

# **PROPIEDAD DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DE NIVEL 1 DE TENSIÓN DE LA CIUDAD DE BOGOTÁ D.C.**



**UNIVERSIDAD DISTRITAL  
FRANCISCO JOSE DE CALDAS**

Grupo de Investigación de Sistemas de Potencia de la Universidad Distrital **GISPUD**  
Grupo de Investigación de Protecciones Eléctricas de la Universidad Distrital **GIPUD**

**Universidad Distrital “Francisco José de Caldas”  
Facultad Tecnológica  
Ingeniería Eléctrica por Ciclos Propedéuticos**

**PROPIEDAD DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DE NIVEL 1 DE TENSIÓN DE  
LA CIUDAD DE BOGOTÁ D.C.**

**CAROL VIVIANA CEPEDA BUITRAGO**

Código 20071272007

Estudiante Ingeniería Eléctrica por Ciclos Propedéuticos

**ALEXANDRA SASHENKA PÉREZ SANTOS**

Docente

**Universidad Distrital “Francisco José de Caldas”**

**Facultad Tecnológica**

**Ingeniería Eléctrica por Ciclos Propedéuticos**

**Diciembre 2010**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

---

**Director**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Bogotá D.C. Diciembre 09 de 2010**

# PROPIEDAD DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DE NIVEL 1 DE TENSIÓN DE LA CIUDAD DE BOGOTÁ D.C.

Cepeda Buitrago, Carol Viviana; Pérez Santos, Alexandra Sashenka  
[carolviviana0321@gmail.com](mailto:carolviviana0321@gmail.com), [asperezs@udistrital.edu.co](mailto:asperezs@udistrital.edu.co),  
Universidad Distrital “Francisco José de Caldas” Facultad Tecnológica  
Ingeniería Eléctrica por Ciclos Propedéuticos  
Bogotá, Colombia.

## Resumen

Este documento presenta los resultados obtenidos al estudiar la propiedad de activos eléctricos de nivel 1 de tensión en setenta y cinco centros de distribución de P.H.<sup>1</sup> de estrato socioeconómico 2, 3, 4, 5 y 6 de la ciudad de Bogotá D.C. y las implicaciones económicas que representa a los Clientes, al Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos –FSSRI<sup>2</sup>- y al Operador de red de la zona OR<sup>3</sup>.

Se describen los tres casos encontrados:

- Subestaciones y redes eléctricas construidas antes de Octubre 1997 y transferidas a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.
- Subestaciones y redes eléctricas construidas por Convenio OR-Constructor.
- Subestaciones y redes eléctricas pertenecientes a la P.H.

Para los casos b y c se realizó el presupuesto de los activos eléctricos y el cálculo del sobrecosto asumido por los clientes a causa de la aplicación de la tarifa de energía eléctrica incorrecta realizada por el OR debido al no reconocimiento de la propiedad de dichos activos, los cuales se presentan en forma de anexo.

Paralelo se realiza un estudio a la vida útil de los transformadores instalados en las P.H. involucradas en el estudio.

**Palabras Claves:** Activos eléctricos de nivel 1 de tensión, Operador de Red, Tarifa de energía eléctrica.

---

<sup>1</sup>**P.H.:** Propiedad Horizontal.

<sup>2</sup>**FSSRI:** Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos. Administra y distribuye recursos asignados del Presupuesto Nacional destinados a cubrir subsidios de los servicios de energía y gas combustible por red de usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

<sup>3</sup>**OR:** Operador de Red. Nombre genérico de las empresas de distribución de energía eléctrica.

## Abstract

This document shows the obtained results from the study of the property of electrical assets of 1 level tension in seventy five distribution centers of condos from 2,3,4,5 and 6 socioeconomic levels of Bogotá D.C. city and the economical implications that represent to the customers, to the solidarity fund for subsidy and incomes redistribution – FSSRI- and to the power grid operator OR.

The document describes three cases found:

- Substations and electrical networks built before October 1997 and transferred to the Energy Company of Bogota SA ESP.
- Substations and electrical networks constructed by OR-Builders Convention.
- Substations and electrical networks belonging to the condos.

For the b and c cases, a budget for the electrical assets was made and the calculus for the over costs that the customers incurred because of an incorrect application of rate by the power grid operator that don't recognize the property of electrical assets, shown in the annex.

Parallel a study of transformers life installed in the condos involved in the study was made.

**Keywords:** One level tension electrical assets, power grid operator, electrical energy rate

## 1 Introducción

Los activos eléctricos de nivel 1 de tensión<sup>4</sup>necesarios para la distribución de energía eléctrica en una propiedad

---

<sup>4</sup> Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición, según la Resolución Creg 082 de 2002:  
Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

horizontal P.H., conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores de 1 kV, los transformadores con tensión secundaria menor a 1 kV que las alimentan, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, hacen parte de los bienes esenciales en una propiedad horizontal.

La propiedad de estos activos eléctricos, o su trazabilidad, no es clara en la mayoría de las P.H., sin embargo, determinar la propiedad tiene implicaciones económicas no despreciables para todos los actores: Clientes, Operador de red de la zona OR, y Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos –FSSRI-, incluso para la sociedad. El cobro por la prestación del servicio de energía eléctrica en lo referente al cargo de distribución, consta de dos componentes, uno de ellos refleja el reconocimiento de los costos de administración, operación y mantenimiento de la red, y el otro componente refleja la remuneración de los costos de inversión en activos eléctricos, bajo la metodología de pricecap<sup>5</sup>, aplicable al nivel 1 de tensión. Es usual que el operador de red en los niveles de tensión 2, 3 y 4, realice la inversión en los activos eléctricos. Pero para el nivel 1 de tensión, esto no es transparente.

Por lo general las inversiones en activos eléctricos de nivel 1 en P.H. son realizadas por la compañía constructora del proyecto de urbanización, y entregados a los copropietarios, a través de la escritura de propiedad horizontal, como bienes que hacen parte de las zonas comunes, quedando implícito que son bienes comunes asociados a las unidades residenciales o comerciales.

En estas circunstancias, la remuneración de la inversión realizada en forma indirecta (precio de compra de la unidad de vivienda) por los copropietarios debe hacerse vía reducción de tarifa, según lo establecido en la resolución Creg 082 de 2002(Resolución Creg 082, 2002).<sup>6</sup> Una

---

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

<sup>5</sup> Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos máximos aplicables por unidad de energía transportada en los niveles 1, 2 y 3 de su sistema.[1]

<sup>6</sup> Los usuarios que sean propietarios de activos del Nivel de Tensión 1 pagarán cargos del Nivel de Tensión 3 o 2, dependiendo del Nivel de Tensión donde esté conectado su transformador de distribución secundaria. Para este efecto, cuando el equipo de medida de un usuario propietario de activos del Nivel de Tensión 1 se encuentre instalado en dicho nivel, su consumo facturable deberá ser proyectado al Nivel de Tensión 2 ó 3, según sea el caso, con los factores para referir que se presentan en el Anexo No. 10 de la presente Resolución.[1]

unidad de energía facturada en el mes de julio de 2010, utiliza las tarifas publicadas por el comercializador respectivo en el mes de junio. Un cliente residencial estrato 4 el cual no es objeto de subsidio o contribución, para el cual el OR, es propietario de los activos eléctricos en nivel 1, paga una tarifa de 334,3846 \$/kWh, mientras que un cliente del mismo estrato socioeconómico, pero copropietario de los activos en nivel 1, debe pagar 305,9723\$/kWh, es decir se reconoce la inversión realizada en 28,4123 \$/kWh.

Es de resaltar que este descuento corresponde estrictamente a la remuneración de la inversión que le corresponde al copropietario, pues el OR, sigue recibiendo el reconocimiento de los costos de administración, operación y mantenimiento (no incluye la reposición del activo) a una tasa de 24,0423 \$/kWh. La remuneración de la inversión en activos de nivel 1, corresponde al 8,5% del Costo Unitario Total, y al 54.16% de la remuneración que recibiría el OR por concepto de distribución de energía en nivel 1, en caso de ser propietario de los activos. El Anexo 1, presenta el cálculo del cargo por inversión y AOM para el nivel 1 de tensión para el mes de junio de 2010.

El presente documento es un diagnóstico de la propiedad de activos eléctricos de nivel 1 de tensión en P.H., el cual hace parte del proyecto macro del grupo de investigación en sistemas de potencia de la Universidad Distrital –GISPUD– en alianza con el grupo de investigación en protecciones eléctricas de la Universidad Distrital –GIPUD– que lleva por título **“Propiedad de Activos Eléctricos de Nivel 1 y URE en propiedad horizontal”** el cual pretende diagnosticar el cumplimiento de la regulación eléctrica en cuanto a la propiedad y usufructo de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión, buscando recuperar el cargo por distribución e incorporarlo a corto plazo en la inversión en estrategias de URE, consiguiendo así mejorar la calidad de vida de los residentes de P.H..

Específicamente para el diagnóstico de propiedad de activos eléctricos, se utiliza una muestra de setenta y cinco centros de distribución de diferentes estratos socioeconómicos en la ciudad de Bogotá.

## 2 P.H. objeto de estudio y metodología.

La Unidad Administrativa Especial de Catastro Distrital, registró para diciembre del año 2009 un total de 1.459.416 predios residenciales en la ciudad de Bogotá, D.C., de los cuales 55% corresponden a predios en Propiedad Horizontal.

Tabla 1. Total predios Bogotá, D.C.

<b>Predios Residenciales en Bogota D.C.</b>	
<b>Predios en PH</b>	<b>807.063</b>
<b>Predios diferentes a PH</b>	<b>652.353</b>
<b>Total Predios</b>	<b>1.459.416</b>

Fuente. Unidad Administrativa Especial de Catastro Distrital, 2009

La participación por estrato socioeconómico se muestra en la figura 1.

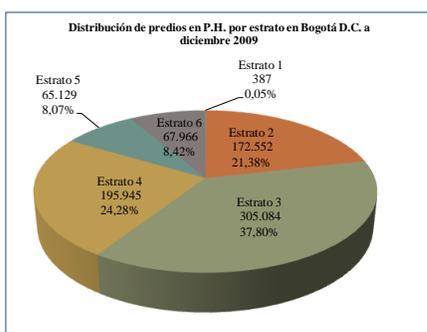


Fig.1 Distribución de predios en propiedad horizontal por estrato en Bogotá, D.C. a Diciembre de 2009.

Estudios preliminares realizados por el grupo de investigación GISPUD, indican que la población de activos eléctricos de nivel 1, es cercana a los 15.500 centros de distribución clasificados de uso exclusivo, con tensiones nominales de 11.4-0.208/0.120 kV, con potencias nominales desde 115 kVA hasta 400 kVA, pertenecientes al área de influencia del operador de red de Bogotá, D.C., de los cuales aproximadamente 5.000 pertenecen a usuarios del servicio de electricidad asociados a P.H., a continuación se determina la muestra de estudio:

Población:  $N = 5.000$

Error Estándar:  $se = 0.025$   $se = (\bar{x} - u)$

Varianza poblacional:  $\sigma^2 = 0.025^2 = 0.000625$

Varianza de la muestra en términos de probabilidad:

$s^2 = P * (1 - P)$

Probabilidad:  $P = 95\%$

Error Estándar al cuadrado:  $se^2 = \sigma^2$

Ecuación de tamaño de la muestra:  $n = \frac{n'}{1 + \frac{n'}{N}}$

sujeto a :  $n' = \frac{s^2}{\sigma^2}$

$n = 75$

La muestra constituida por 75 centros de distribución, garantiza un error estándar menor al 0.025 al 95% de Confiabilidad.

La selección de los setenta y cinco (75) centros de distribución se realizó de manera aleatoria en la ciudad de Bogotá D.C., en el Anexo 2 se presentan las P.H. estudiadas las cuales tiene asociados 11.415 predios de estrato socioeconómico 2, 3, 4, 5 y 6 correspondientes al 1.4% de los existentes a 2009, en los cuales se realizó la evaluación de la propiedad de los activos eléctricos y la aplicación de tarifa de energía eléctrica por parte del operador de red<sup>7</sup>.

Es importante aclarar que el estrato socioeconómico 1 no se incluyó en el estudio, ya que en visitas realizadas a las P.H. se observó que en realidad solo consistían en un grupo de predios sin cerramientos ni personería jurídica, condiciones primordiales para considerar predios en P.H.

La cantidad de predios involucrados en el estudio clasificados por estrato socioeconómico son:

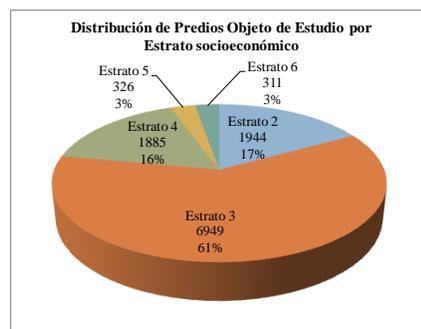


Fig.2 Distribución de predios objeto de estudio, por estrato socioeconómico y en propiedad horizontal

Estos predios se incorporaron al estudio, previa consulta de intención y condiciones de seguridad eléctrica para los estudiantes de Tecnología en Electricidad que desarrollaron en forma paralela el diagnóstico técnico de instalaciones eléctricas, condiciones de normalización y formulación de

<sup>7</sup> Alexandra S. Pérez Santos; "Proyecto de Investigación: Propiedad de activos eléctricos de nivel 1 y URE en propiedad horizontal. Bogotá"; Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2009

estrategias de URE. (Pérez Santos, Hoyos Gutiérrez, & Romero García, Caracterización de la demanda de potencia y energía de estrato socioeconómico 3 y URE en propiedad horizontal., 2010)

Para el estudio se requería establecer las tarifas de energía aplicadas a los usuarios, las cuales son publicadas por el Comercializador Incumbete<sup>8</sup> en el periódico el Nuevo Siglo, un ejemplo de publicación se puede observar en el Anexo 3, (Tarifas Junio de 2010 Codensa S.A. ESP, 2010), tarifas publicadas en mes de junio de 2010 para ser aplicadas en los consumos facturados en el mes de julio. Los datos de mayor interés se destacan en la fig. 3

Se realizó la recopilación de las publicaciones desde septiembre del 2003, mes en el cual al OR le fue aprobada Cargo Máximo de Distribución a través de (Resolución Creg 071 , 2003), en cumplimiento de la Resolución Creg 082 de 2002.

Con esta información se construye la base de datos insumo para identificar la condición de correcta o incorrecta facturación, en función de la propiedad de activos de nivel 1 (Pérez Santos & Cepeda Buitrago, Base de Datos Costo Unitario Mercado Codensa S.A, 2010), (Anexo 4), Base de datos de tarifas de energía desde septiembre de 2003 a junio de 2010.

La fig. 4 presenta las tarifas de energía eléctrica para el mes de junio de 2010, donde se puede observar claramente la diferencia en el valor del kWh con o sin inversión del operador de red en los activos eléctricos de nivel 1, para usuarios residenciales según estrato socioeconómico, teniendo en cuenta la participación de subsidios y contribuciones del FSSRI.

En las P.H., se determina la propiedad de los activos eléctricos de Nivel 1 de Tensión, revisando el reglamento de P.H., en el cual el urbanizador describe los bienes entregados a la copropiedad, información que se contrasta con lo consignado en la factura del servicio de energía eléctrica y en la publicación de tarifas del mes respectivo.

Se identificaron tres casos claramente diferenciadas por propietario, que son:

- a. Subestaciones y redes eléctricas construidas antes de Octubre 1997 y transferidas a la Empresa de

Energía de Bogotá S.A. ESP, las cuales no es posible demostrar propiedad a favor del cliente.

- b. Subestaciones y redes eléctricas construidas por Convenio OR-Constructor, en las cuales el OR ha pagado al constructor por ceder los derechos de propiedad, y ha modificado a su favor la escritura de propiedad horizontal (Cesión a 100 años).
- c. Subestaciones y redes eléctricas pertenecientes a la P.H., claramente explícito en la escritura.

Para los casos a y c, se indica a cada P.H. a radicar un documento ante el operador de red en el cual se solicita información sobre la propiedad de estos activos, para conocer el estado en que el centro de distribución figura ante el OR y el comercializador que es quien emite la factura respectiva. Esta solicitud pretende identificar la coherencia entre la información consignada en el reglamento y el inventario de activos del OR.

Específicamente para el caso c, Subestaciones y redes eléctricas pertenecientes a la P.H., se realiza un levantamiento de la red eléctrica de MT y BT, para valorarla a precio de U.C.<sup>9</sup> (Resolución Creg 097, 2008) (Anexo 5 Costos reconocidos para la valoración de activos de Nivel de Tensión 1.). Este ejercicio se realiza para brindar a la copropiedad un valor base en caso de considerar realizar la venta de los activos eléctricos al OR.

Para las P.H. en las cuales se establece a prueba de toda duda la propiedad de la subestación y red de BT a su favor, y a los cuales no se les está reconociendo la inversión, se establece un estimativo de los cobros indebidos realizados por el comercializador incumbete, basados en el consumo promedio de un cliente residencial reportado para este mercado de comercialización ante el SUI<sup>10</sup> para el respectivo estrato socioeconómico, y la base de datos de costos unitarios construida por los autores. Para las zonas comunes, se realiza el estimativo, a partir del consumo promedio consignado en la factura.

Se presenta a modo de ejemplo los sobrecostos asociados a una PH denominada Recodo de San Felipe ubicado en Carrera 69D No.3-80 Sur, en estrato 3 con 285 clientes residenciales, y una cuenta de zonas comunes, quienes son propietarios de los activos eléctricos de nivel 1. El ejercicio se realiza para el año 2010 y considera corrección de valores por IPC, y políticas de subsidios y

<sup>8</sup> Es el comercializador que atiende el mayor número de usuarios subsidiados en un mercado de comercialización. (Energía, 2004)

<sup>9</sup> UC: Unidad Constructiva

<sup>10</sup> SUI: Sistema único de Información. SSPPD

contribuciones.(IPC Variación mensual, 2010), (Resolución UPME 355, 2004).

Tabla 2. Sobrecostos Recodo de San Felipe.

Sobrecosto de Enero a Julio de 2010, en cuentas residenciales.	\$ Julio de 2010
Total por cada cliente residencial	\$ 27.314
Total asumido por el cliente residencial	\$ 23.763
Total asumido por FSSRI por cada cliente residencial	\$ 3.551
Total para 285 clientes residenciales	\$ 7.784.455
Total asumido por los 285 clientes residenciales	\$ 6.772.476
Total FSSRI a favor de 285 clientes residenciales	\$ 1.011.979
Promedio por cada cliente residencial por mes	\$ 3.902

Sobrecosto de Enero a Julio de 2010, en cuenta de Zonas Comunes	\$ Julio de 2010
Total por Zonas Comunes	\$ 1.147.183
Promedio por mes	\$ 163.883

Los cálculos en detalle se muestran (Anexo 10)

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO -CU- (\$/kWh), Resolución CREG - 119 de 2007 y CREG - 168 de 2008								
	Generación $G_{m,i,j}$	Transmisión $T_m$	Distribución $DT_{n,m}$	Comercialización $CV_{m,i,j}$	Pérdidas $PR_{n,m,i,j}$	Restricciones $R_{m,j}$	CUv $n_{m,i,j}$ Calculado	CUv $n_{m,i,j}$ Opción Tarifaria
NIVEL 1 PROPIEDAD DE CODENSA	124.5582	21.3434	125.0935	31.5516	24.8328	7.0051	334.3846	322.3996
NIVEL 1 PROPIEDAD COMPARTIDA	124.5582	21.3434	110.8884	31.5516	24.8328	7.0051	320.1795	307.5603
NIVEL 1 PROPIEDAD DEL CLIENTE	124.5582	21.3434	96.6832	31.5516	24.8328	7.0051	305.9743	293.4140
NIVEL 2	124.5582	21.3434	72.6389	31.5516	10.8040	7.0051	267.9012	267.9012
NIVEL 3	124.5582	21.3434	48.8805	31.5516	7.4440	7.0051	240.7828	240.7828
NIVEL 4	124.5582	21.3434	16.4385	31.5516	5.0170	7.0051	205.9138	205.9138

**TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (\$/kWh)  
REGULADAS POR LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)  
JUNIO DE 2010**

SECTOR RESIDENCIAL NIVEL DE TENSIÓN 1				
ESTRATO (E)	RANGO DE CONSUMO (kWh - mas)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE* (\$/kWh)	PROPIEDAD COMPARTIDA (\$/kWh)
E1	0-CS (+) Más de CS	128.9598 322.3996	117.3656 293.4140	123.0241 307.5603
E2	0-CS (+) Más de CS	161.1998 322.3996	146.7070 293.4140	150.7649 307.5603
E3	0-CS (+) Más de CS	274.0397 322.3996	249.4019 293.4140	261.4263 307.5603
E4	Todo consumo	322.3996	293.4140	307.5603
E5	Todo consumo	386.8795	352.0968	369.0724
E6	Todo consumo	386.8795	352.0968	369.0724

ÁREAS COMUNES NIVEL DE TENSIÓN 1		
MODALIDAD (Todo consumo)	PROPIEDAD DE CODENSA (\$/kWh)	PROPIEDAD DEL CLIENTE* (\$/kWh)
E1	322.3996	293.4140
E2	322.3996	293.4140
E3	322.3996	293.4140
E4	322.3996	293.4140
E5 y E6, Industrial y Comercial	386.8795	352.0968
Exenta de contribución	322.3996	293.4140

(+) CS: Consumo de Subsistencia

Fig.3 Datos de Interés Tarifas publicadas por Codensa S.A. en el periódico el Nuevo Siglo en el mes de junio de 2010.

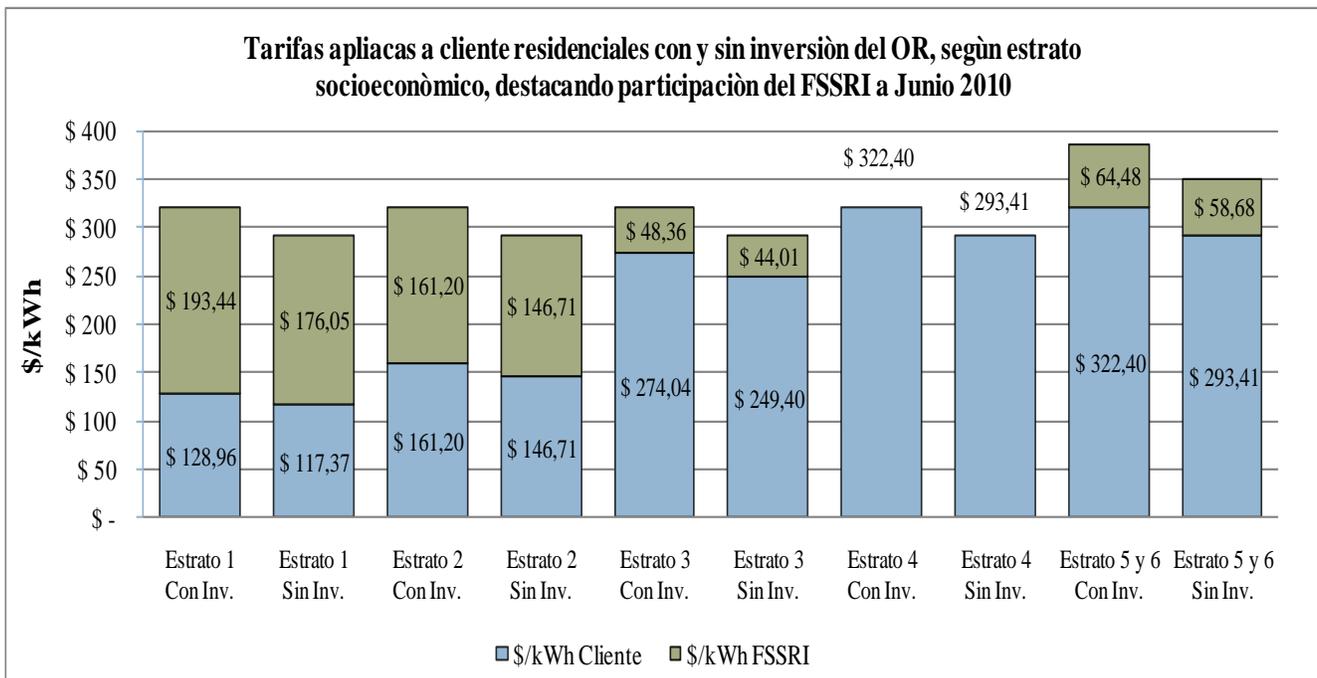


Fig.4 Tarifas aplicadas al cliente residencial, con inversión y sin inversión del OR, según estrato socioeconómico, destacando la participación del FSSRI en calidad de subsidio recibido por los estratos 1,2 y3, y contribución aportada por el estrato 5 y 6. Tarifas a Junio 2010 Codensa S.A

### 3 Análisis de Resultados

En el estudio de las setenta y cinco centros de distribución se realizó el análisis de vida útil de los transformadores, costo de los activos eléctricos, facturación de la energía, tiempo de recuperación de la inversión asumida por el OR.

#### 3.1 Vida útil de los transformadores.

De acuerdo a normatividad (Resolución Creg 097, 2008, pág. Cap. 5.3), la vida útil de los transformadores y las redes B.T es de 20 y 30 años respectivamente. De la muestra de 75 centro de distribución, el 32% ya superaron su vida útil; un 26% han estado en servicio por más de diez años y menos de 20 años, y en los dos casos (58%), están en funcionamiento sin haber sido sometidos a una adecuación para ajustarse a la normatividad vigente.<sup>11</sup> Sólo un 32% tiene un tiempo de utilización inferior a diez años y cumple normas vigentes. La Fig. 5 presenta la distribución porcentual de tiempo de servicio de los transformadores estudiados.

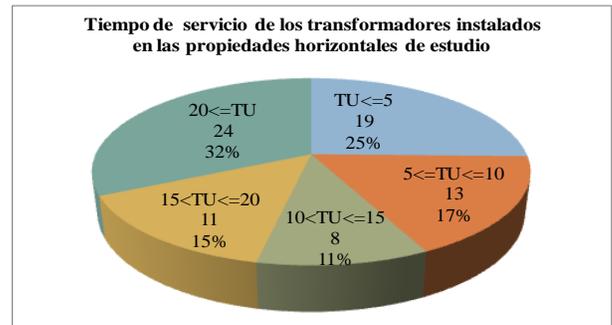


Fig.5 Tiempo de servicio de los transformadores instalados en las propiedades horizontales de estudio.

La distribución porcentual de tiempo de servicio de los transformadores estudiados en función del tipo de propietario.

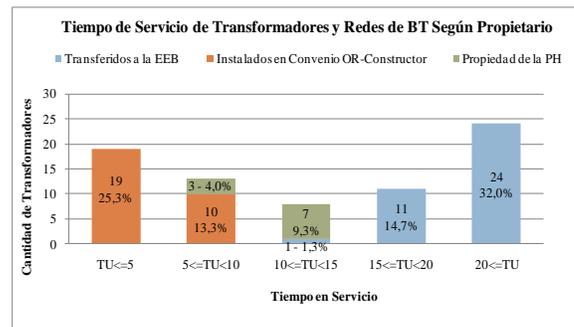


Fig.6 Tiempo de servicio de los transformadores y redes de baja tensión, según propietario.

<sup>11</sup> Normas de construcción centros de transformación Subterráneos del operador de red CTS y el Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE- Artículo 17.10

El 48% de la muestra objeto de estudio son transformadores y redes de baja tensión que fueron transferidos de la EEBB S.A. ESP al actual OR Codensa S.A ESP en 1997, y corresponden a equipos y redes que han prestado servicio por más de diez años y a los cuales no se les ha realizado ningún tipo de actualización en su infraestructura civil ni eléctrica.

El 13,3% de los equipos de transformación y redes de baja tensión hacen parte de los bienes comunes de las P.H., se encuentran dentro del periodo de vida útil y en un buen momento para realizar mantenimientos preventivos con el fin de optimizar el tiempo de utilización y el buen funcionamiento de los mismos.

Por último el 38,6% de los transformadores y redes de baja tensión fueron instalados dentro de la estrategia Convenio OR-Constructor, estos han entrado en operación hace menos de cinco años y cumplen a cabalidad la normatividad de construcción vigente.

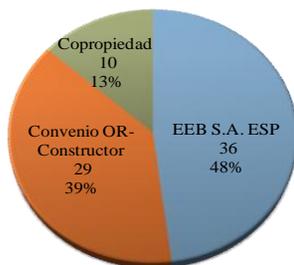
### 3.2 Propiedad de los activos eléctricos.

En el desarrollo del proyecto se determinaron tres casos de propiedad de activos eléctricos de Nivel I de Tensión:

- Subestaciones y redes eléctricas construidas antes de Octubre 1997 y transferidas a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.
- Subestaciones y redes eléctricas construidas por Convenio OR-Constructor.
- Subestaciones y redes eléctricas pertenecientes a la propiedad horizontal.

Las cuales muestran la siguiente distribución porcentual y se explicarán a continuación.

**Distribución de la propiedad de activos eléctricos nivel I en las setenta y cinco propiedades horizontales de estudio**



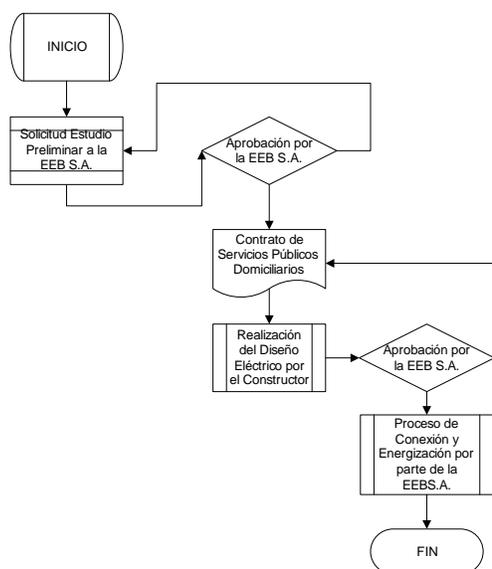
**Fig. 7 Distribución de la propiedad de activos eléctricos nivel I en los setenta y cinco centros de distribución de estudio.**

#### *Caso a: Subestaciones y redes eléctricas construidas antes de Octubre 1997 y transferidas a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.*

En las propiedades horizontales estudiadas construidas en los años 80's, correspondiente al 48%, se observó en el reglamento de propiedad horizontal que la constructora hacia entrega a la copropiedad de la subestación y redes eléctricas. Lo que indicaba que la propiedad horizontal era propietario de los activos eléctricos. Para corroborar esta información fundamental en el desarrollo del proyecto se radicó un documento ante el operador de red, solicitando respuesta al interrogante ¿A quién pertenecen los activos eléctricos de Nivel I de tensión?

El operador de red en su respuesta afirma sin mayor explicación que la subestación y redes eléctricas son de su propiedad, pues aduce que en su sistema de información comercial figura como parte del inventario de activos de propiedad de la compañía; debido al aporte de los activos eléctricos de media y baja tensión de la ciudad de Bogotá realizada por la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP – EEB- el 23 de octubre de 1997, fecha en la cual se constituyó Codensa S.A. ESP.

Debido a la respuesta del OR, se realiza una investigación sobre el proceso de energización de las P.H. en el periodo de operación de la EEB; en el cual la construcción de las instalaciones eléctricas de media y baja tensión era realizada por el constructor y/o urbanizadores, quienes conforme al reglamento de servicio vigente a la fecha de instalación y conexión a las redes de la EEB debían realizar una entrega de dominio de manera gratuita, en el momento previo a la conexión y energización definitiva.



**Fig. 8 Procedimiento de un proyecto constructivo para EEB S.A. ESP**

¿Qué tan honesto y ético fue el requerimiento de traspaso gratuito de los activos eléctricos de Nivel I de tensión por parte de la EEB a los constructores, quienes realizaron toda la inversión y ejecución de las redes eléctricas, para poder acceder al servicio de energía eléctrica, y entregar los proyectos de vivienda?

¿Por qué permite la ley, la sesión de activos eléctricos cuyos costos han sido transferidos a los clientes residenciales que realizaron la compra de los predios al constructor?

Es una discusión que no se encuentra en el alcance de este proyecto, pero del cual se ha realizado acercamientos al problema y gestiones ante el OR, fuertemente desmotivado los autores por la vejez de los activos, pues en el mediano plazo demostrar la propiedad de estos activos a favor del usuario, puede actuar en detrimento de este, pues la normalización de estos activos implica altos costos que la PH no puede asumir súbitamente. En el Anexo 6, se presentan las características de las P.H. correspondientes a este caso.

***Caso b: Subestaciones y redes eléctricas construidas por convenio OR-Constructor.***

El convenio es un acuerdo que el OR (al momento de aprobar la factibilidad de servicio), ofrece a algunos constructores que realizan proyectos de vivienda, con respecto a la inversión y construcción en activos eléctricos de nivel 1 del proyecto a desarrollar.

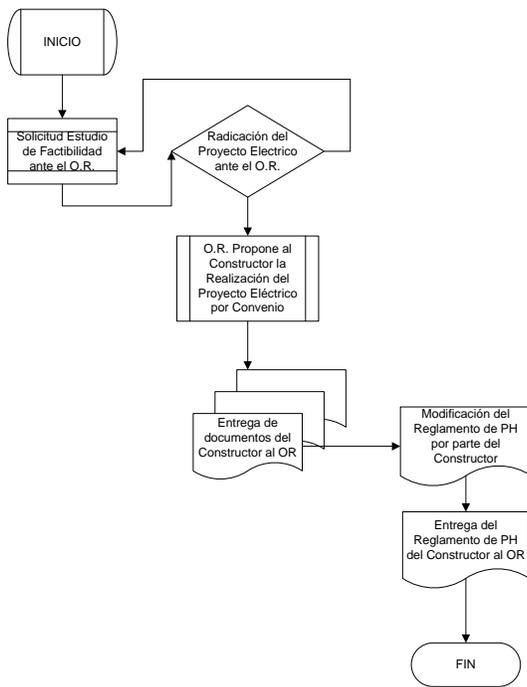
El OR ofrece al constructor suministrar e instalar las acometidas de media tensión, la celda de entrada-salida-protección, el transformador, las acometidas de baja

tensión hasta los armarios de medidores y accesorios necesarios, según diseño eléctrico aprobado por ellos mismos y el constructor por su parte ejecuta lo necesario en obra civil: celda del transformador, cárcamos, puerta cortafuego, dámper y cuarto para celda. En obra eléctrica el constructor realiza canalizaciones aéreas o subterráneas y cajas de inspección, entre otros; todo ejecutado e instalado según el RETIE y las normas del OR vigentes; el costo de los trabajos realizados por el constructor le es reembolsado por el OR luego de la energización del proyecto.

El OR cuenta con la información de los proyectos que se desarrollarán debido al proceso que debe cumplir el constructor para la energización del proyecto.

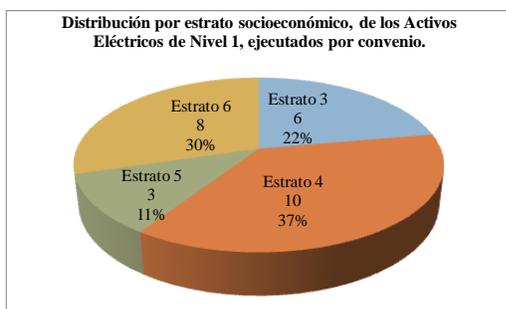
Existen dos figuras en el convenio OR- Constructor: Por reposición y por ejecución; en la primera el constructor suministra y ejecuta todas las instalaciones eléctricas de media y baja tensión; en el convenio por ejecución el constructor ejecuta las obras civiles y suministra e instala los tableros generales, los demás elementos como transformador, celda y conductores son suministrados e instalados por el OR.

El tipo de convenio depende de la disponibilidad de equipos del OR y del tiempo de ejecución y energización del proyecto. En los dos casos el operador de red reconoce el valor asumido por el constructor en los activos eléctricos de nivel 1 de tensión a precios que son ofertados por el constructor y contraoferta por parte del OR; contraoferta que la gran mayoría de constructores acepta por el beneficio económico que les es ofrecido. Es de resaltar que este ingreso no había sido tenido al momento de definir el precio de venta de los apartamentos, incluso la factibilidad de servicio está asociada al momento de iniciar construcción, y en este punto el constructor ya ha alcanzado su punto de equilibrio (se presume en 70% de venta).



**Fig. 9 Procedimiento de un proyecto constructivo para Convenio OR - Constructor**

Es de resaltar que este proceso se realiza cuando el constructor ha vendido más del 70% de los inmuebles del proyecto y que los propietarios de las unidades residenciales y quiénes serán objeto de facturación NO participan en la cesión de derechos que sobre el uso del suelo y la propiedad de activos hace el constructor al OR por un periodo de cien años.



**Fig.10 Distribución por estrato socioeconómico, de los Activos Eléctricos de Nivel 1, ejecutados por convenio.**

En el Anexo 7, se describen las características de las obras ejecutadas por convenio.

### **Caso c: Subestaciones y redes eléctricas propiedad de la Copropiedad**

En el 13% de las PH, se identificó en el reglamento de propiedad horizontal la entrega de la subestación y redes

eléctricas por parte del constructor a la copropiedad; en estos casos también se realizó la radicación del documento al operador de red en el que se indagó por la propiedad de los activos eléctricos; obteniendo como se esperaba una respuesta a favor de la copropiedad. En el Anexo 8 se relacionan las P.H. propietarias de los activos eléctricos.

En tres de las diez PH propietarias de los activos eléctricos de nivel 1, el comercializador incumbente de la zona ha mostrado interés por adquirir los activos eléctricos, ofertas a las que las unidades residenciales nunca accedieron, pero tampoco se realizó el cobro del servicio de energía con tarifa correcta, es decir realizando la reducción de CU correspondiente a la remuneración de inversión.

Es importante mencionar que siempre las propuestas por parte del OR fueron inferiores al valor real de la inversión realizada por el constructor y transferida a los propietarios a través de la adquisición de los predios.

**Tabla 3 Valoración de activos eléctricos vrs oferta de compra por parte del OR, en \$ de 2004.**

Propiedad Horizontal	Valor de las Redes a 2004	Valor ofrecido por el OR en el 2004	Porcentaje
Gavitas 1	\$ 61.150.422	\$ 11.000.000	18%
Casalinda del Tunal Unidad 2	\$ 114.716.585	\$ 7.500.000	7%
Casalinda del Tunal Unidad 3	\$ 128.601.329	\$ 7.500.000	6%

### **3.3 Costo de los activos eléctricos.**

En las P.H. propietarias de los activos eléctricos, se realizó el levantamiento de información de las redes eléctricas; en este recorrido se observaron estructuras del operador de red, canalizaciones de media tensión, cajas de inspección en mampostería y seccionadores de media tensión; así como la subestación de distribución en la cual se realiza la transformación en el nivel de tensión de 11.4 kV/0.208/0.120kV, equipo e infraestructura civil para su instalación. A partir de este punto se localiza la red de baja tensión la cual se identificó hasta los armarios de medidores, punto en el cual se deriva la acometida eléctrica para cada usuario.

En la red de baja tensión se identificaron diversos elementos eléctricos como canalizaciones subterráneas y otras a la vista realizadas en sótanos, cajas de inspección en mampostería y metálicas según el caso, barrajes de baja tensión, armarios de distribución y grupos de medida instalados para tomar el consumo de energía en las cuentas de servicios comunes.

Con la información obtenida se procedió a realizar un la valoración de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión

instalados en las diez P.H. se describen en la siguiente tabla 5, estos valores se obtienen a partir de los precios regulados por la Creg (Resolución Creg 097, 2008)

Empleando el IPC anual, se llevaron estos valores al año de construcción de la subestación y al 2010 como elementos nuevos, igualmente se aplicó depreciación lineal para determinar un costo aproximado al año 2010 para brindar una guía a la copropiedad, en caso de tal de que se llegase a presentar una oferta por parte del operador de red, para la compra de los activos eléctricos.

En el Anexo 9 se presenta el cálculo del costo de los activos eléctricos individualizados de las PH.

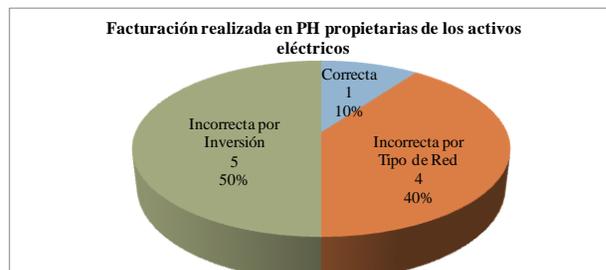
La valoración a precios de unidad constructiva propuesta a precios de 2007 se indexo por IPC, obteniendo el valor ajustado al año en que fue instalado el activo en mención, con el fin de tener datos de referencia para realizar la respectiva depreciación lineal, en forma paralela se determina el costo a precio de nuevo.(Resolución Creg 097, 2008)

**Tabla 4 Valoración activos de nivel 1, propiedad de la P.H.**

Propiedad Horizontal	Estrato	Clientes		Capacidad S/E	Puesta en Servicio	Inversión		
		Resid.	Z.C.			Puesta en Servicio	2010 con Depreciación	2010 Nuevos
Kalamary V	2	250	15	225 kVA	1999	\$ 68.797.468	\$ 39.976.726	\$ 154.663.113
Casalinda del Tunal Unidad 5	2	200	1	300 kVA	1997	\$ 47.904.158	\$ 24.300.454	\$ 151.610.902
Casalinda del Tunal Unidad 4	2	200	1	300 kVA	1997	\$ 82.506.833	\$ 41.938.605	\$ 194.092.744
Casalinda del Tunal Unidad 3	2	200	1	300 kVA	1997	\$ 78.520.808	\$ 41.649.889	\$ 232.696.642
Casalinda del Tunal Unidad 2	2	200	1	300 kVA	1997	\$ 71.642.514	\$ 35.782.157	\$ 152.231.333
Gaviotas Sector 1	2	94	2	225 kVA	1997	\$ 40.187.094	\$ 17.361.694	\$ 122.251.394
Recodo de San Felipe	3	190	1	225 kVA	2003	\$ 142.615.520	\$ 106.155.794	\$ 199.832.186
Recodo de San Felipe V	3	285	1	400 kVA	2003	\$ 99.242.868	\$ 72.371.628	\$ 139.058.633
Olimos de la Colina	4	116	1	400 kVA	1997	\$ 40.187.094	\$ 17.361.694	\$ 122.251.394

### 3.4 Facturación de energía eléctrica realizada por el operador de red.

El comercializador de energía a pesar de tener comprobado conocimiento de la propiedad de los activos eléctricos no está aplicando la tarifa correcta en todas las P.H. La Fig. 9 presenta los diez conjuntos en los cuales los activos eléctricos pertenecen a la copropiedad y en donde se determinó que en el 40% de los casos la tarifa aplicada era incorrecta ya que el comercializador estaba facturando a la P.H. como propietarios en red aérea y la existente era subterránea, por otra parte los clientes del 50% de las P.H. propietarias de los activos eléctricos se les estaba aplicando tarifa como si NO fueran los propietarios y solo en el 10%, es decir, en solo una propiedad horizontal la tarifa aplicada era correcta.

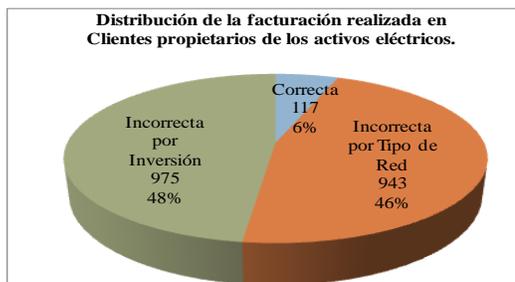


**Fig. 11 Facturación realizada en PH propietarias de los activos eléctricos.**

La Fig. 10 corresponde a la distribución porcentual de facturación en función del número de clientes o predios. Al 48% de los clientes copropietarios de los activos se les aplica una tarifa que incluye la remuneración de la inversión a favor del OR.

Al 46% el comercializador de energía reconoce la propiedad de los activos, sin embargo, aplica una tarifa correspondiente que reconoce la inversión en redes aérea a pesar de tener inversión en red subterránea, la cual origina una menor tarifa a pagar al cliente.

Por último se tiene que el 6% de los clientes la tarifa que reconoce la inversión realizada por los copropietarios.



**Fig. 12 Facturación realizada en Clientes propietarios de los activos eléctricos.**

Para ambos casos de facturación incorrecta reconocimiento nulo o parcial de la inversión realizada por los clientes, se determinó el sobrecosto aproximado en la facturación tanto para la cuenta de zonas comunes como para los clientes, para lo cual se tomó el consumo promedio de energía suministrado por el SUI desde el mes de Septiembre de 2003 fecha en la cual entra en vigencia las resoluciones de cargo máximo, con lo cual se pretende brindar una guía a la P.H. de sobrecosto asumido La tabla 6, describe la situación sobrecosto. En El Anexo 10 se encuentra el Cálculo del sobrecosto asumido por los usuarios.

**Tabla 5 Descripción de la facturación en P.H. propietarias de activos.**

Propiedad Horizontal	Valores a Julio de 2010			
	Total Clientes Residenciales	Total Asumido por los Clientes Residenciales	Total Asumido por el FSSRI	Promedio por Cada Cliente Residencial por Mes
Kalamary V	\$ 5.445.315	\$ 1.939.665	\$ 3.505.650	\$ 328
Casalinda del Tunal Unidad 3	\$ 72.800.071	\$ 23.807.609	\$ 48.992.462	\$ 4.386
Casalinda del Tunal Unidad 2	\$ 72.800.071	\$ 23.807.609	\$ 48.992.462	\$ 4.386
Casalinda del Tunal Unidad 4	\$ 5.445.315	\$ 1.939.665	\$ 3.505.650	\$ 328
Casalinda del Tunal Unidad 5	\$ 5.445.315	\$ 1.939.665	\$ 3.505.650	\$ 328
Gaviotas Sector 1	\$ 34.216.033	\$ 11.189.576	\$ 23.026.457	\$ 4.386
Recodo de San Felipe A	\$ 107.155.763	\$ 93.119.861	\$ 14.035.901	\$ 4.530
Recodo de San Felipe B	\$ 6.407.524	\$ 5.574.622	\$ 832.901	\$ 406
Recodo de San Felipe V	\$ 8.969.773	\$ 7.800.473	\$ 1.169.300	\$ 441
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 318.685.181</b>	<b>\$ 171.118.746</b>	<b>\$ 147.566.435</b>	<b>\$ 19.518</b>

**Tabla 6 Descripción de la facturación de Zonas Comunes en P.H. propietarias de activos.**

Propiedad Horizontal	Valores a Julio de 2010	
	Total Zonas Comunes	Promedio por Mes
Kalamary V	\$ 573.610	\$ 6.911
Casalinda del Tunal Unidad 3	\$ 2.632.452	\$ 31.716
Casalinda del Tunal Unidad 2	\$ 5.373.121,21	\$ 64.736,40
Casalinda del Tunal Unidad 4	\$ 383.787,76	\$ 4.623,95
Casalinda del Tunal Unidad 5	\$ 509.803,64	\$ 6.142,21
Gaviotas Sector 1	\$ 2.125.287,95	\$ 25.605,88
Recodo de San Felipe A	\$ 16.929.054,33	\$ 203.964,51
Recodo de San Felipe B	\$ 926.316,67	\$ 11.160,44
Recodo de San Felipe V	\$ 1.633.767,92	\$ 19.683,95
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 31.087.201</b>	<b>\$ 374.545</b>

### 3.5 Tiempos de recuperación de la inversión por parte del operador de red.

El presente estudio pretende determinar el tiempo requerido para que el OR, recupere la inversión a través del Cargos Máximos por inversión en el nivel 1 de tensión CMI<sub>Codensas.a, 1</sub> aprobados con la metodología vigente, el cual corresponde a 28,4123 \$/kWh Para tener una idea clara del tiempo de repago de la inversión realizada por el OR en activos eléctricos de nivel 1 de tensión, se tomaron dos muestras de cada estrato socioeconómico en los cuales existía disponibilidad de datos.

En la Tabla 7 se presenta el cálculo de la recuperación de la inversión del OR para las P.H. del ejemplo, el cual se encuentra en un rango de 6 a 16 años inferior a la vida útil del transformador (20 años) y las redes eléctricas (30 años), periodo a partir del cual empieza a obtener rentabilidad.

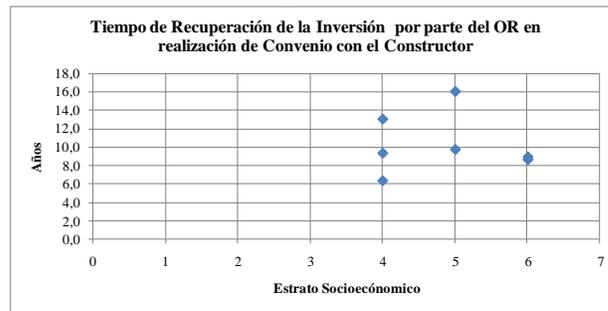
**Tabla 7 Tiempo de Recuperación de la Inversión Realizada por el OR en Convenio OR-Constructor**

Propiedad Horizontal	Estrato	Puesta en Servicio	Inversión	Energía consumida necesaria para recuperar la inversión (kWh)	Clientes Resid.	Consumo Promedio Resid. kWh/Año	Consumo Promedio Z.C. kWh/Mes	Consumo Promedio Z.C. kWh/Año	Consumo Promedio Total kWh/Año	Tiempo para Recuperar la Inversión Años	
											Puesta en Servicio 2010 con Depreciación
Quirami	4	2009	\$ 130.199.614	\$ 133.409.911	4.695.498	128	2.220	6400	76.800	360.960	13,0
Barcelona	4	2008	\$ 134.373.815	\$ 140.443.264	4.943.045	189	2.220	9450	113.400	532.980	9,3
Barcelona 2	4	2008	\$ 37.792.636	\$ 39.499.668	1.390.231	78	2.220	3900	46.800	219.960	6,3
Alameda 110	5	2007	\$ 32.951.857	\$ 37.067.817	1.304.640	14	2.308	3500	42.000	81.312	16,0
Calabina	5	2008	\$ 38.207.380	\$ 39.933.146	1.408.488	25	2.308	6250	75.000	145.200	9,7
Edificio La Strada	6	2008	\$ 50.112.322	\$ 59.606.729	2.097.920	32	4.272	8960	107.520	244.224	8,6
Edificio Sistema	6	2008	\$ 16.210.566	\$ 19.281.861	678.643	10	4.272	2800	33.600	76.320	8,9

CDE: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de inversión 28,4123\$/kWh  
Consumo Promedio Residencial 2010, fuente S.U.I.: Estrato 4 = 185 kWh Estrato 5 = 234 kWh Estrato 6 = 356kWh

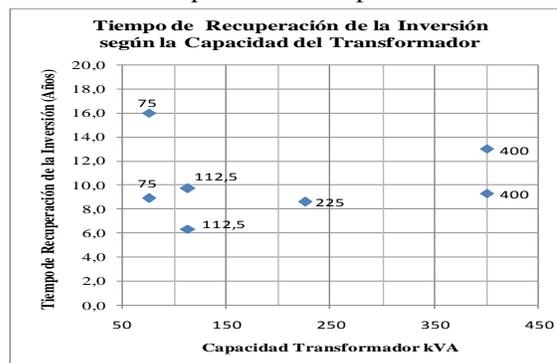
En la fig. 13 se observa claramente el comportamiento en la recuperación de la inversión realizada por el OR, en

estrato 4 está muy ligado este tiempo a la cantidad de usuarios residenciales y en estrato 6 la cantidad de usuarios no es relevante para el tiempo de recuperación.



**Fig. 13 Tiempo de Recuperación de la Inversión por parte del OR en realización de Convenio con el Constructor**

En la figura 14 se presenta el comportamiento del tiempo de recuperación de la inversión con relación a la capacidad del transformador de cada P.H. La mayoría de los casos se encuentran en un periodo de recuperación de 8 a 10 años.



**Fig. 14 Tiempo de Recuperación de la Inversión por parte del OR según la Capacidad del Transformador**

En la Tabla 8 se presenta un ejercicio realizado para las P.H. propietarias de los activos eléctricos, por las cuales se realizó la valorización de las redes eléctricas y se asumió la compra de las mismas por parte del OR. Se puede observar que el rango de tiempo para recuperación de inversión se encuentra entre 8 y 26 años, siendo las P.H. de estrato 2 en las cuales se realiza el repago en un mayor tiempo.

**Tabla 8 Tiempo de Recuperación de una Hipotética Inversión Realizada por el OR**

Propiedad Horizontal	Estrato	Inversión 2010 con Depreciación	Energía consumida necesaria para recuperar la inversión kWh	Clientes Resid.	Consumo Promedio Resid. kWh/Año	Consumo Promedio Z.C. kWh/Mes	Consumo Promedio Z.C. kWh/Año	Consumo Promedio Total kWh/Año	Tiempo para Recuperar la Inversión Años
Gaviotas	2	122.251.394	4.302.763	94	1.488	700	8.400	148.272	29,0
Casalinda 5	2	151.610.902	5.336.101	200	1.488	1700	20.400	318.000	16,8
Casalinda 4	2	194.092.744	6.831.295	200	1.488	1800	21.600	319.200	21,4
Casalinda 2	2	152.231.333	5.357.938	200	1.488	1800	21.600	319.200	16,8
Casalinda 3	2	232.696.642	8.189.997	200	1.488	1000	12.000	309.600	26,5
Kalamary	2	154.663.113	5.443.527	250	1.488	2600	31.200	403.200	13,5
Recodo de San Felipe V	3	145.115.588	5.107.491	275	1.800	8500	102.000	597.000	8,6
Recodo de San Felipe	3	199.832.180	7.033.298	190	1.800	4500	54.000	396.000	17,8
Recodo de San Felipe	3	139.058.633	4.894.311	285	1.800	6100	73.200	586.200	8,3
Olmos de la Colina	4	117.574.801	4.138.166	116	2.220	4700	56.400	313.920	13,2

CDE: Cargo Máximo del Nivel de Tensión 1, por concepto de inversión 28,4123\$/kWh  
Consumo Promedio Residencial 2010, fuente S.U.I.: Estrato 2 = 124 kWh Estrato 3 = 150 kWh Estrato 4 = 185kWh

## 4 Conclusiones

Para la muestra seleccionada de setenta y cinco centros de distribución correspondientes a P.H. de estrato socioeconómico 2, 3, 4, 5 y 6 de la ciudad de Bogotá D.C. se determinó la propiedad de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión encontrando que en el 48% de los casos, las subestaciones y redes eléctricas fueron construidas antes de Octubre 1997 y transferidas a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, el 39% corresponde a subestaciones y redes eléctricas construidas por Convenio OR-Constructor y el 13% restante hace referencia a subestaciones y redes eléctricas pertenecientes a la P.H.

El 57,3% de la muestra objeto de estudio son transformadores y redes de baja tensión que han prestado servicio por más de veinte años y a los cuales no se les ha realizado ningún tipo de actualización en su infraestructura civil ni eléctrica por parte del operador de red, quien en su tarifa incluye un cargo por AOM (Administración, Operación y Mantenimiento).

El 17,3% de los equipos de transformación y redes de baja tensión se encuentran dentro del periodo de vida útil (entre 5 y 10 años) y en un buen momento para realizar mantenimientos preventivos con el fin de optimizar el tiempo de utilización y el buen funcionamiento de los mismos. Por último el 25,3% de los transformadores y redes de baja tensión han entrado en operación hace menos de cinco años y cumplen a cabalidad la normatividad de construcción vigente.

El estudio realizado comprueba que el OR conociendo la propiedad de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión por parte de las P.H. ha venido aplicando una tarifa incorrecta a los clientes, en la cual se incluye el cargo por inversión del cual deberían estar exentos. Para el 13% de los casos (Diez Centros de Distribución) donde la P.H. es propietaria de los activos eléctricos se determinó que en el 40% la tarifa aplicada era incorrecta, ya que el comercializador estaba facturando a la P.H. como propietarios en red aérea y la existente era subterránea; por otra parte los clientes del 50% de las P.H. propietarias de los activos eléctricos se les está aplicando tarifa como si NO fueran los propietarios y solo en el 10%, es decir, en solo una P.H. la tarifa aplicada era correcta.

Para nueve de los diez centros de distribución de los cuales la P.H. es propietaria de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión, se calculó el monto de sobrefacturación realizado por el OR por un total de \$318.685.181 a Julio de 2010

para el periodo comprendido entre septiembre de 2003 (fecha en la cual entra en vigencia las resoluciones de cargo máximo) a Julio de 2010. De este monto el 54% ha sido asumido por los usuarios y el 46% por el Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos – FSSRI-. Además, se calculó el sobre costo en la facturación de energía en zonas comunes por un total de \$31.087.201, los cuales han sido asumidos en su totalidad por los usuarios en este caso de estratos socioeconómicos 2 y 3.

Para tres de los diez centros de distribución de los cuales la P.H. es propietaria de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión el comercializador de energía mostró interés por adquirir los activos eléctricos. Tras realizar el análisis del costo de dichos activos al año de puesta en servicio (2004) se determinó que el comercializador de red nunca ofreció más del 18% del valor real de acuerdo a los valores indicados en la resolución Creg 097 de 2008.

El tiempo de repago de la inversión realizada por el OR cuando adquiere la propiedad de subestaciones y redes eléctricas a través del convenio realizado con el constructor, se encuentra entre 6 y 16 años, periodo a partir del cual el OR obtiene utilidades que no son reinvertidas en el mejoramiento de las instalaciones eléctricas cuando los equipos cumplen su periodo de vida útil.

Para solicitar reajuste en la tarifa de energía eléctrica aplicada a los clientes residenciales y a la(s) cuenta(s) de zonas comunes de una P.H. a quien pertenece los activos eléctricos, los residentes deben realizar los siguientes pasos.

1. Verificar la propiedad de los activos eléctricos.
  - 1.1. Revisar el reglamento de P.H. en el cual el constructor hace entrega a la copropiedad de la subestación y redes eléctricas.
  - 1.2. Radicar documento ante el OR indagando la propiedad de la subestación, para conocer el estado de la misma en la base de datos del OR.
2. Teniendo certeza de la propiedad de activos eléctricos por parte de la P.H. se debe comparar las tarifas aplicadas a los residentes y a la cuenta de zonas comunes con la base de datos de tarifas. Para tener un valor real es recomendable realizar este ejercicio mes a mes.

3. Solicitar el ajuste en la tarifa y la devolución del sobre costo asumido por los usuarios, ocasionado por el cobro indebido del cargo por inversión de los activos eléctricos de nivel 1 de tensión. Ante la empresa comercializadora de energía. En el Anexo 11 se presenta una guía del documento a radicar.

## 5 Bibliografía

**Energía, M. d. (27 de Enero de 2004).** Decreto 201 de 2004. Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 847 del 11 de mayo de 2001, en relación con el procedimiento de liquidación, reportes, validación y transferencias en materia de subsidios y contribuciones de los servicios públicos de energía eléctrica y g. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía .

**IPC Variación mensual. (2010).** *Banco de la República.* Recuperado el 12 de 10 de 2010, de <http://www.banrep.gov.co/estad/dsbb/ctanal1sr.htm#indice>

**Pérez Santos, A. S., & Cepeda Buitrago, C. V. (Junio de 2010).** Base de Datos Costo Unitario Mercado Codensa S.A. Bogotá, D.C.: Centro de Investigación y Desarrollo Científico - Universidad Distrital.

**Pérez Santos, A. S., Hoyos Gutiérrez, O., & Romero García, J. R. (Agosto de 2010).** Caracterización de la demanda de potencia y energía de estrato socioeconómico 3 y URE en propiedad horizontal. Bogotá, D.C.: Centro de Investigación y Desarrollo Científico - Universidad Distrital "Francisco José de Caldas".

**Resolución Creg 082. (17 de Diciembre de 2002).** Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

**Resolución Creg 071 . (06 de Agosto de 2003).** Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos de Nivel 4 y el Costo Anual de los activos de Conexión al STN, y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3,2 y 1 del Sistema de

Distribución Local, operados por Codensa S.A. . Bogotá, D.C: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

**Resolución Creg 097. (26 de Septiembre de 2008).** Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Bogotá, D.C., Colombia: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

**Resolución UPME 355. (08 de Julio de 2004).** Por la cual se modifica el consumo de subsistencia del consumo de energía eléctrica. Bogotá, D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

**S.U.I. (s.f.).** Obtenido de [www.sui.gov.co](http://www.sui.gov.co)

**Tarifas Junio de 2010 Codensa S.A. ESP. (16 de Enero-Diciembre de 2010).** Tarifas de energía eléctrica Junio de 2010 (\$/kWh). *El Nuevo Siglo.*

## 6 Anexos

**Anexo 1,** Cálculo del cargo por inversión y AOM para el nivel 1 de tensión para el mes de junio de 2010.

**Anexo 2,** Lista de propiedades horizontales seleccionadas.

**Anexo 3,** Publicación del periódico el Nuevo Siglo con las tarifas de energía de Mayo de 2010.

**Anexo 4,** Base de datos de tarifas de energía desde septiembre de 2003 a junio de 2010.

**Anexo 5,** "Listado de costos reconocidos para la valoración de activos de Nivel de Tensión 1." Resolución Creg 097 de 2008 en el numeral 5.3

**Anexo 6,** Centros de distribución con activos eléctricos de propiedad del operador de red por traslado según reglamento de servicio de la EEB antes del 23 de octubre de 1997.

**Anexo 7,** Centros de distribución con redes eléctricas ejecutadas por convenio OR-Constructor.

**Anexo 8,** Centros de distribución propiedad de las propiedades horizontales.

**Anexo 9,** Presupuesto de los activos eléctricos de las Propiedades Horizontales propietarias de los activos eléctricos.

**Anexo 10,** Calculo del sobrecosto en la facturación de energía en las P.H. propietarias de los activos eléctricos.

**Anexo 11,** Documento guía para realizar solicitud de ajuste en la tarifa de energía eléctrica, para los clientes residenciales y la cuenta de zonas comunes de una P.H. propietaria de los activos eléctricos.