



MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

RESOLUCIÓN NÚMERO (- 3 8 9 7 7) DE 2014

24 JUN 2014

Por la cual se condiciona una operación de integración

Rad. 14-050829

VERSIÓN PÚBLICA

EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO AD HOC

en ejercicio de sus facultades legales, en especial las previstas en la Ley 155 de 1959, la Ley 1340 de 2009, el numeral 15 del artículo 3 del Decreto 4886 de 2011, y el Decreto 1099 de 2014, y

CONSIDERANDO

PRIMERO: Que el artículo 9 de la Ley 1340 del 24 de julio de 2009 prevé:

“Artículo 9. Control de Integraciones Empresariales. El artículo 4º de la Ley 155 de 1959 quedará así:

Las empresas que se dediquen a la misma actividad económica o participen en la misma cadena de valor y que cumplan con las siguientes condiciones, estarán obligadas a informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre las operaciones que proyecten llevar a cabo para efectos de fusionarse, consolidarse, adquirir el control o integrarse cualquiera sea la forma jurídica de la operación proyectada:

1. Cuando, en conjunto o individualmente consideradas, hayan tenido durante el año fiscal anterior a la operación proyectada ingresos operacionales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio o;

2. Cuando al finalizar el año fiscal anterior a la operación proyectada tuviesen, en conjunto o individualmente consideradas, activos totales superiores al monto que, en salarios mínimos legales mensuales vigentes, haya establecido la Superintendencia de Industria y Comercio.

En los eventos en que los interesados cumplan con algunas de las dos condiciones anteriores pero en conjunto cuenten con menos del 20% del mercado relevante, se entenderá autorizada la operación. Para este último caso se deberá únicamente notificar a la Superintendencia de Industria y Comercio de esta operación.”

SEGUNDO: Que de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de la Ley 1340 de 2009, mediante comunicación radicada con el No. 14-050829-0 del 10 de marzo de 2014¹, GAS NATURAL S.D.G. S.A. (en adelante GAS NATURAL) informó a esta Entidad el interés en participar en el proceso de venta de acciones ordinarias que la Nación - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (en adelante

¹ Folio 1 del Cuaderno Público 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. 14-050829.

W

Rad. No. 14-050829

MINHACIENDA) posee en ISAGEN S.A. E .S.P. (en adelante ISAGEN), las cuales equivalen al 57,61% del capital suscrito y pagado de esta sociedad. Por su parte, MINHACIENDA presentó información relevante sobre ISAGEN, en su condición de interviniente, mediante comunicación radicada con el No. 13-270841-0 del 18 de noviembre de 2013, información que fue anexada al expediente de esta operación con radicado 14-50829-13².

TERCERO: Que en virtud de lo previsto en el artículo 156 del Decreto Ley No. 19 de 2012, y en el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, el 11 de marzo de 2014 se publicó en la página web de esta Entidad el inicio del procedimiento de autorización de la operación presentada³.

CUARTO: Que dentro de los 10 días hábiles siguientes a la publicación del inicio del procedimiento de autorización de la operación en la página web de la SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO (en adelante SIC), ningún tercero presentó ante esta Entidad información con el fin de aportar elementos para el análisis de la operación, tal como prevé el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009.

QUINTO: Que con el fin de complementar la información allegada al Expediente, mediante comunicación radicada con el No. 14-050829-2 del 13 de marzo⁴, GAS NATURAL allegó un documento con información adicional a esta Entidad, dando alcance a la información allegada el 10 de marzo de 2014.

Adicionalmente, el 2 de mayo de 2014, mediante escrito con número de radicación 14-050829-9⁵, GAS NATURAL formuló una propuesta de condicionamientos con el objetivo de cumplir con el límite regulatorio impuesto por la Resolución 024 de 2009 proferida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG).

SEXTO: Que con el fin de recaudar información adicional que fuere de utilidad para el estudio de la operación de integración, esta Entidad, mediante comunicación radicada con el No. 14-050829-4 del 17 de marzo de 2014⁶, formuló requerimiento de información a XM S.A. E.S.P (en adelante XM), el cual fue contestado por XM el 21 de marzo de 2014, mediante radicado 14-050829-5⁷.

SÉPTIMO: Que dentro de los 30 días a que se refiere el numeral 3 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, esta Superintendencia consideró procedente continuar con el procedimiento de estudio de la presente operación de integración.

² Folios 550 al 592 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente, y folio 593 al 595 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

³ Folio 495 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

⁴ Folios 497 al 502, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

⁵ Folios 536 al 540 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

⁶ Folios 507 al 508, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

⁷ Folios 509 al 510, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente y folio 511 del cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

W

Rad. No. 14-050829

Por esta razón, mediante radicado 14-50829-8 del 24 de abril de 2014⁸, esta Superintendencia comunicó a GAS NATURAL la decisión de pasar a segunda etapa esta solicitud de pre-evaluación de la integración.

OCTAVO: Que mediante radicado 14-50829-10⁹, esta Superintendencia anexó unos folios complementarios para el estudio de la operación de integración proyectada.

Así mismo, para complementar el análisis, se anexó el consecutivo 7 del expediente 13-284699 en donde obra una base de datos aportada por XM, información que quedó radicada con el número 14-50829-12¹⁰. También se anexó al expediente la información aportada por CONCENTRA S.A. ESP que reposaba en el expediente 13-190970-9, con el número de radicado 14-50829-14¹¹.

Por último, otra información complementaria que reposa en el expediente 13-245479, aportada por la CREG con radicado número de consecutivo 37, fue anexada al expediente de la presente operación bajo el radicado 14-50829-15¹².

NOVENO: Que mediante Resolución No. 2225 del 23 de mayo de 2014, el MINISTRO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO aceptó el impedimento manifestado por el Superintendente de Industria y Comercio con radicado 14-50829-3¹³, para conocer de todos los asuntos que en su condición de Superintendente tuviera que atender en relación con la solicitud de pre-evaluación del proyecto de operación de integración mediante el cual la GAS NATURAL adquiriría las acciones MINHACIENDA en ISAGEN. El 17 de junio de 2014, mediante Decreto 1099 de 2014, se designó a LUIS GUILLERMO VÉLEZ CABRERA, Superintendente de Sociedades, como Superintendente de Industria y Comercio Ad-Hoc, para conocer y decidir sobre cualquier asunto relacionado con dicha solicitud de pre-evaluación.

DÉCIMO: Que hechas las anteriores consideraciones, y estando dentro del término previsto por el numeral 5 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, este Despacho procede a pronunciarse respecto de la operación de integración informada, en los siguientes términos:

⁸ Folio 535, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

⁹ Folios 541 al 545, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

¹⁰ Folios 546 al 548, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

¹¹ Folios 596 al 598, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente, y, 599 del cuaderno reservado No. 1.

¹² Folios 599 al 600, del Cuaderno Público No. 3 del Expediente

¹³ En comunicación radicada con el No. 14-050829-3 del 17 de marzo de 2014 dirigida al Ministro de Comercio Industria y Turismo, el Superintendente de Industria y Comercio se declaró impedido para conocer y decidir todos los asuntos que tuviera que atender en ejercicio de sus funciones, en relación con la solicitud de pre-evaluación del proyecto de operación de integración por medio del cual GAS NATURAL pretende adquirir las acciones de ISAGEN que la Nación venderá de conformidad con el Decreto 1609 de 2013. Folios 503 al 506 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

W

Rad. No. 14-050829

10.1. INTERVINIENTES**10.1.1. GAS NATURAL**

GAS NATURAL, sociedad matriz del Grupo español Gas Natural Fenosa (en adelante GAS NATURAL para hacer referencia tanto a la matriz como al grupo empresarial en su conjunto), constituida en 1843 bajo las leyes de España, con domicilio principal en la ciudad de Barcelona-España, organizada en forma de sociedad anónima por acciones en virtud de Escritura Pública otorgada el 24 de marzo de 1992, inscrita en el Registro Mercantil con fecha 23 de abril de 1992.

GAS NATURAL opera en los mercados de gas natural y electricidad en varios países, principalmente en España, Colombia, Brasil y Méjico. Hoy GAS NATURAL es el resultado de la fusión realizada en septiembre de 2009 entre GAS NATURAL SDG S.A.-empresa principalmente gasista- y UNIÓN FENOSA S.A. -empresa principalmente eléctrica-.

La siguiente tabla presenta la participación accionaria de GAS NATURAL:

Tabla No. 1
Composición Accionaria GAS NATURAL

Accionista	Derechos de voto
Criteria CaixaHolding SAU	34,62%
Repsol SA	30,00%
Sonatrach	4,00%
Otros accionistas	31,38%

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁴

GAS NATURAL, como matriz del grupo, no presta de forma directa servicios públicos domiciliarios en Colombia, sino que lo hace indirectamente a través de sus subordinadas –Gas Natural Internacional SDG SA, Unión Fenosa Internacional S.A., Aplicaciones y Desarrollos Nuevo Milenio S.L. y Gas Natural Electricidad, quienes a su vez ostentan control sobre las siguientes sociedades colombianas: GAS NATURAL S.A. E.S.P, GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P, GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. E.S.P - GASORIENTE, GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P, ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P - ELECTRICARIBE, ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P y ENERGÍA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.

¹⁴ Folio 8 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Gráfica No. 1
Composición Accionaria GAS NATURAL

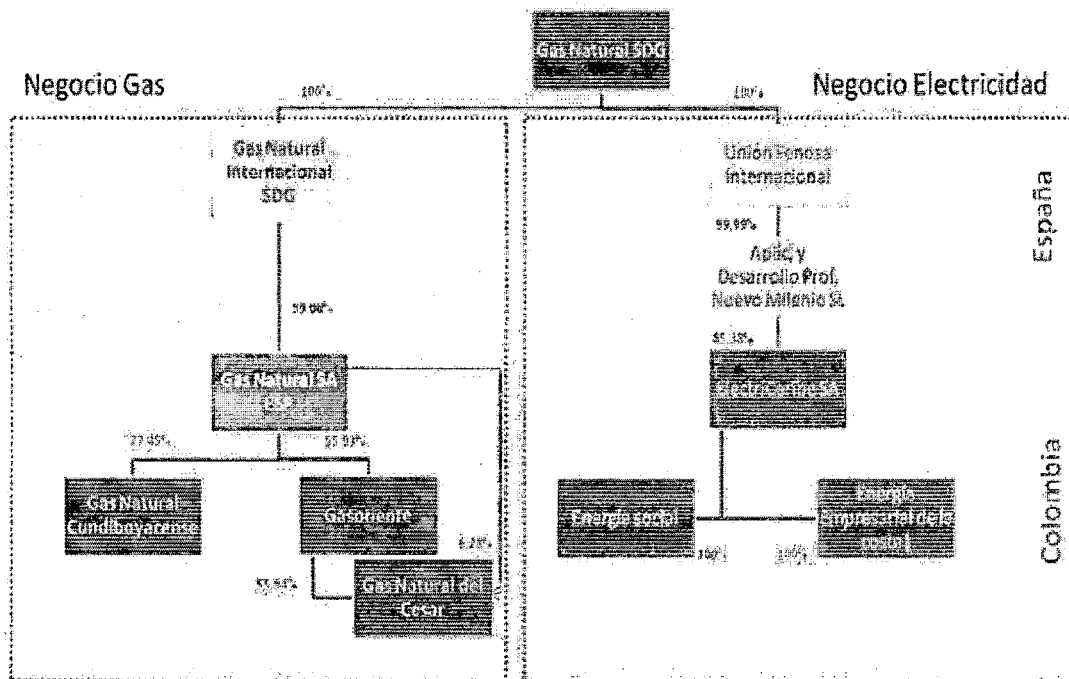


Gráfico No.1 – Estructura societaria del Grupo GNF

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁵

10.1.1.1. Empresas que desarrollan actividades de energía eléctrica

GAS NATURAL se desempeña en Colombia en el mercado de energía eléctrica al tener control en empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica. En el mercado de distribución de energía tiene una participación controlante en la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. (en adelante ELECTRICARIBE).

10.1.1.1.1. ELECTRICARIBE

Empresa de servicios públicos domiciliarios, con domicilio en la ciudad de Barranquilla, constituida bajo la naturaleza de Sociedad anónima mediante Escritura Pública No. 2274 del 06 de julio de 1988, otorgada en la notaría 45 de Bogotá, identificada con el NIT 802.007.670-6, con registro mercantil No. 260.034. ELECTRICARIBE es una empresa dedicada a la prestación del servicio público domiciliario de distribución y comercialización de energía eléctrica a usuarios finales de los departamentos de la Costa Atlántica (Guajira, Cesar, Magdalena, Bolívar, Atlántico, Córdoba y Sucre).

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

¹⁵ Folio 8 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Handwritten signature

Rad. No. 14-050829

Tabla No. 2
Composición accionaria de ELECTRICARIBE

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.		
ACCIONISTA	NÚMERO DE ACCIONES	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN
PRIVADOS		
Aplicaciones y Desarrollos Profesionales Nuevo Milenio S.L.	42.771.402.957	85,38%
Gas Natural SDG S.A.	119.491	0,00%
La Propagadora del Gas S.A.	11.435	0,00%
Otros Privados	319.385.321	0,64%
PORCENTAJE PARTICIPACIÓN PRIVADOS		
PÚBLICOS		
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora de Bolívar S.A. E.S.P. En liquidación	1.306.882.786	2,61%
La Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público	1.179.055.732	2,35%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora de Córdoba S.A. ESP en liquidación	458.645.043	0,92%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora de la Guajira S.A. ESP en liquidación	301.353.350	0,60%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora de Magangué S.A. ESP en liquidación	264.268.652	0,53%
Fideicomiso Fiduvale ISA 2	240.493.872	0,48%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora de Sucre S.A. ESP en liquidación	212.910.819	0,43%
Distrito Turístico Cultural e Histórico de Santa Marta	196.056.265	0,39%
Patrimonio Autónomo Fiduciaria La Previsora-Electrificadora del Atlántico S.A. ESP en liquidación	188.557.945	0,38%
La Nación Ministerio de Minas y Energía	169.856.899	0,34%
Gobernación del Departamento del Cesar	162.218.683	0,32%
Otros Públicos	366.911.856	0,73%
PORCENTAJE PARTICIPACIÓN PÚBLICOS		
MIXTOS		
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	1.943.383.095	3,88%
Otros mixtos	14.640.429	0,03%
PORCENTAJE PARTICIPACIÓN MIXTOS		
TOTAL ACCIONES EN CIRCULACIÓN	50.096.154.630	100%

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁶

10.1.1.1.2. Energía Social de la Costa SA ESP (en adelante ENERSOCIAL)

Es una empresa de servicios públicos de carácter privado, domiciliada en Barranquilla, constituida mediante la Escritura Pública No. 6090 del 9 de octubre de 2003 otorgada en la notaría 6 de Bogotá, identificada con el NIT 830.129.895-1, con registro mercantil No. 367684. El objeto principal de la sociedad "consiste en la comercialización de energía eléctrica en todo el territorio nacional, especialmente en los barrios deprimidos y zonas especiales de los departamentos de la Costa Atlántica."

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

¹⁶ Folio 11 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Tabla No. 3
Composición accionaria de ENERSOCIAL

ENERGÍA SOCIAL DE LA COSTA		
BENEFICIARIO	No. Acciones - Actual	% Participación

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁷

10.1.1.1.3. Energía Empresarial de la Costa SA ESP (en adelante ENERCOSTA)

Empresa de servicios públicos, domiciliada en Barranquilla, constituida mediante Escritura Pública No. 2116 del 7 de septiembre de 2005 otorgada en la notaría 3 de Barranquilla, identificada con el NIT 900.044.461-6, con registro mercantil No. 399385. ENERCOSTA es una empresa dedicada a la comercialización de energía eléctrica en todo el territorio nacional. Según consta en el registro mercantil, la matriz de esta sociedad es ELECTRICARIBE.

Tabla No. 4
Composición accionaria de ENERCOSTA

ENERGÍA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. ESP		
BENEFICIARIO	No. Acciones - Actual	% Participación

Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 12

10.1.1.2. Empresas que desarrollan actividades de gas natural

GAS NATURAL también se dedica a la distribución y comercialización de gas natural, teniendo directa o indirectamente una participación mayoritaria en las siguientes sociedades.

10.1.1.2.1. Gas Natural SA ESP (en adelante GN ESP)

Empresa de servicios públicos, domiciliada en Bogotá, constituida mediante Escritura Pública No. 1066 del 13 de abril de 1987 otorgada en la notaría 23 de Bogotá, identificada con el NIT 800.007.813-5, con registro mercantil No. 00294829. GN ESP es una empresa dedicada a la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible. GN ESP opera básicamente en Bogotá, D.C. y algunos municipios de Cundinamarca.

La composición accionaria de esta firma es:

¹⁷ Folio 12 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

W

Tabla No. 5
Composición accionaria de GAS NATURAL ESP

Nombre	Acciones	Porcentaje de participación
GAS NATURAL INTERNACIONAL SDG S.A.	21.804.041	59,06%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	9.229.121	25,00%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR MODERADO	3.581.812	9,70%
CORPORACIÓN FINANCIERA COLOMBIANA S.A.	621.866	1,68%
FDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCIÓN MODERADO	501.527	1,36%
FONDO DE CESANTÍAS PORVENIR	493.599	1,34%
GASES UNIDOS DE COLOMBIA LTDA. UNIGAS	292.348	0,79%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS COLFONDOS MODERADO	223.967	0,61%
VARIOS	169.307	0,46%
Total	36.917.588	100,00%

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁸

10.1.1.2.2. Gas Natural Cundiboyacense SA ESP- (en adelante GNCB)

Sociedad anónima, domiciliada en Bogotá, constituida mediante Escritura Pública No. 1068 del 28 de mayo 1998 otorgada en la notaría 26 de Bogotá, identificada con el NIT 830.045.472-8, con registro mercantil No. 00872625. GNCB es una empresa dedicada a la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible.

La siguiente es la relación de accionistas de GNCB:

Tabla No. 6
Composición accionaria de GNCB

Accionista	Acciones	Porcentaje de participación
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	1.665.209	77%
INVERSIONES HECAM LTDA	300.663	14%
RICARDO & AYERBE CIA LTDA	92.000	4%
PAVIMENTOS DE COLOMBIA S.A.S	34.500	2%
MARIO ALBERTO HUERTAS C	34.500	2%
LLANOGAS S.A. ESP	23.128	1%
Total	2.150.000	100%

Fuente: Información aportada por las intervinientes¹⁹

10.1.1.2.3. Gas Natural del Oriente SA ESP- (en adelante GASORIENTE)

Sociedad anónima, domiciliada en Bucaramanga, Santander, Colombia, constituida mediante la Escritura Pública No. 2348 del 30 de agosto de 1977 otorgada en la notaría primera, identificada con el NIT 890.205.952-7, con registro mercantil No. 05-010671-04. GASORIENTE es una empresa dedicada a la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible.

¹⁸ Folio 14 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

¹⁹ Folio 15 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Rad. No. 14-050829

Tabla No. 7
Composición accionaria de GASORIENTE

Accionista	Acciones	Porcentaje de participación
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	66.836.305	54%
INVERSIONES DE GASES DE COLOMBIA S.A.-INVERCOLSA	42.350.815	35%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	12.263.600	10%
VIARIOS	1.184.940	1%
Total	122.635.660	100%

Fuente: Información aportada por las intervinientes²⁰**10.1.1.2.4. Gas Natural del Cesar SA ESP (en adelante GASNACER)**

Empresa de Servicios Públicos, domiciliada en Bucaramanga (Santander), constituida mediante Escritura Pública No. 3356 del 30 de junio de 1995 otorgada en la notaría séptima de Bucaramanga, identificada con NIT 804.000.551-3, con registro mercantil No. 05-076413-04. GASNACER es una empresa dedicada a la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible en municipios del Departamento del Cesar.

Tabla No. 8
Composición accionaria de GASNACER

Accionista	Acciones	Porcentaje de participación
Gas Natural del Oriente "GASORIENTE S.A. E.S.P."	4.079.663	56%
Gas Natural S.A. E.S.P.	458.725	6%
Municipio de Agustín Codazzi	576.141	8%
Javier F. Haddad P.	378.065	5%
Sammy Haddad P	378.065	5%
Municipio de Aguachica	288.071	4%
Sammy A. Haddad P.	283.549	4%
Soraya Haddad P.	283.549	4%
Alfredo Haddad P.	283.549	4%
Mauricio Haddad F.	283.549	4%
Total	7.292.926	100%

Fuente: Información aportada por las intervinientes²¹

GAS NATURAL tiene una participación mayoritaria en empresas comerciales o de servicios en el país. No obstante, estas no entran dentro de la cadena de valor de energía eléctrica y gas natural, entendida como: generación, transmisión, distribución

²⁰ Ibid.²¹ Folio 16 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Rad. No. 14-050829

y comercialización de estos productos. Por esta razón, estos mercados no serán objeto de análisis.

10.1.1.2.5. ISAGEN

ISAGEN es una sociedad constituida mediante Escritura Pública No. 230, otorgada por la Notaria 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 Medellín²².

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. El objeto social de ISAGEN es la generación y comercialización de energía eléctrica, la comercialización de gas natural por redes y la comercialización de carbón y otros energéticos de uso industrial²³.

La composición accionaria de ISAGEN es la siguiente:

Tabla No. 9
Composición accionaria de ISAGEN

Accionista	Acciones	%
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO	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 BURSATIL ISHARES COLCAP	26.903.292	0,99%
FONDO DE PENSIONES VOLUNTARIAS MULTIFUND SKANDIA	16.177.452	0,59%

²² Folio 594 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

²³ Folios 543 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

Rad. No. 14-050829

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%
Total	2.727.499.697	100%

Fuente: Elaboración SIC con base en "ISAGEN-Composición Accionaria" disponible en <http://www.isagen.com.co/inversionistas/informacion-accion/composicion-accionaria/>. Consultado el 21 de mayo de 2014

10.2. 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 artículos 6 de la Resolución CREG 128 de 1996.

La operación fue presentada en los siguientes términos:

"(...) La operación proyectada consiste en adquirir el control de la empresa ISAGEN. Para tal efecto, GAS NATURAL SDG S.A. pretende adquirir –directamente o a través de una o varias de sus sociedades controladas, existentes o que se constituyan o mediante la conformación de un consorcio con otras sociedades- en la subasta prevista en el Reglamento de Enajenación y Adjudicación de las acciones de propiedad de la Nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en la que se adjudicarán al mejor postor 1.570.490.767 acciones que representan 57,6100% del total del capital suscrito y pagado de ISAGEN y, adquirir las acciones que acepten vender los Accionistas Minoritarios en desarrollo de la Oferta Pública de Acciones

Rad. No. 14-050829

(OPA) que deberá presentarse dentro de los dos (2) meses siguientes a la Fecha de Cierre de la primera operación (...) ²⁴.”

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 integración 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 mayo de 2007, en el sentido de aclarar a cuáles 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 GAS NATURAL, como beneficiario real de la transacción y como agente que participa en el mercado de distribución y comercialización, puede adquirir directa o

²⁴ Folio 2 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

Rad. No. 14-050829

indirectamente la mayoría accionaria de ISAGEN, quien actúa como generador y comercializador en el mercado de energía eléctrica. Lo anterior, toda vez que la integración proyectada conlleva a la integración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización bajo un mismo beneficiario real (i.e. GAS NATURAL).

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 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 en 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.

En el caso que nos ocupa, GAS NATURAL cuenta con la filial GN ESP en Colombia, que se constituyó el 13 de abril de 1987, cuyo objeto social desde su constitución le permite desarrollar actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia. El objeto social es el siguiente:

“Objeto social: Gas Natural S.A., ESP es una empresa de servicios públicos que tendrá por objeto la atención de cualquier tipo de necesidad energética de sus clientes actuales y potenciales. Para tal efecto, llevará a cabo las actividades de exploración, producción, transporte y/o transmisión, distribución y comercialización de cualquier tipo de energía, en cualquier forma o estado, así como la ejecución de las actividades afines, conexas y/o complementarias, tanto a nivel nacional como internacional. En cumplimiento de su objeto social, Gas Natural S.A., ESP desarrollará las siguientes actividades: (...) B) La prestación del servicio público esencial domiciliario de energía eléctrica, así como la distribución y comercialización de energía eléctrica (...) D) El diseño, construcción, operación, mantenimiento, venta, posesión, arrendamiento, estudios, auditorías, energéticas y administración de sistemas de exploración, producción, generación; tratamiento, transmisión y/o transporte, almacenamiento, distribución, compresión, transformación, regulación y medición de toda clase de energía (...)”²⁵.

En consecuencia, GAS NATURAL, como beneficiario real de GN ESP, 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 integración tampoco está sujeta a la restricción contenida en el artículo 1 de la Resolución CREG 095 de 2007, cuyo tenor literal es el siguiente:

²⁵ Folio 280 del Cuaderno Público No. 2 del Expediente.

W

Rad. No. 14-050829

"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 las actividades de Transmisión, generación y distribución de energía eléctrica".

Mediante concepto del 31 de marzo de 2013²⁶, la CREG aclaró que esta restricción se limita a una forma de integración empresarial conocida como fusión por absorción²⁷. 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 integración proyectada consiste en una adquisición del control corporativo a través de la compra del 57,6100% que MINHACIENDA posee en ISAGEN y 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 ELECTRICARIBE sea accionista de ISAGEN en más del 25%. La norma en mención establece:

*"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**". (subrayado fuera de texto)*

Considerando que ISAGEN es una empresa generadora y ELECTRICARIBE una empresa distribuidora de energía eléctrica que hace parte de GAS NATURAL, el supuesto de hecho contenido en el artículo 6 de la Resolución 128 de 1996 en ningún momento imposibilita que GAS NATURAL adquiera la mayoría accionaria de ISAGEN. Sin embargo, la restricción regulatoria sí impide que el diseño de la transacción traiga como resultado que ELECTRICARIBE quede **como 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 la palabra 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

²⁶ Folios 600 al 601 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

²⁷ La fusión por absorción se produce cuando "una o más sociedades se extinguen para transferir en bloque sus patrimonios a otra sociedad ya existente que subsiste como persona jurídica". Francisco Reyes Villamizar, Derecho Societario, 2ª edición, Temis, p. 105.

W

Rad. No. 14-050829

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 este motivo, estas normas no representan impedimento para que se perfeccione la integración. Sin embargo, la Resolución CREG 128 de 1996 sí limita la transacción en el sentido de no permitir que ELECTRICARIBE adquiera de manera directa más del 25% del capital accionario de ISAGEN.

10.3. ANÁLISIS DEL MERCADO RELEVANTE

Teniendo en cuenta la importancia de una adecuada definición del mercado relevante para determinar los efectos de una integración, esta Superintendencia considera importante recordar los factores más significativos a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo este tipo de análisis. Para ello, se apoyará en los lineamientos diseñados por la Red Internacional de Autoridades de Competencia (ICN, por sus siglas en inglés) en su documento *ICN Merger Guidelines Workbook*²⁸.

La ICN destaca dos razones importantes por las cuales la definición del mercado relevante es crítica. 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 éstas 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 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 definición del mercado de producto y, luego, la definición 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 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"*²⁹. 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,³⁰ esta Superintendencia toma en

²⁸ 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 es público y se encuentra disponible en el siguiente enlace: <http://www.internationalcompetitionnetwork.org/uploads/library/doc321.pdf>.

²⁹ 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"*.

³⁰ 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"*.

W

Rad. No. 14-050829

consideración dicho concepto al momento de analizar las barreras de entrada y la competencia potencial.

Respecto al otro gran elemento en la 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”*³¹. Esta sustitución se debe dar por parte de los consumidores del producto en cuestión en la medida 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 integración. Tal 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”*³² de una operación.

Así las cosas, este Despacho procederá a definir el mercado relevante afectado por la operación proyectada delimitando, primero, el mercado producto y, posteriormente, el mercado geográfico.

10.3.1. Mercado de producto

El punto de partida está constituido por 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. 10
Mercados en los que participan las intervinientes

MERCADOS	GAS NATURAL	ISAGEN
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		X
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	X	X
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	X	
COMERCIALIZACIÓN MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL	X	X

Fuente: Elaboración SIC.

³¹ 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”*.

³² 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.

Rad. No. 14-050829

De acuerdo con lo señalado en la Tabla No. 10, se puede evidenciar que los mercados en los cuales participan las intervinientes de manera simultánea son los de comercialización de energía eléctrica y comercialización de gas natural en el mercado secundario. Adicionalmente, dentro de la misma cadena de valor en que participan las dos empresas se encuentran la generación de energía eléctrica y la distribución de energía eléctrica.

El Código Industrial Internacional Uniforme – CIIU - referente a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica es el 4010. El sector del gas está relacionado en el código 40.

10.3.1.1. Sector de energía eléctrica

La prestación del servicio eléctrico en Colombia comprende cuatro grandes actividades interrelacionadas que son:

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 principal³³.

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)³⁴. 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 kV³⁵.

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 final³⁶. 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 Local³⁷.

³³ Página de Internet de la 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= (consulta 22 de enero de 2014).

³⁴ Ibid.

³⁵ 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".

³⁶ Página de Internet de la 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= (consulta 22 de enero de 2014).

³⁷ 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".

Rad. No. 14-050829

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.

Teniendo en cuenta que las intervinientes participan de manera simultánea en el mercado de comercialización de energía eléctrica, procede la SIC a profundizar sobre este eslabón de la cadena de valor.

Los comercializadores son aquellos agentes que compran y venden energía. 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 servicio³⁸.

Los agentes que desarrollan actividades de comercialización 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. Luego de descontar su propio margen, los comercializadores pagan a los generadores la energía adquirida y a los distribuidores por el uso de sus redes.

Los comercializadores adquieren la energía en la bolsa de energía o a través de contratos a largo plazo y la venden a los usuarios regulados³⁹ y no regulados⁴⁰.

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 ofertado⁴¹. Adicionalmente, las firmas que realizan conjuntamente actividades de generación y

³⁸ Camilo Quintero Montaño (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).

³⁹ "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.

⁴⁰ "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.

⁴¹ 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.

W

Rad. No. 14-050829

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 regulados⁴².

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 100KW⁴³. 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 efectiva⁴⁴.

Por último, debe resaltarse que GAS NATURAL desarrolla la actividad de distribución de energía eléctrica e ISAGEN concurre al mercado de generación. Estas últimas actividades son relevantes para el análisis de los efectos verticales de la integración proyectada.

10.3.1.2. Mercado de comercialización gas natural

La cadena del sector de gas natural está conformada por cuatro actividades principales que son: producción, transporte, distribución y comercialización. A su vez, el gas natural es materia prima para la generación de energía mediante plantas térmicas, lo cual implica que estas actividades hacen parte de la cadena de valor de energía eléctrica.

Como se indicó en la Tabla No. 9, las intervinientes en la operación participan en el **mercado secundario de comercialización de gas natural**, que es la actividad que consiste en la compra de gas natural y/o capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural y su venta con destino a otras operaciones en el mercado secundario, o a los usuarios finales.

El sector se desarrolla a través de dos mercados principales: primario y secundario, en los que concurren los diferentes agentes del sector, como los productores, transportadores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores.

a) Mercado Primario

Se origina a través de los contratos de suministro y transporte de gas. De esta forma, el lado de la oferta del mercado comprende: i) los productores/comercializadores, como ECOPETROL S.A., CHEVRON PETROLEUM COMPANY S.A., PACIFIC

⁴² 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".

⁴³ 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.

⁴⁴ Ibid.

W

Rad. No. 14-050829

RUBIALES, etc., que ofrecen gas natural, y, ii) los Transportadores, como TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P., PROMIGÁS S.A. E.S.P., etc., que ofrecen transporte de gas natural.

Por su parte, el lado de la demanda lo conforman los grandes consumidores, entre los que se encuentran los industriales, generadores térmicos, distribuidores y comercializadores.

b) Mercado Secundario

En este segmento los remitentes o agentes con derecho de suministro de gas o con capacidad disponible de transporte, obtenidas en el mercado primario, pueden comercializar libremente sus derechos contractuales y realizar la compra y venta de suministro y transporte de gas.

Exceptuando los vendedores del mercado primario, no existen restricciones a la participación de ningún otro agente en el mercado secundario, pues en éste pueden concurrir libremente los grandes consumidores para aprovisionarse de gas o capacidad de transporte.

Las actividades de comercialización de gas natural en el mercado primario y secundario son ampliamente reguladas por la CREG, donde todos los agentes que participan del mercado deben cumplir obligatoriamente las disposiciones que en materia de mecanismos de comercialización, contratos y demás aspectos técnicos establecen las normas vigentes.

Debe señalarse, además, que en el mercado primario se adelantan las negociaciones en las cuales se asignan derechos contractuales sobre el suministro de gas natural que va a ser producido en los diferentes campos del país, así como la capacidad disponible en los gasoductos. Estas negociaciones se llevan a cabo de acuerdo con los mecanismos de comercialización definidos en la Resolución CREG No. 089 de 2013.

Los agentes con derechos contractuales de suministro de gas natural o capacidad de transporte adquiridos en el mercado primario, que no serán usados por un periodo específico, pueden vender dichos derechos en el mercado secundario, según los mecanismos de comercialización definidos en la Resolución CREG No. 089 de 2013.

En los mercados primario y secundario de gas natural, los precios que se obtienen dependen del mecanismo de comercialización utilizado, que pueden fijarse por negociación bilateral entre las partes o como resultado de una subasta.

10.3.1.3. Conclusión mercado relevante del producto

El mercado relevante de producto en la presente integración está constituido por (i) la comercialización de energía eléctrica; y (ii) la comercialización de gas natural en el mercado secundario. Así mismo, ISAGEN desarrolla actividades de generación de energía eléctrica y gas natural, y actúa como distribuidor de energía eléctrica. Estas dos últimas actividades son relevantes para el análisis de los efectos verticales de la integración proyectada.

Rad. No. 14-050829

10.3.2. 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 empresas intervinientes participan en el mercado y donde las condiciones de competencia son similares.

10.3.2.1. Mercado geográfico de comercialización de energía eléctrica

La regulación vigente señala al sistema interconectado nacional⁴⁵ 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 ubicación⁴⁶.

10.3.2.2. Mercado geográfico de la comercialización de gas natural en el mercado secundario

Para intervenir como oferente en el mercado secundario se requiere contar con derechos de suministro de gas. Los vendedores del mercado primario tienen restringida su participación en este mercado.

Así, los vendedores en el mercado secundario son empresas que contratan suministro de gas con los productores-comercializadores en el mercado primario y a las que se les permite comercializar el gas que no utilizan. Los compradores pueden ser cualquier agente consumidor de gas. Por tal razón al ser un mercado de libre entrada, los oferentes y demandantes pueden requerir el suministro del gas en las zonas que lo requieran. Por consiguiente, el mercado geográfico de la comercialización en el mercado secundario de gas natural es el territorio nacional.

10.3.3. Conclusión del 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 y de gas natural en el territorio colombiano. Adicionalmente, es importante analizar los efectos de la transacción derivados de la integración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización.

⁴⁵ "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 (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.

⁴⁶ Documento CREG No. 095 (3 de noviembre de 2005) "Aclaraciones a la Metodología de Cálculo de la Participación en el Mercado para el Sector de Energía Eléctrica", p. 191.

Rad. No. 14-050829

10.4. ESTRUCTURA DEL MERCADO, CUOTAS DE PARTICIPACIÓN E ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN

Para entender el comportamiento 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 posteriormente verificadas con las bases de datos de XM y CONCENTRA. Si bien es cierto que el análisis general de la estructura del mercado de comercialización de energía eléctrica no arroja alarmas en cuanto a los efectos de la presente concentración, al momento de profundizar el análisis en el segmento de usuarios no regulados se despiertan preocupaciones por el nivel de concentración, especialmente en los departamentos del Atlántico donde ELECTRICARIBE es distribuidor.

10.4.1. Cuota de participación en el mercado de comercialización de energía eléctrica e IHH

Dentro del artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009) se define el procedimiento para el cálculo de la participación en el mercado de comercialización de energía eléctrica de la siguiente manera:

“(...)

ARTICULO 4o.- Límites a la participación en la actividad de comercialización. A partir del vencimiento del plazo previsto en el artículo 8o de la presente resolución, ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, **límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).**” (Negritas fuera del texto)

(...)”

Para 2013, según las bases de datos de XM las participaciones de los agentes en este mercado es la siguiente:

- 38977

RESOLUCIÓN NÚMERO _____ DE 2014 Hoja N° 23

Por la cual se condiciona una operación de integración

VERSION PÚBLICA

Rad. No. 14-050829

Tabla No. 11
Participación en Comercialización de energía eléctrica 2013

AGENTE	COMERCIALIZACIÓN	PARTICIPACIÓN	PARTICIPACIÓN ENTE INTEGRADO
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	9.914.600.541	15,93%	
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	9.581.585.257	15,40%	
CODENSA S.A. E.S.P.	8.991.161.475	14,45%	
ISAGEN S.A. E.S.P.	4.860.416.366	7,81%	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	3.293.046.238	5,29%	
EMGESA S.A. E.S.P.	3.143.098.437	5,05%	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	2.573.286.836	4,14%	
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.970.612.418	3,17%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	1.827.839.564	2,94%	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1.502.524.466	2,41%	
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.376.897.217	2,21%	
COMPANIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	1.068.357.226	1,72%	
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	978.184.332	1,57%	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	876.951.206	1,41%	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	791.634.546	1,27%	
VATIA S.A. E.S.P.	746.834.620	1,20%	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	716.924.481	1,15%	
ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	710.462.362	1,14%	
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	703.354.388	1,13%	
CORPORACION CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA - CENACE -	672.283.025	1,08%	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARINO S.A. E.S.P.	666.113.457	1,07%	
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	664.075.647	1,07%	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP	601.217.190	0,97%	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	599.401.659	0,96%	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	488.060.010	0,78%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	403.430.904	0,65%	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	388.602.263	0,62%	
ENERMONT S.A.S E.S.P.	382.045.359	0,61%	
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	202.692.236	0,33%	
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	193.315.311	0,31%	
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	191.886.677	0,31%	
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.	189.476.922	0,30%	
EMGESA S.A. E.S.P.	184.015.828	0,30%	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	140.758.262	0,23%	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	75.807.533	0,12%	
E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P.	74.566.179	0,12%	
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	65.916.453	0,11%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	57.891.425	0,09%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	48.895.106	0,08%	
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	46.647.391	0,07%	
ENERGIA & AGUA S.A.S. E.S.P.	35.088.551	0,06%	
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	31.029.326	0,05%	
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	21.819.848	0,04%	
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	18.940.595	0,03%	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	14.603.354	0,02%	
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A E.S.P.	14.183.971	0,02%	
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL SINU S.A.	12.479.785	0,02%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	12.164.519	0,02%	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	11.377.190	0,02%	
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	10.948.289	0,02%	
ISAGEN S.A. E.S.P.	9.443.760	0,02%	
GENERSA S.A.S. E.S.P.	8.733.814	0,01%	
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	8.568.719	0,01%	
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	8.504.941	0,01%	
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	6.601.400	0,01%	
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	5.607.916	0,01%	
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	5.323.591	0,01%	
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	4.850.930	0,01%	
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	3.292.000	0,01%	
TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.	3.191.450	0,01%	
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	2.678.671	0,00%	
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P	2.283.880	0,00%	
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	2.112.176	0,00%	
CELSIA S.A E.S.P.	1.588.729	0,00%	
SMART COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.S. E.S.P.	1.432.255	0,00%	
MC2 HIDROMARMATO S.A.S. E.S.P	1.179.885	0,00%	
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P	979.330	0,00%	
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	605.502	0,00%	
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	382.030	0,00%	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	76.377	0,00%	
ENERMONT S.A.S E.S.P.	55.410	0,00%	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARINO S.A. E.S.P.	47.337	0,00%	
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	21.111	0,00%	
ENERVIA S.A. E.S.P.	18.415	0,00%	
VATIA S.A. E.S.P.	14.885	0,00%	
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	7.914	0,00%	
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	7.048	0,00%	
ENERCO S.A. E.S.P.	4.690	0,00%	
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	4.676	0,00%	
GRUPO GELEC S.A.S. E.S.P.	1.780	0,00%	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	651	0,00%	
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P	276	0,00%	
TOTAL	62.225.127.786	100,00%	

28,49%

Fuente: Cálculos SIC según datos obtenidos de XM,
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx>

Rad. No. 14-050829

Al observar las participaciones conjuntas de las intervinientes encontramos que el ente integrado alcanzaría una participación del 28,49%. Al respecto, es importante resaltar que la regulación establece un límite máximo de participación en esta actividad como se indica en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996, que señala que: “[n]inguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el SIN y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SIN, medidas en kilovatios hora (kWh)”.

En consecuencia, el ente integrado excede en 3,49% el límite regulatorio impuesto en el artículo 4 de la Resolución CREG 128 de 1996.

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

Tabla No. 12
IHH antes y después de la operación

Antes de la operación	Después de la operación
1469	1792

Fuente: Cálculos SIC según datos obtenidos de XM,
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx>.

Considerando las participaciones en el mercado de comercialización eléctrica a nivel nacional, se observa que en el escenario previo a la integración el IHH es de 1.469 puntos. La operación de integración causaría una variación del IHH de 323 puntos, dejando el índice en 1.792. A pesar de que el nivel de concentración posterior a la integración no es alto, la variación es significativa y amerita un análisis más detallado⁴⁷.

10.4.2. Cuota de participación e IHH en el mercado secundario de comercialización de gas natural

Las participaciones en este mercado se estimaron a partir de las ventas de gas natural efectuadas por los agentes durante un período de un año. La situación del mercado en cuanto a sus ventas por agente es la siguiente:

⁴⁷ 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.

Tabla No. 13
Participación en ventas para el mercado secundario de gas natural Julio (2012)-Junio (2013)

AGENTES	VENTAS (MBTUD)	PARTICIPACIÓN

Fuente: Cálculos SIC, según la información aportada aportados por CONCENTRA S.A. E.S.P.⁴⁸

Como se puede observar en la Gráfica anterior, ISAGEN representa el 13,4% de las ventas efectuadas en este mercado, mientras que GAS NATURAL explica el 7,6% de las ventas. Si se llegase a perfeccionar la integración proyectada, GAS NATURAL obtendría el 21% del mercado.

Tomando como base las participaciones de mercado mencionadas anteriormente, el Despacho calculó el IHH:

Tabla No. 14
IHH mercado secundario de gas natural Julio (2012)-Junio (2013)

ANTES DE LA OPERACIÓN	DESPUÉS DE LA OPERACIÓN	DIFERENCIA
		204

Fuente: Cálculos SIC, según la información aportada aportados por CONCENTRA S.A. E.S.P.

De acuerdo con la información contenida en la tabla, en el escenario previo a la integración el índice de concentración del mercado es de 1.339 puntos y en el escenario posterior el IHH se incrementa en 204 puntos. No obstante lo anterior, el IHH antes y después de la operación muestra un mercado cuya concentración no es alta.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en el mercado secundario se negocia cerca del 12% del total del gas comercializado en Colombia⁴⁹. En consecuencia, en línea con lo expresado por esta Superintendencia en la Resolución 525 del 10 de enero de 2014, la SIC considera que la posición de las intervinientes en el mercado secundario, al evaluarse de manera global frente al total de gas comercializado en Colombia, no es significativa.

⁴⁸ Folio 599 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

⁴⁹ Folio 598 del Cuaderno Público No. 3 del Expediente.

W

Rad. No. 14-050829

10.4.3. Conclusiones sobre el análisis de participaciones y concentración en los mercados relevantes

El análisis de las participaciones en el mercado de comercialización de energía eléctrica, así como del indicador de concentración IHH, arroja a este Despacho indicios sobre la posible existencia de efectos anticompetitivos derivados de la integración. En contraposición, el análisis efectuado para el mercado secundario de comercialización de gas natural evidencia que la estructura de este mercado no da lugar a preocupaciones en materia de competencia. En consecuencia, esta Superintendencia enfocará su análisis en el mercado de comercialización de energía eléctrica.

10.5. POSIBLES EFECTOS RESTRICTIVOS 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 integración tiende a producir una restricción a la libre competencia en el mercado de comercialización de energía a usuarios no regulados, en la región donde ELECTRICARIBE es el distribuidor. Adicionalmente, la Superintendencia presenta sus consideraciones en cuanto a los posibles riesgos derivados de la integración vertical de actividades, análisis que se extiende a la comercialización de gas natural toda vez que este insumo hace parte de la cadena de valor de la energía eléctrica.

10.5.1. Efectos en el mercado de comercialización de energía eléctrica

El Despacho procede a sustentar las razones por las cuales considera que la mayor preocupación en el mercado de comercialización se presenta en materia de efectos unilaterales⁵⁰ en el segmento no regulado en los departamentos de la costa atlántica donde ELECTRICARIBE ostenta un monopolio en el eslabón de distribución de energía eléctrica. 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 integración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización que se produciría como resultado de la operación, despierta preocupaciones en materia de competencia que resultan imperceptibles bajo un análisis estructural del mercado, pero que han sido suficientemente documentadas por: i) la CREG⁵¹; ii) el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista de la Superintendencia de Servicios Públicos (en adelante CSMEM)⁵²; y iii) los expertos

⁵⁰ En opinión de la SIC, la participación significativa con la que quedaría el ente integrado conlleva a que el análisis se enfoque en los potenciales efectos unilaterales de la transacción. Así mismo, el mercado de comercialización se caracteriza por la concurrencia de un número significativo de competidores a nivel nacional, factor estructural que dificulta la coordinación entre agentes. Massimo Motta, "Competition Policy – Theory & Practice", Cambridge University Press, 2009, pág. 143.

⁵¹ 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.

⁵² Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013.

Rad. No. 14-050829

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)⁵³.

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

10.5.1.1. Efectos unilaterales

Antes de profundizar sobre el riesgo de efectos unilaterales en el segmento no regulado de la costa atlántica, procede el Despacho a explicar las razones por las cuales enfocará su análisis de efectos unilaterales en el segmento no regulado de esta región.

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 Transmisión Regional] o SDL [Sistema de Distribución Local]"*⁵⁴. 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 consecuencia de la integración 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 final⁵⁵. 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).

Sobre este punto, es importante hacer referencia a las pruebas evaluadas por la SIC en la Resolución 32184 de 2014, dentro de las cuales se encuentra el testimonio de Ricardo Roa Barragán, ex Gerente de la Electrificadora de Santander S.A. ESP, que permitió a este Despacho confirmar que el distribuidor-comercializador puede brindar un servicio de mayor calidad a sus clientes que el resto de competidores debido a que el mantenimiento de la red y la garantía de disponibilidad de energía eléctrica depende del operador del área. A continuación se transcribe el párrafo relevante de la Resolución sobre este tema:

"En primer lugar, el testimonio de RICARDO ROA BARRAGÁN confirmó a esta Superintendencia que un agente que tenga un vínculo con un distribuidor se encuentra en una ventaja competitiva frente a los demás competidores en cuanto a la posibilidad de prestar un mejor servicio. Lo anterior lo expresó el testigo de la siguiente manera:

Despacho: *"Por qué cree Usted que ocurre estos niveles de concentración que le acabo de leer teniendo en cuenta las ventajas que me acaba de describir?"*

⁵³ 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.

⁵⁴ 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"*.

⁵⁵ *Ibíd*, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, numeral 6.1.

Rad. No. 14-050829

R:/ "Eso si es producto de la estrategia comercial y también un tanto de un tema de imagen y un tema de, como lo pudiéramos llamar, de orgullo de las compañías establecidas. Yo lo viví, mi experiencia en Santander fue que ante la gran salida de mis grandes consumidores mis grandes clientes de la base de clientes de distribuidora comercializadora ESSA, no tenía sino dos alternativas: i) o seguir viendo mis grandes clientes en manos de esos comercializadores independientes que traían una oferta de precios mucho más atractiva de la que yo le podía dar; o ii) auto-descremarme y generar mi propia empresa, independiente, para atender con una tarifa competitiva a esos usuarios. Entonces hay tres temas: el primero, la tarifa competitiva frente al establecido. El segundo tema, la atención. Una empresa como la electricadora de Santander con 600.000 clientes; el industrial de la fundación, el de la Avícola el Llano, o el industrial de la Clínica grande de Ardila Lulle, tenía el mismo trato de los otros 600.000 clientes. Aquí esta empresa le va a ofrecer un trato especializado. Usted y yo, mi cliente, Ud. no es uno de los 600.000 sino Ud. uno de mis 30 clientes que tengo en el mercado. Entonces atención especializada, tarifa competitiva y un tema que siempre se vendió pero que era imposible era la calidad. El gran consumidor se cree que la empresa establecida no lo atiende con calidad. Entonces la calidad se ve con dos elementos. En la atención comercial y en la disponibilidad de los kilovatios del servicio, en la energía en la red. Los comercializadores puros dicen yo le mejoro la calidad; cosa que le mejoran en lo comercial, dándole esos elementos que le digo, pero la red no se puede manejar porque ese es un tema del distribuidor. Ese es un tema del resorte del operador de red".

Despacho: "Un generador-comercializador, carente de relación alguna con un distribuidor, carente de vínculo corporativo con un distribuidor, tendría cómo garantizar a sus usuarios una mejor atención al cliente en cuanto a calidad y en cuanto al componente que Ud. nos acaba de describir en cuanto de disponibilidad?".

R:/ "Ninguna. Un generador-comercializador no tienen otra cosa distinta que pasarle al usuario la calidad del servicio que le ofrezca el operador de red, ninguna otra"⁵⁶.

En la misma línea, García y Pérez señalan que la integración vertical entre distribución y comercialización conlleva a una distorsión en el mercado cuando el usuario final desea cambiar de comercializador, lo cual no se puede llevar a cabo porque el operador de red podría dificultar (e.g. dilatar y en el peor de los casos obstaculizar) el flujo normal del traslado de las fronteras comerciales⁵⁷. Por su parte, el CSMEM complementa el análisis en su Informe 84 al mencionar que "la segmentación geográfica presumiblemente otorga poder de mercado de los comercializadores sobre los usuarios conectados a su propia red"⁵⁸.

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

⁵⁶ Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución 32184 del 19 de mayo de 2014, p. 169.

⁵⁷ John Jairo García Rendón y Simón Pérez Botero, "Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano", Ecos de Economía No. 20, abril 2005, pág. 147.

⁵⁸ Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013, pág. 5.

Rad. No. 14-050829

de nuevos competidores toda vez que los costos medios de medición, facturación y recaudo son menores por cliente.⁵⁹

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"⁶⁰. Sin embargo, la presencia de un alto número de distribuidores-comercializadores en 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 mercado⁶¹.

Con todo, la racionalidad económica predice que: (i) el segmento no regulado debería ser más competitivo que el regulado; y (ii) la integración vertical distribución-comercialización obstaculiza el desempeño normal de esta dinámica competitiva. Por consiguiente, este Despacho analizará el efecto potencial de la transacción proyectada en la comercialización de energía eléctrica a usuarios no regulados en la región donde ELECTRICARIBE es distribuidor, debido a que en esta área es donde el ente integrado cuenta con una ventaja competitiva sobre sus competidores.

La siguiente tabla presenta las cuotas de participación en el segmento no regulado en la región donde ELECTRICARIBE es distribuidor. Allí, las participaciones son las siguientes:

Tabla No. 15
Participaciones en el segmento no regulado en región de ELECTRICARIBE
Período: 1 de enero a 1 de diciembre de 2013

AGENTE	COMERCIALIZACIÓN MERCADO NO REGULADO	PARTICIPACIÓN	PARTICIPACIÓN ENTE INTEGRADO

⁵⁹ Ibíd. págs. 3-5.

⁶⁰ Ibíd. pág. 5.

⁶¹ Ibíd.

Rad. No. 14-050829

Fuente: Cálculos SIC, en base de la información aportada por XM⁶²

La transacción proyectada conlleva a que el primer oferente de energía en los departamentos de la costa atlántica se integre con el segundo oferente. El ente integrado quedaría con un 82,43% del mercado y el siguiente competidor únicamente atendería el 6,23% de la demanda no regulada. Este alto nivel de concentración del mercado en cabeza de un solo oferente es preocupante para este Despacho.

En consecuencia, la Superintendencia considera que la presente integración presenta un riesgo de efectos unilaterales en el mercado de comercialización de energía a usuarios no regulados en la región donde ELECTRICARIBE es distribuidor y, por consiguiente, GAS NATURAL ostenta una venta competitiva sobre los demás competidores.

10.5.1.2. Efectos verticales en la cadena de valor de energía eléctrica

Tras la integración proyectada se formaría un ente integrado en generación, 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. Sin embargo, esta Superintendencia reconoce que la integración vertical de las actividades de generación y comercialización implica eficiencias y que el potencial efecto anticompetitivo identificado obedece a un problema estructural de la regulación actual en la cual está trabajando el regulador para solucionarlo.

La CREG⁶³, el CSMEM⁶⁴ y ECSIM⁶⁵, 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 integración vertical de las actividades de generación, distribución y comercialización. La siguiente gráfica refleja dicha diferencia:

⁶² Folio 548 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

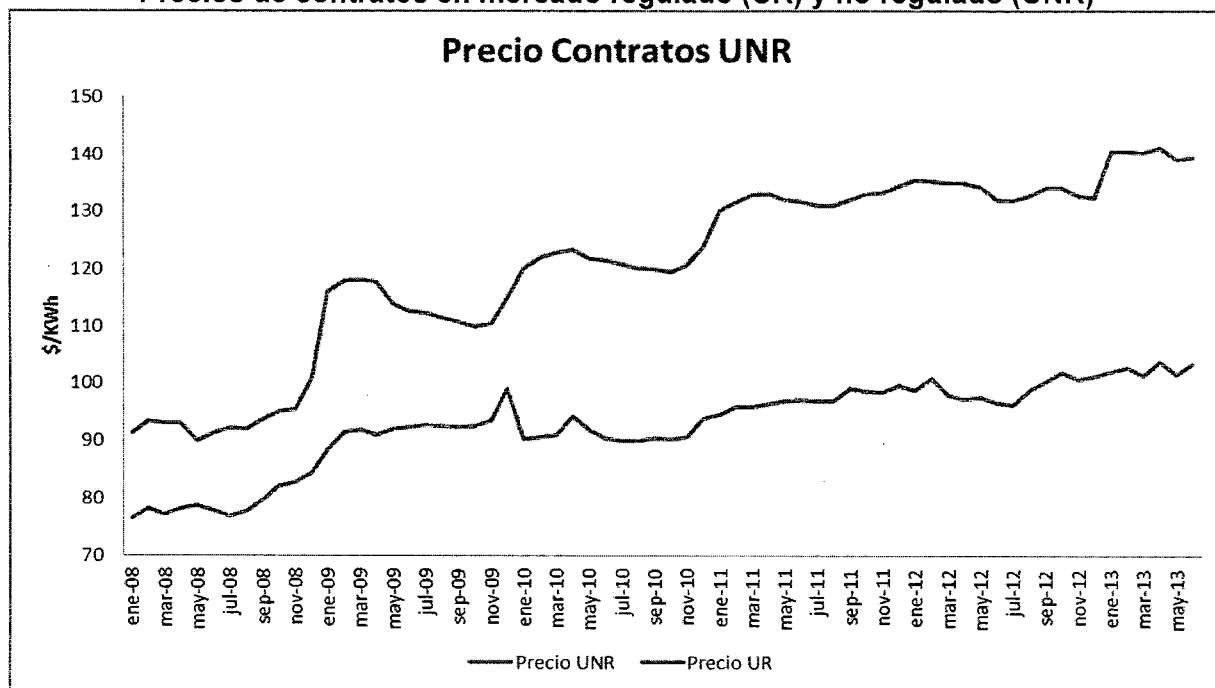
⁶³ Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) "Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica". Anexo a la Circular 037 de 2006.

⁶⁴ Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013.

⁶⁵ 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.

W

Tabla No. 16
Precios de contratos en mercado regulado (UR) y no regulado (UNR)



Fuente: Informe ECSIM⁶⁶

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"⁶⁷. En otras palabras, la discriminación en los precios de los contratos se origina por las diferencias entre las elasticidades de los usuarios regulados⁶⁸ y los no regulados, y la ausencia de transferibilidad entre el segmento regulado y el no regulado, lo cual impide el arbitraje⁶⁹.

⁶⁶ Ibid. p. 759.

⁶⁷ Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) "Definición de la componente degeneración de la fórmula tarifaria de energía eléctrica", p. 22.

⁶⁸ "Según la ley de la demanda, un descenso del precio de un bien eleva la cantidad demandada. La elasticidad precio de la demanda mide el grado en que la cantidad demandada responde a una variación del precio". N. Gregory Mankiw, "Principios de Economía", Mc Graw Hill, 1998, pag. 86.

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 degeneración de la fórmula tarifaria de energía eléctrica", p. 23. Anexo a la Circular 037 de 2006.

⁶⁹ 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.

W

Rad. No. 14-050829

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 en 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 integración 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 regulación⁷⁰ a pesar de la supuesta competencia que debería generarse en la convocatoria pública; y ii) aumentar los costos de las compras propias de energía debido a que los usuarios verticalmente integrados pueden trasladar sus costos al usuario final⁷¹ en virtud de la Resolución CREG 119 de 2007 (problema conocido como *pass through*)⁷².

A primera vista pareciera incoherente que un agente verticalmente integrado se auto-compre a precios más altos que los que ofrece a terceros, máxime cuando la contratación depende de un proceso de convocatoria pública donde el ganador será quien oferte el precio más bajo. De hecho, la misma Resolución CREG 020 de 1996 establece que las empresas que desarrollen la actividad de generación con la comercialización, únicamente podrán atender la demanda regulada con energía propia si se cumplen dos condiciones: i) la transacción es el resultado de una convocatoria pública, por toda la electricidad necesaria para atender a su mercado regulado; y ii) el precio propuesto por el generador a su comercializador es inferior a la oferta más económica recibida de terceros⁷³.

El CSMEM y ECSIM han profundizado sobre esta aparente contradicción y han concluido que dicha distorsión es atribuible al poder de mercado que ostentan los agentes verticalmente integrados en las actividades de generación, distribución y comercialización, quienes poseen la mayoría de la capacidad instalada de todo el parque generador.

Sobre este punto, 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

⁷⁰ 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

⁷¹ Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) "Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica", pp. 30-33.

⁷² El problema del *pass through* en el mercado regulado, 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 al capítulo 6 del Informe ECSIM.

⁷³ Ibid. p. 31.

W

Rad. No. 14-050829

*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*⁷⁴.

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 cobra un precio menor, como lo ilustra la permanente divergencia entre precios de contratos del mercado regulado y no regulado (...)"*⁷⁵.

En caso de perfeccionarse la presente transacción, GAS NATURAL, que desarrolla las actividades de distribución y comercialización, adquiriría un generador (i.e. ISAGEN), lo cual crearía los incentivos para que este agente en el mercado adopte prácticas tendientes a la discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados. En efecto, GAS NATURAL tiene un mercado regulado cautivo en los departamentos de la Costa Atlántica (Guajira, Cesar, Magdalena, Bolívar, Atlántico, Córdoba y Sucre) donde actúa como operador de red. Como se mencionó anteriormente, GAS NATURAL suministra energía al 98%⁷⁶ de los usuarios regulados que están en su área de influencia⁷⁷ y atiende al 25%⁷⁸ del mercado nacional regulado.

⁷⁴ Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013, p. 17.

⁷⁵ 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, pp. 29 y 759.

⁷⁶ Datos obrantes en el Cuaderno Reservado No. 1 a folio 548.

⁷⁷ Como se explica en el Informe 84 del CSMEM, la alta concentración en el segmento regulado es una realidad debido a que la entrada de nuevos competidores en este segmento 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. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013, pág. 5.

Rad. No. 14-050829

De otro lado, la integración de las actividades de generación y comercialización conllevaría a la obtención de eficiencias. En primer lugar, la teoría económica predice que la integración vertical elimina la doble marginalización, lo cual ocurre cuando cada firma independiente en una misma cadena de valor busca maximizar sus beneficios y en función de esto cada una escoge su correspondiente *mark-up* por encima de sus propios costos. En contraposición, cuando estas dos firmas están bajo la misma dirección, el precio final que maximiza beneficios solamente incluirá un único *mark-up* sobre los costos⁷⁹.

Adicionalmente, los autores García y Pérez resaltan otro tipo de beneficios que se pueden derivar de la integración vertical entre las actividades de generación, distribución y comercialización, a saber: i) reducción de costos de transacción; ii) economías de escala en la información; iii) economías de ámbito y de alcance; iv) apalancamiento financiero; v) mayor poder de negociación; entre otros⁸⁰.

En adición a los potenciales efectos pro-competitivos mencionados anteriormente, es preciso resaltar que el regulador, el CSMEM y ECSIM coinciden en señalar que los incentivos para discriminar precios entre usuarios regulados y no regulados son consecuencia de la regulación actual (principalmente la Resolución 020 de 1996 y 119 de 2007) y la ausencia de un mercado organizado de contratos a largo plazo. En consecuencia, un cambio estructural en la regulación que propenda por la estandarización de contratos, la concurrencia anónima de la oferta y la demanda y la consolidación de la demanda en un comprador único, mitigaría los efectos nocivos causados por el poder de mercado que se deriva de la integración vertical⁸¹.

En esta línea se enmarca la iniciativa de la CREG de diseñar el Mercado Organizado – MOR, cuya última versión fue sometida a discusión del público mediante la Resolución No. 117 de 2013.

Por lo anterior, esta Superintendencia identifica que la adquisición de un generador (i.e. ISAGEN) por parte de un distribuidor-comercializador (i.e. GAS NATURAL) crea los incentivos para que un nuevo agente en el mercado adopte prácticas tendientes a la discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados. Ahora bien, la Superintendencia reconoce que corresponde a la CREG adoptar reformas estructurales en el mercado para mitigar este efecto anticompetitivo tales como el

⁷⁸ Cálculos SIC, en base de la información de XM, que se puede encontrar en el siguiente enlace: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx>.

⁷⁹ Massimo Motta, "Competition Policy – Theory & Practice", Cambridge University Press, 2009, p. 307.

⁸⁰ John Jairo García Rendón y Simón Pérez Botero, "Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano", Ecos de Economía No. 20, abril 2005, pág. 148-149.

⁸¹ Documento CREG No. 065 (8 de septiembre de 2006) "Definición de la componente degeneración de la fórmula tarifaria de energía eléctrica", p. 62, Anexo a la Circular 037 de 2006; Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, "Informe 84 – Análisis del Mercado de Contrato", 20 octubre 2013, p. 22; 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, pp. 85-87.

JW

Rad. No. 14-050829

MOR. Asimismo, el riesgo identificado debe confrontarse con los potenciales efectos pro-competitivos derivados de las eficiencias que representa la integración vertical de actividades.

10.5.1.3. Conclusión sobre los efectos en el mercado de comercialización de energía eléctrica

De acuerdo con los argumentos presentados anteriormente, para esta Superintendencia la operación propuesta tiende a restringir la libre competencia en la comercialización a usuarios no regulados, teniendo en cuenta la notable participación de mercado que acumularía el ente integrado en los departamentos de la costa atlántica, donde ostenta el monopolio natural como distribuidor.

En materia de efectos verticales derivados de la integración, la SIC resalta que el marco regulatorio actual genera incentivos para que los agentes verticalmente integrados discriminen precios entre usuarios regulados y no regulados. Sin embargo, esta Superintendencia reconoce que la integración vertical conlleva a eficiencias en el mercado, y que, adicionalmente, cualquier práctica discriminatoria que resulte siendo anticompetitiva en el escenario post integración puede ser investigada y reprimida por esta Entidad. Adicionalmente, es preciso resaltar que la CREG está trabajando en el diseño del mercado organizado con el fin de solucionar estructuralmente las preocupaciones que se identifican en esta Resolución sobre la materia.

10.5.2. Efectos de la integración en el mercado secundario de gas natural

Siendo el gas natural un insumo utilizado para la generación de energía eléctrica, corresponde al Despacho explicar las razones por las cuales considera que la integración, entre un generador térmico y un distribuidor-comercializador de gas, no produce preocupaciones en materia de la libre competencia.

Dadas las condiciones del mercado, es probable que un agente verticalmente integrado en la cadena de valor de energía eléctrica, que además maneja volúmenes importantes de ventas en el mercado secundario de gas natural, pueda tener incentivos para abstenerse de vender gas a otros generadores que son sus competidores, los cuales necesitan este insumo para producir con las plantas térmicas.

Sin embargo, en un mercado en donde hay otros agentes que pueden proveer el gas natural, no es factible que dicho comportamiento sea efectivo. Es importante resaltar que en el mercado primario están los productores del bien y que en este mercado se transa el 88% del gas natural. Por esta razón esta Superintendencia no encuentra que el ente integrado tenga incentivos o pueda realizar conductas contrarias a la libre competencia en el mercado secundario de comercialización de gas natural.

Adicionalmente, la integración vertical podría llegar a garantizar el abastecimiento de la planta Termocentro de ISAGEN, lo que apalancaría la generación térmica evitando la doble marginalización en épocas de fenómeno del niño e incremento de los precios del combustible. De hecho, la materialización de esta eficiencia tendría

HW

Rad. No. 14-050829

relevancia en la actualidad debido a que los agentes térmicos del sector eléctrico *"sostienen que la oferta física y comercial de gas es insuficiente"*⁸².

Por lo anterior, la SIC concluye que la integración vertical de las actividades de distribución-comercialización de gas natural y de generación de energía eléctrica a partir de plantas termoeléctricas, que se presentaría como consecuencia de la presente transacción, no despierta preocupaciones de efectos de exclusión en el mercado. Ahora bien, aún en el caso de que la transacción proyectada implique riesgos no identificados por la SIC en esta Resolución, es preciso tener en cuenta que existen motivos de eficiencia detrás de esta integración vertical de actividades.

10.5.3. Conclusión sobre los posibles efectos restrictivos en la competencia

El análisis económico y regulatorio efectuado por la SIC permite concluir que la integración proyectada tiende a restringir la libre competencia en el mercado de comercialización de energía eléctrica. Específicamente, la preocupación de esta Superintendencia se presenta en materia de efectos unilaterales en el segmento no regulado en los departamentos de la costa atlántica donde ELECTRICARIBE goza de un monopolio natural por su condición de distribuidor, el cual le representa a GAS NATURAL una ventaja competitiva frente a los demás competidores.

En contraposición, la SIC no encontró que la integración vertical de las actividades de comercialización de gas natural y generación de energía a partir de plantas térmicas implique un riesgo a la competencia. Por el contrario, se encontraron argumentos de eficiencia que mitigan cualquier riesgo que pueda surgir frente

10.6. BARRERAS A LA ENTRADA EN EL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Esta Superintendencia ha identificado dos barreras a la entrada de nuevos competidores al mercado de comercialización de energía eléctrica: i) el indicador de capacidad de respaldo CROM; y ii) la integración vertical de las actividades de generación, comercialización y distribución.

El artículo 7 de la Ley 143 de 1994, estipula que la comercialización *"solo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas."* En línea con esta disposición legal, la Resolución CREG 134 de 2013 impone límites a la capacidad de contratación y exposición a bolsa de los comercializadores. La mencionada Resolución establece lo siguiente:

"Según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una

⁸² 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. 123.

LN

Rad. No. 14-050829

operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

(...)

Las sobreexposiciones en contratos de venta o compra, pueden generar incumplimientos en las obligaciones contraídas y afectar a los otros agentes participantes y a los usuarios finales. Por lo tanto, se considera importante adoptar medidas para que los agentes estén en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado”.

Con el fin de controlar dichos incumplimientos, la CREG emitió el indicador de capacidad de respaldo CROM, el cual se define como la energía con exposición en bolsa que el agente puede tener, y cuyo valor en riesgo no puede superar el 50% de su patrimonio. El procedimiento para el cálculo de dicho indicador se encuentra en la Resolución CREG 134 de 2013 y sólo aplica para el segmento no regulado.

Dicho indicador se constituye como una barrera a la entrada en el mercado de comercialización de energía pues limita la comercialización del producto al patrimonio de la compañía, con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones por parte de éstas. Sin embargo, la SIC reconoce que esta barrera se justifica en la confiabilidad del sistema.

En segundo lugar, el artículo 74 de la Ley 143 de 1994 permite la integración vertical entre las actividades de distribución y generación. Como se mencionó anteriormente, el distribuidor-comercializador tiene una ventaja competitiva sobre sus rivales (i.e. generadores-comercializadores o comercializadores puros), para atender los usuarios finales en el área donde es operador de red, toda vez que los competidores requieren de la red para llegar al consumidor final. En este sentido, un competidor potencial que proyecte ingresar al mercado de comercialización, tendría que enfrentarse a los distribuidores-comercializadores, quienes están fortalecidos en su área de influencia y concentran la mayor parte de su demanda.

10.7. CONCLUSIONES

- Frente al mercado relevante: Se definió como mercado relevante el de comercialización de energía eléctrica y el mercado secundario de comercialización de gas natural en Colombia. Adicionalmente, las intervinientes participan en eslabones diferentes de la misma cadena de valor de energía eléctrica, a saber: i) ISAGEN desarrolla actividades de generación; y ii) GAS NATURAL participa en los mercados de distribución.
- Frente a las participaciones y concentración en los mercados relevantes: A pesar de que el mercado de comercialización de energía eléctrica no tiene una concentración alta, la SIC identificó que la variación en el índice de concentración IHH amerita un estudio detallado sobre los potenciales efectos de la integración en este mercado. En cuanto al mercado secundario de comercialización de gas natural, no se identificaron preocupaciones estructurales.

Adicionalmente, el ente integrado excede el límite del 25% de participación consagrado en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009).

Rad. No. 14-050829

- Frente a los efectos sobre el mercado de comercialización de energía eléctrica: Una vez analizados las participaciones y los índices de concentración, se confirmaron las preocupaciones en el segmento no regulado en la región de la costa atlántica, en cuanto al riesgo de efectos unilaterales derivados de: i) la alta participación de las intervinientes en el escenario posterior a la integración (i.e. 82,43%); y ii) la condición de distribuidor que ostenta ELECTRICARIBE y que le da una ventaja competitiva frente al resto de comercializadores.
- Frente a los efectos verticales de la operación: Se determinó que la integración vertical resultante de esta operación genera incentivos para que el ente integrado adopte prácticas de discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados, teniendo en cuenta que éste tendría un mercado cautivo en la costa atlántica de usuarios regulados. Por otra parte, se reconoce que de la integración de actividades se pueden derivar eficiencias, motivo por el cual la SIC no tiene pruebas para confluir que el efecto neto de la integración vertical es anticompetitivo. Por último, el Despacho reconoce que el regulador está trabajando en un proyecto regulatorio para desarrollar un mercado organizado de contratos (MOR), del cual se espera que elimine los incentivos para la discriminación de precios.

En cuanto a la integración vertical de las actividades de distribución-comercialización de gas natural y generación térmica de energía, la SIC encontró argumentos de eficiencia que mitigan cualquier riesgo que pueda surgir sobre eventuales efectos anticompetitivos.

- Barreras a la entrada: La SIC identificó dos obstáculos para el ingreso de nuevos competidores al mercado de comercialización: i) el indicador de capacidad de respaldo CROM que se justifica por la confiabilidad del sistema; y ii) la integración vertical de las actividades de generación, comercialización y distribución, permitido por la misma Ley 143 de 1994.

DÉCIMO PRIMERO: Considerando que la operación informada tiende a producir una indebida restricción de la competencia en el mercado de comercialización de energía eléctrica para la atención del mercado regulado de energía, y que infringe una regulación legal en cuanto a los límites de participación en el mercado de comercialización de energía, este Despacho encuentra necesario subordinar su aprobación al cumplimiento de un condicionamiento estructural encaminado a asegurar la preservación efectiva de la competencia. Adicionalmente, la SIC considera que un condicionamiento de conducta sería suficiente para mitigar el riesgo de discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados.

En consecuencia, la aprobación de la operación analizada quedará sometida al cumplimiento del condicionamiento que se describe a continuación.

Rad. No. 14-050829

11.1. JUSTIFICACIÓN DEL CONDICIONAMIENTO

Esta Superintendencia ha expresado en reiterados pronunciamientos⁸³ que los condicionamientos deben tener: i) como objeto principal la preservación efectiva de la competencia mediante mecanismos que neutralicen o reduzcan el poder de mercado adquirido por las intervinientes como resultado de la integración; y ii) como objeto complementario o excepcional el control de los posibles efectivos negativos que se causarían con la transacción.

En cuanto a las preocupaciones en materia de la competencia derivadas de los cambios en la concentración del mercado como consecuencia de la integración, esta Superintendencia considera que un condicionamiento estructural consistente en el traslado de fronteras comerciales de usuarios no regulados a otros comercializadores sería suficiente para cumplir dos fines: i) ajustar la cuota de mercado del ente integrado al límite regulatorio del 25% establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009); y ii) restablecer efectivamente la competencia en el segmento no regulado en la costa atlántica.

Por su parte, la SIC estima que el riesgo de discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados debe aproximarse a partir de un esquema de seguimiento a la conducta del ente integrado, toda vez que la explotación de un esquema regulatorio debe evaluarse en cada caso en concreto para determinar si tal actuación se traduce en una práctica restrictiva de la competencia que debe ser analizada en el escenario post integración. En consecuencia, el esquema de seguimiento servirá como un complemento al traslado de fronteras.

11.1.1. 7Traslado de fronteras comerciales

Mediante comunicación del 2 de mayo de 2014, con número de radicación 14-050829-9, GAS NATURAL ofreció a la SIC trasladar el número de sus fronteras comerciales necesario para ajustar su cuota en el mercado de comercialización al límite regulatorio del 25% establecido en la Resolución CREG No. 128 de 1996, mediante la figura de cesión de contratos a otros comercializadores. En opinión de la SIC, la propuesta presentada es idónea para resolver las preocupaciones en materia de competencia debido a que: i) la enajenación de un negocio no es una alternativa viable en este caso; y ii) el traslado de fronteras resuelve el límite regulatorio y restablece las condiciones estructurales de competencia en la costa atlántica, donde se presenta la preocupación de la SIC.

11.1.1.1. La desinversión en la participación en ENERCOSTA es insuficiente para preservar la competencia

El condicionamiento comúnmente impuesto por la SIC para preservar la competencia, en el caso de integraciones horizontales, consiste en la enajenación de

⁸³ Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución 2508 del 13 de febrero de 2004, p. 18; Resolución 4933 del 4 de Marzo de 2004, p. 15; Resolución 27920 del 10 de Noviembre de 2004, p. 51; Resolución 29807 del 12 de noviembre de 2004, p. 39; Resolución 33268 del 14 diciembre de 2005, p. 20; Resolución 9192 del 30 de marzo de 2007, p. 37; Resolución 525 del 10 de enero de 2014, p. 45.

Rad. No. 14-050829

un negocio. Este tipo de condicionamiento estructural se refiere a la obligación de transferir, a un tercero comprador, el conjunto de activos y de personal necesarios para que éste desarrolle una actividad económica independiente que rivalice con el ente integrado⁸⁴.

En este sentido, la primera opción que evaluó esta Superintendencia fue la de la desinversión de la participación que GAS NATURAL tiene en alguna de sus sociedades que concurren al mercado de comercialización, con el fin de que el comprador de las acciones compitiera con el ente integrado. En esta línea, la desinversión de las acciones que GAS NATURAL tiene en ENERCOSTA se erigió como una opción para preservar la competencia y cumplir con el límite regulatorio, toda vez que la cuota de mercado de esta firma ascendía a 4,1% para el 2013⁸⁵.

Sin embargo, mediante comunicación del 2 de mayo de 2014, con número de radicación 14-050829-9, GAS NATURAL justificó ante este Despacho los cambios estructurales que se presentaron a comienzos de 2014 como consecuencia de la Resolución CREG 134 de 2013, los cuales conllevaron a que ENERCOSTA trasladara la mayoría de sus fronteras comerciales a ELECTRICARIBE, debido a que la primera de estas firmas no tenía el patrimonio suficiente para respaldar sus transacciones a la luz de las nuevas exigencias impuestas por el regulador. En consecuencia, ENERCOSTA pasó de tener 1.043 fronteras comerciales a finales de 2013 a tan solo 56 fronteras al cierre de abril de 2014⁸⁶.

Las razones que GAS NATURAL allegó a este Despacho son las siguientes:

“Como consecuencia del incremento de la volatilidad de los precios en el Mercado de Energía Mayorista –MEM-, el nivel de riesgo para los participantes de este mercado crece sustancialmente generando incumplimientos en las obligaciones contraídas, y de manera consecuente, afectación a los otros participantes de mercado e incluso a los usuarios finales.

Con el fin de controlar dicho riesgo, la CREG emitió normas relativas a la definición de un Indicador de Capacidad de Respaldo de dichas transacciones (aplicable a partir de diciembre de 2013). Este Indicador, -el de Capacidad de Respaldo- se define como la energía con exposición en Bolsa que el Agente puede tener y cuyo valor en riesgo no puede superar el 50% de su patrimonio.

El procedimiento para el cálculo de dicho indicador contenido en la Resolución CREG 134 de 2013, que aplica solo al mercado No Regulado, le impedía a Energía Empresarial S.A. ESP registrar nuevas fronteras comerciales o contratos de venta y

⁸⁴ Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Resolución 525 del 10 de enero de 2014; Resolución 9192 del 30 de Marzo de 2007; Resolución 2489 del 2 de Febrero de 2007; Resolución 34904 del 18 de Diciembre de 2006; Resolución 33268 del 14 de Diciembre de 2005; Resoluciones 5487 del 15 de Marzo de 2005 y 11665 del 23 de Mayo de 2005; Resoluciones 4861 del 27 de Febrero de 2004 y 5013 del 10 de Marzo de 2004; entre otras.

⁸⁵

⁸⁶ Folio 536 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

W

Rad. No. 14-050829

solo le permitía una baja capacidad de adquirir energía en bolsa, razón por la cual debió trasladar fronteras a otra empresa del grupo – Electricaribe S.A. ESP- con el patrimonio suficiente para garantizar la adecuada atención de los contratos vigentes.

Como resultado de estas operaciones, y de acuerdo con las proyecciones de demanda de Energía Empresarial S.A. ESP al cierre de 2014 su participación en la cuota de mercado nacional no superará el 1%⁸⁷.

La Superintendencia considera que GAS NATURAL presentó argumentos suficientes para demostrar que la desinversión en la participación en ENERCOSTA es insuficiente para preservar la competencia. En consecuencia, procede el Despacho a evaluar la propuesta de traslado de fronteras comerciales.

11.1.1.2. El traslado de las fronteras comerciales de ELECTRICARIBE a sus competidores es idóneo para ajustar la integración a los límites regulatorios y preservar la competencia

La idoneidad de la propuesta presentada por GAS NATURAL debe evaluarse a la luz de la restricción regulatoria contenida en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009) y de los artículos 9 y 11 de la Ley 1340 de 2009. En opinión de la SIC, la propuesta cumple con las exigencias de cada una de estas normas.

a) Artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009)

El párrafo 2 del artículo 4 de la Resolución en cuestión señala que “si la empresa supera el límite de participación definido [25%], tendrá un plazo máximo de un año contado a partir del momento en que supere el límite para adoptar las medidas necesarias para ajustar su participación en el mercado”.

En línea con lo anterior, la medida consistente en la cesión de contratos a otros comercializadores permitiría a GAS NATURAL reducir la demanda comercial atendida por las firmas del grupo empresarial, en el porcentaje necesario para ajustar su conducta a la limitación regulatoria.

Teniendo en cuenta que la regulación establece un período de un año para ajustar la participación en el mercado, GAS NATURAL está en la libertad de negociar con otros comercializadores, durante esta ventana de tiempo, las condiciones para la cesión de los contratos en los términos que lo permita la normativa vigente⁸⁸. En opinión de la SIC, el momento en que GAS NATURAL supera el límite de participación del 25% coincide con el momento en que resulte adjudicatario de las acciones de ISAGEN.

⁸⁷ Folio 537 y 538 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

⁸⁸



HW

Rad. No. 14-050829

En consecuencia, lo importante para efectos de dar cumplimiento al artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009), es que GAS NATURAL tenga una participación en el mercado de comercialización a nivel nacional, dentro del año inmediatamente siguiente a la fecha en que resulte adjudicatario de las acciones de ISAGEN, del 25%. Esta obligación es de resultado, no de medio, por lo que su cumplimiento sólo se daría en el momento en que efectivamente se acredite ante esta Superintendencia que la participación de mercado de GAS NATURAL se ajustó dentro del plazo permitido por la regulación.

b) Artículos 9 y 11 de la Ley 1340 de 2009

Los artículos 9 y 11 de la Ley 1340 de 2009 establecen que el Superintendente de Industria y Comercio está facultado para autorizar una integración sujetándola al cumplimiento de condicionamientos, cuando la misma tienda a restringir de forma indebida la competencia. Así mismo, el artículo 9 de dicha Ley establece que los condicionamientos deberán cumplir, acumulativamente, los siguientes requisitos: i) identificar y aislar o eliminar el efecto anticompetitivo que produciría la integración; e ii) implementar los remedios de carácter estructural con respecto a dicha operación.

Por su parte, el artículo 11 de la Ley 1340 de 2009 dispone que el Superintendente podrá autorizar una integración que tiende a producir una indebida restricción a la libre competencia *“cuando, a su juicio, existan elementos suficientes para considerar que tales condiciones son idóneas para asegurar la preservación efectiva de la competencia”*.

Como ya se ha expuesto previamente, la integración implicaría una alta concentración en el segmento no regulado de la costa atlántica donde: i) GAS NATURAL pasaría a atender más del 80% de la demanda no regulada; y ii) ELECTRICARIBE ostenta la calidad de monopolista sobre la red distribución, lo cual le da una ventaja sobre sus competidores.

La SIC observa que el traslado de fronteras propuesto por GAS NATURAL para cumplir con el límite regulatorio, sería suficiente para preservar efectivamente la competencia **siempre y cuando las fronteras que se trasladen corresponden a las del segmento de usuarios no regulados**. De hecho, como se mencionó anteriormente, el traslado de fronteras comerciales de usuarios regulados difícilmente resultaría atractivo para un comercializador que no sea el operador de esa red, debido al bajo consumo por cliente y los altos costos de transacción ocasionados por medición, facturación y recaudo.

Si bien es cierto que el traspaso de fronteras debe realizarse en el transcurso de un año a partir de la adjudicación de las acciones de ISAGEN, y que el dinamismo del segmento no regulado implica que puedan presentarse cambios en las participaciones durante esa ventana de tiempo, la Superintendencia considera que una comparación entre la estructura del mercado actual y la estructura del mercado que resultaría una vez trasladadas las fronteras, es suficiente para evaluar si el condicionamiento es idóneo o no para preservar la competencia.

En esta línea, la SIC procedió a comparar las participaciones de mercado de GAS NATURAL en la región de la costa atlántica donde ELECTRICARIBE es el distribuidor, en tres escenarios: i) anterior a la integración; ii) posterior a la

Rad. No. 14-050829

integración; y iii) posterior al cumplimiento del condicionamiento. En cuanto al último escenario, se tuvo en cuenta el peor escenario, es decir, la situación en la cual GAS NATURAL busque al mismo tiempo cumplir con el condicionamiento y mantener la mayor participación posible en la costa atlántica. Este análisis demuestra que el condicionamiento propuesto por GAS NATURAL implicaría que su participación en la costa atlántica se reduce, lo cual no sólo preservaría la competencia sino que podría tener efectos pro-competitivos en el mercado.

La siguiente tabla presenta las cuotas de participación en la región donde ELECTRICARIBE actúa como distribuidor, en cada uno de los escenarios mencionados anteriormente. En el peor de los escenarios, si GAS NATURAL procediera a ceder todos los contratos que tiene en el resto del mercado nacional (fuera de la costa atlántica) para preservar el mayor número de clientes en su área de influencia, la participación de GAS NATURAL en el segmento no regulado de la costa atlántica variaría así:

Tabla No. 17

69,52%	82,43%	62,52%

Fuente: Cálculos SIC, en base de la información aportada por XM⁸⁹

Como lo demuestra la tabla anterior, actualmente GAS NATURAL tiene el 69,5% de la cuota del mercado de la costa atlántica y, con posterioridad al cumplimiento de los condicionamientos, su participación se reduciría aproximadamente a un 62,52% de este mercado. Esta estimación parte de la base de un peor escenario, lo cual implica que el efecto pro-competitivo del condicionamiento, en el segmento no regulado de la costa atlántica, podría ser mayor en la medida en que GAS NATURAL decida ceder contratos de usuarios no regulados ubicados tanto en la costa atlántica como en el resto del país⁹⁰.

En opinión de la SIC, la propuesta de GAS NATURAL permitiría preservar la competencia y, adicionalmente, tendría la potencialidad de incentivarla al permitir el ingreso de competidores al segmento no regulado de la costa atlántica, el cual se encuentra dominado en la actualidad por GAS NATURAL quien tiene una ventaja competitiva al ser el distribuidor de la región.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Superintendencia concluye que el condicionamiento estructural propuesto por GAS NATURAL, en virtud del cual se compromete a trasladar fronteras comerciales de usuarios no regulados a sus competidores, sería suficiente para cumplir dos fines: i) ajustar la cuota de mercado

⁸⁹ Folio 548 del Cuaderno Reservado de Intervinientes No. 1 del Expediente.

⁹⁰

[Redacted text block]

W

Rad. No. 14-050829

del ente integrado al límite regulatorio del 25% establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009); y ii) restablecer la competencia en el segmento no regulado en la costa atlántica dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 9 y 11 de la Ley 1340 de 2009.

11.1.2. Esquema de seguimiento

En cuanto al riesgo de que el ente integrado adopte prácticas tendientes a la discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados, en el acápite anterior se explicó que éste era un potencial efecto anticompetitivo derivado de la integración vertical en las actividades de generación, distribución y comercialización. Sin embargo, esta integración de actividades también implica la obtención de eficiencias, lo cual puede resultar en un efecto pro-competitivo. Adicionalmente, se mencionó anteriormente que el regulador está diseñando una regulación tendiente a eliminar los incentivos de discriminación de precios a través de un mercado organizado de contratos – MOR.

El análisis de legalidad de la discriminación de precios entre usuarios regulados y no regulados es un asunto que requiere de esta Superintendencia una evaluación caso por caso en el transcurso de una investigación administrativa por prácticas restrictivas de la competencia, atendiendo a las circunstancias específicas que dieron lugar a la conducta.

En línea con el análisis presentado en el acápite anterior, ECSIM señala que la discriminación de precios es el reflejo de un ejercicio de poder de mercado de los agentes que desarrollan simultáneamente generación, distribución y comercialización. El CSMEM va un paso más allá y afirma que esta distorsión sugiere el ejercicio de una posición de dominio. Sin embargo, esta Superintendencia debe aclarar que la extracción de rentas derivadas del poder de mercado y/o de una posición dominante no es *per se* ilegal, razón por la cual el análisis de si una conducta se erige como contraria a la libre competencia requiere de una actuación administrativa específicamente encaminada a ese objeto.

Teniendo en cuenta lo anterior, la SIC considera que el riesgo de discriminación de precios requiere de un seguimiento activo por parte de esta Superintendencia a la conducta del ente integrado, con el fin de realizar una comparación entre el comportamiento de las intervinientes antes de la operación –cuando no había integración vertical- y después de su perfeccionamiento cuando surgen los incentivos para extraer rentas mediante la discriminación de precios. De esta manera, una divergencia significativa entre el comportamiento del ente integrado y la conducta de los agentes pre-integración, prendería las alarmas de la SIC para iniciar una investigación tendiente a esclarecer los motivos de tal divergencia.

Lo mencionado anteriormente implica la imposición de un condicionamiento de conducta consistente en la obligación de presentar trimestralmente un reporte detallado sobre: i) los contratos a largo plazo de energía suscritos por ISAGEN para vender energía destinada al segmento regulado, a empresas vinculadas y a terceros, incluyendo un paralelo con los contratos suscritos por la misma ISAGEN en los dos años inmediatamente anteriores; y ii) los precios cobrados a los usuarios regulados y no regulados por las compañías de GAS NATURAL e ISAGEN, incluyendo un

Rad. No. 14-050829

paralelo con los precios cobrados por esas mismas firmas en los dos años inmediatamente anteriores.

Esta obligación de reporte estará vigente durante el período de tiempo comprendido entre el perfeccionamiento de la integración y la entrada en funcionamiento del MOR (i.e. la primera subasta que se realice en el marco del mercado organizado a la luz de la nueva regulación que expida la CREG).

En conclusión, la Superintendencia considera procedente imponer al ente integrado un condicionamiento estructural consistente en el traslado de fronteras comerciales, acompañado de una obligación de conducta de reportar trimestralmente información detallada sobre contratos de venta de energía a nivel mayorista y sobre precios a nivel minorista. En opinión de la SIC, estos condicionamientos son suficientes para preservar la libre competencia afectada por la integración.

11.2. DESCRIPCIÓN DEL CONDICIONAMIENTO

La integración que se decide queda sujeta al cumplimiento integral del condicionamiento estructural que se describe a continuación, dentro del plazo que se fijará en la presente Resolución. El cumplimiento de dicho condicionamiento constituye una obligación de resultado, no de medio, por lo que su observancia sólo se producirá en el momento en que efectivamente se acredite la realización plena, integral, satisfactoria y oportuna de los actos jurídicos en que consiste el condicionamiento. La demostración o alegación de haber empeñado un diligente esfuerzo en la realización de actos tendientes a cumplir el condicionamiento será insuficiente para demostrar su ejecución, quedando la transacción y sus intervinientes sujetos a las sanciones establecidas en la ley.

11.2.1. Condicionamiento relativo al traslado de fronteras

Dentro del año siguiente a la fecha en que GAS NATURAL resulte adjudicataria de las acciones de ISAGEN, GAS NATURAL deberá tener una participación de mercado de comercialización de energía eléctrica igual o inferior al 25%. El porcentaje se medirá de acuerdo la metodología dispuesta en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009) y se empleará la información suministrada por XM para los 12 meses anteriores.

Para ajustar su participación de mercado, GAS NATURAL trasladará fronteras comerciales a comercializadores que sean terceros de GAS NATURAL e ISAGEN a través de la figura de cesión de contratos de suministro. Únicamente se podrán trasladar fronteras comerciales que GAS NATURAL atienda a través de las firmas que son sus vinculadas a la fecha. En otras palabras, GAS NATURAL no podrá trasladar fronteras de ISAGEN para cumplir con el condicionamiento.

Teniendo en cuenta que la regulación establece un período de un año para ajustar la participación en el mercado, GAS NATURAL está en la libertad de negociar con otros comercializadores durante esta ventana de tiempo las condiciones para la cesión de los contratos en los términos que lo permita la normativa vigente⁹¹.



A handwritten signature or mark is visible in the bottom right corner of the page.

Rad. No. 14-050829

Dentro de los 30 días calendario siguientes a la fecha en que la Resolución CREG No. 128 de 1996 exige que GAS NATURAL ajuste su participación del mercado, GAS NATURAL deberá acreditar ante esta Superintendencia el cumplimiento de este condicionamiento. Para este fin, GAS NATURAL allegará ante la SIC una certificación expedida por XM sobre la demanda atendida por comercializador, el cual permite a la SIC realizar sus propios cálculos y verificar que la participación de GAS NATURAL es igual o menor al 25% del mercado de comercialización, según la metodología dispuesta en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009).

11.2.2. Condicionamiento relativo al esquema de seguimiento

GAS NATURAL deberá presentar trimestralmente (empezando a partir de la fecha de adjudicación de las acciones de ISAGEN) un reporte detallado a la Superintendencia sobre:

- a) Los contratos a largo plazo de energía suscritos por ISAGEN que sean destinados a atender el segmento regulado con posterioridad al perfeccionamiento de la transacción, para vender energía tanto a empresas vinculadas como a terceros.

Dentro del reporte se deberá incluir información sobre fecha de ejecución, precios, cantidades, distribución horaria de la demanda de energía, duración del contrato, el tipo de garantía ofrecido por los vendedores, esquema de pago del contrato (i.e. pague lo demandado y pague lo contratado), entre otras características del contrato

Adicionalmente, se debe allegar un paralelo con los contratos suscritos por la misma ISAGEN en los dos años inmediatamente anteriores; con la misma información detallada.

- b) Los precios cobrados a los usuarios regulados y no regulados por las compañías de GAS NATURAL y por ISAGEN, incluyendo un paralelo con los precios cobrados por esas mismas firmas en los dos años inmediatamente anteriores.

La Superintendencia se reserva el derecho de pedir aclaración o ampliación de la información allegada por las intervinientes.

La presentación obligación estará vigente hasta que el MOR entre en funcionamiento y se realice la primera subasta bajo las reglas que expida la CREG sobre la materia.

11.3. VIGENCIA Y VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO

Los efectos de autorización de la Integración objeto de la presente Resolución se sujetan al cumplimiento del condicionamiento estructural dentro de un plazo máximo de un año contado a partir de la fecha de adjudicación de las Acciones de ISAGEN.



W

Rad. No. 14-050829

La vigencia del condicionamiento es improrrogable toda vez que se trata de un plazo determinado por la CREG en el artículo 4 de la Resolución No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009).

Para el efecto, las Intervinientes deberán acreditar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del mencionado plazo, el cumplimiento del condicionamiento estructural.

Sin perjuicio de lo anterior, la Superintendencia de Industria y Comercio podrá en cualquier momento, sin necesidad de dar previo aviso a las Intervinientes, realizar visitas administrativas con el propósito de verificar el cumplimiento del condicionamiento, así como pedir la documentación que considere necesaria.

En caso de que las Intervinientes incumplan con el condicionamiento dentro del plazo previsto en el artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 (modificado por la Resolución CREG 024 de 2009), la SIC aplicará lo dispuesto en los artículos 11⁹² y 25 de la Ley 1340 de 2009 y procederá a la imposición de multas reiteradas de hasta cien mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (100.000 SMLMV). De igual forma, la SIC impondrá multas de hasta dos mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (2.000 SMLMV) a las personas que colaboren, faciliten, autoricen, ejecuten o toleren el incumplimiento del condicionamiento impuesto en esta Resolución, conforme con el artículo 26 de la Ley 1340 de 2009.

Esta Superintendencia y las intervinientes mantendrán la confidencialidad del presente condicionamiento hasta la fecha en que las acciones de ISAGEN sean adjudicadas al futuro comprador o se agote el trámite descrito en el reglamento de enajenación y adjudicación de acciones, expedido en desarrollo del Decreto 1609 del 30 de julio de 2013. Lo anterior sin perjuicio de los requerimientos que autoridades administrativas o judiciales realicen en ejercicio de sus funciones.

En mérito de lo expuesto, este Despacho,

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: AUTORIZAR la participación de GAS NATURAL S.D.G. S.A. en la venta de ISAGEN S.A. E.S.P. en los términos descritos en el considerando SEGUNDO de esta Resolución, previo cumplimiento del condicionamiento previsto en el numeral 11.2. del considerando DÉCIMO PRIMERO de esta Resolución.

ARTÍCULO SEGUNDO: NOTIFICAR personalmente el contenido de la presente Resolución a **GAS NATURAL S.D.G. S.A.**, entregándole copia de la misma e informándole que contra el presente acto procede recurso de reposición, el cual deberá presentarse dentro de los diez (10) días siguientes a su notificación.

ARTÍCULO TERCERO: NOTIFICAR el contenido de la presente Resolución al **MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO**, entregándole copia de la

⁹² "En el evento en que una operación de integración sea aprobada bajo condiciones la autoridad única de competencia deberá supervisar periódicamente el cumplimiento de las mismas. El incumplimiento de las condiciones a que se somete la operación dará lugar a las sanciones previstas en la presente ley, previa solicitud de los descargos correspondientes. La reincidencia en dicho comportamiento será causal para que el Superintendente ordene la reversión de la operación".

Rad. No. 14-050829

misma e informándole que contra el presente acto procede recurso de reposición, el cual deberá presentarse dentro de los diez (10) días siguientes a su notificación.

ARTÍCULO CUARTO: ORDENAR a la **SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO** que, una vez en firme el presente acto administrativo, publique en la página web de esta Superintendencia, la versión pública de la misma, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 156 del Decreto 019 de 2012.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, a los **24 JUN 2014**

El Superintendente de Industria y Comercio Ad Hoc,



LUIS GUILLERMO VÉLEZ CABRERA

Elaboró: Fernán Montoya, José Plata Puyana
Revisó: Felipe Serrano Pinilla
Aprobó: Felipe Serrano Pinilla

NOTIFICACIÓN:

GAS NATURAL SDG, S.A.
Teléfono 3485500
Calle 71A # 5 – 38, piso 8
Apoderado
Doctor
JUAN MANUEL OTOYA
C.C 79.355.999

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
NIT: 899.999.090-2
Teléfono:(+57 1) 3 19 29 00
Calle 67 # 7 – 35, Oficina 1204, Bogotá D.C.
Apoderado
Doctor
MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO
C.C 80.421.942