

**ESTUDIO ECONÓMICO DE CONCENTRACIÓN  
BROOKFIELD ASSET MANAGEMENT BARBADOS INC – ISAGEN S.A. E.S.P.**

**VERSIÓN PÚBLICA**

## **1. INTRODUCCIÓN**

Número de radicación: 15-66809  
Fecha de radicación: 24 de marzo de 2015  
Publicación página Web: 27 de marzo de 2015  
Vencimiento a terceros: 14 de abril de 2015  
Fecha de vencimiento: 8 de mayo de 2015

## **2. EMPRESAS INTERVINIENTES**

### **2.1. BROOKFIELD ASSET MANAGEMENT BARBADOS INC (en adelante BROOKFIELD)**

**BROOKFIELD** fue descrita en el documento de presentación de la concentración objeto de estudio, en los siguientes términos:

*"[E]s una sociedad constituida de conformidad con las leyes de Barbados, gestora profesional de fondos de capital privado, domiciliada en Barbados, filial de Brookfield Asset Management Inc. administradora de activos de bienes raíces, energía e infraestructura, domiciliada en Toronto, Canadá, y listada en las bolsas de valores de Nueva York, Toronto y Amsterdam.*

*Brookfield Asset Management Barbados Inc. estableció en Colombia una sucursal de sociedad extranjera, mediante Escritura Pública 11882 de la Notaría Treinta y Ocho de Bogotá del 3 de noviembre de 2009, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 6 de noviembre de 2009, la cual está identificada con N.I.T. 900.195.655-5 y tiene domicilio principal en Bogotá.*

*El objeto social principal de la sucursal Brookfield es adelantar actividades generales de gestor profesional en Colombia respecto del **Fondo de Capital Privado de Infraestructura Brookfield Colombia** ("BCIF" por sus siglas en inglés)"<sup>1</sup>.*

<sup>1</sup> Folio 14 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente. Entiéndase que en el presente acto administrativo cuando se hace referencia al Expediente, el mismo corresponde al radicado con el No. 15-66809

**BCIF** exhibe una participación accionaria mayoritaria en la **EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ** (en adelante **EBSA**), empresa que desarrolla actividades en el país desempeñándose en el sector eléctrico. A su vez, **BROOKFIELD** es accionista mayoritario de **BCIF** lo que le otorgaría el control directo sobre esta sociedad, e indirecto sobre **EBSA**.

## 2.2. EBSA

**EBSA** es una sociedad constituida mediante Escritura Pública No. 268 de la Notaría Quinta de Bogotá del 9 de febrero de 1955, inscrita en la Cámara de Comercio de Tunja el 23 de febrero de 1955, identificada con N.I.T. 891.800.219-1 y con domicilio principal en Tunja, Boyacá.

El objeto social de **EBSA** es la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y su composición accionaria es la siguiente:

**Tabla No. 1**  
**Composición accionaria de EBSA**

Accionista	No. de acciones	Participación
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Fuente: Folio 17 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

### 2.2.1. ISAGEN S.A. E.S.P. (en adelante, ISAGEN)

**ISAGEN** es una sociedad constituida mediante Escritura Pública No. 230, otorgada por la Notaría Única de Sabaneta el 4 de abril de 1995, inscrita en la Cámara de Comercio de Sabaneta el 17 de abril de 1995, y con domicilio principal en Medellín.

**ISAGEN** fue constituida a partir de la decisión de la Nación de escindir las actividades de generación y comercialización de la **SOCIEDAD INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. – ISA**, como consecuencia de la Ley 143 de 1994 que propendió por la liberalización del sector energético.

<sup>2</sup> FCP Brookfield es el mismo Fondo de Capital Privado (BCIF).

El objeto social de **ISAGEN** es la generación y comercialización de energía eléctrica, la comercialización de gas natural por redes en el mercado secundario y la comercialización de carbón y otros energéticos de uso industrial.

La composición accionaria de **ISAGEN** es la siguiente:

**Tabla No. 2**  
**Composición accionaria de ISAGEN**

<b>Accionista</b>	<b>Acciones</b>	<b>%</b>
<b>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (en adelante, MINHACIENDA)</b>	1.570.490.767	57,61%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	352.960.000	12,95%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR MODERADO	128.598.870	4,72%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	68.716.000	2,52%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCIÓN MODERADO	63.907.879	2,34%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS COLFONDOS MODERADO	32.923.138	1,21%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS SKANDIA S.A.	32.524.029	1,19%
FONDO BURSÁTIL ISHARES COLCAP	26.903.292	0,99%
FONDO DE PENSIONES VOLUNTARIAS MULTIFUND SKANDIA	16.177.452	0,59%
COLUMBIA ACORN INTERNATIONAL	14.729.000	0,54%
VANGUARD EMERGING MARKETS STOCK INDEX FUND	13.660.885	0,50%
FONDO DE CESANTIAS PORVENIR	12.571.975	0,46%
BANCO BTG PACTUAL SA CAYMAN BRANCH	8.864.691	0,33%

FONDO DE PENSIONES PROTECCIÓN - ALTERN CERRADA ISAGEN	8.249.762	0,30%
ABU DHABI INVESTMENT AUTHORITY	7.360.574	0,27%
SOMERSET SMALL MID CAP EM ALL COUNTRY FUND LLC	7.264.965	0,27%
BLACKROCK INSTITUTIONAL TRUST COMPANY N.A.	6.411.594	0,24%
ISHARES MSCI EMERGING MARKETS INDEX FUND	6.409.852	0,24%
FONDO DE CESANTIAS PROTECCIÓN - LARGO PLAZO	5.579.808	0,20%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	5.372.000	0,20%
OTROS ACCIONISTAS	337.823.164	12,39%
<b>Total</b>	<b>2.727.499.697</b>	<b>100%</b>

**Fuente:** Elaboración SIC con base en "ISAGEN-Composición Accionaria" disponible en <http://www.isagen.com.co/inversionistas/informacion-accion/composicion-accionaria/> (consultado 10 de abril de 2015).

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y ANÁLISIS DE LEGALIDAD

Procede el Despacho a describir la transacción proyectada y a explicar las razones por las cuales la presente transacción escapa de las prohibiciones contenidas en i) el artículo 74 de la Ley 143 de 1994; ii) el artículo 1 de la Resolución 095 de 2007 proferida por la CREG; y iii) el artículo 6 de la Resolución CREG 128 DE 1996.

La operación fue presentada por **BROOKFIELD** en los siguientes términos:

*“La operación proyectada consistirá en la posible adquisición por parte de Brookfield –a través de un fondo de capital privado constituido en el exterior y cuyo administrador será una limited liability partnership controlada por Brookfield o sus afiliadas- de las 1.570.490.767 acciones ordinarias de Isagén, que representan el 57,61% del capital suscrito y pagado de la misma, que son propiedad de la Nación y que serán ofrecidas mediante un proceso de subasta o martillo previsto en el reglamento de Enajenación y Adjudicación aprobado por el gobierno nacional.*”

*Para los efectos de este documento, son afiliadas de Brookfield la sociedad o entidad controlante de Brookfield, las sociedades o entidades controladas por Brookfield y las sociedades o entidades que están sujetas con Brookfield al control común de otra sociedad o entidad. Brookfield espera finalizar la constitución del fondo de capital privado adquirente de Isagén y de su afiliada que actuará como administrador del mismo durante el curso del presente procedimiento, por lo cual aportará a la SIC la información sobre dichas entidades tan pronto estén debidamente constituidas de conformidad con las Leyes de su jurisdicción.”<sup>3</sup>*

Al momento de analizar la operación descrita debe tenerse en cuenta la prohibición legal contenida en el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, en virtud de la cual se prohíbe la integración vertical de actividades de generación, distribución y comercialización para las empresas constituidas con posterioridad al 12 de julio de 1994.

En este sentido, procede la SIC a señalar la razón por la cual la presente concentración no está sujeta a la restricción de ley.

El artículo 74 de la Ley 143 de 1994 estipula que:

*“Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución”.*

Al momento de analizar la legalidad de la transacción proyectada a la luz del artículo 74 de la Ley 143 de 1994, es preciso considerar lo estipulado en el artículo 37 de la Ley 142 de 1994, según el cual:

*“Para los efectos de analizar la legalidad de los actos y contratos de las empresas de servicios públicos, de las comisiones de regulación, de la Superintendencia y de las demás personas a las que esta Ley crea incompatibilidades o inhabilidades, debe tenerse en cuenta quiénes son, sustancialmente, los beneficiarios reales de ellos, y no solamente las personas que formalmente los dictan o celebran”.*

Por su parte, el Consejo de Estado se pronunció sobre el alcance de la prohibición contenida en el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, en la Sentencia 16.257 del 2 de

<sup>3</sup> Folio 8 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

mayo de 2007, en el sentido de aclarar a cuales empresas se les aplica la restricción en mención. Al respecto, el Consejo de Estado señaló:

*“En cuanto hace al primer presupuesto reseñado, la norma en comento establece tres condiciones: i) que se trate de empresas que tengan por objeto prestar el servicio público de electricidad; ii) que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 y iii) que hagan parte del sistema interconectado nacional, esto es, la norma no aplica a las empresas que prestan el servicio en zonas no interconectadas, ZNI.*

*El precepto es claro en imponer este límite a la libertad económica solo para los nuevos operadores del servicio de electricidad que hagan parte del sistema interconectado nacional, SIN, que se constituyan a partir de la promulgación de la ley (art.93), la cual tuvo lugar el 12 de julio de 1994 (Diario Oficial 41.434), dejando por fuera de su aplicación a los prestadores que –contrario sensu- se hayan constituido con anterioridad a la vigencia de la misma”. (Subrayado fuera de texto)*

El marco normativo y jurisprudencial citado anteriormente es esencial para evaluar si **BROOKFIELD**, como beneficiario real de la transacción y como agente que participa indirectamente por intermedio de **EBSA** en el mercado de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, puede adquirir directa o indirectamente la mayoría accionaria de **ISAGEN**, quien actúa como generador y comercializador en el mercado de energía eléctrica. Lo anterior, toda vez que la concentración proyectada conlleva a la integración vertical generación, transmisión, distribución y comercialización bajo un mismo beneficiario real (i.e. **BROOKFIELD**).

En línea con el tenor literal del artículo 74 de la Ley 143 de 1994, y lo señalado por el Consejo de Estado en su sentencia de 2007, esta Superintendencia interpreta que quedan excluidas de la prohibición aquellas empresas que se hayan constituido con anterioridad al 12 de julio de 1994 con el objeto de prestar el servicio público de electricidad. En este sentido, las empresas que cumplan con este supuesto podrán hacer parte del sistema interconectado nacional desarrollando actividades conjuntas de generación, transmisión, distribución y comercialización en la medida que el objeto social se los permita.

Así mismo, el término “empresas” debe abarcar las actividades del grupo empresarial en su conjunto, toda vez que cualquier agente del mercado tiene la libertad de determinar si desarrolla una actividad directa o indirectamente a través de una filial o subsidiaria.

**EBSA**, es una empresa constituida el 9 de febrero de 1955, cuyo objeto social desde su constitución le permite desarrollar actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia:

*“Objeto social: La sociedad tendrá como objeto social principal la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, y sus actividades complementarias de generación, transmisión, distribución, comercialización de energía eléctrica (...).”<sup>4</sup>*

En consecuencia, **BROOKFIELD**, como beneficiario real de EBSA, cumple con el requisito para estar excluido de la prohibición del artículo 74 de la Ley 143 de 1994, toda vez que su filial se constituyó en Colombia antes de 1994 con el objeto social de prestar el servicio público de electricidad.

En segundo lugar, es importante aclarar que la presente concentración tampoco está sujeta a la restricción contenida en el artículo 1 de la Resolución CREG 095 DE 2007, cuyo tenor literal es el siguiente:

*“Con el fin de mantener la separación de actividades establecida en el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional no podrán absorber empresas de servicios públicos creadas con posterioridad a la vigencia de dicha Ley, que tengan por objeto desarrollar cualquiera de las actividades de transmisión, generación y distribución de energía eléctrica”.*

Asimismo, “[m]ediante concepto del 31 de marzo de 2013, la CREG aclaró que esta restricción se limita a una forma de integración empresarial conocida como *fusión por absorción*”<sup>5</sup>. En este caso, **ISAGEN** es una empresa de servicios públicos que fue constituida con posterioridad al 12 de julio de 1994. Sin embargo, el supuesto fáctico de la restricción no se cumple en este caso porque la concentración proyectada consiste en una adquisición del control corporativo a través de la compra del 57,6100% que **MINHACIENDA** posee en **ISAGEN**, no en una fusión por absorción.

Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 6 de la Resolución CREG 128 DE 1996 contiene un límite a la participación accionaria que un distribuidor puede tener en un generador, en virtud de la cual la operación descrita no puede conllevar a que **EBSA** sea accionista de **ISAGEN** en más del 25%. La norma en mención establece:

<sup>4</sup> Certificado de Existencia y Representación Legal de “EBSA”.

<sup>5</sup> Resolución SIC No. 38977 de 2014, folio 14.

*“A partir del vencimiento del plazo previsto en el artículo 8 de la presente resolución, ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora. **Para los efectos de este artículo el concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones**”.* (Negrilla fuera de texto)

Considerando que **ISAGEN** es una empresa generadora y **EBSA** una empresa distribuidora de energía eléctrica que hace parte de **BROOKFIELD**, el supuesto de hecho contenido en el artículo 6 de la Resolución 128 de 1996 en ningún momento imposibilita que **BROOKFIELD** adquiera la mayoría accionaria de **ISAGEN**. Sin embargo, la restricción regulatoria sí impide que el diseño de la transacción traiga como resultado que **EBSA** resulte ser **propietario directo** de más del 25% de la participación accionaria del generador **ISAGEN**.

Adviértase que esta limitación se presenta en el presente caso porque el tenor literal de la norma delimita expresamente a que el término “empresa” no incluya al resto de firmas que componen un grupo empresarial, situación que no ocurre en las otras dos prohibiciones que se analizaron anteriormente.

Teniendo en cuenta lo anterior, este Despacho concluye que la presente transacción no encaja en ninguno de los supuestos de hecho estipulados en los artículos: i) 74 de la Ley 143 de 1994; ii) 1 de la Resolución CREG 071 de 1998; y iii) 6 de la Resolución CREG 128 de 1996. Por ese motivo, estas normas no representan impedimento para que se perfeccione la concentración. Sin embargo, la Resolución CREG 128 de 1996 sí limita la transacción en el sentido de no permitir que **EBSA** adquiera de manera directa más del 25% del capital accionario de **ISAGEN**.

#### **4. DEBER DE INFORMACIÓN PREVIA DE CONCENTRACIONES EMPRESARIALES**

El régimen de protección de la competencia en Colombia está compuesto por las disposiciones relativas a prácticas restrictivas de la competencia (i.e. acuerdos, actos y abuso de posición dominante) y el régimen de integraciones empresariales, tal como dispone el artículo 2 de la Ley 1340 de 2009. El régimen de integraciones

empresariales, como parte del régimen general de protección de la competencia, es aplicable a todos los sectores y actividades económicas<sup>6</sup>.

El control previo o *ex ante* sobre las concentraciones empresariales busca evaluar los efectos económicos que se producirían como resultado de una concentración de dos o más agentes en el mercado, todo con el fin de evitar que se restrinja indebidamente la competencia y se reduzca el bienestar de los consumidores.

Al aplicar dicho régimen, esta Entidad debe evaluar si los efectos en el mercado originados en virtud de una concentración ameritan su objeción, su autorización sujeta al cumplimiento de condiciones encaminadas a preservar la competencia en el mercado, o su autorización pura y simple.

El artículo 4 de la Ley 155 de 1959, modificado por el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, establece un deber legal de información que le permite a la Autoridad de Competencia, previo al perfeccionamiento de una concentración, analizar su impacto sobre el mercado y los consumidores. En consecuencia, las empresas que pretendan llevar a cabo un proceso de concentración empresarial, en cualquiera de sus manifestaciones, y cuya situación se enmarque en los supuestos previstos en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, deben comunicar previamente la operación a la SIC, ya sea a través de la pre-evaluación o de la notificación<sup>7</sup>, según el caso.

La ley ha identificado dos supuestos que, de verificarse, activan la obligación de informar a esta Entidad la operación de concentración con anterioridad a su perfeccionamiento: el subjetivo y el objetivo<sup>8</sup>.

El punto de partida para determinar si en el caso en cuestión existe el deber de informar la operación proyectada consiste en establecer cuáles actividades económicas desarrollan las intervinientes (supuesto subjetivo), teniendo en cuenta para ello las actividades que realizan directamente o a través de empresas sobre las que ejerce un determinado control.

---

<sup>6</sup> La única excepción en el régimen de integraciones empresariales es la relacionada con procesos de concentración o reorganización de entidades vigiladas exclusivamente por la Superintendencia Financiera. En estos casos, es ésta y no la SIC la encargada de conocer y decidir sobre la procedencia de dichas operaciones, tal como dispone el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

<sup>7</sup> Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución No. 8315 de marzo 28 de 2003.

<sup>8</sup> Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución No. 6384 del 28 de febrero de 2003.

Posteriormente, es necesario analizar los criterios del supuesto objetivo (i.e. activos e ingresos operacionales de las intervinientes y que la transacción implique una concentración empresarial). Como se sustenta a continuación, en el presente caso están presentes cada uno de estos elementos, motivo por el cual la operación proyectada está sujeta al deber de información previsto en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009.

## **4.2. Supuesto subjetivo**

Este Despacho procederá a demostrar que en el caso que nos ocupa las intervinientes no solo participan en *“la misma actividad económica”* de comercialización de energía, sino que también hacen parte de *“la misma cadena de valor”* de energía eléctrica. Siendo suficiente que se cumpla alguno de estos dos criterios para que se active el deber de informar, en la presente transacción existe una concentración tanto horizontal como vertical de actividades económicas, lo cual verifica el cumplimiento del supuesto subjetivo.

Para evaluar este supuesto, es preciso determinar en qué actividades participan las intervinientes de manera directa o a través de una empresa sobre la cual ejercen control.

Las actividades en las que participa una empresa de manera directa son aquellas que desarrolla con su propia infraestructura y capital humano, sin el concurso de otras empresas sobre las cuales ejerce un determinado control.

De otra parte, una empresa participa de manera indirecta en un mercado cuando lo hace a través de una firma sobre la cual tiene control desde la perspectiva del derecho de la competencia.

Así entonces, se procederá a analizar en qué mercados relacionados con el sector energético participan de manera directa o indirecta las intervinientes:

### **4.2.1. ISAGEN**

**ISAGEN** participa de manera directa en la generación y comercialización de energía eléctrica. En el mercado de la generación produce energía a través de seis centrales de generación, de las cuales cinco son hidroeléctricas y una termoeléctrica, la cual utiliza el gas como insumo para la generación de energía eléctrica.

Las plantas generadoras de energía eléctrica que hacen parte de la infraestructura de **ISAGEN** se relacionan a continuación:

**Tabla No. 3**  
**Plantas generadoras de energía eléctrica - ISAGEN**

Agente	Nombre	Capacidad MW	Tecnología
ISAGEN	SAN CARLOS	1240	AGUA
	JAGUAS	170	AGUA
	CALDERAS	26	AGUA
	MIEL 1	396	AGUA
	AMOYÁ	80	AGUA
	TERMOCENTRO	300	GAS
	SOGAMOSO	820	AGUA

Fuente: ISAGEN, "Producción de Energía". Página Web: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/>. Consultado el 23 de abril de 2015.

Adicionalmente, **ISAGEN** desarrolla actividades de comercialización de energía eléctrica a nivel nacional en el mercado no regulado, principalmente en Bogotá, Cali, Barranquilla y Medellín.

#### 4.2.2. BROOKFIELD

Teniendo en cuenta que **BROOKFIELD** únicamente tiene participación y ejerce control en Colombia sobre **EBSA**, se puede determinar que participa de manera indirecta en la cadena de valor del mercado de energía eléctrica.

A su vez, **EBSA** participa de manera directa en toda la cadena de valor del mercado eléctrico a excepción de la generación. Su participación más representativa se da en el mercado de distribución, en donde, en el departamento de Boyacá y dos municipios de Santander es el operador de red y comercializador ██████████<sup>9</sup> de la energía que consumen los usuarios regulados. En tanto, en el eslabón de transmisión su

<sup>9</sup> Cálculos SIC, a partir de información aportada por XM, obrante a folio 264 del Cuaderno Reservado No. 1.

participación equivale al ████████<sup>10</sup> del STN, cuota que teniendo en cuenta los grandes actores de este eslabón resulta siendo marginal.

Adicionalmente, **EBSA** tiene una participación del 6,42%<sup>11</sup> del capital suscrito y en circulación de **GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P. -GENSA-**, entidad que se dedica a la generación de energía eléctrica. Sin perjuicio de este hecho, esta Superintendencia considera que dado que la participación en la empresa es minoritaria y muy reducida esta no representa en el caso particular un riesgo latente sobre las condiciones de competencia.

#### 4.2.3. Conclusiones del supuesto subjetivo

De la información que obra en el Expediente, esta Superintendencia ha identificado que las intervinientes participan en la “*misma actividad económica*” y “*en la misma cadena de valor*” y, por ende, satisfacen el criterio subjetivo del deber de información.

**Tabla No. 4**  
**Participación de las intervinientes en el mercado de la energía eléctrica**

Interviniente	En actividad económica	En la misma cadena de valor	En el mismo mercado	En la misma actividad económica
EBSA		X	X	X
ISAGEN	X			X

Fuente: Elaboración SIC.

Si bien el hecho que **EBSA** e **ISAGEN** participen en la misma cadena de valor es suficiente para que en el presente caso se verifique el supuesto subjetivo y, por consiguiente, para que esta Superintendencia analice los efectos que la operación trae sobre el mercado, este Despacho también ha determinado que las intervinientes participan en la misma actividad económica de comercialización de energía eléctrica.

De acuerdo con lo anterior, en el presente caso es claro que se cumple el supuesto subjetivo necesario para que se configure el deber de informar la concentración empresarial ante esta Entidad. Teniendo esto en cuenta, a continuación procede este Despacho a analizar si en el presente caso se cumple el supuesto objetivo para que surja el deber de informar la concentración.

<sup>10</sup> Folio 27 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

<sup>11</sup> Folio 20 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

### 4.3. Supuesto objetivo

El artículo primero de la Resolución SIC 82040 del 26 de diciembre de 2014 fijó “a partir del 1 de enero de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2015, en CIENTO MIL SALARIOS MÍNIMOS LEGALES MENSUALES VIGENTES (100.000 SMLMV), los ingresos operacionales y los activos que se tendrán en cuenta para efectos de lo previsto en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009”.

Así, en concordancia con el artículo 1 del Decreto 2731 del 30 de diciembre de 2014, que fijó el salario mínimo legal mensual a partir del 1 de enero de 2015 en seiscientos cuarenta y cuatro mil trescientos cincuenta pesos M/Cte (\$644.350), el valor de ingresos operacionales o activos totales a partir del cual se cumple el supuesto objetivo, es de sesenta y cuatro mil cuatrocientos treinta y cinco millones de pesos M/Cte (\$64.435.000.000).

De conformidad con lo anterior, esta Superintendencia procederá a verificar si los activos totales y/o ingresos operacionales de las intervinientes superan los COP \$64.435.000.000.

Los activos e ingresos operacionales de las intervinientes que deben ser considerados para cumplir con el supuesto objetivo, son aquellos correspondientes al año inmediatamente anterior al año que se pretende llevar a cabo la concentración.

A continuación se presentan los activos e ingresos operacionales de las intervinientes que concurren al mercado colombiano.

**Tabla No. 5**  
**Activos e ingresos operacionales de las intervinientes 2014**

<b>Accionista</b>	<b>Activos 2014</b> (millones COP \$)	<b>Ingresos Operacionales 2014</b> (millones COP \$)
<b>ISAGEN</b>	\$8.560.230	\$2.329.620
<b>EBSA</b>	\$1.303.957	\$350.933

**Fuente:** Información suministrada por intervinientes. Folio 6 del Cuaderno Público No. 1 del Expediente.

Teniendo en cuenta los activos y los ingresos operacionales presentados por las intervinientes, es claro que éstas superan el umbral de cien mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (100.000 SMMLV) establecido por la SIC para el año anterior al cumplimiento del deber de información<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución No. 82040 del 26 de diciembre de 2014.

#### 4.4. Configuración del deber de informar la operación

De conformidad con lo expuesto en los numerales 5.1 y 5.1 del presente estudio económico, con la verificación de los supuestos subjetivo y objetivo se encuentra configurado el deber de informar la operación de fusión por absorción proyectada entre las **INTERVINIENTES**, con el fin de someterla al procedimiento administrativo para la autorización de integraciones empresariales.

#### 5. DEFINICIÓN DEL MERCADO RELEVANTE

Al determinar el mercado relevante es necesario hacer la distinción entre el mercado de producto y el mercado geográfico; de tal forma que se puedan establecer los efectos de la concentración. Para lograr una adecuada definición del mercado relevante, esta Superintendencia se apoyará en los lineamientos diseñados por la Red Internacional de la Competencia (ICN, por sus siglas en inglés) en su documento "ICN Merger Guidelines Workbook"<sup>13</sup>.

La ICN destaca dos razones importantes por las cuales la definición del mercado relevante es de crítica importancia. Por un lado, es primordial para entender el escenario en que las fuerzas competitivas tienen lugar y, por el otro, y aún más importante, la definición del mercado es fundamental para poder calcular las cuotas de cada competidor en el mercado en cuestión, dado que estas se calculan con base en el tamaño total del mercado.

Nótese que este último factor constituye el indicador básico del poder de mercado de una empresa. Así, cuando se observa que la suma de las cuotas de mercado de las empresas intervinientes es elevada, la autoridad de competencia detecta que la operación puede generar problemas de competencia en el mercado y viceversa.

La definición de mercado relevante se lleva a cabo a dos niveles: primero, está la delimitación del mercado de producto y, luego, la delimitación del mercado geográfico.

En la definición del mercado de producto se debe tener presente la sustituibilidad del producto al nivel de la demanda. La ICN indica que *"la sustituibilidad de la demanda se*

---

<sup>13</sup> ICN Merger Working Group: Investigation and Analysis Subgroup, "ICN Merger Guidelines Workbook" (documento preparado para la Quinta Reunión Anual del ICN, Ciudad del Cabo, Sudáfrica, 16 de abril, 2006). Este documento se encuentra disponible al público en el siguiente enlace: <http://www.internationalcompetitionnetwork.org/uploads/library/doc321.pdf>.

analiza a través del grado en que los clientes podrían y querrían cambiar entre productos sustitutos ante un cambio relativo de precios, calidades, disponibilidad u otros factores<sup>14</sup>. En otras palabras, lo importante en este apartado es encontrar qué productos son considerados como sustitutos por parte de los consumidores o usuarios de los mismos.

Si bien algunas jurisdicciones tienen en cuenta la sustituibilidad de la oferta al momento de definir el mercado relevante<sup>15</sup>, esta Superintendencia toma en consideración dicho concepto al momento de analizar las barreras de entrada y la competencia potencial.

Respecto al otro gran nivel de definición del mercado relevante, la ICN señala que “el mercado geográfico es un área en la que puede ocurrir una razonable sustitución de los productos de las intervinientes<sup>16</sup>”. Esta sustitución se debe dar por parte de los consumidores del producto en cuestión en la medida en que encuentren otros suministradores de bienes sustitutos en el área referida. Generalmente, el mercado geográfico se puede definir como local, regional, nacional, continental o internacional.

El mercado relevante, definido en los términos anteriormente descritos, es el marco de referencia apropiado para analizar los efectos sobre la competencia de una operación de concentración. Tal y como indica la ICN en el documento ICN Merger Guidelines Workbook, “[e]l mercado relevante, en la práctica, no es más que el marco apropiado para analizar los efectos competitivos<sup>17</sup> de una operación.

En definitiva, el mercado relevante permite determinar los bienes y servicios entre los que puede desarrollarse una competencia efectiva, así como el ámbito geográfico

<sup>14</sup> El texto original del párrafo A.12, en inglés, dice textualmente lo siguiente: “Demand-side substitutability assesses the extent to which customers could and would switch among substitute products in response to a change in relative prices or quality or availability or other factors”.

<sup>15</sup> El texto original del párrafo A.13, en inglés, dice textualmente lo siguiente: “Supply-side substitutability examines the extent to which suppliers of alternative products could and would switch their existing production facilities to make alternative products in response to a change in relative prices, demand or other market conditions”.

<sup>16</sup> El texto original del párrafo A.24, en inglés, dice textualmente lo siguiente: “The geographic market is an area within which reasonable substitution for the merging parties’ products can occur”.

<sup>17</sup> ICN Merger Working Group: Investigation and Analysis Subgroup, “ICN Merger Guidelines Workbook” (documento preparado para la Quinta Reunión Anual del ICN, Ciudad del Cabo, Sudáfrica, 16 de abril, 2006), A.8:

<http://www.internationalcompetitionnetwork.org/uploads/library/doc321.pdf>  
(Consulta 17 de diciembre de 2013)

dentro del cual se ofrecen y se intercambian, analizando la sustituibilidad entre los productos ofrecidos y demandados.

Acorde con lo anterior, este Despacho procederá a definir el mercado relevante afectado por la operación proyectada delimitando, primero, el mercado producto y, posteriormente, el mercado geográfico.

## 5.1. MERCADO DE PRODUCTO

El punto de partida para la definición del mercado de producto está constituido por la identificación de aquellos mercados en los que participan simultáneamente las intervinientes, toda vez que en éstos se anularía la competencia entre ellas como resultado de la operación.

Así las cosas, y de acuerdo con la información allegada por las intervinientes, los mercados en los que participan en Colombia dichas sociedades se describen a continuación:

**Tabla No. 6**  
**Mercados en los que participan las intervinientes**

Mercados	EBSA	SAGEN
Generación de energía eléctrica		X
Comercialización de energía eléctrica	X	X
Transmisión de energía eléctrica	X	
Distribución de energía eléctrica	X	

Fuente: Elaboración SIC.

De acuerdo con lo señalado en la anterior tabla, el mercado en el cual participan las intervinientes de manera coincidente es el de *comercialización de energía eléctrica*. Adicionalmente, dentro de la misma cadena de valor en que participan las dos empresas se encuentran la generación, distribución y transmisión de energía eléctrica.

### 5.1.1. Cadena de valor de la energía eléctrica

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia comprende cuatro grandes actividades interrelacionadas, a saber:

- i. **Generación:** Según la **CREG**, es la actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. Esta actividad se puede desarrollar bien sea en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, independientemente de cuál sea la actividad principal<sup>18</sup>.
- ii. **Transmisión:** La **CREG** la define como la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del Sistema de Transmisión Nacional, el cual se extiende desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entradas a las regiones, ciudades o entregas a grandes consumidores)<sup>19</sup>. La transmisión se realiza por intermedio de un conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV<sup>20</sup>.
- iii. **Distribución:** De acuerdo con la **CREG**, la distribución es la actividad de transportar energía eléctrica desde el punto donde el Sistema de Transmisión Nacional la entrega, hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final<sup>21</sup>. La actividad de distribución se realiza por intermedio de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que pertenecen al Sistema de Transmisión Regional o Local<sup>22</sup>.
- iv. **Comercialización:** La Ley 143 de 1994 define la comercialización de energía como la actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado a los usuarios finales, regulados o no regulados.

<sup>18</sup> CREG, “¿Cómo funciona?”, disponible en:  
[http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-55&p\\_options](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options) (consulta 22 de enero de 2014).

<sup>19</sup> *Ibid.*

<sup>20</sup> Artículo 1, Resolución CREG No. 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*”.

<sup>21</sup> CREG, “¿Cómo funciona?”, disponible en:  
[http://www.creg.gov.co/html/i\\_portals/index.php?p\\_origin=internal&p\\_name=content&p\\_id=MI-55&p\\_options](http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options) (consulta 22 de enero de 2014).

<sup>22</sup> Artículo 1, Resolución CREG No. 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*”.

La Resolución CREG No. 024 de 1995 establece el conjunto de reglas aplicables a dicha actividad en el mercado colombiano de energía para los diferentes tipos de consumidores: regulados y no regulados. La distinción depende del consumo de energía y/o del requerimiento de potencia del usuario.

En conclusión, las intervinientes participan de manera simultánea en el mercado de comercialización de energía eléctrica. Por su parte, las demás actividades realizadas por las intervinientes en el sector eléctrico, principalmente la de generación y distribución, son relevantes para el análisis de los efectos verticales de la concentración proyectada.

A continuación se profundiza sobre el mercado en el que coinciden las intervinientes.

### **5.1.2. Actividad coincidente: comercialización de energía eléctrica**

Los comercializadores son aquellos agentes que compran energía para venderla al usuario final. Básicamente éstos prestan un servicio de intermediación entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Legalmente el comercializador es el prestador del servicio<sup>23</sup>.

Los comercializadores reciben la totalidad de los pagos efectuados por los consumidores finales. Los comercializadores pueden ser independientes, es decir, comercializadores puros, o estar integrados con las actividades "aguas arriba" de generación y/o distribución.

Los comercializadores adquieren la energía en la bolsa de energía o a través de contratos a largo plazo y la venden a los usuarios regulados<sup>24</sup> y no regulados<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Camilo Quintero Montaña (Estudio Contratado por la Superintendencia de Industria y Comercio), "Estudio Sectorial de Energía en Colombia: Análisis Descriptivo y Estructural del Sector de Energía en Colombia", mayo de 2011, pp. 51-52, disponible en <http://www.sic.gov.co/documents/10157/0/E1.pdf/96d32577-d7b1-4d7e-a9d2-7a61c15b852b> (consulta 18 de enero de 2014).

<sup>24</sup> "De acuerdo con la Resolución CREG No. 054 de 1994, los usuarios regulados son personas naturales o jurídicas que no superan los límites para contratación en el mercado competitivo (...) y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG". Ibid. p. 60.

<sup>25</sup> "Según la definición de la Resolución CREG No. 131 de 1998 estableció que hasta el 31 de diciembre de 1999, los usuarios que podían acceder al mercado competitivo (usuarios no regulados) eran aquellos cuya instalación superara los 0.5 MW o su consumo de energía de 270 MWh/mes y que a partir del 1 de enero del 2000, estos límites cambiaron a 0.1 MW o 55 MWh/mes, respectivamente". Ibid. p. 61.

En el segmento del mercado de comercialización correspondiente a los usuarios regulados, los comercializadores no tienen obligación de comprar cantidades mínimas de energía para satisfacer la demanda regulada, motivo por el cual el grado de exposición al mercado *spot* es decisión de cada agente. Sin embargo, los comercializadores que compran energía para sus clientes regulados usualmente buscan apalancarse con contratos, los cuales se realizan a través de convocatorias públicas donde el contrato se debe adjudicar al menor precio ofertado<sup>26</sup>.

Adicionalmente, las firmas que realizan conjuntamente actividades de generación y comercialización, y cuya demanda represente el 5% o más del sistema interconectado, no podrán cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de sus usuarios regulados<sup>27</sup>.

En cuanto al segmento no regulado, las ventas a estos usuarios se realizan a través de contratos bilaterales donde participan, por el lado de la oferta, generadores-comercializadores, distribuidores-comercializadores y comercializadores independientes. Por el lado de la demanda participan los grandes consumidores, que son aquellos con un consumo mensual superior a 55MWh o demanda máxima superior a 100KW<sup>28</sup>. En los términos del Artículo 42 de la Ley 143 de 1994, estas transacciones son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes. Sin embargo, los contratos deben tener resolución horaria para que puedan ser liquidados contra la generación efectiva<sup>29</sup>.

### 5.1.3. Conclusión sobre el mercado de producto

El mercado de producto está constituido por la comercialización de energía eléctrica. Así mismo, **EBSA** desarrolla actividades de transmisión y distribución de energía

<sup>26</sup> ECSIM, "Análisis del Impacto de la Regulación y de las Estructuras Productiva e Industrial del Sector de Energía Eléctrica sobre el Nivel Final de las Tarifas y Precios del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia", Informe Completo, p. 70.

<sup>27</sup> Resolución CREG No. 020 (27 de febrero de 1996) "Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista".

<sup>28</sup> ECSIM, "Análisis del Impacto de la Regulación y de las Estructuras Productiva e Industrial del Sector de Energía Eléctrica sobre el Nivel Final de las Tarifas y Precios del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia", Informe Completo, p. 70.

<sup>29</sup> *Ibid.*

eléctrica, e **ISAGEN** de generación. Estas actividades son relevantes para analizar los potenciales efectos verticales de la concentración proyectada.

## 5.2. MERCADO GEOGRÁFICO

La práctica generalizada para la definición de los mercados geográficos relevantes, parte de identificar cada una de las zonas en las cuales las Intervinientes coinciden y donde las condiciones de competencia son similares.

La regulación vigente señala al sistema interconectado nacional<sup>30</sup> como dimensión espacial relevante para determinar las participaciones en el mercado de comercialización de energía eléctrica. Esta definición de mercado relevante parte de la base de que la red a través de la cual se transmite la energía eléctrica es completamente neutra, lo cual implica que cualquier comercializador puede participar libremente en todo el territorio nacional independientemente de su ubicación.

## 5.3. CONCLUSIÓN SOBRE EL MERCADO RELEVANTE

Dado lo anterior, se puede concluir que el mercado relevante para efectos del estudio de la presente operación está relacionado con la comercialización de energía eléctrica en el territorio colombiano. Adicionalmente, es importante analizar los efectos de la transacción derivados de la concentración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

## 6. ESTRUCTURA DEL MERCADO RELEVANTE

Para entender la estructura de cada uno de los mercados en los que coinciden las intervinientes, se establecerán las cuotas de mercado de acuerdo con la información allegada por las intervinientes y la información obrante en la página web de XM.

### 6.1. CUOTAS DE MERCADO

El artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009) establece un límite del 25% de cuota de mercado por agente

<sup>30</sup> "Sistema interconectado nacional: es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios". Ley 143 del 11 de julio de 1994, "Por la cual se Establece el Régimen para la Generación, Interconexión, Trasmisión, Distribución y Comercialización de Electricidad en el Territorio Nacional, se Conceden unas Autorizaciones y se Dictan Otras Disposiciones en Materia Energética". Artículo 11.

comercializador y define el procedimiento para estimar la participación de la siguiente manera:

**“ARTICULO 4o.- - Límites a la participación en la actividad de comercialización.** Ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, calculada de la siguiente manera:

*El Porcentaje de Participación Directa de una empresa en la actividad de comercialización se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre la Demanda Comercial de la empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la Demanda No Doméstica, y la suma de la Demanda Total y la Demanda No Doméstica. El resultado se aproximará al número entero más cercano según el método científico de redondeo.” (Negrillas fuera del texto)*

Procede el Despacho a estimar las cuotas de mercado, tomando como base la regulación expedida por la CREG sobre la materia en cuanto a metodología y límites de participación. En el transcurso del análisis se tendrá en cuenta las particularidades de la transacción y su efecto en la estructura del mercado.

#### 4.2.1.1.1. Mercado de comercialización

De acuerdo con información obrante en la página web de XM<sup>31</sup>, en la siguiente tabla se ilustra la conformación de la estructura del mercado de comercialización de energía eléctrica en el país, para el año 2014. Las participaciones de mercado, estimadas de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG No. 024 de 2009, son las siguientes:

**Tabla No. 7**  
**Participación en comercialización 2014**

PARTICIPACIÓN TENIENDO EN CUENTA GRUPOS EMPRESARIALES		
COMERCIALIZADOR (COMO GRUPO EMPRESARIAL)	COMERCIALIZACIÓN EN kWh	PARTICIPACIÓN
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	15.089.804.380	23,44%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	13.726.061.359	21,32%
CODENSA S.A. E.S.P.	13.443.126.889	20,88%
<b>ISAGEN S.A. E.S.P.</b>	<b>3.970.297.454</b>	<b>6,17%</b>
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	3.396.804.752	5,28%
<b>EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P./ EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS</b>	<b>739.166.416</b>	<b>1,16%</b>
OTROS	12.736.099.252	19,78%
TOTAL	64.374.693.370	100,00%

**Fuente:** Portal BI, XM. Página de Internet XM, "Información Inteligente- Histórico Demanda", disponible en <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx> (consulta 7 de marzo de 2015).

<sup>31</sup> <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx>

Del cálculo de las participaciones podemos inferir que de darse la concentración entre las intervinientes estas no estarían cerca de superar el umbral del 25% en el mercado de comercialización de energía a nivel nacional. **ISAGEN**, con una participación del 6,17% ocupa el cuarto puesto entre los comercializadores mientras que **EBSA** participa en el mercado solo con el 1,15%. Sumadas ambas participaciones el ente integrado resultaría con el 7,32% del total del mercado.

No obstante, es importante señalar que solo entre los tres primeros participantes se encuentra distribuido el 65,64% del mercado, lo que da indicios de que el mercado se encuentra concentrado. Sin perjuicio de lo anterior, es de resaltar que dada la baja participación que en conjunto alcanzarían las intervinientes, la transacción tendría un impacto que podría considerarse marginal sobre la estructura del mercado. Vale recordar además que por prohibición regulatoria **EBSA** no podría adquirir de manera directa a **ISAGEN** lo que garantiza de alguna manera que por lo menos dentro de su estructura corporativa las empresas actuarían de manera independiente.

## 6.2. ANÁLISIS DE CONCENTRACIÓN

A continuación se presentará el análisis de concentración del mercado relevante, haciendo uso del índice de concentración Herfindahl – Hirschman (HHI)<sup>32</sup> el cual se

<sup>32</sup>El índice HHI, fue desarrollado para evaluar los niveles de concentración de los mercados y operaciones de integración. De acuerdo con la herramienta, el poder de concentración de una industria se determina mediante la suma de los valores al cuadrado de las participaciones en el mercado de todas las empresas de la industria. SALVATORE, Dominick (1999) "Microeconomía" Tercera Edición. McGraw Hill. Capítulo 12, Pág. 341.

$HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 \dots S_n^2$ , Donde  $S_1$  es la participación en el mercado de la empresa más grande en la industria,  $S_2$  es la participación de la siguiente empresa más grande en la industria y así sucesivamente para todas las demás empresas en la industria. Mientras mayor sea el valor del HHI, mayor será el grado de poder de concentración de la industria. Una vez calculado el valor del índice, se pueden definir tres categorías dependiendo de la concentración. Viscusi et al (1998) "Economics of Regulation and antitrust", MIT Press, Fourth Edition, pág. 215.

Mientras mayor sea el valor del HHI, mayor será el grado de poder de monopolio de la industria. Ver: Viscusi et al (1998) "Economics of Regulation and Antitrust", MIT Press. Fourth Edition, Pág. 215. Una vez calculado el valor del índice, se pueden definir tres categorías dependiendo de la concentración. Al respecto, ver las Horizontal Merger Guidelines U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, 2010:

*"(...) Based on their experience, the Agencies generally classify markets into three types:*

- *Unconcentrated Markets: HHI below 1500*
- *Moderately Concentrated Markets: HHI between 1500 and 2500*
- *Highly Concentrated Markets: HHI above 2500"*

determina mediante la suma de los valores al cuadrado de las participaciones en las ventas en el mercado de todas las empresas de la industria.

De darse la operación proyectada el cambio en el IHH sería el siguiente:

**Tabla No. 8**  
**HHI antes y después de la operación - 2014**

HHI ANTES	HHI DESPUÉS	VARIACIÓN ABSOLUTA	VARIACIÓN PORCENTUAL
1539	1553	14	1%

**Fuente:** Cálculos SIC según datos obtenidos de XM, <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx> (consulta 7 de marzo de 2015).

Considerando las participaciones en el mercado de comercialización de energía eléctrica a nivel nacional, se observa que en el escenario previo a la operación el HHI es de 1.539 puntos<sup>33</sup>, lo cual indica un nivel de concentración moderado. Por su parte, la transacción proyectada causaría una variación de 14 puntos sobre el nivel actual de concentración del mercado, dejando el índice en 1.553.

Por el otro lado, se encuentra que la variación post-concentración sería muy pequeña desde la perspectiva del análisis de competencia.

## 7. POTENCIALES EFECTOS RESTRICATIVOS DE LA COMPETENCIA

En línea con los límites a la participación en la actividad de comercialización establecidos en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009), procede el Despacho a sustentar las razones por las cuales considera que la presente concentración no tiende a producir una restricción indebida a la libre competencia en el mercado de comercialización de energía, ni siquiera en la región donde **EBSA** es el operador de red. Adicionalmente, la Superintendencia presenta sus consideraciones en cuanto a los posibles riesgos derivados de la concentración vertical de actividades.

<sup>33</sup> De manera ilustrativa, las autoridades de competencia de los Estados Unidos consideran que un mercado con un IHH entre 1500 y 2500 es moderadamente concentrado y que una variación superior a 150 puntos en un mercado con esta característica, como resultado de una operación de integración puede tener efectos anticompetitivos en el mercado. U.S. Department of Justice & Federal Trade Commission, Horizontal Merger Guidelines, Agosto 2010, pág. 19.

## 7.1. Efectos en el mercado de comercialización de energía eléctrica

Sin perjuicio del hecho de que **EBSA** ostenta el monopolio en el eslabón de distribución de energía eléctrica en su área de influencia (Boyacá y dos municipios de Santander), una vez estudiadas las participaciones de mercado que tiene en el segmento no regulado en dicha área no encontramos evidencias que indiquen que se encuentra ejerciendo poder de mercado en este segmento. En cuanto al mercado regulado, esta Superintendencia no identificó riesgos derivados de la operación toda vez que **ISAGEN** no participa en este segmento.

Adicionalmente, la concentración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización que se produciría como resultado de la operación, podría despertar preocupaciones en materia de competencia que resultan imperceptibles bajo un análisis estructural del mercado, pero que han sido suficientemente documentadas por: i) la **CREG**<sup>34</sup>; ii) el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista de la Superintendencia de Servicios Públicos (en adelante **CSMEM**)<sup>35</sup>; y iii) los expertos que contrató el Gobierno Nacional para realizar la consultoría sobre la competitividad en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica (en adelante **ECSIM**)<sup>36</sup>.

Estos posibles efectos restrictivos en la competencia se analizan a continuación.

### 7.2.1. Efectos unilaterales

Este despacho analizará los posibles efectos unilaterales que podría traer la concentración proyectada en el mercado no regulado de comercialización de energía, en el área de influencia de **EBSA** como operador de la red de distribución. A continuación se hará un recuento de las razones por las cuales preocupa el efecto de dicha concentración.

El operador de red es *“la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR [Sistema de*

<sup>34</sup> Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) *“Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica”*. Anexo a la Circular 037 de 2006.

<sup>35</sup> Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, *“Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato”*, 20 octubre 2013.

<sup>36</sup> ECSIM, *“Análisis del Impacto de la Regulación y de las Estructuras Productiva e Industrial del Sector de Energía Eléctrica sobre el Nivel Final de las Tarifas y Precios del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia”*, Informe Completo.



*Transmisión Regional] o SDL [Sistema de Distribución Local]*<sup>37</sup>. De acuerdo con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, la actividad de comercialización puede realizarse de manera combinada con las actividades de generación y distribución.

En consecuencia, la preocupación en materia de competencia surge como efecto de la concentración vertical distribuidor-comercializador, toda vez que el generador-comercializador y el comercializador puro requieren de la red operada por el distribuidor-comercializador para llegar al usuario final<sup>38</sup>. Lo anterior implica que el distribuidor-comercializador tiene una ventaja competitiva, en el área donde es operador de red, sobre sus competidores (i.e. generadores-comercializadores o comercializadores puros).

Como se explica en el Informe 84 del **CSMEM**, al momento de analizar la dinámica competitiva del mercado de comercialización, es preciso considerar la diferencia entre los costos de transacción asociados con la comercialización de energía a usuarios regulados y no regulados. Al respecto, el **CSMEM** señala que la entrada de nuevos competidores en el segmento regulado puede resultar poco atractiva debido al bajo consumo por cliente y los altos costos de transacción ocasionados por medición, facturación y recaudo, lo cual demanda economías de escala para reducir el costo unitario de atender cada edificio, manzana y barrio. En contraste, en el segmento no regulado el consumo del cliente es alto, lo cual hace rentable la entrada de nuevos competidores toda vez que los costos medios de medición, facturación y recaudo son menores por cliente.<sup>39</sup>

Como consecuencia de lo anterior, concluye el **CSMEM** que en el segmento no regulado debería esperarse un mayor nivel de rivalidad entre comercializadores en comparación con el segmento regulado. Así mismo, en un mercado de comercialización de contratos con usuarios no regulados, donde existe suficiente rivalidad, *"se debería observar una distribución geográfica homogénea de la actividad, como ocurre en el caso de los comercializadores que no tienen integración vertical con un distribuidor"*<sup>40</sup>. Sin embargo, la presencia de un alto número de distribuidores-comercializadores en

<sup>37</sup> Resolución CREG No. 070 (28 de mayo de 1998), "Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional".

<sup>38</sup> *Ibíd.*, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, numeral 6.1.

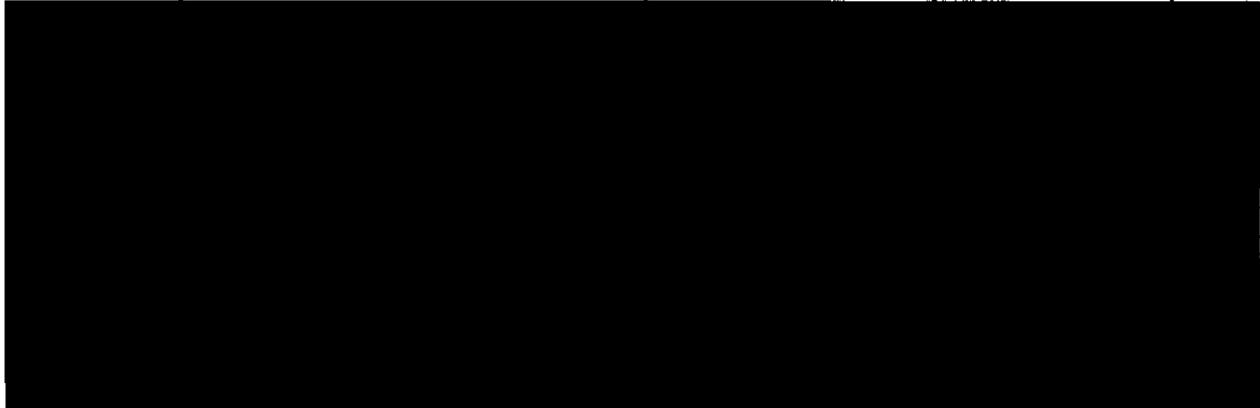
<sup>39</sup> *Ibíd.* Págs. 3-5.

<sup>40</sup> *Ibíd.* Págs. 6.

Colombia distorsiona la dinámica de competencia del mercado de comercialización, lo cual se evidencia en los segmentos geográficos donde el distribuidor-comercializador concentra una parte importante del mercado<sup>41</sup>.

Con todo, la racionalidad económica predice que: (i) el segmento no regulado debería ser más competitivo que el regulado; y (ii) la concentración vertical distribución-comercialización obstaculiza el desempeño normal de esta dinámica competitiva. A la luz de los argumentos citados, el Despacho procedió a su revisión aplicada al caso particular, construyendo las participaciones para el mercado no regulado donde **EBSA** es el operador de red con el objeto de concretar si se cumplen los efectos esperados, que supondrían la prevalencia del operador de red como líder en el mercado regulado y no regulado.

**Tabla No. 9**  
**Participación en comercialización 2014 (Donde EBSA es el operador de la red)**



**Fuente:** Cálculos SIC según datos aportados por XM a folio 264 del cuaderno reservado No.1.

La información suministrada por **XM** reveló un mercado regulado efectivamente muy concentrado,

. Ahora, de acuerdo con la teoría y atendiendo a la racionalidad económica de los agentes, se esperaría que el mercado no regulado estuviera, como el regulado,

<sup>41</sup> Ibid.

[REDACTED]

Lo anterior desde el punto de vista actual. Continuamos con el efecto esperado de la transacción. [REDACTED]

Teniendo en cuenta los dos resultados principales recogidos anteriormente llegamos a lo siguiente: [REDACTED]

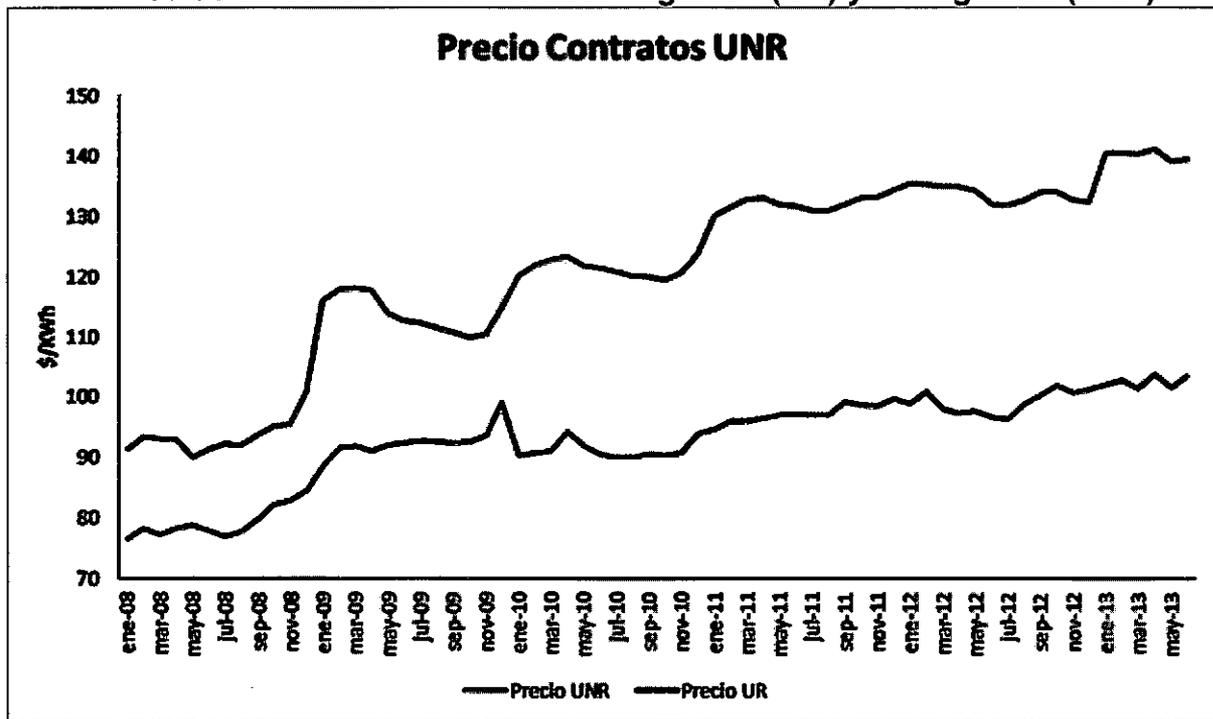
Adicionalmente, la principal preocupación en este aspecto podría centrarse en que una vez integrado **EBSA** con **ISAGEN** pudieran como grupo empezar a acaparar más y más usuarios no regulados ayudados por la influencia que podrían tener como operadores de red, a pesar de esto, esta preocupación aunque latente, puede considerarse improbable; los usuarios no regulados contratan la energía de manera bilateral con los generadores en contratos de largo plazo, de manera que, si **ISAGEN** y **EBSA** como grupo quieren comenzar a acaparar más participación en este mercado deben empezar a ofertar más competitivamente en las negociaciones bilaterales; hecho, que desde el punto de vista de la eficiencia, beneficiaría a los consumidores finales.

### **7.2.2. Efectos verticales en la cadena de valor de energía eléctrica**

Tras la concentración proyectada se formaría un ente integrado en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, hecho que desde la perspectiva de la competencia despierta preocupaciones debido a los incentivos que surgirían al ente integrado para discriminar precios entre usuarios regulados y no regulados.

La CREG<sup>42</sup>, el CSMEM<sup>43</sup> y ECSIM<sup>44</sup>, coinciden en señalar que una de las distorsiones más significativas del mercado eléctrico consiste en la diferencia entre los precios de los contratos con destino a los usuarios regulados y a los no regulados, lo cual ocurre como consecuencia de la concentración vertical de las actividades de generación distribución y comercialización. La siguiente gráfica refleja dicha diferencia:

**Tabla No. 10**  
**Precios de contratos en mercado regulado (UR) y no regulado (UNR)**



Fuente: Informe ECSIM<sup>45</sup>

<sup>42</sup> Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) "Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica". Anexo a la Circular 037 de 2006.

<sup>43</sup> Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios públicos, "Informe 84- Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013.

<sup>44</sup> ECSIM, "Análisis del Impacto de la Regulación y de las Estructuras Productiva e Industrial del Sector de Energía Eléctrica sobre el Nivel Final de las Tarifas y Precios del Servicio de Energía", Informe Completo.

<sup>45</sup> Ibid. P. 759.

De acuerdo con el estudio realizado por la CREG en el 2005, esta brecha no se explica por factores económicos o técnicos como el volumen vendido, la distribución horaria de la demanda, la duración del contrato ni el tipo de garantía ofrecido por los vendedores. En consecuencia, la **CREG** concluye en su estudio *“que la distorsión en los mercados es evidente y que los vendedores podrían estar efectuando una discriminación no justificada de precios en función del segmento de mercado que atienden”*<sup>46</sup>. En otras palabras, la discriminación en los precios de los contratos se origina por las diferencias en las elasticidades de los usuarios regulados<sup>47</sup> y los no regulados, y la ausencia de transferibilidad entre el segmento regulado y el no regulado, lo cual impide el arbitraje<sup>48</sup>.

Con el fin de identificar la causa del problema de discriminación de precios, la **CREG** analizó el funcionamiento del mecanismo a través del cual los comercializadores compran la energía eléctrica a los generadores. Este mecanismo está regulado la Resolución CREG 020 de 1996, en virtud de la cual se impuso a los comercializadores la obligación de realizar convocatorias públicas para contratar energía en el largo plazo.

De acuerdo con la **CREG**, este mecanismo de convocatorias públicas se encuentra erosionado por la concentración vertical toda vez que las firmas que atienden el mercado regulado y que realizan actividades de generación y comercialización, tienden a: i) autoabastecerse hasta el tope del 60% permitido por la regulación<sup>49</sup>; y ii) aumentar los costos de las compras propias de energía debido a que los usuarios verticalmente

<sup>46</sup> Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) “Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica”, p. 22.

<sup>47</sup> Explica la CREG que “[l]a demanda de energía para los usuarios no regulados es más elástica dado que tienen la posibilidad de tener opciones tarifarias, desplazar su consumo a horas no pico, contar con información de precios futuros, negociar su tarifa y utilizar sustitutos cuando requiera, comparado con los usuarios regulados cuya elasticidad es baja dado que la información de precios con la que cuentan es posterior al consumo, no todos los usuarios pueden acceder a sustitutos”. Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) “Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica”, p. 23. Anexo a la Circular 037 de 2006.

<sup>48</sup> Arbitraje se define como la actividad de comprar donde el precio es barato para revender el mismo producto donde el precio es alto. Massimo Motta, “Competition Policy – Theory & Practice”, Cambridge University Press. 2009, p. 305.

<sup>49</sup> La Resolución CREG No. 020 de 1996 dispone que las firmas que realizan conjuntamente actividades de generación y comercialización, y cuya demanda represente el 5% o más del sistema interconectado, no podrán cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de sus usuarios regulados.

integrados pueden trasladar sus costos al usuario final<sup>50</sup> en virtud de la Resolución CREG 199 de 2007 (problema conocido como *pass through*)<sup>51</sup>.

Al respecto el **CSMEM** señaló:

*“En el mercado regulado se observa que el nivel de precios al cual se compran a sí mismos la energía los agentes comercializadores, está por encima del precio promedio de la energía contratada. Lo anterior, presumiblemente se traduce en mayores precios al segmento regulado con una elasticidad de la demanda más baja y sugiere ejercicio de la posición de dominio”<sup>52</sup>*

Por su parte, **ECSIM** concluyó lo siguiente en su consultoría al Gobierno Nacional:

*“En general, las posibilidades de pass-through implícitas en la resolución 119 y un sistema de contratación para el mercado regulado profundamente defectuoso, favorece la posibilidad de que los agentes ejerzan su racionalidad básica en un mercado de contratos imperfecto y vulnerable al ejercicio de poder de mercado derivado de la concentración de la oferta y de la integración vertical.*

(...)

*En efecto, si un comercializador integrado puede trasladar el costo que ha negociado con su generador al consumidor, ello tiene implicaciones importantes para el mercado: en una parte muy importante de la generación se canalizará a través del comercializador propio al mercado regulado, en condiciones que no pueden calificarse de competitivas. O en otras palabras, el generador dispondrá de un mercado cautivo (de baja elasticidad), en el que podrá determinar unilateralmente los precios, ejerciendo su poder de mercado, y asegurando al mismo tiempo la cobertura de riesgos. Con la venta asegurada de una parte importante de su disponibilidad en el mercado no regulado, acudiría al mercado regulado a colocar la disponibilidad excedente, ejerciendo la típica discriminación de precios en la que debido a la mayor elasticidad de la demanda no regulada, se*

<sup>50</sup> Documento CREG 065 (8 de septiembre de 2006) “Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica”, pp. 30-33.

<sup>51</sup> El problema del *pass through* en el mercado deregulado, el cual implícitamente permite la Resolución 119 de 2007 a los agentes integrados verticalmente en generación y distribución, fue evaluado en detalle por Jesús Botero García, y debidamente justificado en el anexo 2 del capítulo 6 del Informe ECISM.

<sup>52</sup> Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, “Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato”, 20 de octubre 2013, p. 17.

*cobra un precio menor, como lo ilustra la permanente divergencia entre precios de contratos del mercado regulado y no regulado (...)*<sup>53</sup>.

Analizando la información citada podemos concluir que la discriminación de precios entre el mercado no regulado y regulado obedece principalmente a dos razones acentuadas por la existencia de concentración vertical: i) los agentes del mercado no regulado tienen una demanda más elástica que los agentes del regulado; y ii) el mercado no regulado es un mercado de excedentes. La ii) es consecuencia de la i) dado que los agentes operantes son racionales y atienden primero la demanda sobre la que tienen más competencia dada la elasticidad de la demanda del segmento, por consiguiente los excedentes de energía entran a ser comercializados en un mercado donde la competencia no es feroz, debido a que los agentes saben que la demanda en este es menos elástica; en la misma línea, la energía comercializada en el mercado regulado la comercializan principalmente, de manera directa, los distribuidores-comercializadores y los comercializadores puros lo que favorece la doble marginalización y un crecimiento en la brecha entre los precios de los dos segmentos.

Recreando el escenario encontramos: i) generadores-comercializadores que venden su energía primeramente a agentes del mercado no regulado apostando a la racionalidad económica de que en este mercado hay más competencia dada su estructura de negociación bilateral entre la oferta y la demanda ; ii) posteriormente, generadores-comercializadores venden su energía a los comercializadores puros y a los distribuidores-comercializadores, energía que en promedio debe ser comprada más cara que la que es vendida a los no regulados dado que en el eslabón de comercialización son competencia de los generadores; iii) los generadores-comercializadores venden en los pasos -i) y ii)- la mayor parte de su energía a los otros agentes de la cadena los cuales terminan revendiéndola en las subastas del mercado regulado. El diseño del mercado favorece la brecha que existe entre el segmento regulado y no regulado.

Para el caso particular, esta Entidad no encuentra evidencia que indique un posible efecto vertical restrictivo de la competencia, pues el mercado representa apenas el 3% del mercado nacional. A todas luces un mercado de este tamaño no parece ser susceptible de aplicársele poder de mercado por parte del ente integrado, pues dada la magnitud del mismo si el operador de red tuviera la intención de subir unilateralmente los precios, la demanda podría ser fácilmente sustituible por otro agente, lo que sería complicado en mercados que tienen participaciones mucho más representativas. En

<sup>53</sup> ECSIM, "Análisis del Impacto de la Regulación y de las Estructuras Productiva e Industrial del Sector de Energía Eléctrica sobre el Nivel Final de las Tarifas y Precios del Servicio de Energía", Informe Completo.

ese sentido, la prohibición expresa en la regulación que indica *“las firmas que realizan conjuntamente actividades de generación y comercialización, y cuya demanda represente el 5% o más del sistema interconectado, no podrán cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de sus usuarios regulados”* (Subrayado fuera de texto) no aplicaría en este caso pues el mercado es demasiado pequeño.

## 8. CONCLUSIÓN

De conformidad con el análisis económico y regulatorio efectuado a lo largo del presente estudio, esta Superintendencia no encuentra evidencia que lleve a considerar riesgos sustanciales para la competencia en el mercado relevante definido, que puedan derivarse de la operación proyectada, razón por la cual no amerita ser objetada ni condicionada.

Por lo tanto, bajo los supuestos contenidos en los artículos 9 y 10 de la Ley 1340 de 2009 y demás normas concordantes, no se considera procedente continuar con el estudio de fondo de la concentración

Atentamente,

**FERNÁN ALEXANDER MONTOYA ORTEGA**  
Profesional Grupo de Abogacía de la Competencia

**LILIANA CRUZ PINZÓN**  
Coordinadora Grupo de Integraciones Empresariales