarifa del Nivel de Tensión 1 correspondiente al nivel l , por todos los Comercializadores que atienden usuarios conectados al SDL del OR j .

Para efectos de facturación al usuario final, en caso de que la totalidad o fracción de los Activos de Nivel de Tensión 1 no sean propiedad del OR, el agente deberá descontar del Cargo por Uso Único del nivel de Tensión 1, el cargo que remunera inversión ($CDI_{j,1,m,k}$) que corresponda, aprobado a cada OR. El descuento se efectuará siempre en su totalidad del cargo de distribución unificado independientemente que el mismo sea inferior al $CDI_{j,1,m,k}$, caso en el cual, el Comercializador deberá informar de tal suceso al LAC para que sea considerado como parte de la liquidación respectiva.

Niveles de Tensión 2 y 3

$$DtUN_{n,m,a} = \left(\sum_{j=1}^{TA} Dt_{j,n,m,k} * EF_{j,n,m-2} - \Delta I_{n,m,a} \right) / \left(\sum_{j=1}^{TA} EF_{j,n,m-2} \right)$$

$$\Delta I_{n,m,a} = (DtUNR_{n,m-2,a} - DtUN_{n,m-2,a}) * \sum_{j=1}^{TA} EF_{j,n,m-2}$$

$$DtUNR_{n,m-2,a} = \left(\sum_{j=1}^{TA} Dt_{j,n,m-2,k} * EF_{j,n,m-2} \right) / \left(\sum_{j=1}^{TA} EF_{j,n,m-2} \right)$$

Donde:

$DtUN_{n,m,a}$: Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión n (con $n=2$ o 3), para aplicar en el mes m , en el ADD a .

$Dt_{j,n,m,k}$: Cargo por Uso del OR j , del Nivel de Tensión n , correspondiente al mes m , del año k , tal como se propone en el presente documento.

TA : Número Total de OR que conforman un ADD.

$EF_{j,n,m-2}$: Energía facturada en el mes $m-2$, en el Nivel de Tensión n (con $n=2$ o 3), por todos los comercializadores que atienden usuarios conectados al SDL del OR j . Esta energía es tomada del reporte de los comercializadores al SUI.

$\Delta I_{n,m,a}$: Diferencia de ingresos del ADD a , en el Nivel de Tensión n (con $n=2$ o 3), en el período $m-2$, utilizado para calcular el $DtUN_{n,m,a}$ del mes m .

$DtUNR_{n,m-2,a}$: Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión n (con $n=2$ o 3), revisado para el mes $m-2$ en el ADD a

$Dt_{j,n,m-2,k}$: Cargo por Uso del OR j , del Nivel de Tensión n , correspondiente al mes $m-2$, del año k , tal como se propone en el presente documento.

La variable $\Delta I_{n,m,a}$ permite ajustar mes a mes las diferencias de ingresos de los OR de una misma área, producidas por la diferencia entre la energía vendida y la energía con la que se calculó el cargo unificado, con lo que se minimiza la diferencia entre los ingresos que hubiere obtenido un OR con los cargos individuales y los cargos unificados.

Aunque se ha considerado el establecimiento de los cargos horarios con el objeto de dar una señal adecuada para el desplazamiento de la curva de carga de aquellos usuarios susceptibles de manejar su consumo, la aplicación de los Cargos Únicos por Nivel de Tensión distorsiona la señal de la curva de carga de cada OR a la vez que introduce

complejidades en el cálculo y liquidación de los cargos dado que existirían casos en los que en una hora un OR tuviere un cargo particular inferior al unificado y en otra hora un cargo superior al unificado, con lo que se propone que los cargos únicos por nivel de tensión sean monomios.

4. LIQUIDACIÓN, RECAUDO Y DISTRIBUCION DE INGRESOS

4.1 RECAUDO

Entendiendo por OR Deficitario aquel con un Dt superior al DtUN del nivel de tensión respectivo y por OR Excedentario aquel con un Dt inferior al DtUN, a continuación se presentan las tres alternativas identificadas para efectuar el recaudo de los ingresos:

- 1) Recaudo de los cargos de distribución por parte de los OR a través de los Comercializadores que actúan en los mercados de comercialización respectivos, liquidación por parte del LAC y giro de recursos de OR excedentarios a OR deficitarios según instrucciones del LAC.
- 2) Recaudo de los cargos de distribución por parte del LAC a través de los Comercializadores, liquidación y giro de los recursos a todos los OR por parte del LAC.
- 3) Recaudo parcial de cargos por parte de los OR a través de los Comercializadores que actúan en los mercados de comercialización respectivos, liquidación por parte del LAC y orden de giro de los recursos de los Comercializadores a los OR que el LAC indique.

En los tres sistemas el Comercializador que atiende un usuario final recauda del mismo el cargo unificado. La diferencia radica en el flujo de los ingresos desde los Comercializadores hacia los Operadores de Red como a continuación se presenta:

Se debe tener en cuenta que en una misma ADD un mismo OR puede ser excedentario en unos niveles de tensión y deficitario en otros, dependiendo de la ubicación del Dt de un Nivel de Tensión determinado respecto del Unificado.

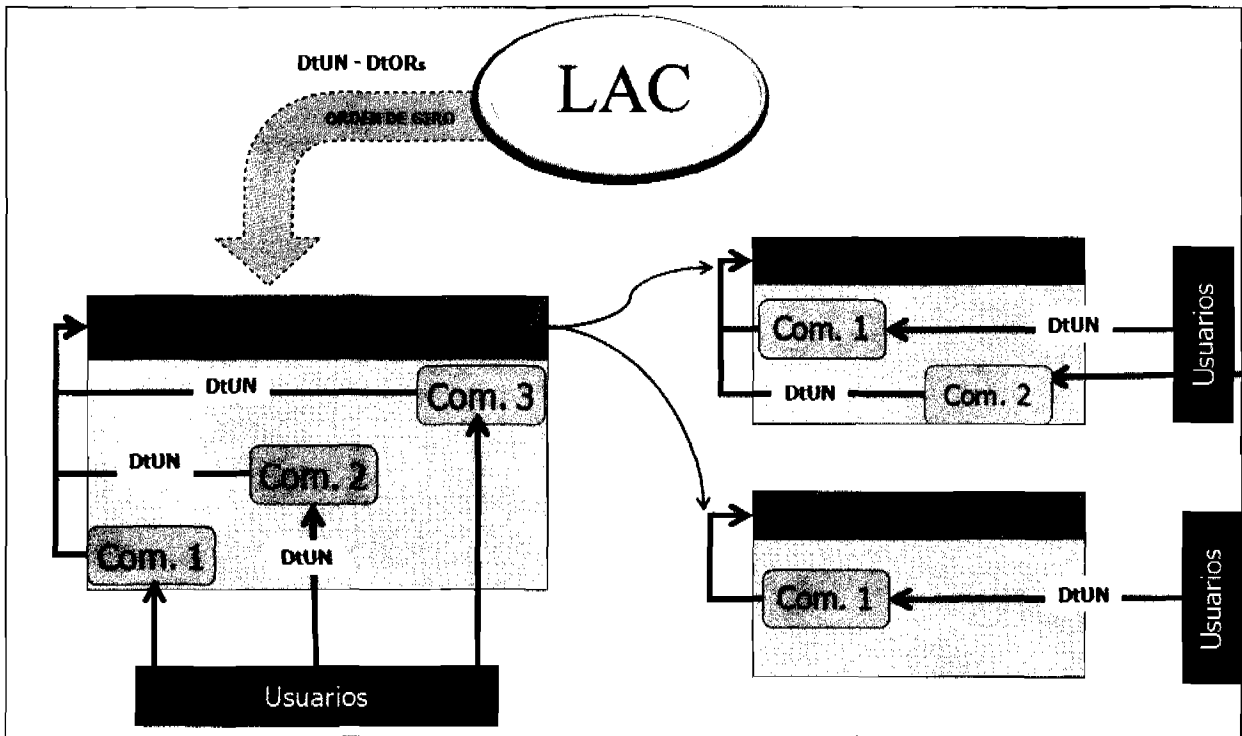
Recaudo OR

En el esquema se presentan tres OR que conforman una misma ADD, cada uno de los cuales tiene varios Comercializadores de energía atendiendo usuarios conectados a su Sistema de Distribución Local. Como se muestra, los usuarios pagan a los Comercializadores respectivos los cargos unificados en cada área (DTUN).

Los Comercializadores trasladan la totalidad de los recursos al OR respectivo. Paralelamente el LAC efectúa la liquidación de los ingresos considerando la energía transportada por cada agente y los cargos de distribución de cada OR para dar la orden de giro al OR excedentario.

Según dicha orden de giro, el OR Excedentario traslada los recursos a que haya lugar a los OR deficitarios en proporción a su participación de ingresos respecto de los ingresos del ADD.

Cuando existan déficit de ingresos en el ADD, dichos déficit se asumirán por todos los OR en proporción a los ingresos de cada cuál dentro del total del ADD.



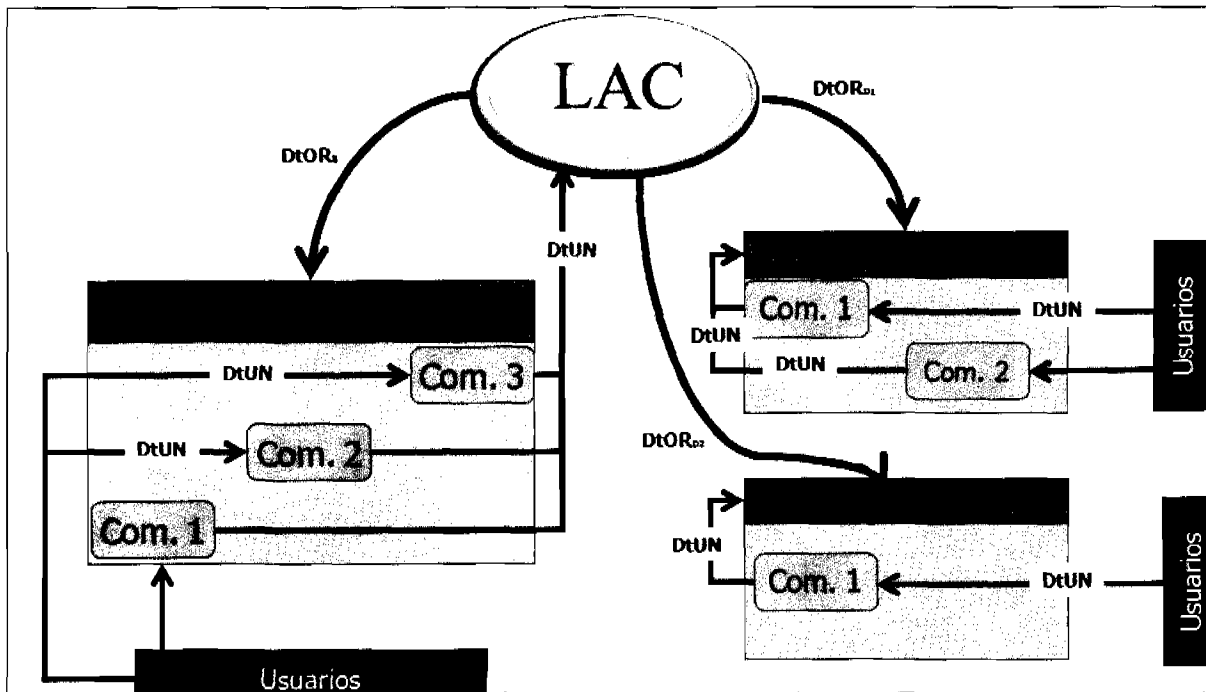
Gráfica 2. Recaudo OR

En éste caso, el LAC no recibe ni traslada recursos.

Recaudo LAC

Considerando los mismos tres OR de una misma ADD, en ésta alternativa los usuarios también pagan a los Comercializadores respectivos los cargos unificados en cada área (DTUN).

Los Comercializadores trasladan la totalidad de los recursos al LAC, quien efectúa la distribución de los ingresos de la misma manera que en el esquema anterior.



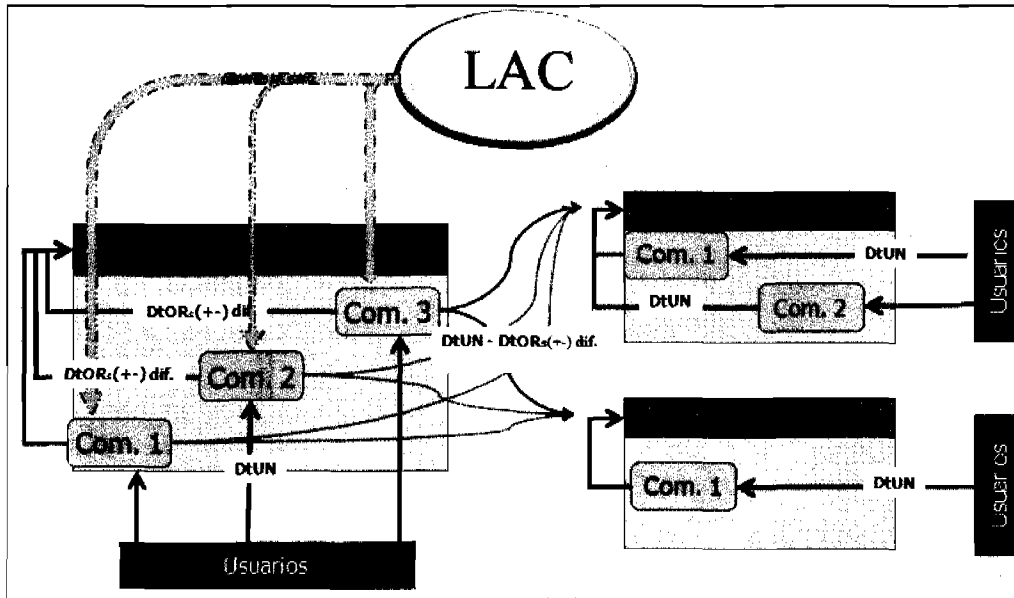
Gráfica 3. Recaudo LAC

La diferencia entre éste esquema y el anterior se encuentra en que, en la presente alternativa, el LAC recauda todo el recurso financiero y luego lo distribuye a los OR respectivos.

Recaudo Parcial OR

Ésta alternativa plantea una combinación de las dos anteriores, en el sentido que los Comercializadores que atiendan usuarios en el SDL de un OR deficitario entregan la totalidad del recurso a su respectivo OR, mientras que los Comercializadores presentes en un SDL Excedentario deberán esperar la orden de giro del LAC para transferir los recursos tanto al OR Excedentario como a los OR deficitarios.

El LAC, de igual manera que en las dos alternativas anteriores, efectúa la liquidación y ordena a los comercializadores el giro de los recursos que correspondan, distribuyendo en proporción los mayores ingresos recibidos o los déficit del ADD que se presenten.



Gráfica 4. Recaudo Parcial OR

En ésta alternativa, al igual que en la primera, al LAC no se le transfieren recursos sino que simplemente dicho agente liquida y ordena las transacciones entre los Comercializadores y los OR que corresponda en cada caso.

Aunque, respecto del sistema actual, para un Comercializador puede aumentar el número de transacciones a efectuar, esto no afecta ni modifica las responsabilidades existentes ni incide en una mayor carga tributaria respecto de la que hoy enfrentan.

En el siguiente cuadro se resumen las principales ventajas y desventajas de cada sistema:

Cuadro 1. Comparación de los sistemas de recaudo

INDICADOR	Recaudo OR		Recaudo LAC		Recaudo parcial OR	
	Para OR Exc.	Para OR Def.	Para OR Exc.	Para OR Def.	Para OR Exc.	Para OR Def.
Liquidez	Alta dado que los recursos se obtienen inmediatamente	Media, pues siempre deberá esperar a la liquidación para complementar su ingreso total	Media dado que debe esperar la liquidación total para obtener ingresos	Media dado que debe esperar la liquidación total para obtener ingresos	Alta dado que los recursos se obtienen inmediatamente	Media pues siempre deberá esperar a la liquidación para complementar su ingreso total
Impuestos (4 por mil)	Impacto de 0.04% en DtUN por traslado del 10% de recursos de un ADD de Exc. a Def.	Indiferente	Impacto de 0.4% en DtUN por traslado de recursos al LAC	Indiferente	No hay impacto en DtUN	Indiferente
Impuestos (Industria y Comercio)	Impacto de 0.1% en DtUN por recaudar un 10% de recursos adicionales	Indiferente	No hay impacto por recaudos a favor de terceros	Indiferente	No hay impacto porque los Comercializadores, quienes enfrentan el impuesto de manera natural, trasladan los recursos directamente	Indiferente
Confiability del giro	Completa con garantías					
Complejidad de liquidación	Media		Baja		Alta	
OR Exc: OR Excedentario en un ADD OR Def: OR Deficitario en un ADD						

La comparación entre los sistemas plantea el efecto que sobre un OR Excedentario (OR Exc, con $Dt < DTUN$) y un OR Deficitario (OR Def, con $Dt > DTUN$) supondría la aplicación de cada uno de las alternativas, entendiendo por "liquidez" la oportunidad con la que se obtienen los ingresos por cargos de distribución, frente a la obtenida de no unificar el cargo.

Aunque se incluye la "Confiabilidad del giro" como un aspecto igual en todas las alternativas bajo un esquema de garantías, se entiende que continúa funcionando de la misma manera que se presenta hoy cuando un agente comercializador no realiza los pagos a que está obligado: se encuentra expuesto a la limitación de suministro.

La "complejidad de liquidación" se entiende como el número de operaciones que se deben efectuar para la liquidación por parte del LAC.

Según lo anterior, aunque se observa que la tercer alternativa "Recaudo parcial OR" requiere de algunas operaciones aritméticas adicionales a las de los otros sistemas, se considera la mejor alternativa en cuanto a su inexistente impacto en los impuestos a los que se enfrentan las otras dos y tiene buena liquidez, razón por la cual, a continuación se plantea la metodología con base en dicha alternativa.

4.2 LIQUIDACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS

Para que el LAC pueda informar a todos los OR los valores a facturar a los comercializadores por concepto de Cargos por Uso, de conformidad con lo establecido en esta metodología, deberá cumplir las siguientes funciones:

- Recopilar mensualmente información de los Cargos por Uso de cada OR a través de los formatos que se establezcan para tal fin. El LAC deberá proponer la estructura de dichos formatos, colocarlos a consideración de los agentes y luego de recibir comentarios, remitir la propuesta final a la CREG para su adopción, dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución.
- Mensualmente, el LAC consultará el SUI para recopilar la información de los reportes de la energía vendida por cada comercializador en un Mercado de Comercialización y en cada Nivel de Tensión.
- Recopilar la información de la energía requerida para el cálculo de los cargos por uso únicos por Nivel de Tensión de un mes determinado para publicarla dentro de los últimos cuatro (4) días calendario del mes anterior al de aplicación, con el fin de que los Comercializadores puedan tener la oportunidad de verificar que la información a usar por parte del LAC corresponda con la que dichos agentes le reportaron al SUI en su oportunidad. Para tal fin, dentro de los tres (3) días siguientes al de publicación, el LAC podrá corregirla de oficio o a solicitud de parte. Solo se aceptarán glosas relativas a la consistencia entre la información publicada y la existente en el SUI, con lo que aquí no se espera que se controvierta la calidad de la información reportada por un Comercializador determinado al SUI. La calidad de la información es responsabilidad del agente que la registra.
- Calcular mensualmente los $DTUN_{n,m,a}$ y publicarlos dentro de los primeros diez (10) días calendario de cada mes para que los comercializadores los puedan incluir en el cálculo del CU del mes respectivo.

- Calcular mensualmente los Ingresos Reconocidos a cada OR.
- Mantener registro de todas las liquidaciones y transacciones en una base de datos para su consulta inmediata.
- En caso de que, como resultado del ejercicio del área, resulten ingresos en exceso, dichos ingresos se distribuirán entre los OR en proporción a la participación del ingreso de un OR respecto del total del área. En caso de que el resultado del área sea negativo, los ingresos de cada OR serán disminuidos en la misma proporción.

Para calcular el ingreso de cara Operador de Red, por Nivel de Tensión, el LAC deberá calcular las siguientes expresiones:

$$IngADD_{n,m,a} = \left(DtUN_{n,m,a} - \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{n,j}} \right) * \sum_{j=1}^{TA} EF_{j,n,m}$$

$$IngR_{j,n,m} = \left(Dt_{j,n,m,k} - \frac{CD_{4,R,m,k}}{1 - PR_{n,j}} \right) * EF_{j,n,m}$$

$$IngOR_{j,n,m} = IngR_{j,n,m} + \Delta_{n,m,a} \left[\frac{IngR_{j,n,m}}{IngADD_{n,m,a}} \right]$$

Donde:

- $IngADD_{n,m,a}$: Ingresos del ADD *a* en el mes *m*, en el nivel de tensión *n*.
- $DtUN_{n,m,a}$: Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión *n* aplicado en el mes *m* en el ADD *a*. (\$/kWh)
- $CD_{4,R,m,k}$: Cargo del Nivel de Tensión 4 (\$/kWh), del STR *R*, para el mes *m* en el año *k*, tal como se propone en el presente documento.
- $PR_{n,j}$: Factor para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión *n* al STN, en el sistema del OR *j*, tal como se propone en el presente documento.
- TA : Número Total de OR que conforman un ADD
- $EF_{j,n,m}$: Energía facturada en el mes *m*, en el Nivel de Tensión *n* (con *n*=1, 2 o 3), por todos los comercializadores que atienden usuarios conectados al SDL del OR *j*. Esta energía es tomada del reporte de los comercializadores al SUI.
- $IngR_{j,n,m}$: Ingresos Reconocidos al OR *j*, en el Nivel de Tensión *n*, del mes *m*.
- $Dt_{j,n,m,k}$: Cargo por Uso del OR *j*, del Nivel de Tensión *n*, correspondiente al mes *m* del año *k*, tal como se propone en el presente documento.
- $\Delta I_{n,m,a}$: Diferencia de ingresos del ADD *a*, en el Nivel de Tensión *n* (con *n*=1, 2 o 3), en el período *m-2*, utilizado para calcular el $DtUN_{n,m,a}$ del mes *m*.



n : Nivel de Tensión 3, 2 o 1.

$IngOR_{j,n,m}$: Ingresos del OR j , en el Nivel de Tensión n , del mes m .

Los Ingresos del OR j en el Nivel de Tensión n serán facturados y recaudados por los Comercializadores de energía y trasladados a los OR de la siguiente manera:

- Cuando el Cargo Único por Nivel de Tensión de la ADD sea menor que el Cargo por Uso del mismo Nivel de Tensión de un OR que pertenece a dicha área, este OR facturará y cobrará a los comercializadores que atienden usuarios conectados a su sistema con el Cargo Único por Nivel de Tensión, descontando lo correspondiente al Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4 facturado por el LAC.
- Adicionalmente, los OR, de acuerdo con las instrucciones del LAC, facturarán y cobrarán los valores requeridos de los comercializadores que atienden usuarios en su ADD.

Se entiende que los OR deficitarios podrán recaudar de los Comercializadores presentes en su SDL los cargos por uso únicos por nivel de tensión acorde con la demanda de energía en cada caso.

Los comercializadores en los OR excedentarios deberán esperar la liquidación que efectúe el LAC para que, con base en la misma, todos los OR (deficitarios y excedentarios) facturen a los Comercializadores en su misma ADD los ingresos resultantes de la liquidación.

De esta manera, en caso que existan déficit o superávit en el ADD, el mismo se distribuye entre los OR en proporción a sus ingresos respecto de los del ADD.

Los cargos serán facturados por el OR a cada comercializador y pagados por éstos, en los mismos plazos establecidos para la liquidación y recaudo de los cargos de STR. Estos plazos podrán ser modificados de común acuerdo entre las partes.

Recopilación de información

Dada la relevancia que tiene la información adecuada en el cálculo de los cargos unificados, se propone establecer algunas condiciones que permitan tener la certeza de información correcta y oportuna, así:

- La información de los $Dt_{j,n,m,k}$ para calcular el $DtUN_{n,m,a}$ será entregada por los OR al LAC según el formato y la periodicidad definidos por el LAC. El LAC, dentro de los diez días corrientes siguientes a la entrada en vigencia de la resolución pondrá en consideración de la CREG, antes de su aplicación, el formato y periodicidad mencionados.
- Si un OR no entrega la información oportunamente y como consecuencia de ello, en la liquidación que efectúe el LAC se obtienen menores ingresos para dicho OR, comparados con los que hubiese obtenido con la información no reportada, se asumirá que dicho agente hizo uso de su prerrogativa de cobrar un cargo inferior al máximo y no habrá lugar a reclamaciones posteriores.
- Si como consecuencia de la falta del reporte oportuno de la información se calculan mayores ingresos, comparados con los que hubiere obtenido con la información

oportuna, dicho OR deberá reintegrar inmediatamente los mayores valores recibidos junto con sus intereses y su comportamiento será informado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para que adelante las actuaciones a que haya lugar. Los intereses se calcularán con la tasa de interés bancario corriente para consumo, certificado por la entidad competente, vigente en la fecha.

- La información EFj,m-2 para calcular el DtUNn,m,a será obtenida de la energía vendida reportada por los comercializadores al SUI, de conformidad con lo consignado en la Circular SSPD – CREG 002 de 2003. Cuando un comercializador no entregue la información oportuna y correcta, y como consecuencia de ello, en la liquidación que efectúe el LAC se obtengan menores ingresos para un ADD, comparados con los que hubiere obtenido con la información oportuna y correcta, las diferencias serán asumidas en su totalidad por el respectivo comercializador, sin perjuicio de la responsabilidad de dicho agente por el incumplimiento de la Resoluciones de la CREG, lo cual será informado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Cuando como consecuencia de no entregar información oportuna y correcta se obtengan mayores ingresos para un ADD, dichos ingresos serán reintegrados inmediatamente a los usuarios a través del $\Delta I_{n,m,a}$.
- Sin perjuicio de lo anterior, cuando no sea posible obtener la información actualizada para un agente determinado o el mismo no cumpla con la responsabilidad de entregar la información que le ha sido solicitada con la oportunidad requerida, el LAC usará la mejor información disponible y para tal efecto podrá hacer promedios anuales o la mejor aproximación que considere para el caso de los consumos de los Comercializadores y podrá utilizar la última información reportada para el caso de los cargos de distribución de cada OR o calcular, con la mejor información disponible el cargo que considere.

5. TRANSICIÓN

El parágrafo del Artículo 3 del decreto 388 de 2007, modificado por el Decreto 1111 de 2008, expresa:

“(…)

Parágrafo. *La conformación de áreas de distribución se pondrá en vigencia por la CREG a más tardar dentro de los 30 días siguientes a la expedición del presente Decreto, como transición hacia la nueva metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica. Durante el periodo de transición que defina la CREG podrán existir Cargos por Uso de Nivel de Tensión diferentes dentro de una misma Área de Distribución. Una vez definida la conformación de las áreas de distribución, la transición podrá realizarse de tal forma que el cargo por uso único asociado a cada área se alcance en diferentes fechas.”*

Conforme a lo anterior y con el fin de evitar cambios bruscos en los cargos de distribución, especialmente de aquellos agentes que atienden mercados con cargos de distribución

inferiores al costo de distribución unificado, se plantea la posibilidad de aplicación de una transición para alcanzar el objetivo de manera gradual.

La gradualidad se aplicaría para aquellos agentes que, por efecto de la aplicación de la presente disposición, enfrenten incrementos en el Costo Unitario de Prestación del Servicio superiores al xx%, a quienes se les incrementará el cargo de distribución de manera gradual durante un año, al cabo del cual el CU no presente un incremento superior al xx% respecto del valor inicial.

En caso de que con dichos parámetros no se alcance la tarifa con el cargo unificado, se mantendrá el valor del cargo alcanzado hasta que entren en vigencia los cargos que resulten de la aplicación de la metodología que modifique, reemplace o sustituya la establecida en la Resolución CREG 082 de 2002 .

6. PROPUESTA A LA COMISIÓN

Se propone a la Comisión aprobar la resolución según el texto del proyecto adjunto.

