



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

RESOLUCIÓN NÚMERO (**525**) DE 2014

10 ENE 2014

Por la cual se condiciona una operación de integración

Rad. 13-190970

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, y el numeral 15 del artículo 3 del Decreto 4886 de 2011,
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. 13-190970-00000-0000 del 12

W

Rad. No. 13-190970

de agosto de 2013¹, **GRUPO ARGOS S.A.** (en adelante **ARGOS**) 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 **MINHACIENDA**) posee en **ISAGEN S.A. E .S.P.** (en adelante **ISAGEN**), las cuales equivalen al 57,6624% del capital suscrito y pagado de esta sociedad. Por su parte, **MINHACIENDA** presentó información relevante sobre **ISAGEN**, en su condición de interviniente, mediante radicado No. 13-190970-31 del 13 de enero de 2014.

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 14 de agosto de 2013 se publicó en la página web de esta Entidad el inicio del procedimiento de autorización de la operación presentada.

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, todo de conformidad con el numeral 2 del artículo 10 de la Ley 1340 de 2009.

QUINTO: 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 análisis de la integración y, para ello, mediante comunicación radicada con el No. 13-190970-2-0 del 16 de agosto de 2013², solicitó a la **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS** (en adelante **CREG**), emitir concepto técnico en relación con dicha operación.

Mediante comunicación radicada con el No. 13-190970-00006-0000 del 4 de septiembre de 2013³, la **CREG** atendió la solicitud de concepto formulado por esta Superintendencia, indicando la normatividad vigente en el sector eléctrico.

Con el fin de contar con mayor información relevante para efectuar el estudio de la integración, esta Entidad, por medio de comunicación radicada bajo el No. 13-190970-15⁴, envió un requerimiento de información a la **CREG** el 26 de septiembre de 2013.

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. 13-190970.

² Folios 1284 y 1285 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

³ Folios 1291 y 1292 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

⁴ Folio 1309 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

HW

Rad. No. 13-190970

Por medio de comunicación radicada bajo el No. 13-190970-17⁵ del 9 de octubre de 2013, la **CREG** contestó la solicitud de información No. 13-190970-15 de esta Superintendencia.

Posteriormente, con radicados 13-190970-18⁶ del 30 de octubre de 2013 y 13-190970-26⁷ del 20 de noviembre de 2013, la Superintendencia envía a la **CREG** requerimientos de información, los cuales fueron contestados mediante los radicados 13-190970-22⁸ del 18 de noviembre de 2013 y 13-190970-27⁹ del 4 de diciembre de 2013, respectivamente.

SEXTO: Que con el fin de complementar y ampliar la información allegada al Expediente, mediante comunicación radicada con el No. 13-190970-5-0 del 27 de agosto de 2013¹⁰ esta Entidad, formuló un requerimiento de información a **ISAGEN**, con el fin de obtener datos suficientes para analizar el mercado del sector eléctrico en el país.

SÉPTIMO: Que mediante comunicación radicada con el No. 13-190970-00007-0000 del 9 de septiembre de 2013¹¹, **ISAGEN** dio respuesta al requerimiento de información con radicado 13-190970-5 sobre el sector eléctrico en Colombia.

OCTAVO: Que el 10 de septiembre de 2013¹², el Despacho practicó visita a **CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGÍA S.A.S.** (en adelante **CONCENTRA**) con la finalidad de obtener información respecto del mercado del Gas Natural en Colombia, particularmente el referente a la comercialización del gas natural en el mercado secundario¹³.

⁵ Folio 1311 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

⁶ Folio 1315 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

⁷ Folio 1322 del Cuaderno Público No.6 del Expediente.

⁸ Folio 1322 del Cuaderno Público No.6 del Expediente.

⁹ Folio 1335 del Cuaderno Público No.6 del Expediente.

¹⁰ Folios 1289 y 1290, del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹¹ Folio 1293 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹² Folio 1295 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹³ Como se explica en detalle en el numeral 12.3.1.2, el mercado secundario hace referencia al "mercado de gas natural y de capacidad de transporte, donde los Remitentes con Capacidad Disponible Secundaria y/o Agentes con Derechos de Suministro de Gas pueden comercializar libremente sus derechos contractuales". Resolución CREG No. 017 (29 de marzo de 2000) "Por la cual se adoptan normas regulatorias en ejercicio de las facultades otorgadas por los Artículos 23 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, aplicables al servicio de gas natural".

Rad. No. 13-190970

Mediante comunicación radicada con el número 13-190970-070009-0000¹⁴ del 13 de septiembre de 2013, **CONCENTRA** remitió la información sobre el sector del gas en Colombia solicitada a dicha empresa en visita administrativa.

Por medio de radicado 13-190970-13¹⁵ del 24 de septiembre de 2013, se envió insistencia a **CONCENTRA** para que respondiera el requerimiento de información demandado el 10 de septiembre de 2013 durante la visita realizada a sus instalaciones. A esta comunicación **CONCENTRA** respondió mediante comunicación radicada con el número 13-190970-16¹⁶ del 3 de octubre de 2013.

NOVENO: Que el 17 y 18 de septiembre de 2013¹⁷, esta Superintendencia practicó visita a **XM S.A. E.S.P** (en adelante **XM**) con el fin de recolectar información respecto del mercado de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. En comunicación radicada bajo el número 13-190970-23¹⁸ del día 19 de noviembre de 2013, **XM** allegó información adicional requerida por esta Superintendencia para llevar a cabo el estudio de la integración.

DÉCIMO: Que mediante comunicación radicada bajo el número 13-190970-21¹⁹ del 13 de noviembre de 2013, se envió requerimiento de información a la **UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA** (en adelante **UPME**). En comunicación radicada con el No. 13-190970-00029-0000 del 27 de noviembre de 2013²⁰, la **UPME** dio respuesta al mencionado requerimiento de información.

DÉCIMO PRIMERO: Que mediante Resolución No. 5795 del 11 de diciembre de 2013, el Ministro de Comercio, Industria y Turismo resolvió aceptar el impedimento manifestado por el Superintendente de Industria y Comercio,²¹ para conocer de todos los asuntos que en su condición de Superintendente deba atender en relación con la solicitud de pre-evaluación del proyecto de operación de integración mediante el cual **ARGOS** adquiriría las acciones de la Nación en **ISAGEN**. El 27 de diciembre de 2013,

¹⁴ Folio 1296 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹⁵ Folio 1306 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹⁶ Folio 1311 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹⁷ Folios 1301 y 1302 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹⁸ Folio 1324 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

¹⁹ Folio 1320 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

²⁰ Folio 1342 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

²¹ En comunicación radicada con el No. 13-286265 del 5 de diciembre de 2013 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 **ARGOS** pretende adquirir las acciones de **ISAGEN** que la Nación venderá de conformidad con el Decreto 1609 de 2013.

Rad. No. 13-190970

mediante Decreto 3021²² de 2013, 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 SEGUNDO: Que una vez hechas las anteriores consideraciones y estando dentro del término previsto en 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:

12.1. INTERVINIENTES

12.1.1. ARGOS

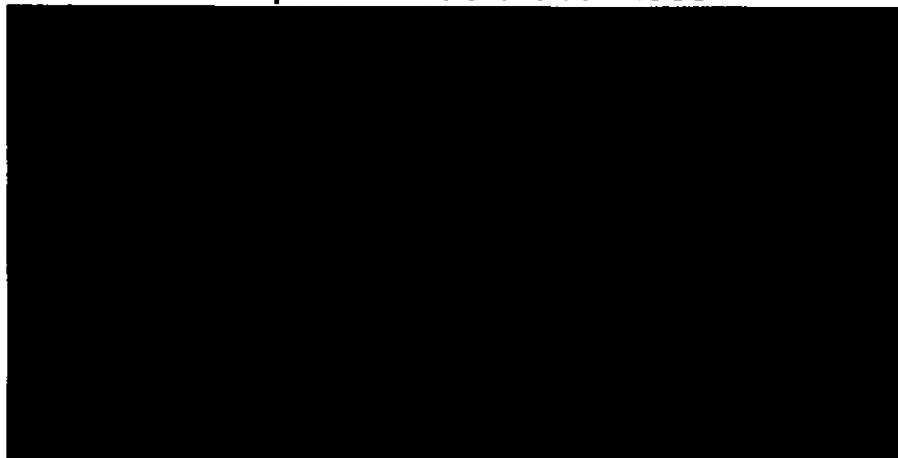
Es una sociedad anónima constituida por Escritura Pública No. 472 del 27 de febrero de 1934, otorgada en la Notaría 2 de Medellín, con domicilio principal en dicha ciudad.

Su actividad principal es la inversión en todo tipo de bienes muebles e inmuebles y especialmente en acciones, cuotas o partes, o cualquier otro título de participación en sociedades, entes, organizaciones, fondos o cualquier otra figura legal que permita la inversión de recursos.

ARGOS no es una empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios, ni participa directamente en este mercado. No obstante, detenta el control directa o indirectamente sobre otras empresas que sí participan en dichos mercados, como son: **CELSIA S.A. E.S.P.** (en adelante **CELSIA**), **EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.** (en adelante **EPSA**), **ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.** (en adelante **ZFC**), y **COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULÚA S.A. E.S.P.** (en adelante **CETSA**).

A continuación se muestra la composición accionaria de **ARGOS**.

Tabla No. 1
Composición Accionaria de ARGOS



Fuente: Información aportada por las intervinientes. Cuaderno Reservado No. 1, folio 21

²² Folio 1420 y 1421 del cuaderno publico No. 7



Rad. No. 13-190970

Fuente: Información aportada por las intervinientes. Cuaderno Reservado No. 1, folio 21

Las principales cuentas financieras de **ARGOS** a diciembre 31 de 2012 se presentan en la siguiente tabla:

Tabla No. 2
Estados Financieros de ARGOS al 31 de diciembre de 2012

CUENTA	VALOR EN PESOS
ACTIVOS	26.799.834.000.000
PASIVOS	9.148.376.000.000
PATRIMONIO	17.651.458.000.000
INGRESOS OPERACIONALES	6.681.151.000.000

Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folios 185 a 314

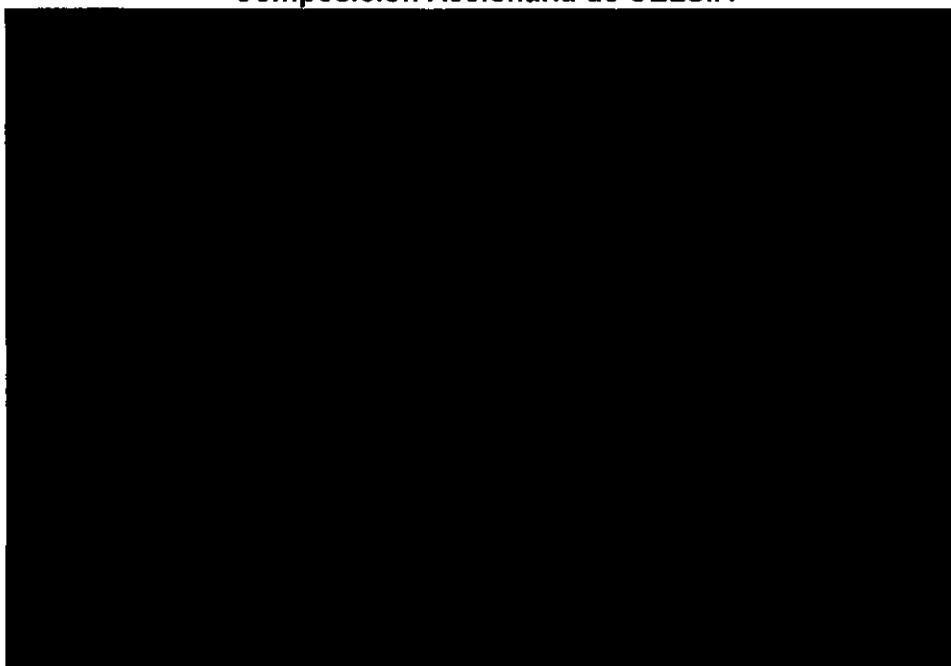
A continuación se hace una descripción de las empresas subsidiarias de **ARGOS** que participan de manera directa en los mercados del sector eléctrico y gas natural.

12.1.1.1. CELSIA

Es una sociedad anónima constituida por Escritura Pública No. 2912 del 4 de octubre de 2001, otorgada en la Notaría 20 de Medellín, con domicilio principal en esta ciudad. Su actividad principal consiste en la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía eléctrica. Adicionalmente participa en el mercado de comercialización de gas natural.

La composición accionaria de **CELSIA** se indica en la siguiente tabla:

Tabla No. 3
Composición Accionaria de CELSIA



Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno reservado No.1, folio 22



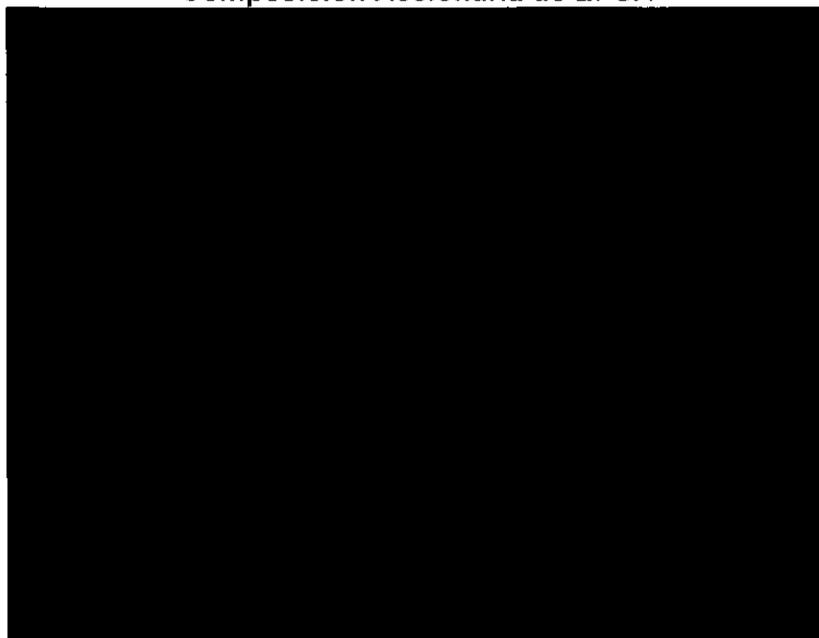
Rad. No. 13-190970

12.1.1.2. EPSA

Es una sociedad anónima constituida mediante Escritura Pública No. 914 del 12 de diciembre de 1994, otorgada en la Notaría Única de Candelaria, con domicilio principal en Yumbo-Valle.

Su actividad principal consiste en la prestación de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural. ARGOS ostenta el control sobre EPSA mediante las acciones que éste posee directa e indirectamente a través del vehículo de inversión COLENER S.A.S. La siguiente tabla explica la composición accionaria de EPSA:

Tabla No. 4
Composición Accionaria de EPSA



Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 23

12.1.1.3. ZFC

Es una empresa de servicios públicos cuya actividad principal consiste en actuar como usuario industrial de bienes y de servicios, exclusivamente de una zona franca permanente especial, dedicada a la realización de actividades de generación y comercialización de energía eléctrica²³.

²³ Folio 15 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.



Rad. No. 13-190970

Su composición accionaria es la siguiente:

Tabla No. 5
Composición Accionaria de ZFC



Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 23 a 24

12.1.1.4. COLENER S.A.S. (en adelante COLENER)

Sociedad comercial del tipo de las sociedades por acciones simplificadas. El ■■■% de sus acciones pertenecen a **CELSIA**. Su actividad principal es la administración, precautelación e incremento de su patrimonio mediante el fomento y promoción de la actividad industrial y comercial especialmente por medio de la inversión en sociedades u otras personas jurídicas.

COLENER ostenta el ■■■% del capital accionario de **EPSA**, que participa en el sector eléctrico colombiano.

La composición accionaria de **COLENER** se indica a continuación:

Tabla No. 6
Composición Accionaria de COLENER

Accionista	%
■■■	■■■
■■■	■■■

Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 24

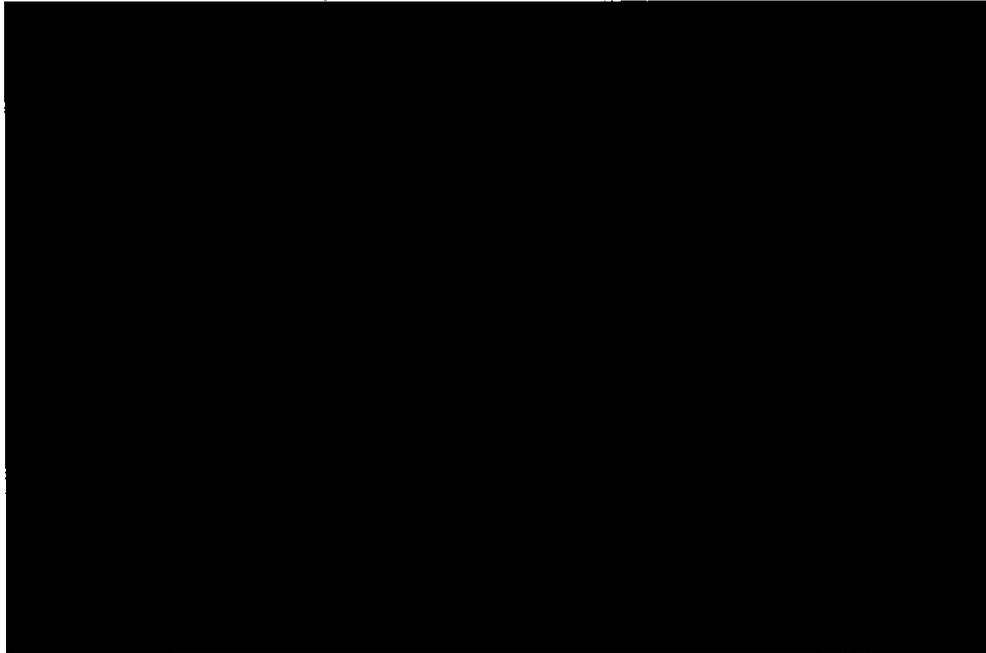
12.1.1.5. CETSA

Es una empresa de servicios públicos dedicada principalmente a la prestación de los servicios públicos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural. Como se mencionó anteriormente, **ARGOS** tiene el control de **EPSA**, accionista mayoritario de **CETSA**.

La composición accionaria de **CETSA** se muestra en la siguiente tabla:



Tabla No. 7
Composición accionaria de CETSA



Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 24

12.1.2. ISAGEN

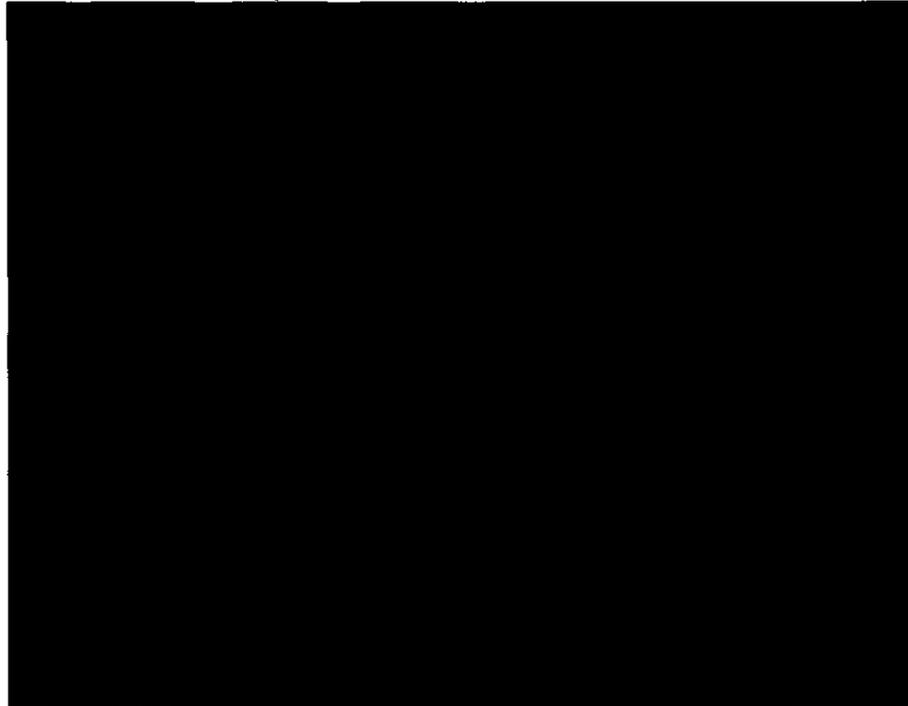
Es una empresa de servicios públicos cuya actividad económica principal consiste en la prestación de los servicios de generación y comercialización de energía eléctrica (...) y la comercialización de gas natural en el mercado secundario²⁴.

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

²⁴ Folio 17 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.



Tabla No. 8
Composición Accionaria de ISAGEN



Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 25

12.2. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN

La operación fue presentada en los siguientes términos:

"(...) la operación proyectada consistirá en la adquisición por parte de las ADQUIRENTES, a través de un vehículo especial de naturaleza distinta a una empresa prestadora de servicios públicos que se constituirá para el efecto, del número de acciones de la nación en ISAGEN que se ofrezcan en venta durante la segunda etapa del Programa de Enajenación y las que acepten vender los Accionistas Minoritarios en desarrollo de la oferta pública de adquisición que deba realizar el adjudicatario de las Acciones de la Nación. En todo caso, la intención de las ADQUIRENTES consiste en, adquirir un paquete de acciones que represente la mayoría del capital accionario de ISAGEN y que GRUPO ARGOS se convierta, directamente e indirectamente, en la controlante de ISAGEN.

Para adquirir las acciones de ISAGEN, las ADQUIRENTES tendrán que participar en el proceso de subasta o martillo que el Gobierno Nacional oportunamente disponga para la Enajenación de las Acciones de la Nación. En el evento de ser adjudicatarias de las Acciones de la Nación, GRUPO ARGOS obtendría, directa e indirectamente, el control sobre ISAGEN.(...)"²⁵.

12.2.1. Procedimiento programa de enajenación

²⁵ Folio 6 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.



Rad. No. 13-190970

Según la información remitida por las intervinientes a este Despacho, el programa de enajenación de las acciones de **ISAGEN** fue aprobado por medio del Decreto 1609 del 30 de julio de 2013.

El Programa de Enajenación se desarrollará en dos etapas. La primera etapa consiste en la oferta pública que se haga de la totalidad de las acciones de la Nación a los destinatarios de las condiciones especiales, en los términos de la Ley 226 de 1995. La segunda etapa consiste en la oferta que se haga de las acciones de la Nación que no hayan sido adquiridas por los destinatarios de las condiciones especiales, a cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, con capacidad legal para participar en el capital social de **ISAGEN**, y que cumpla con los requisitos establecidos en el Programa de Enajenación y en los demás documentos aplicables.

12.2.2. Supuestos de información

De acuerdo con lo previsto en la Resolución No. 79228 del 21 de diciembre de 2012, vigente al momento de informarse la integración, la operación presentada se encuentra sometida al trámite de pre-evaluación previsto en el artículo 10 de la Ley 1340 de 2009, por cuanto el monto de los activos y de los ingresos operacionales de las intervinientes en el año fiscal inmediatamente anterior, supera los cien mil salarios mínimos legales mensuales vigentes (100.000 SMMLV).

Así mismo, las empresas participan en el mercado de energía y gas natural con una cuota superior al 20%.

12.3. 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 una definición de mercado relevante. Para ello, se apoyará en los lineamientos diseñados por la Red Internacional de Autoridades de la Competencia (ICN, por sus siglas en inglés) en su documento *ICN Merger Guidelines Workbook*²⁶.

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

²⁶ 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>.

Rad. No. 13-190970

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"*²⁷. 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,²⁸ esta Superintendencia toma en consideración dicho concepto al momento de analizar las barreras de entrada y la competencia potencial.

Respecto al otro gran nivel de definición del mercado relevante, la ICN señala que *"el mercado geográfico es un área en la que puede ocurrir una razonable sustitución de los productos de las intervinientes"*²⁹. 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"*³⁰ 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.

²⁷ 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"*.

²⁸ 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"*.

²⁹ 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"*.

³⁰ 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. 13-190970

12.3.1. 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 las partes como resultado de la misma.

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. 9
Mercados en los que participan las intervinientes

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

Fuente: Elaboración SIC. Información aportada por las intervinientes. Cuaderno Reservado No. 1, folio 44

De acuerdo con lo señalado en la Tabla No. 09, se puede evidenciar que los mercados en los cuales participan las intervinientes de manera simultánea son los de generación y comercialización de energía eléctrica, así como el de comercialización de gas natural.

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.

12.3.1.1. 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, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, independientemente de cual sea la actividad principal³¹.

Los generadores son las empresas que se encargan de generar energía eléctrica a través de diferentes fuentes de energía. En el mercado colombiano es común que la

³¹ Ver http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options=. Consulta 20 de noviembre de 2013.

W

Rad. No. 13-190970

generación se haga utilizando la corriente del agua en las hidroeléctricas, o por medio del uso del gas natural en las termoeléctricas.

Transmisión: La CREG la define como la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kW, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores³²

Según el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, las redes regionales o interregionales de transmisión, son un: *"conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, destinadas al servicio de un grupo de integrantes del sistema interconectado nacional dentro de una misma área o áreas adyacentes, determinadas por la comisión de regulación de energía y gas"*. En esta actividad no participan conjuntamente las intervinientes.

Distribución: De acuerdo con la CREG, la distribución es la actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kW, que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local³³

Según el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 las redes de distribución son: un *"conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes o asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política"*. En esta actividad no participan conjuntamente las intervinientes

Comercialización: La actividad de comercialización de energía ha sido definida por la CREG en la Resolución No. 024 de 1995, 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 o a los usuarios finales.

La misma Resolución establece el conjunto de reglas aplicables a dicha actividad en el mercado colombiano de energía para los diferentes tipos de demanda: regulada y no regulada, lo cual depende del consumo de energía y/o del requerimiento de potencia del usuario. En el mismo sentido, se ha definido a un COMERCIALIZADOR como aquella persona natural o jurídica, registrada ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica. Con base en lo anterior, a continuación se ilustran los componentes de la cadena del sector de energía eléctrica en el país.

Gráfica No. 1. Cadena del Sector de Energía Eléctrica en Colombia

³² Ver http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-55&p_options=. Consulta 20 de noviembre de 2013.

³³ Ver http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php. Consulta 20 de septiembre de 2013.

Rad. No. 13-190970



Fuente: Presentación, XM, El Mercado de Energía Mayorista y su Administración
Febrero de 2007, p. 10³⁴

Las intervinientes participan de manera simultánea en el mercado de generación y comercialización de energía eléctrica, conocido conjuntamente como el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Sin perjuicio de lo anterior, las actividades de generación y de comercialización de energía eléctrica se pueden analizar como mercados relevantes separados. Adicionalmente, las intervinientes concurren al mercado secundario de comercialización de gas natural.

a) Generación de energía eléctrica

La generación en Colombia está dada básicamente por hidroeléctricas³⁵ y termoeléctricas³⁶. La energía del país es producida en un 77% por plantas de generación de energía hidráulica y en un 18% por plantas de generación térmica³⁷, ambas constituyen el 95% de la generación de energía en el país. Existen otros medios de generación a partir de la utilización de otros combustibles, como la utilización del viento por medio de generadores eólicos; sin embargo en Colombia su utilización es mínima.

La esencia del proceso de generación de energía eléctrica, independiente del medio que se use, es el movimiento. Para que se pueda generar energía eléctrica se necesita

³⁴ Ver [http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/\(2007\)MEM.pdf](http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/(2007)MEM.pdf). Consulta 19 de diciembre de 2013.

³⁵ Generan energía eléctrica a partir del aprovechamiento del agua.

³⁶ Generan energía eléctrica a través de la utilización del gas.

³⁷ Folio 38 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

AW

Rad. No. 13-190970

una fuerza que haga girar una turbina que acciona el generador, el cual recibe la energía derivada del movimiento y la transforma en energía eléctrica.

Las hidroeléctricas, a pesar de implicar una gran inversión inicial, son el mecanismo más económico para generar energía, debido a que se puede aprovechar el movimiento natural del caudal de los ríos y de la energía potencial generada por el represamiento del agua, cuyo único costo derivado sería el del costo de oportunidad de la utilización del agua. Por otra parte, el hecho de que la generación ocurra a través de la energía potencial generada por la caída de agua por un desnivel, implica un costo cero para la generación de esa energía potencial.

Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas:

“Central Hidroeléctrica Filo de Agua: Es aquella que carece de almacenamiento apreciable de agua, la central opera permanentemente con los caudales del río, sujeta a sus variaciones estacionales, vertiendo los excesos a través del vertedero.

Central con embalse de regulación: En este tipo de centrales se embalsa un volumen considerable de agua mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales, el embalse permite regular la cantidad de agua que pasa por las turbinas, con el fin de uniformizar las variaciones temporales de los caudales afluentes en el río. Las centrales con almacenamiento o regulación exigen por lo general una inversión de capital mayor que las de pasada, pero permiten incrementar la producción energética y de esta forma disminuir el costo de la energía generada³¹.

Es importante señalar que la energía eléctrica en sí misma es un bien homogéneo que no tiene sustitutos. Existen sustitutos para los medios por los cuales se genera energía eléctrica, ya que esta puede ocurrir a través de fuente hidrológica o a través de diferentes combustibles u otras fuentes por las cuales se genere el movimiento de las turbinas que activan los generadores. Sin embargo, el hecho de que existan estas fuentes alternativas que se pueden usar como medio para activar la generación no implica que estas comprendan un sustituto de la energía eléctrica, ya que el producto final es el mismo.

Los generadores venden su energía a través de la bolsa de energía o de contratos de largo plazo.

En la bolsa de energía (también conocido como mercado de corto plazo o mercado spot), los generadores ofertan su disponibilidad para cada una de las 24 horas del día siguiente junto con un precio único. El operador del sistema, **XM**, es el encargado de ordenar las ofertas de disponibilidad por orden de mérito de menor a mayor según el precio ofertado, y de igualar la demanda con la oferta horaria. El punto donde se cruzan la oferta y la demanda agregada fija un precio uniforme por hora que cumple dos propósitos: i) los generadores que oferten su disponibilidad horaria al menor precio único serán aquellos que provean la energía eléctrica; y ii) la totalidad de los oferentes son remunerados al precio ofertado por la última planta necesaria para atender la

³¹ Folio 51 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Rad. No. 13-190970

demanda horaria³⁹. Por su parte, los contratos a largo plazo brindan cobertura a los comercializadores frente al riesgo de volatilidad de los precios de bolsa.⁴⁰

En cuanto a la interacción del mercado spot y los contratos a largo plazo, el estudio preparado por Fernando Barrera y Alfredo García concluye lo siguiente:

*“El mercado colombiano depende, fundamentalmente, de la señal de precios del mercado spot. El precio es la variable fundamental y la forma en que éste se forme es primordial para el uso de los recursos en el día a día, para la expansión futura (ya que es el principal determinante de ingresos de los generadores), para la cobertura de riesgos y para la liquidación de los desvíos”.*⁴¹

En este sentido, el precio uniforme que se fija por la concurrencia de la oferta y la demanda en la bolsa de energía es un referente para entender el comportamiento de los precios en el mercado de generación de energía.

b) Comercialización de energía eléctrica

De acuerdo con la información suministrada por **ARGOS** en la solicitud de pre-evaluación:

*“La comercialización de energía consiste fundamentalmente en la actividad de 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. Se trata de una actividad regulada, que de conformidad con la ley 143 de 1994, únicamente puede ser desarrollada por generadores, distribuidores y/o agentes independientes dedicados exclusivamente a esa actividad.”*⁴²

Los comercializadores reciben la totalidad de los pagos efectuados por los consumidores finales. Los comercializadores pueden ser independientes, es decir comercializadores puros, o estar integrados con generación 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.

³⁹ Consejo Privado de Competitividad, Informe Nacional de Competitividad 2012-2013, pie de página 18.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Fernando Barrera y Alfredo García, Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas De Niño: Lecciones Del 2009-10 (Un Informe Para La Asociación Colombiana De Generadores De Energía Eléctrica), p. 67.

⁴² Folio 55 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

Rad. No. 13-190970

Los comercializadores adquieren la energía en la bolsa de energía o a través de contratos a largo plazo y la venden a los usuarios regulados⁴³ y no regulados⁴⁴.

En el segmento del mercado de comercialización correspondiente a los usuarios regulados, los comercializadores no tienen obligación de comprar cantidades mínimas de energía para satisfacer la demanda regulada, motivo por el cual el grado de exposición al mercado spot es decisión de cada agente. Sin embargo, los comercializadores que compran energía para sus clientes regulados usualmente buscan apalancarse con contratos, los cuales se realizan a través de convocatorias públicas donde el contrato se debe adjudicar al menor precio ofertado.⁴⁵ Adicionalmente, las firmas que realizan conjuntamente actividades de generación y comercialización, 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 regulados⁴⁶.

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 –con consumo mensual superior a 55MWh o demanda máxima superior a 100KW⁴⁷. 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 efectiva⁴⁸.

12.3.1.2. 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

⁴³ "Son todos aquellos usuarios que no tienen esa capacidad de negociación directa y que por tanto la ley cobija mediante la definición de tarifas reguladas que reflejen costos eficientes para los usuarios". Folio 56 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

⁴⁴ "La ley considera que son todos aquellos que por su consumo y características tienen capacidad de negociación directa de los precios de la energía. Generadores, comercializadores y grandes consumidores- con consumo mensual superior a 55 MWh o demanda máxima superior a 100 KW". Folio 56 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ 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".

⁴⁷ 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.

⁴⁸ *Ibíd.*

Rad. No. 13-190970

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 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, no contando los agentes con libertad en sus actividades de comercialización ya sea de gas natural, como de capacidad de transporte.

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



Rad. No. 13-190970

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.

Respecto del mercado secundario, actualmente en Colombia las transacciones allí realizadas representan, en promedio para el año 2013, aproximadamente un ■%⁴⁹ del gas total comercializado, es decir ■ GBTUD (unidades térmicas inglesas)⁵⁰. Lo anterior conlleva a establecer que este mercado se encuentra en desarrollo si se compara con otros países, donde el peso del mercado secundario puede ascender al 100% del gas transado.

Para la generación de energía eléctrica, tal como habíamos mencionado anteriormente; existen otras fuentes sustitutas del gas natural, por lo que éste se constituye únicamente como una alternativa de fuente de generación.

12.3.1.3. Conclusión mercado relevante del producto

El mercado relevante del producto está constituido por (i) la generación de energía eléctrica, (ii) la comercialización de energía eléctrica y (iii) la comercialización de gas natural.

12.3.2. 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.

12.3.2.1. Mercado geográfico de generación y comercialización de energía eléctrica

La regulación vigente señala al sistema interconectado nacional⁵¹ como dimensión especial relevante para determinar la participación de los mercados de generación,

⁴⁹ Folio 1314 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

⁵⁰ Folio 1314 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

⁵¹ "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

Rad. No. 13-190970

distribución y comercialización de energía eléctrica. Esto supone esencialmente que aquellas decisiones estratégicas de un agente (precio, cantidad producida, capacidad instalada, estrategia de contratación, entre otras) pueden tener efecto sobre el mercado perteneciente al sistema interconectado nacional.

Este supuesto es válido para la generación y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, pues en una red de transmisión completamente neutra, cualquier agente generador o comercializador puede participar en dicho mercado independientemente de su ubicación. Es así, como al ser una red de interconexión nacional, y en la que los agentes participan libremente en todo el territorio nacional, el mercado geográfico para los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica es el territorio nacional.

Sin perjuicio de lo anterior, el mercado geográfico de comercialización puede a su vez segmentarse de acuerdo con las fronteras comerciales de los operadores de red, quienes actúan verticalmente integrados como distribuidores y comercializadores⁵².

12.3.2.2. Mercado geográfico de la comercialización de gas natural

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.

12.3.3. 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 generación y comercialización de energía eléctrica y la comercialización en el mercado secundario de gas natural en el territorio nacional.

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.

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

W

Rad. No. 13-190970

12.4. ESTRUCTURA DEL MERCADO Y CUOTAS DE PARTICIPACIÓN

Para conocer el comportamiento de cada uno de los mercados en los que coinciden las intervinientes, se describirá en primer lugar el marco regulatorio del sector de energía y gas proferido por la **CREG**. En segundo lugar, se establecerán las cuotas de mercado, las cuales fueron allegadas por las intervinientes y posteriormente verificadas con la base de datos de **XM**, siguiendo, de una parte, lo establecido por la regulación de la **CREG**, y de otra parte, el nivel de competencia en el mercado antes y después de la operación. Igualmente, para el análisis del sector del gas, se tomará la información aportada por **ARGOS** y los datos allegados por **CONCENTRA**, entidad encargada de la gestión y manejo de estadísticas de este sector.

12.4.1. Marco regulatorio del sector eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico promueve la libre competencia en los mercados de generación y comercialización, en tanto que a las actividades de transmisión y distribución se les da un trato de monopolio natural.

En el mismo sentido, el numeral 13 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 define la posición dominante en los servicios públicos domiciliarios de la siguiente manera:

"(...)

Posición dominante. Es la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado(...)"

Con el fin de promover la competencia en las actividades de generación y comercialización, la regulación de la **CREG** **prohíbe** que una empresa incremente su participación en un porcentaje mayor al 25% del mercado como resultado de una integración.

Las normas de la **CREG**, relevantes para el análisis de la integración bajo estudio, establecen:

12.4.1.1. Regulación de integración horizontal en la generación de energía eléctrica

La Resolución **CREG** No. 060 de 2007 establece:

"(...)

Artículo 3. Cálculo de la participación en la actividad de generación eléctrica. La participación de un agente en la actividad de generación eléctrica se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre:

a) La suma de la ENFICC de las plantas propias, la de las representadas ante el MEM por el agente, y la de las plantas pertenecientes o representadas por otras empresas

Rad. No. 13-190970

con quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto en la legislación comercial, y

b) La suma de la ENFICC de todas las plantas o unidades de generación del Sistema Interconectado Nacional.

Parágrafo 1. En el cálculo anterior se incluirán las plantas o unidades de generación instaladas en zonas francas.

Parágrafo 2. Para el cálculo de este porcentaje se empleará la última declaración de ENFICC hecha por los generadores para el Cargo por Confiabilidad, o el cálculo de la ENFICC realizado por el Centro Nacional de Despacho en el caso de las plantas no despachadas centralmente o de los agentes que no hayan efectuado la declaración, sin incluir la ENFICC respaldada por plantas o unidades de generación que no hayan entrado en operación."

(...)

"Artículo 6. Límite a la participación en la actividad de generación eléctrica aplicable a las fusiones, integraciones y adquisiciones. A partir de la vigencia de la presente resolución, ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar su participación en la actividad de generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de participación en el capital o en la propiedad o de cualquier otro derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición, fusión o integración, cuando la participación en la actividad de generación resultante de tal operación supere el 25%.

(...)"

De otra parte, la Resolución **CREG** No. 101 de 2010 establece:

"(...)

"Franja de Potencia: Es el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual.

Sin perjuicio de la aplicación de las normas sobre participación en la actividad de generación establecidas en la Resolución **CREG** 060 de 2007, ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar, directa o indirectamente, su participación en el Mercado de Generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de Participación en el Capital o en la Propiedad o de cualquier otro Derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones o forma de integración empresarial, cuando el total de los MW de la Disponibilidad Promedio Anual que resulten de aplicar lo dispuesto en los párrafos del presente artículo, sea superior a la Franja de Potencia calculada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

(...)"

12.4.1.2. Regulación de integración en la comercialización de energía eléctrica

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 establece: "[n]inguna empresa podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización, límite

Rad. No. 13-190970

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)”.

No obstante lo anterior, debe destacarse lo relacionado con algunas modificaciones dadas a esta normatividad, específicamente a la Resolución CREG No. 128 de 1996, con el ánimo de flexibilizar los límites regulatorios bajo los cuales los agentes del sector eléctrico colombiano puedan acceder a las partes del mercado regulado y no regulado de electricidad.

Estos límites fueron flexibilizados por la Resolución CREG No. 163 de Diciembre de 2008, que establece:

(...)

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

El porcentaje de participación directa de una empresa en la actividad de comercialización se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre la demanda comercial de la empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la demanda No Doméstica, y la suma de la Demanda Total y la Demanda No Doméstica. El resultado se aproximará al número entero más cercano según el método científico del redondeo.

En el cálculo de este porcentaje se empleará la información suministrada por el Centro Nacional de Despacho medida en kilovatios hora para los 12 meses anteriores al mes en que se realice dicho cálculo.

(...)"

Lo anterior significa que el redondeo de las cifras permite medir la demanda comercial del grupo empresarial, de la siguiente manera, por ejemplo: i) si resulta un valor inferior al 25.5% y superior al 25%, se tendrá como base de medición solo el 25%; y ii) si resulta por encima de 25.5% hasta 26%, el número resultante será 26%.

12.4.2. Cuota de participación en los mercados del sector eléctrico

12.4.2.1. Mercado de Generación de Energía Eléctrica - ENFICC

Como se muestra en la tabla No. 3, **ARGOS**, interviniente en la operación, participa en el mercado de generación a través de sus empresas **CELSIA**, **EPSA**, **ZFC** y **CETSA**, que igualmente, a través de sus centrales hidroeléctricas, operan en diferentes zonas

Rad. No. 13-190970

del país y, como tal, efectúan su declaración de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (en adelante ENFICC).⁵³

Por su parte, **ISAGEN**, a través de sus centrales hidroeléctricas MENOR CALDERAS, MIEL, JAGUAS, AMOYÁ, SAN CARLOS y TERMOCENTRO 1, hace su respectiva declaración del ENFICC, tal como lo establece la **CREG**.

De acuerdo con los artículos 3 y 6 de la Resolución **CREG** No. 060 de 2007, la participación en el mercado de generación de energía eléctrica se calculará con base en los datos de la última declaración del ENFICC, presentada por todos los generadores del país que tengan plantas en operación. Para 2012 esta cifra correspondió a 192.903.837 kWh/día, de los cuales **ARGOS** participa con 22.068.584 kWh/día e **ISAGEN** con 24.018.421 kWh/día. La siguiente tabla muestra la participación de las intervinientes en ENFICC para el año 2012.

Tabla No. 10
Suma ENFICC en Kwh/día de las intervinientes año 2012

EMPRESA	CENTRAL HIDROELECTRICA	ENFICC 2012	TOTAL ENFICC	
ARGOS	CELSIA	MERILECTRICA 1	3.846.412	22.068.584
		MENOR RIO PIEDRAS	-	
	EPSA	ALBAN	2.143.200	
		COGEN CENTRAL CASTILLA	-	
		CALIMA	263.800	
		COGEN TUMACO	-	
		COGEN INCAUCA	-	
		COGEN INGENIO PROVIDENCIA	-	
		MENOR NIMA	-	
		MENOR PRADO 4	-	
		PRADO	185.589	
		MENOR RIO CALI	-	
	COGEN INGENIO RIOPAILA	-		
	SALVAGINA	1.846.233		
	ZF CELSIA	TERMOFLORES 1	3.523.350	
	TERMOFLORES 4	10.260.000		
CETSA	MENOR RIO FRIO I	-		
	MENOR FRIO II	-		
	MENOR RUMOR	-		
ISAGEN	MENOR CALDERAS	-	24.018.421	
	MIEL	2.208.822		
	JAGUAS	1.525.480		
	AMOYA	587.031		
	SAN CARLOS	13.321.651		
	TERMOCENTRO 1 CICLO C	6.375.437		

Fuente: Elaboración SIC con base en datos ENFICC 2012, XM

⁵³ "La ENFICC de las plantas hidráulicas se calcula utilizando un modelo computacional denominado HIDENFICC que maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales". Por su parte, "[l]a ENFICC de una planta térmica se calcula utilizando la capacidad de generación de la planta, la disponibilidad de combustibles, el número de horas del año y un índice que incorpora las restricciones a la generación máxima de la planta: la indisponibilidad histórica por salidas forzadas y las restricciones en el suministro y transporte del gas natural, cuando éste es el combustible seleccionado por el generador". Ver: <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/enficc/enficc.htm> Consulta 29 de noviembre de 2013.

Rad. No. 13-190970

Adicionalmente, y para conocer la estructura del mercado total nacional, en la siguiente tabla se muestra la participación en el ENFICC por cada uno de los agentes generadores para el cargo por confiabilidad durante 2012.

Tabla No. 11
Participación ENFICC año 2012

AGENTES MERCADO	ENFICC 2012 Kwh/día	% ANTES DE LA OPERACIÓN	% DESPUES OPERACIÓN
EPM S.A. E.S.P.	43.421.573	21,99%	21,99%
EMGESA SA ESP	37.434.907	18,96%	18,96%
GECELCA S.A. E.S.P.	25.792.465	13,06%	13,06%
ISAGEN S.A. E.S.P.	24.018.421	12,17%	0,00%
ARGOS	22.068.584	11,18%	23,34%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	8.014.422	4,06%	4,06%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	7.107.512	3,60%	3,60%
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	7.042.608	3,57%	3,57%
TERMOEMCALI S.A. E.S.P.	4.802.441	2,43%	2,43%
GRUPO POLIIBRAS S.A.	4.596.475	2,33%	2,33%
TERMOVALLE	4.534.965	2,30%	2,30%
TERMO TASAJERO S.A. E.S.P.	3.696.226	1,87%	1,87%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	1.961.129	0,99%	0,99%
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	1.941.017	0,98%	0,98%
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A. E.S.P.	1.005.331	0,51%	0,51%

Fuente: Elaboración SIC con base en datos ENFICC 2012 de XM

Tal como se observa en la Tabla No. 11, la suma del ENFICC de las intervinientes después de consolidada la operación, alcanzaría el 23,34% del total nacional para el año 2012. Esta participación se encuentra por debajo del límite establecido por la CREG en el mercado de generación de energía (25%) y, convertiría a ARGOS en la mayor empresa generadora de energía del país.

Ahora bien, en términos de competencia, es importante señalar que existen en el país otras empresas participantes en este mercado, como es el caso de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P. (en adelante EPM) cuya declaración ENFICC en el año 2012 fue del 21,99% del total nacional, y otras grandes empresas como EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A. E.S.P. (en adelante EMGESA), que llegó al 18,96%, y GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P. (en adelante GECELCA) con el 13,06%, y 11 empresas con participaciones menores.

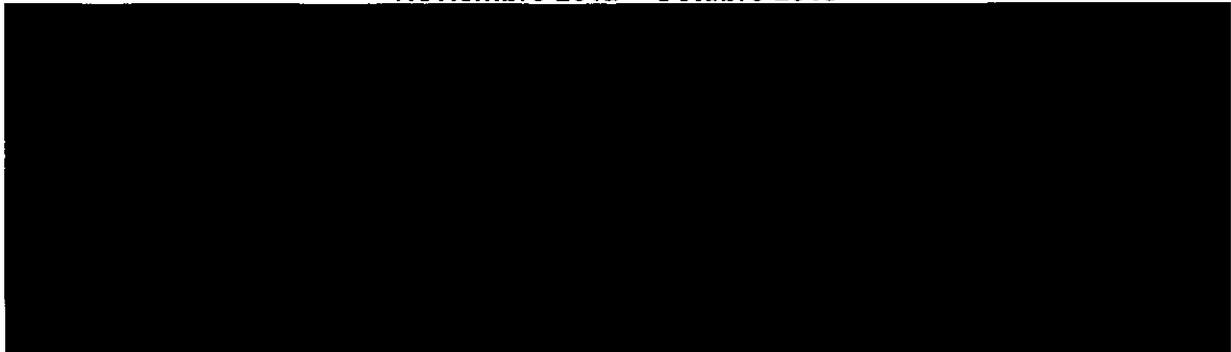
Este escenario, sumado a la homogeneidad de la energía eléctrica y las barreras a la entrada que se explican seguidamente, permite prever que las cinco empresas con mayor participación en el mercado podrían comportarse de manera oligopólica al ostentar 77,35% de la participación del mercado. Por su parte, las firmas marginales actuarían como precio-aceptantes dada la estructura del mercado⁵⁴.

⁵⁴ Alfredo García & Luis E. Arbeláez, Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market, Energy Economics 24 (2002), p. 221.

Rad. No. 13-190970

Por otro lado, se estimaron las participaciones de los generadores según las cantidades vendidas, medidas en términos de generación del despacho ideal⁵⁵ para el período del 1 de noviembre de 2012 al 31 de octubre de 2013. Como se puede observar en la Tabla No. 13, la naturaleza oligopólica de este mercado es aún más evidente si se toman las cantidades despachadas como punto de comparación en vez de la ENFICC. Bajo este criterio de medición, la cuota del mercado del ente integrado ascendería a [REDACTED]

Tabla No. 13
Participación por generación del despacho ideal
Noviembre 2012 – Octubre 2013



Fuente: Elaboración SIC basado en datos XM

12.4.2.2. Mercado de Generación de Energía Eléctrica-IHH

En línea con la práctica de esta Superintendencia de evaluar la concentración de mercado de acuerdo con el índice IHH, el Artículo 4 de la Resolución CREG No. 060 de 2007 explica que este índice se calculará de la siguiente forma:

$$IHH = \sum_{i=1}^n P_{ENFICC,i}^2$$

En donde:

$P_{ENFICC,i}$: Participación en la actividad de generación eléctrica del agente i , calculado de conformidad con lo establecido en el artículo 3 de dicha Resolución.

n : Número de agentes generadores con ENFICC declarada o calculada por XM, de conformidad con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución mencionada.

⁵⁵ "Despacho ideal. Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras". Resolución CREG No. 024 de 1995 (13 de julio de 1995) "Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación".



Rad. No. 13-190970

Así las cosas el IHH se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla No. 14
IHH año 2012 ENFICC

IHH antes	IHH después
1.364	1.649

Fuente: Elaboración SIC basado en datos ENFICC 2012

Como se observa en la Tabla No. 14, antes de la operación proyectada el índice de concentración es de 1.364 puntos. Al aumentar la participación de **ARGOS** en el 12.451%, el IHH se incrementa en 285 puntos, es decir un 20.89%. No obstante lo anterior, el IHH antes y después de la operación muestra un mercado moderadamente concentrado debido al alto número de firmas marginales.

De manera complementaria, se procedió a estimar el IHH a la luz de las cuotas de mercado medidas en términos de cantidades despachadas.

Tabla No. 15
IHH 2012-2013 Generación del Despacho ideal

Fuente: Elaboración SIC basado en datos XM

La Tabla No. 15 evidencia que, bajo este criterio, el mercado adquiriría un nivel de concentración alto al pasar de un IHH de [REDACTED].

12.4.2.3. Franja de Potencia

Para el análisis de la integración en el sector de generación de energía eléctrica la **CREG** expidió en el año de 1999 la Resolución **CREG** No. 042 e incorporó la utilización del criterio Franja de Potencia, el cual se calcula de forma anual. La importancia de este indicador es que permite identificar si una firma es pivotal⁵⁶ durante el pico de demanda, de manera independiente o como resultado de una integración.

El cálculo de este indicador fue modificado en 2010, en los siguientes términos:

- Eliminación de la capacidad efectiva neta y **utilización de la capacidad promedio anual equivalente** para hacer la comparación de cada agente frente a la franja de potencia.
- Eliminación de los porcentajes de participación de los agentes en otros generadores y aplicación del concepto de control para efectos de calcular la capacidad promedio anual equivalente de cada agente.

⁵⁶ Un oferente es pivotal si parte de su capacidad de generación es necesaria para cubrir la demanda del mercado.

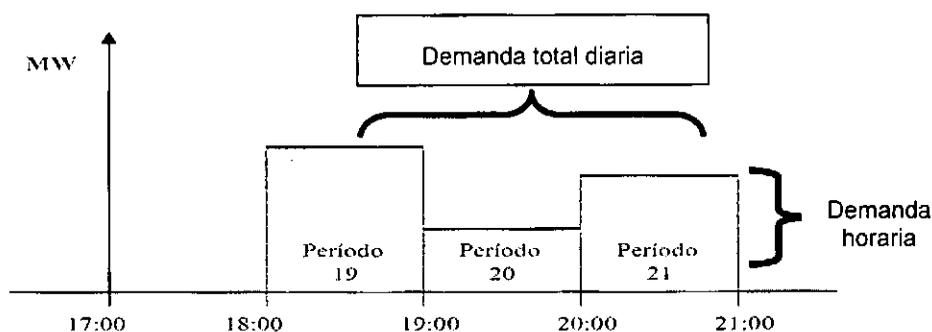
Rad. No. 13-190970

Estas modificaciones fueron consagradas en la Resolución CREG No. 101 de 2010, la cual definió la Franja de Potencia como el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual.

Para entender el criterio de Franja de Potencia es preciso explicar las variables que la componen, así como su posible impacto en el mercado de generación de energía.

La **Demanda Máxima Promedio Anual de Energía** es el promedio de las demandas máximas mensuales de energía del año calendario inmediatamente anterior⁵⁷. Para el cálculo se utiliza la generación real horaria total de cada mes para los periodos comprendidos entre las 18:00 y 21:00 horas.

Grafica No. 2
Pico de demanda diaria de energía



Fuente: Documento CREG - 003 de febrero 14 de 2002, Fijación de la Franja de Potencia para el Mercado de Energía Mayorista para el año 2002⁵⁸

La siguiente grafica describe la demanda diaria de energía en Colombia y señala el periodo pico de consumo que es utilizado para el cálculo de franja de potencia.

Gráfico No. 3
Demanda diaria de energía eléctrica

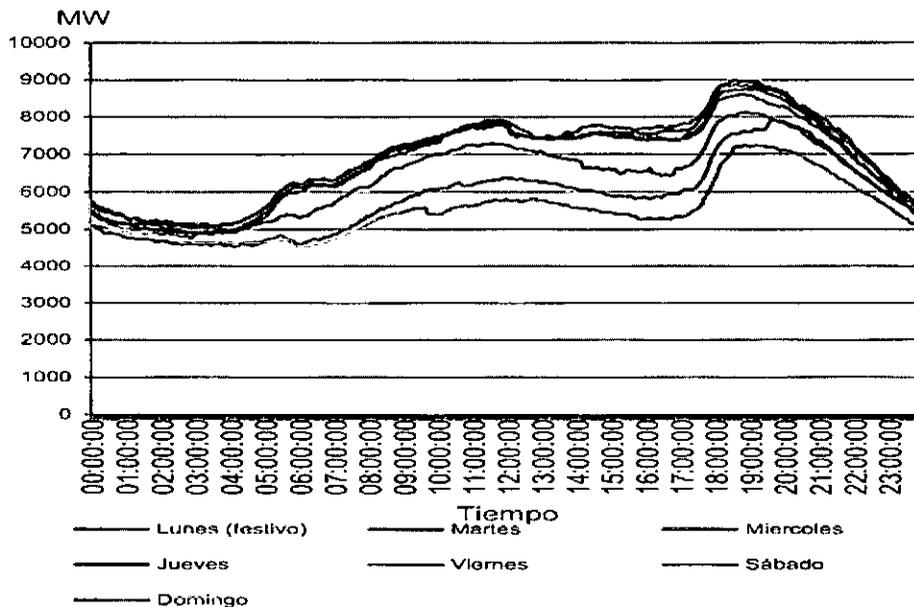
⁵⁷ Resolución CREG No. 042 (31 de Agosto de 1999) "Por la cual se modifican y precisan algunas normas de las Resoluciones CREG 128 de 1996 y 065 de 1998, y se adoptan otras disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad".

⁵⁸ Ver

[http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/ad799336f9e08e8d0525785a007a64cd/\\$FILE/DOC-CREG-005-FRANJA%20DE%20POTENCIA-2002.pdf](http://apolo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/ad799336f9e08e8d0525785a007a64cd/$FILE/DOC-CREG-005-FRANJA%20DE%20POTENCIA-2002.pdf). Consulta 19 de diciembre de 2013.

W

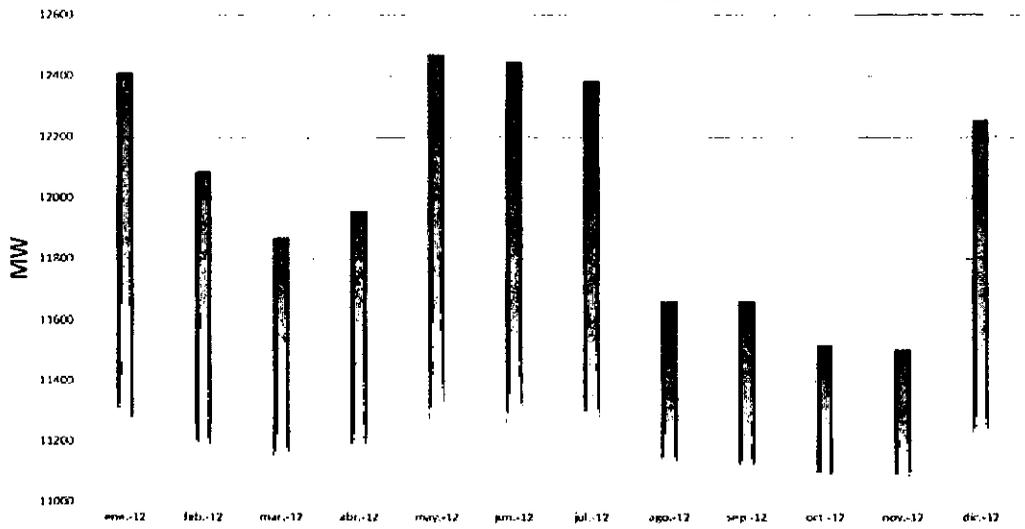
Rad. No. 13-190970



Fuente: http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/15032013_operacionSIN.pdf,
Fecha de consulta 20 de diciembre de 2013

Disponibilidad Promedio Anual⁵⁹: Utilizando la misma franja horaria (19:00 - 21:00 horas), se calcula la disponibilidad promedio anual, la cual está asociada a la capacidad de energía disponible en el sistema y cubre la demanda.

Gráfico No. 4
Disponibilidad promedio mensual de energía para el año 2012



Fuente: NEON -XM

Después de describir las variables empleadas para calcular la Franja de Potencia, debemos tener en cuenta la Resolución CREG No. 101 de 2010, y más específicamente el artículo 2, el cual señala:

⁵⁹ Ibíd.

Handwritten signature

Rad. No. 13-190970

*"Sin perjuicio de la aplicación de las normas sobre participación en la actividad de generación establecidas en la Resolución CREG 060 de 2007, y las demás que la adicionen o modifiquen, **ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar, directa o indirectamente, su Participación en el Mercado de Generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de Participación en el Capital o en la Propiedad o de cualquier otro Derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusiones o forma de integración empresarial, cuando el total de los MW de la Disponibilidad Promedio Anual que resulten de aplicar lo dispuesto en los párrafos del presente artículo, sea superior a la Franja de Potencia calculada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas con la información disponible, de acuerdo con lo definido en esta resolución".** (Negrillas fuera del texto)*

Por lo anterior, y de acuerdo con la información aportada por **ARGOS** en su documento de solicitud, entre las empresas que conforman su grupo y que participan en el mercado de generación de energía eléctrica en el país, e **ISAGEN**, la disponibilidad promedio anual para las plantas de las empresas referidas es de [REDACTED] MW por parte de **ARGOS** y de [REDACTED] MW por parte de **ISAGEN**, lo cual conduce a un total de [REDACTED] MW⁶⁰, tal y como se explica a continuación:

Tabla No. 16
Franja de Potencia ARGOS e ISAGEN

Fuente: Información aportada por las intervinientes.
Cuaderno Reservado No. 1, folio 105

Por otro lado, la Franja de Potencia definida por la **CREG** es de 3.402 MW⁶¹, por lo que se entiende que al consolidarse la operación proyectada se estaría superando el límite en [REDACTED], y por lo tanto, no estaría cumpliéndose lo establecido en el artículo 2 de la Resolución **CREG** No. 101 de 2010.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, la superación de la Franja de Potencia por parte de las intervinientes implica que el ente integrado adquiriría la condición de oferente pivotal. Así, la generación de las intervinientes sería necesaria

⁶⁰ Folio 105 del Cuaderno Reservado No. 1 del Expediente.

⁶¹ Folio 1291 del Cuaderno Público No. 6 del Expediente.

Rad. No. 13-190970

para la satisfacción de la demanda total en la franja comprendida entre las 18:00 y 21:00 horas y, por consiguiente, tendría la habilidad de fijar el precio de mercado. La entrada en operación de las plantas de **ARGOS** es necesaria para lograr que la oferta iguale la demanda y, por consiguiente, el precio uniforme para todos los agentes correspondería al precio de oferta de la planta de **ARGOS** que entre en operación para satisfacer la demanda total de energía.

12.4.2.4. Mercado de Comercialización de Energía Eléctrica

De acuerdo con la información aportada por las intervinientes, en la Tabla No. 17, se ilustra la conformación de la estructura del mercado de comercialización de energía eléctrica en el país para el año 2012, donde cabe resaltar la participación de **EPM** y **ENDESA**, con cuotas de mercado del 23.83% y 21.06% respectivamente, siendo los mayores agentes comercializadores en el país.

Ahora bien dentro del artículo 4 de la Resolución CREG No. 128 de 1996 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)." (Negrillas fuera del texto)

(...)"

De esta forma la Superintendencia procede a realizar el cálculo de las participaciones de las intervinientes, las cuales se muestran en la Tabla No. 17, utilizando como referencia los datos de **XM**.

Siguiendo los lineamientos del artículo 4 de la Resolución **CREG** No. 128 de 1996, se evidencia que ninguna de las empresas participantes en el mercado supera el 25% en la actividad de comercialización.

Cabe señalar que antes de la integración proyectada, **ARGOS** por medio de **EPSA** y **CELSIA** alcanza el 2,819% de participación. Por su parte, **ISAGEN** ostenta el 7,808%, lo cual indica que al consolidarse la participación, ésta alcanzaría el 10.627% del total de comercialización, por debajo del límite establecido por la **CREG**.

Por otra parte, cabe señalar que dado el número de agentes participantes y la participación conjunta de las intervinientes, es posible prever que la empresa resultante de la integración carece del poder necesario para imponer condiciones en el mercado de comercialización de energía eléctrica.

Por la cual se condiciona una operación de integración

VERSION PÚBLICA

Rad. No. 13-190970

A continuación se observan las cuotas de participación de los comercializadores de energía eléctrica, de acuerdo con el nivel de la demanda comercial atendida en el sistema interconectado nacional.

Tabla No. 17
Participación en Comercialización

Unidad Energía	Demanda Comercial	Participación
Nombre Comercializador	KWh	%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	31.506.875.699	0,036%
AFT CHYON & CIA. E.S.A. E.S.P.	361.874.201	0,001%
AGUAS DE LA CABAÑA S.A. E.S.P.	3.108.130	0,000%
CELMA S.A. E.S.P.	83.994.896	0,0005%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	993.313.486.510	1,034%
CENTRAL TERMOELECTRICA EL MORRO S.A. E.S.P.		0,000%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	608.262.426.820	1,347%
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.		0,000%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.839.624.813.040	2,284%
CODESA S.A. E.S.P.	8.954.374.737.920	15,923%
COMERCIALIZADORA ELECTRICA DEL ENE S.A.	13.319.650.730	0,010%
COMERCIALIZADORA ENERGETICA NACIONAL COLOMBIANA - CENCO S.A. E.S.P.		0,000%
COMPAÑIA COLOMBIANA DE INVERSIONES S.A. E.S.P.	1.679.745.320	0,003%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	360.535.712.380	0,301%
COMPAÑIA DE GENERACION DEL CAUCA S.A. E.S.P.	480.687.454.334	0,501%
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	593.834.606.070	0,600%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	1.066.128.934.840	1,777%
CONSORCIO CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA - CENACE	240.167.378.890	0,400%
DICELE S.A. E.S.P.	116.899.290	0,000%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	638.731.480.090	1,065%
ELECTRICA EFICIENTE S.A. E.S.P.	21.607.990.020	0,119%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.917.628.331.450	3,196%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUIZA S.A. E.S.P.	181.834.985.710	0,302%
ELECTRIFICADORA DEL CAPIBE S.A. E.S.P.	9.018.465.154.600	13,005%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	750.222.320.270	1,213%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	802.424.593.710	1,348%
EMGISA S.A. E.S.P.	3.172.802.435.170	5,240%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	700.659.868.090	1,237%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	253.081.321.600	0,589%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	650.230.605.170	1,084%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	578.631.474.870	0,986%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	47.851.433.690	0,079%
EMPRESA DE ENERGIA DEL MATIZCO S.A. E.S.P.	1.891.224.078.180	2,819%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	31.216.892.110	0,060%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	158.508.731.190	0,649%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE BIRUNDUY S.A. (INTERVENIDA)	11.820.425.230	0,020%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	42.463.880.700	0,071%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	184.531.672.540	0,311%
EMPRESA MICA TRONQUEO DE CALARCA S.A. E.S.P.	6.564.090	0,000%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	17.044.343.390	0,028%
EMPRESA URNA S.A. E.S.P.	8.360.184.570	0,014%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.L.C.E. E.S.P.		0,000%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CAUQUEN E.S.P. (INTERVENIDA)	1.052.835.002.410	5,088%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.	143.774.931.300	0,240%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALARCA S.A. E.S.P.	3.809.612.180	0,006%
EMPRESAS MUNICIPALES DE MEDULLIN E.S.P.	9.673.183.844.620	16,130%
ENFERMERA S.A. E.S.P.	6.363.216.610	0,010%
ENERCO S.A. E.S.P.	16.740	0,000%
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	2.522.032.930.130	4,217%
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	1.546.180	0,000%
ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	664.451.702.760	1,108%
ENERGIA Y SERVICIOS S.A. E.S.P.		0,000%
ENERMONT S.A. E.S.P.	110.413.531.470	0,184%
ENERGOTALL S.A. E.S.P.	478.202.676.680	0,799%
ENERVIA S.A. E.S.P.	2.020.860	0,000%
ENELCO SERVICIOS S.A. E.S.P.	186.076.724.360	0,310%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	2.403.530	0,000%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1.835.640.992.370	3,092%
GENERADOR ENERGEN S.A. E.S.P.	6.214.060	0,000%
GENESA S.A. E.S.P.	8.793.574.590	0,000%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	26.206.892.170	0,043%
GRUPO BILEC S.A. E.S.P.	9.614.842	0,000%
HE INERTE S.A. E.S.P.	2.587.263.080	0,004%
HELEN S.A. E.S.P.	4.684.314.451.180	7,808%
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	61.257.136.010	0,060%
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	7.283.767	0,000%
MEC HIDROELECTRICA S.A.S. E.S.P.		0,000%
PRESTADORA DE SERVICIOS PUBLICOS LA CASCADA S.A. E.S.P.	16.232.270	0,000%
PROLECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. (RESTRUCTURADA)	4.081.183.620	0,007%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	28.878.018.000	0,031%
PROYECTOS EMPRESARIALES DEL CAUCA S.A. E.S.P.	79.441.170	0,000%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P.		0,000%
RUTIDOU S.A. E.S.P.	87.138.437.830	0,154%
RUTIDOU ENERGIA S.A.S. E.S.P.	6.622.492.840	0,011%
SMART COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.S. E.S.P.		0,000%
TERMOELECTRICA S.C.A. E.S.P.	3.404.000.000	0,000%
TERMOELECTRICA S.A. E.S.P.	4.720.648.340	0,009%
TERMOELECTRICA S.A. E.S.P.	24.748.252.760	0,041%
TERMOFOKAS S.A. E.S.P.	8.390.554.130	0,014%
TERMOFASAJERO S.A. E.S.P.	5.483.237.710	0,009%
TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.	765.424.030	0,001%
VASTA S.A. E.S.P.	922.958.875.120	0,920%
TOTAL DEMANDA COMERCIAL	30.995.371.014.690	

Fuente: Portal BI, XM

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

12.4.2.5. Participación en Comercialización de Gas Natural

Mediante la resolución CREG No. 089 de 2013 se reglamentaron aspectos comerciales del mercado primario y secundario de gas natural en Colombia. El artículo 3 de la citada Resolución establece la definición del mercado secundario de la siguiente manera.

Rad. No. 13-190970

“(...)

Mercado donde los participantes del mercado con derechos de suministro de gas y/o con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales. Los productores-comercializadores de gas natural, los comercializadores de gas importado y los transportadores podrán participar como compradores en este mercado, en los términos de esta Resolución.

“(...)”

Como ya lo indicamos, en el mercado secundario de gas natural intervienen agentes que poseen excedentes relacionados con contratos a largo plazo de suministro de gas. Las empresas analizadas participan activamente dentro de este mercado.

Por lo anterior, utilizando información obrante en el Expediente, en la Tabla N° 16 se indica la participación en el mercado secundario de comercialización de gas natural, teniendo en cuenta: i) la participación antes y después de la operación proyectada; y ii) que **ARGOS** participa en este mercado a través de **CELSIA**.

Tabla No. 18
Cuotas de participación de las intervinientes para el año 2012 en la compra y venta de gas natural en el mercado secundario

EMPRESA - AGENTE	CANTIDAD (MBTDU) AÑO 2012	% ANTES DE LA OPERACIÓN	% DESPUES DE LA OPERACIÓN

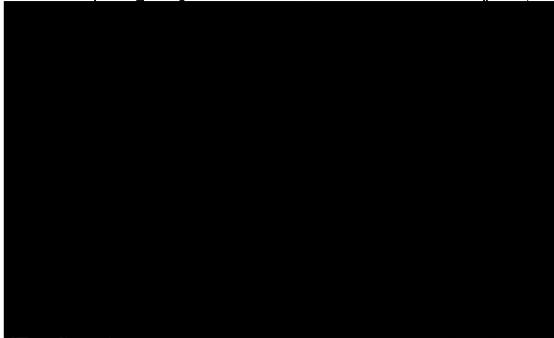
*Conformado por las demás empresas oferentes del mercado que para el caso de análisis se encuentran bajo reserva.

Fuente: Cuaderno Reservado No. 1, folio 1314

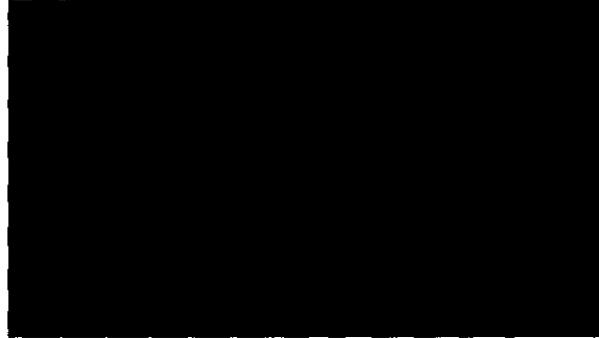
Como se puede observar en la Gráfica N° 5 (a), **ISAGEN** posee el ████ del mercado, mientras **CELSIA** posee el ██%. Si se diera la integración **ARGOS**, por medio de **CELSIA**, (Gráfica N° 5 (b)) tendría el ████ del mercado. No obstante la participación ser considerable, se debe tener en cuenta que en el mercado secundario se transa cerca del ████ del total del gas comercializado en Colombia. Como conclusión tendríamos que la posición de las intervinientes en el mercado primario y secundario, conjuntamente, no es significativa debido a las características del mismo.

Gráfica No. 5
Participación de las intervinientes, antes y después de la operación, en la comercialización de gas natural en el mercado secundario

(a)



(b)



Fuente: Elaboración SIC con base en información aportada por CONCENTRA.
Cuaderno Reservado No.1, folio 1314

El análisis de las participaciones en los mercados de generación de energía eléctrica, comercialización de energía eléctrica y comercialización de gas natural, a la luz de los indicadores establecidos por el regulador sobre la materia, permiten concluir que existe un riesgo de afectación a la libre competencia en el primero de éstos. Por esta razón, el Despacho profundizará a continuación en el riesgo de los efectos unilaterales de la integración y las barreras a la entrada en el mercado de generación de energía eléctrica.

Es importante mencionar que el análisis de efectos unilaterales que a continuación realiza este Despacho, es complementario pero independiente de los límites estructurales y de pivotalidad establecidos por la CREG. En palabras del Regulador: *"Este límite [25% de participación para integraciones] se fija sin perjuicio de la facultad de la autoridad responsable de ejercer el control previo de integraciones y rechazar, cuando lo considere pertinente, integraciones que se encuentren por debajo de este umbral"*⁶².

12.5. EFECTOS UNILATERALES EN EL MERCADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La presente operación genera serias dudas en cuanto a sus potenciales efectos unilaterales en el mercado de generación. Como se demuestra a continuación, el poder de mercado resultante en el escenario post-integración daría los incentivos necesarios al ente integrado para retener cantidades ofertadas en el mercado de corto plazo y beneficiarse del incremento en el precio uniforme causado por su conducta.

Las autoridades de competencia de Estados Unidos y Europa han identificado, de manera coincidente, que las integraciones entre generadores presentan un riesgo de efectos unilaterales cuando las intervinientes tienen una mezcla de plantas con

⁶² Documento CREG No. 045 (del 28 de junio de 2007) "Resultado del Período de Consulta de la Resolución CREG-025 de 2007", pág. 20.



Rad. No. 13-190970

flexibilidad en su generación y con diferentes costos marginales⁶³. Esto se debe a que el ente integrado podría adquirir (o fortalecer) su capacidad de retener la oferta⁶⁴ de sus plantas flexibles, ocasionar un punto de equilibrio más alto, y beneficiarse del mayor precio uniforme como resultado de la distorsión⁶⁵.

En el presente caso, las intervinientes incluyen en su portafolio de generación la mezcla de: i) hidroeléctricas filo de agua que se caracterizan por su bajo costo marginal y por su producción inflexible; ii) hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento o regulación, las cuales generan energía a bajo costo marginal y permiten un grado de flexibilidad; y iii) plantas térmicas con altos costos y flexibilidad en su producción. La relación entre plantas flexibles e inflexibles puede identificarse en las declaraciones de ENFICC. Tal y como se observa en la Tabla No. 10, **ARGOS** e **ISAGEN** tienen la capacidad de despachar energía al sistema, inclusive durante condiciones de baja hidrología, con sus plantas hidráulicas y térmicas.

12.5.1. Modelo de McRae & Wolak

Con el fin de demostrar que el ente integrado fortalecería su poder de mercado como resultado de la integración, la SIC aplicó el modelo de McRae & Wolak al presente caso⁶⁶. Este modelo evalúa el comportamiento de oferta de los agentes para maximizar el beneficio esperado en un mercado de subasta de energía⁶⁷. Con la información disponible sobre las curvas de oferta presentadas por todos los participantes del mercado, y bajo el supuesto de que los oferentes buscan maximizar el beneficio esperado, el modelo asume que cada firma elige su oferta de acuerdo con la curva de demanda residual que enfrenta, con el fin de maximizar su utilidad esperada⁶⁸.

⁶³ United States District Court for the District of Columbia, USA v. Exelon Corporation and Constellation Energy Group, Inc., Caso No. 1:11-cv-02276, 2012, p. 10-12; USA v. Exelon Corporation and Public Service Enterprise Group Incorporated; Caso No. 1:06CV01138, 2006, p. 8-11; Commission of the European Communities, EdF S.A./British Energy, Caso No. COMP/M.5224, 2008, p. 6 – 11.

⁶⁴ La habilidad de retener cantidades puede manifestarse de manera física (incluyendo excusas técnicas para disfrazar la retención) o mediante la oferta de las cantidades a un precio arbitrariamente alto que se ubique por fuera del punto de equilibrio.

⁶⁵ United States District Court for the District of Columbia, USA v. Exelon Corporation and Constellation Energy Group, Inc., Caso No. 1:11-cv-02276, 2012, p. 10-12; USA v. Exelon Corporation and Public Service Enterprise Group Incorporated; Caso No. 1:06CV01138, 2006, p. 8-11; Commission of the European Communities, EdF S.A./British Energy, Caso No. COMP/M.5224, 2008, p. 6 – 11.

⁶⁶ Es preciso mencionar que la Superintendencia contó con el apoyo del Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – CSMEM – de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para llevar a cabo este ejercicio cuantitativo.

⁶⁷ Shaun D. McRae & Frank A. Wolak, How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? - Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market, 2009; Frank A. Wolak, Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry, 2009. Los reportes están disponibles en: <http://www.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/?q=node/3> Consulta 29 de noviembre de 2013.

⁶⁸ Shaun D. McRae & Frank A. Wolak, How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? - Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market, 2009, p. 4.

El punto central del modelo es estimar la elasticidad de la curva de demanda residual, toda vez que dicha elasticidad permite determinar si una firma tiene la habilidad de subir el precio de mercado mediante cambios en sus cantidades ofertadas⁶⁹.

12.5.1.1. Estimación de la Curva de Demanda Agregada

En primer lugar, se estimó un promedio aritmético de la generación por despacho ideal de cada uno de los agentes para el período comprendido entre el 1 de febrero de 2012 y el 31 de octubre de 2013,⁷⁰ en las horas de demanda alta (19h). Posteriormente se realizó una sumatoria de cada uno de estos valores para obtener la demanda total del mercado.

$$QD = GI_1(p) + GI_2(p) + \dots + GI_i(p)$$

En donde:

QD : Demanda total del mercado

GI_i : Despacho por generación ideal de cada uno de los agentes, donde i es el agente

p : Precio

A continuación, se estimaron tres curvas de oferta agregada de los oferentes excluyendo las empresas **ARGOS**, **ISAGEN** y **ARGOS+ISAGEN**, mediante un promedio aritmético durante el mismo período y hora mencionada anteriormente, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SO_j(p) = S_1(p) + \dots + S_{j-1}(p) + S_{j+1}(p) + \dots + S_k(p)$$

En donde:

SO_j : Curva de oferta agregada de todos los oferentes excluyendo el agente bajo análisis

S_k : Curva de oferta agregada de cada uno de los agentes

p : Precio

Por último, para calcular las curvas de demanda residual de **ARGOS**, de **ISAGEN** y de **ARGOS+ISAGEN**, se restaron las demandas totales del mercado de las curvas de oferta agregada de los demás oferentes.

$$DR_j(p) = QD - SO_j(p)$$

En donde:

DR_j : Curva de demanda residual del agente bajo análisis

⁶⁹ Ibid. p. 13.

⁷⁰ Este período está en línea con el CSMEM, quien usualmente toma un período de 1 año y 6 meses en su análisis. Así, en el Informe 83 del 20 de septiembre de 2013 el CSMEM estimó el índice Lerner para el período marzo 2012 a agosto 2013.

Rad. No. 13-190970

QD : Demanda total del mercado
 SO_j : Curva de oferta agregada de todos los oferentes excluyendo el agente bajo análisis
 p : Precio

Con base en la curva de demanda residual se realizó el análisis sobre la habilidad de **ARGOS, ISAGEN y ARGOS+ISAGEN** de impactar el precio de mercado a través de cambios en su cantidad ofertada en el mercado para esa hora⁷¹.

12.5.1.2. Estimación de la Elasticidad Inversa de la Curva de Demanda Residual como Indicador de Poder de Mercado

De acuerdo con la metodología usualmente aplicada por el CSMEM en sus informes mensuales de seguimiento al mercado de energía mayorista para estimar la pendiente de la curva de demanda residual, se procedió a realizar una regresión lineal sobre los cinco puntos de la demanda residual alrededor del precio en el que dicha demanda y la curva de la oferta se cruzan y, posteriormente, se calculó la elasticidad en el punto medio de esa regresión. En términos del CSMEM:

$$\varepsilon = \frac{\partial Q}{\partial P} * \frac{P}{Q} = \beta * \frac{P}{Q}$$

Donde:

P es el precio estimado en el punto medio de la regresión

Q es la cantidad correspondiente a este precio sobre la línea de regresión

β es el parámetro del precio en la regresión lineal entre cantidades y precios.⁷²

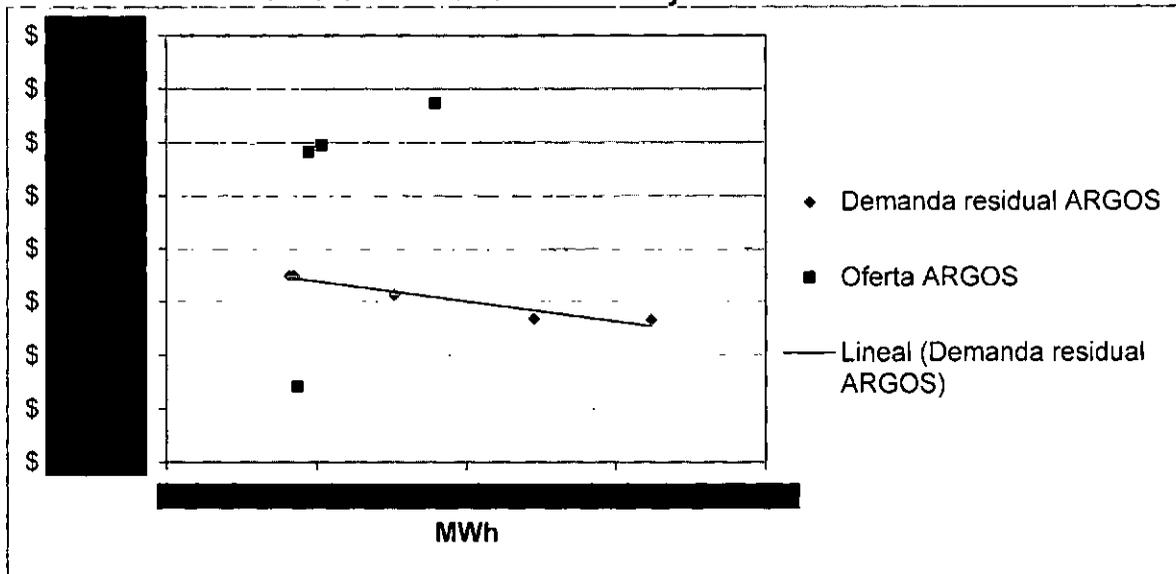
Las Gráficas Nos. 6, 7 y 8 reflejan las curvas de demanda residual, con sus correspondientes líneas de regresión, estimadas para cada una de las firmas.

⁷¹ Shaun D. McRae, Shaun D., y Wolak, Frank A.: "How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? - Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market". Borrador preliminar, 18 de marzo de 2009, p. 13.

⁷² Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, Segundo Informe de Avance, 24 de abril de 2006, numeral 1.

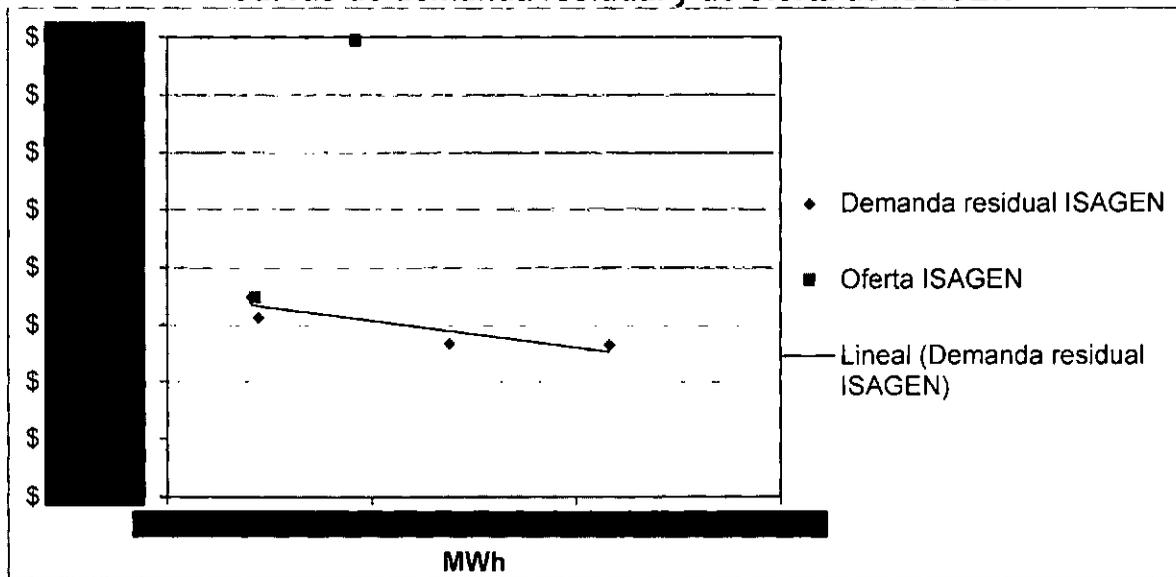
Rad. No. 13-190970

Gráfica No. 6
Curva de demanda residual y de oferta de ARGOS



Fuente: Elaboración SIC.

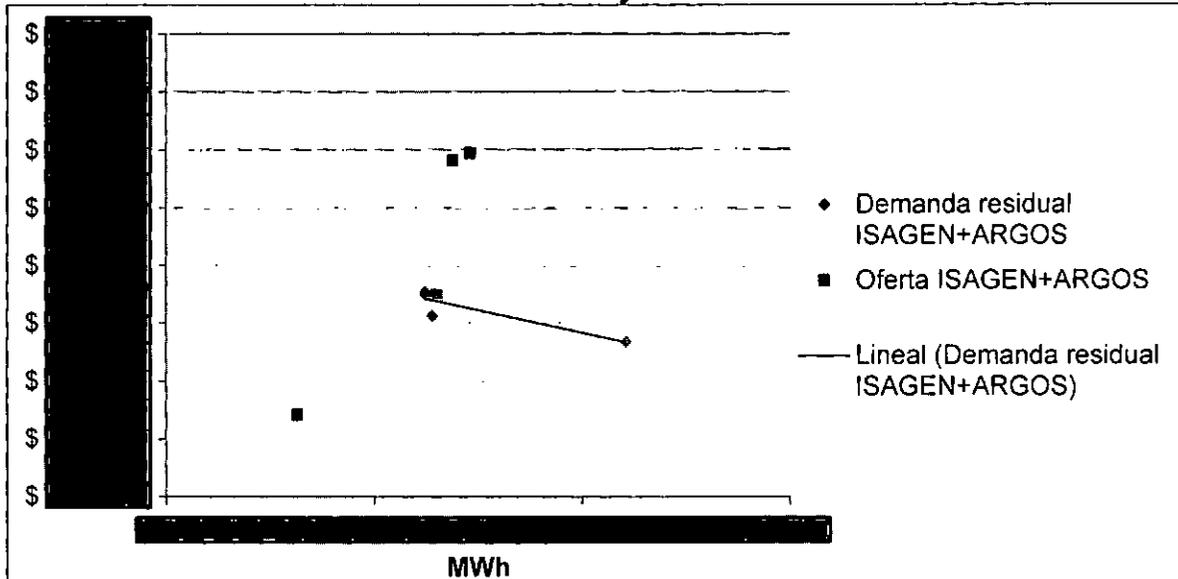
Gráfica No. 7
Curvas de demanda residual y de oferta de ISAGEN



Fuente: Elaboración SIC

Handwritten signature

Gráfica No. 8
Curvas de demanda residual y oferta de ARGOS + ISAGEN



Fuente: Elaboración SIC.

Las elasticidades estimadas para cada una de las empresas, en la hora 19:00, son las siguientes:

Tabla No. 19
Elasticidad de la curva de demanda residual

ARGOS	
ISAGEN	
ISAGEN+ARGOS	

Fuente: Elaboración SIC

Una vez obtenida la elasticidad de la curva de demanda residual, esta Superintendencia calculó el poder de mercado de acuerdo con la fórmula derivada del índice de Lerner⁷³:

$$L = \frac{P - Mc}{Mc} = -\frac{1}{\epsilon}$$

En donde

- L : Índice de Lerner
- P : Precio
- Mc : Costo Marginal
- ϵ : Elasticidad

⁷³ "El concepto de poder de mercado como la fijación de precios en exceso del costo marginal se formaliza en el "índice de Lerner," el cual mide la desviación proporcional entre el precio y el costo marginal de la cantidad de producción que maximiza el beneficio de la firma". William M. Landes & Richard A. Posner, Market Power in Antitrust Cases, Harvard Law Review, Vol. 94, No. 5. (Mar., 1981), p. 939. Para una demostración de $L = \frac{P - Mc}{Mc} = -\frac{1}{\epsilon}$, ver págs. 984-985.

Handwritten signature

Rad. No. 13-190970

Por esta razón, es posible concluir que la elasticidad inversa de las diferentes curvas de demanda residual define el poder de mercado de las intervinientes⁷⁴ en el escenario previo y posterior a la integración.

Tabla No. 20
Elasticidades inversas

ARGOS		
ISAGEN		
ISAGEN+ARGOS		75

Fuente: Elaboración SIC

Como se puede observar en la Tabla No. 20, la elasticidad inversa de la curva de demanda residual de **ARGOS+ISAGEN** es superior a cada uno de los índices individuales de las intervinientes en el escenario pre-integración. En efecto, la variación porcentual entre la elasticidad inversa de **ISAGEN** y la del ente integrado asciende a [REDACTED]. Lo anterior demuestra que si **ARGOS** e **ISAGEN** llegaran a integrarse, aumentarían su poder de mercado, esto es, su habilidad para hacer aumentar los precios al reducir su cantidad generada de electricidad.

En conclusión, la aplicación del modelo de McRae y Wolak a la posible integración entre **ARGOS** e **ISAGEN**, permite demostrar que esta transacción implica un potencial riesgo de efectos unilaterales debido a que el ente resultante adquiriría un poder de mercado superior al que tenían las intervinientes en el escenario pre-integración. Lo anterior implica que el ente integrado fortalecería la habilidad de retener oferta de sus plantas flexibles y ocasionar una subida artificial en el precio uniforme, en perjuicio del bienestar del consumidor, la eficiencia económica y la competitividad de la economía colombiana.

12.6. BARRERAS A LA ENTRADA

La actividad de generación de energía eléctrica genera un alto costo para competidores entrantes por la inversión en infraestructura requerida y el tiempo requerido para el ingreso. Adicionalmente, el cargo por confiabilidad se erige como una barrera normativa que distorsiona los incentivos para que nuevos competidores ingresen al mercado.

En cuanto a la duración y el monto de la inversión para que un competidor efectivo incurriera al mercado, las intervinientes señalaron:

⁷⁴ Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista – Superintendencia de Servicios Públicos, Segundo Informe de Avance, 24 de abril de 2006, numeral 1.

⁷⁵ Este indicador de poder de mercado implica que **ARGOS+ISAGEN** tendrían la habilidad de subir el precio uniforme en [REDACTED] si retiene el 1% de su generación en la hora de mayor demanda. Shaun D. McRae & Frank A. Wolak, How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? - Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market, 2009, p. 31.

W

Rad. No. 13-190970

"De acuerdo con los últimos proyectos en desarrollo en el país, y las curvas S (curvas en construcción) reportadas a la CREG, se puede definir que la entrada de una planta térmica está entre 47 y 63 meses y una planta hidroeléctrica, según su tamaño, puede estar entre 36 meses para una central mediana (aproximadamente 80 MW) hasta 129 meses para una gran central hidroeléctrica como lo será Central Pescadero – Ituango.

(...) para alcanzar una capacidad instalada igual a la de las empresas intervinientes, se requeriría una inversión aproximada de USD \$4016 millones"⁷⁶.

Adicionalmente, el diseño del cargo por confiabilidad confiere una ventaja competitiva artificial a los incumbentes. Este cargo tiene como objetivo incentivar la construcción de nuevas plantas y garantizar la oferta en el mediano y largo plazo, mediante el otorgamiento de un ingreso a las nuevas inversiones hasta por 20 años. En contraprestación, los generadores asumen el compromiso de vender energía eléctrica en el segmento de la bolsa de energía, en aquellos eventos de condiciones críticas de abastecimiento en los que el precio uniforme de la bolsa exceda un tope definido por la CREG como el precio de escasez⁷⁷. Corresponde a la CREG evaluar anualmente el balance proyectado de oferta y de demanda para decidir sobre la necesidad de convocar a una subasta⁷⁸.

Si bien es cierto que este cargo se justifica por la necesidad de tener un sistema de suministro confiable, su diseño conlleva una barrera normativa toda vez que el precio de cierre de cada subasta no solo remunera a las plantas nuevas que pujaron en la subasta y resultaron favorecidas, sino que también remunera a las plantas existentes⁷⁹.

En los últimos años el valor del cargo ha aumentado de 13.045 US\$/MWh entre 2006 - 2012 a 13.998 US\$/MWh entre 2012-2015 y a 15.7 US\$/MWh a partir de 2015⁸⁰, lo cual implica que los aumentos en el valor del cargo han beneficiado a firmas que tienen plantas existentes y participan en la subasta con un nuevo proyecto. El Consejo Privado de Competitividad explica el beneficio que reciben las firmas que tienen

⁷⁶ Información obrante en el Cuaderno Reservado No.1 del Expediente, folio 92.

⁷⁷ **Resolución CREG No. 071** (3 de Octubre de 2006) *"Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía"*. Consejo Privado de Competitividad. Informe Nacional de Competitividad 2012-2013, pág. 287.

⁷⁸ CREG. Subasta para la asignación de OEF – Periodicidad. disponible en: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/periodicidad.htm. Consulta 17 de diciembre de 2013.

⁷⁹ De acuerdo con el Consejo Privado de Competitividad: *"Un incumbente con plantas existentes puede disminuir el precio ofertado en la subasta (y así evitar entrada de nuevos jugadores) por debajo del nivel óptimo de su proyecto nuevo, debido a que toda la capacidad de generación de sus plantas existentes se remunera a este nuevo precio"*. Consejo Privado de Competitividad, Informe Nacional de Competitividad 2013-2014, p. 221.

⁸⁰ 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, págs. 93 y 409.

Rad. No. 13-190970

plantas existentes y la correspondiente desventaja para los nuevos entrantes, en los siguientes términos:

*“Un incumbente con plantas existentes puede disminuir el precio ofertado en la subasta (y así evitar entrada de nuevos jugadores) por debajo del nivel óptimo de su proyecto nuevo, debido a que toda la capacidad de generación de sus plantas existentes se remunera a este nuevo precio. Teóricamente, este comportamiento es óptimo si el beneficio (valor de la generación de las plantas existentes al precio de la subasta y ganancia derivada de evitar entrada de nuevos jugadores) es superior al costo (valor de la generación del proyecto nuevo con un precio de subasta inferior al óptimo)”.*⁸¹

Ahora bien, la regulación vigente prevé unos Casos Especiales de Subasta en los cuales, de presentarse, el precio de remuneración de las plantas nuevas y existentes sería diferente,⁸² lo cual podría disminuir la magnitud de la barrera a la entrada en cuestión. No obstante, esta Superintendencia constató que ninguna de las subastas realizadas entre mayo de 2008 y diciembre de 2011, para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, reunieron las condiciones que dieran lugar a un Caso Especial de Subasta que resultara en una diferenciación entre la remuneración de las plantas nuevas y existentes.

12.7. CONCLUSIONES

- El mercado relevante está constituido por (i) la generación de energía eléctrica a nivel nacional, (ii) la comercialización de energía eléctrica a nivel nacional y (iii) la comercialización de gas natural a nivel nacional.
- La cuota de participación de las intervinientes en el mercado de generación luego de la integración, de acuerdo con el ENFICC del año 2012 asciende a 23.342%, es decir cumple con la normatividad regulatoria vigente.
- Las cuotas de participación del mercado de generación, medidas en términos de cantidades vendidas (i.e. generación por despacho ideal), evidencian que el ente integrado alcanzaría una participación del 27.395%. Bajo este criterio de medición, las intervinientes alcanzarían igualmente el liderazgo del mercado en caso de perfeccionarse la transacción.
- De acuerdo con los datos ENFICC del 2012, el IHH luego de la operación asciende a 1.649 puntos, inferior al límite establecido por la CREG, de 1800 puntos. Sin embargo, el IHH medido de acuerdo con las cantidades despachadas por los generadores es de 2.107, característico de un mercado altamente concentrado.

⁸¹ Consejo Privado de Competitividad, Informe Nacional de Competitividad 2013-2014, p. 221.

⁸² Resolución CREG No. 071 (3 de octubre de 2006) “Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía”, Art. 27.

Rad. No. 13-190970

- Como consecuencia de la operación, las intervinientes superarían el límite fijado por la CREG como Franja de Potencia en 54MW, por cuanto esta sería de 3.456 MW, superior al valor máximo de 3.402 MW fijado por la CREG para el año 2012.
- La cuota de participación de las intervinientes en el mercado de la comercialización de energía sería del 10.895%, valor inferior al límite del 25% impuesto por la regulación del sector.
- En el mercado secundario de comercialización de gas natural, las intervinientes quedarían con un 21.94% en la compra y venta de gas natural.
- El modelo cuantitativo de McRae & Wolak evidencia que el ente integrado aumentaría su poder de mercado como resultado de la integración, lo cual implica un potencial riesgo de efectos unilaterales materializado en la habilidad de retener cantidades para subir el precio uniforme artificialmente.
- Existen barreras a la entrada del mercado de generación eléctrica originadas en: i) los altos costos de inversión inicial; ii) el tiempo que tomaría para un nuevo competidor construir e iniciar la operación de una nueva planta; y iii) el cargo por confiabilidad que otorga ventajas competitivas a los incumbentes en desventaja de los potenciales competidores.

DÉCIMO TERCERO: Considerando que la operación informada tiende a sobrepasar el índice sobre Franja de Potencia establecido por el regulador para controlar el riesgo de pivotalidad, y que se identificaron potenciales efectos unilaterales derivados de la transacción que tienden a fortalecer el poder de mercado de las intervinientes, este Despacho encuentra necesario subordinar su aprobación de la operación al cumplimiento de un condicionamiento estructural de desinversión de activos encaminado a integrar: i) la observancia de las normas del sector; y ii) la neutralización del poder de mercado que adquiriría el ente integrado.

Las intervinientes podrán participar en el proceso descrito en el considerando **SEGUNDO** de esta Resolución y la no objeción quedará sujeta a la condición resolutoria consistente en el cumplimiento del condicionamiento propuesto en la presente Resolución.

13.1. FACULTAD DEL SUPERINTENDENTE PARA SUJETAR UNA INTEGRACIÓN AL CUMPLIMIENTO DE CONDICIONAMIENTOS

Los artículos 9 y 11 de la Ley 1340 de 2009 establecen que el Superintendente está facultado para autorizar una integración sujetándola al cumplimiento de condicionamientos. 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

Rad. No. 13-190970

competencia "cuando, a su juicio, existan elementos suficientes para considerar que tales condiciones son idóneas para asegurar la preservación efectiva de la competencia".

En línea con lo anterior, 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 efectos negativos que se causarían con la transacción. La excepcionalidad de este último elemento se explica por el ejercicio exhaustivo de predicción de todos y cada uno de los futuros problemas causados por la integración, lo cual deriva usualmente en un riesgo de error significativo y en un desgaste de recursos dedicados al seguimiento y control de la conducta de los agentes.

El análisis realizado por la SIC en la integración AGA FANO – CRYOGAS resulta ilustrativo sobre este punto. En este caso las intervinientes ofrecieron como condicionamientos la renuncia a las cláusulas de exclusividad en los contratos con sus distribuidores, la congelación de precios, el acceso a competidores a la capacidad excedente de sus plantas de llenada y la enajenación de marcas.⁸⁴ En cuanto a este ofrecimiento esta Superintendencia señaló:

"Para este caso en particular, los condicionamientos ofrecidos por las intervinientes no representan una solución que permita restablecer las condiciones de competencia que se verían modificadas a raíz de la integración objeto de estudio, como quiera que no permiten la reducción del poder de mercado de la sociedad integrada, ni conducen al restablecimiento de la competencia efectiva.

Así mismo, los condicionamientos presentados están dirigidos a dar solución a futuros problemas que se pudieran presentar como consecuencia de la integración proyectada, entre otros, posibles aumentos de precios, restricciones de la capacidad instalada, libertad de escogencia del proveedor, etc., sin que tengan un direccionamiento sobre la estructura misma de los mercados analizados de forma que su implementación no desdibuja la posibilidad que tendrían las intervinientes de determinar directa o indirectamente las condiciones del mercado"⁸⁵.

⁸³ Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Resolución 2508 del 13 de febrero de 2004, caso Eternit – Colombit, p. 18; Resolución 4933 del 4 de Marzo de 2004, caso ExxonMobil – Carboquímica, p. 15; Resolución 27920 del 10 de Noviembre de 2004, caso Postobón - Quaker, p. 51; Resolución 29807 del 12 de noviembre de 2004, caso Procter & Gamble - Colgate, p. 39; Resolución 33268 del 14 diciembre de 2005, caso Televisa – Editora Cinco, p. 20; Resolución 9192 del 30 de marzo de 2007, caso Postobón – Productora de Jugos, p. 37.

⁸⁴ Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Resolución 7805 del 22 de marzo de 2007, caso Aga Fano - Cryogas, p. 27.

⁸⁵ Ibid.

Rad. No. 13-190970

En cuanto a la idoneidad de los condicionamientos, la SIC ha clarificado que éstos deben caracterizarse por restablecer las condiciones de competencia de manera cierta, ágil y duradera. En la integración MEALS – ROBIN HOOD la Superintendencia manifestó lo siguiente sobre este punto:

“(...) una vez analizados los condicionamientos señalados en el considerando anterior [i.e. enajenación de las marcas HELADINO y GOLISUNDAE], frente a las circunstancias advertidas en el presente Acto, este Despacho estima que lo propuesto es idóneo para lograr el establecimiento efectivo de la competencia en el segmento de impulso de los productos de crema, siempre y cuando sea complementado en los términos y condiciones que más adelante se detallan, pues sólo de esta manera habrá certeza de que se restablecerá lo más pronto posible y de manera perdurable, la competencia que la operación tiende a eliminar”⁸⁶.

Adicionalmente, en el caso POSTOBON – QUAKER el Despacho se abstuvo de aceptar el ofrecimiento realizado por las intervinientes debido a las dificultades técnicas en su implementación y seguimiento, lo cual derivaba en una falta de certeza sobre efectividad del condicionamiento. La propuesta de las intervinientes consistía en un mecanismo de aprobación y control interno a través del cual QUAKER podría determinar los precios de manera independiente de POSTOBON de acuerdo con unos criterios preestablecidos.⁸⁷ En opinión de la SIC, el condicionamiento ofrecido permitía *“anticipar dificultades tanto en su implementación por las intervinientes, como en su monitoreo y seguimiento (...) especialmente por la dificultad técnica que implica determinar si el precio que asignen las empresas en sus productos corresponde efectivamente a las fuerzas del mercado”*. Por esta razón, dicho ofrecimiento no fue aceptado.

Debido a la efectividad, certeza, agilidad y duración de los condicionamientos que tienen *“un direccionamiento sobre la estructura misma”⁸⁸* del mercado, el Superintendente usualmente opta por la imposición de remedios estructurales. Lo anterior, sin perjuicio de que los condicionamientos de conducta sean útiles para reforzar el cumplimiento de los estructurales,⁸⁹ así como para restablecer la competencia afectada por una integración vertical, según las particularidades del caso⁹⁰. Ahora bien, en el caso de integraciones horizontales, el condicionamiento

⁸⁶ Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución 5487 del 15 de Marzo de 2005, caso Meals – Robin Hood, p. 23.

⁸⁷ Ibid. p. 51.

⁸⁸ Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Resolución 7805 del 22 de marzo de 2007, caso Aga Fano - Cryogas, p. 27.

⁸⁹ Superintendencia de Industria y Comercio de Colombia, Resolución 34712 del 11 de Diciembre de 2003, caso Eternit – Colombit, p. 45; Resolución 04861 del 27 de Febrero de 2004, Caso Pavco – Ralco; págs. 31 -33; Resolución 11665 del 23 de Mayo de 2005, caso Meals – Robin Hood, p. 9-10; Resolución 33268 del 14 de Diciembre de 2005, caso Televisa – Editora Cinco, p. 21-22.

⁹⁰ Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución 25012 del 30 de septiembre de 2004, caso Carvajal – Propal, p. 1 y 12; Resolución 29661 del 16 de noviembre de 2005, caso Minerales – Sumicol, p. 11 y 12.

Rad. No. 13-190970

estructural más efectivo e idóneo para revertir el aumento del poder del mercado ocasionado por la integración, es la desinversión de activos⁹¹.

13.2. CONDICIONAMIENTO OFRECIDO POR ARGOS

ARGOS ofreció los siguientes condicionamientos con el fin de que la operación se pudiese dar dentro de las normas previstas por la CREG:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.3 Las ADQUIRIENTES o la entidad controlada que suscriba el correspondiente Contrato para Condicionamientos, seleccionará libremente el o los agentes que de

[REDACTED]

[REDACTED]

⁹¹ Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución 34904 del 18 de Diciembre de 2006, caso Éxito – Carulla, p. 57-60; Resolución 2489 del 2 de Febrero de 2007, caso Indac – Acerías Paz del Río, p. 8-11; Resolución 54253 del 04 de octubre de 2010, caso Phillip Morris – Protabaco, p. 25-30.

HW

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

(...)⁹².

13.3. OBSERVACIONES AL CONDICIONAMIENTO OFRECIDO

En opinión de este Despacho, el condicionamiento ofrecido por **ARGOS** resulta insuficiente para preservar las condiciones de competencia por las siguientes razones:

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

⁹² Folios 106 y 107 del Cuaderno reservado No. 1

⁹³ Massimo Motta, Competition Policy – Theory & Practice, Cambridge University Press, 2009, p. 265.

⁹⁴ Per Hellstrom, Frank Maier-Rigaud & Friedrich Wenzel Bulst, Remedies in European Antitrust Law, 76 Antitrust L.J. 43, Sección II.

hw

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

Frente al condicionamiento propuesto, la Superintendencia solicitó a la **CREG**, mediante comunicación radicada con No. 13-190970- 15 del 26 de septiembre de 2013, resolver la siguiente inquietud:

"2. [REDACTED]

(...)"⁹⁵

Al respecto la **CREG** respondió:

"(...)

[REDACTED]

(...)"⁹⁶

Posteriormente, la Superintendencia solicitó alcance al concepto de la **CREG** mediante comunicación radicada con No. 13-190970-18 del 30 de octubre de 2013, con el fin de resolver las siguientes dudas:

"(...)

- a. *En caso de que alguna de las empresas del GRUPO ARGOS entregue la representación de una central de generación de su propiedad, a un tercero independiente⁹⁷ del GRUPO ARGOS y de ISAGEN, bajo un contrato de mandato en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 4 de la Resolución CREG 055 de 1994:*

[REDACTED]

⁹⁵ Folio 1309 del Cuaderno Público No. 6

⁹⁶ Folio 1312 del Cuaderno Público No. 6

⁹⁷ Entendemos como tercero independiente a una firma con la cual ni el GRUPO ARGOS ni ISAGEN tengan algún tipo de control directo o indirecto de acuerdo con lo señalado en el Decreto 2153 de 1992 y en la legislación comercial.

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Al respecto la **CREG** respondió mediante el radicado No. 13-190970-22 del 18 de noviembre de 2011, de la siguiente manera:

"(...)

[REDACTED]

[REDACTED]

De las anteriores respuestas se evidencia que la única forma para que se descuente de la disponibilidad promedio anual de **ARGOS**, la generación eléctrica que sobrepasa el límite de Franja de Potencia establecido mediante Resolución CREG 101 de 2010,

[REDACTED]

⁹⁸ Folio 1315 del Cuaderno Público No. 6

⁹⁹ Folio 1323 del Cuaderno Público No. 6

[Handwritten signature]

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

Adicionalmente, esta falta de certeza se traduciría en dificultades de implementación y seguimiento para este Despacho, lo cual genera duda sobre su efectividad para neutralizar el poder de mercado que adquiriría el ente integrado.

[REDACTED]

13.3.3. El Condicionamiento no Restablecería la Competencia de Manera Perdurable

Otra razón por la cual el condicionamiento ofrecido no es idóneo para preservar la competencia de forma duradera, obedece a su potencial carácter finito en el tiempo determinado por el

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

hw

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

En conclusión, este Despacho considera que el condicionamiento ofrecido por las intervinientes: i) [REDACTED] ii) [REDACTED] es insuficiente para neutralizar el poder de mercado adquirido como consecuencia de la integración; y iii) no es idóneo para preservar las condiciones de competencia puesto que carece de certeza y de perdurabilidad.

13.4. CONDICIONAMIENTO IMPUESTO POR LA SIC

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

hw

Rad. No. 13-190970

13.4.2. Descripción del Condicionamiento

La integración que se decide queda sujeta al cumplimiento integral del [REDACTED] 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 cumplimiento solo se daría en el momento en que efectivamente se suscriba y se acredite la realización plena, integral, satisfactoria y oportuna de los actos jurídicos o se produzcan los hechos en que consiste el condicionamiento. La demostración o alegación de haber empeñado un diligente esfuerzo en la realización de los actos que representan el cumplimiento del condicionamiento no constituye su cumplimiento.

13.4.2.1. Definiciones

Para efectos de este condicionamiento, los términos que a continuación se enuncian tendrán el significado que en cada caso se especifica:

- a) **Intervinientes:** Para los efectos del presente condicionamiento, en lo sucesivo, el término INTERVINIENTES agrupará a **ARGOS**, incluyendo las firmas que controla (i.e. **CELSIA**, **EPSA**, **ZFC**, **COLENER** y **CETSA**), e **ISAGEN**, a no ser que se indique expresamente lo contrario.
- b) **Acciones de ISAGEN:** Significa la adjudicación de la participación accionaria que la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público posee en **ISAGEN** a **ARGOS**, a las firmas controladas por ésta o al vehículo especial que se constituyan para tal efecto.



Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

- El personal operativo y ejecutivo necesario para la generación, oferta y despacho de energía.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

hw

Por la cual se condiciona una operación de integración

VERSION PÚBLICA

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

fw

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

Handwritten signature

Por la cual se condiciona una operación de integración

VERSION PÚBLICA

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

W

Por la cual se condiciona una operación de integración

VERSION PÚBLICA

Rad. No. 13-190970

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

fw

Rad. No. 13-190970


13.5. VIGENCIA Y VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO


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 de los mismos, así como pedir la documentación que considere necesaria.

En caso de que las Intervinientes incumplan con el condicionamiento dentro del plazo de ocho (8) meses (prorrogables por tres (3) meses), o incumpla con cualquiera de las obligaciones establecidas en el presente condicionamiento, la SIC aplicará lo dispuesto en los artículos 11¹⁰⁰, 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 al artículo 26 de la Ley 1340 de 2009.

En mérito de lo expuesto, este Despacho.

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: AUTORIZAR la participación del **GRUPO ARGOS 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 13.4. del considerando **DÉCIMO TERCERO** de esta Resolución.

ARTÍCULO SEGUNDO: NOTIFÍQUESE personalmente el contenido de la presente Resolución a **GRUPO ARGOS S.A.**, entregándole copia de la misma e informándole

¹⁰⁰ "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. 13-190970

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: NOTIFÍQUESE el contenido de la presente Resolución al **MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO**, 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 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, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, a los

El Superintendente de Industria y Comercio Ad Hoc,


LUIS GUILLERMO VÉLEZ CABRERA

Elaboró: José Plata; Miguel de Quintó, Jaime Tolosa, Fernán Montoya
Revisó: Melba Castro, Germán Baica, Felipe Serrano Pinilla
Aprobó: Felipe Serrano Pinilla

NOTIFICACIÓN:

GRUPO ARGOS S.A.

Nit. 890900266-3

Cra 9 # 74-08

Teléfono 3268602

Apoderado

Doctor

DIEGO CARDONA BAQUERO

C.C 79.943.545

Rad. No. 13-190970

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

NIT: 899.999.090-2

Teléfono:(+57 1) 3 81 17 00

Carrera 8 # 6C- 38 Bogotá D.

Apoderado

Doctor

MAURICIO JARAMILLO CAMPUZANO

C.C 80.421.942

mw