

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 87 – 2014

IMPACTO DE LA VENTA DE ISAGEN EN LA COMPETITIVIDAD DEL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Febrero 24 de 2014

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	IMPACTO DE LA VENTA DE ISAGEN EN LA COMPETITIVIDAD DEL MEM	2
2.1	HALLAZGOS DE LA SIC EN RELACIÓN AL GRUPO ARGOS	3
2.1.1	<i>Características de Argos</i>	3
2.1.2	<i>Mercado Relevante</i>	3
2.1.3	<i>Mercado de Generación Eléctrica.....</i>	3
2.1.4	<i>Mercado de Comercialización de Energía</i>	5
2.1.5	<i>Mercado de Comercialización de Gas Natural</i>	5
2.1.6	<i>Conclusión.....</i>	5
2.2	HALLAZGOS DE LA SIC EN RELACIÓN A LA EEB	6
2.2.1	<i>Características de la EEB.....</i>	6
2.2.2	<i>Control Político de EEB sobre Emgesa.....</i>	6
2.2.3	<i>Control Político de la EEB sobre Codensa</i>	7
2.2.4	<i>Mercado Relevante</i>	8
2.2.5	<i>Concentración de los Mercados</i>	8
2.2.6	<i>Efectos Restrictivos Potenciales de la Competencia</i>	9
2.2.7	<i>Efectos de la Integración Vertical Transporte de Gas - Generación.....</i>	10
2.2.8	<i>Conclusión.....</i>	11
2.3	EFFECTO DE LA ENTRADA OPERATIVA DE NUEVAS PLANTAS.....	11
2.4	EFFECTO DE LA FUSIÓN DE ISAGEN CON ALGUNO DE LOS PRINCIPALES AGENTES	14
2.5	EVOLUCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL MERCADO COLOMBIANO	17
2.6	REFLEXIONES	18
3	RESPUESTA A COMENTARIOS DE ACOLGEN Y EPM.....	21
3.1	COMENTARIOS DE ACOLGEN AL INFORME 81.....	21
3.2	COMENTARIOS DE ACOLGEN AL INFORME 82.....	23
3.3	COMENTARIOS DE EMP AL INFORME 83	26

Resumen Ejecutivo

Este informe en primer lugar resume las principales conclusiones del análisis realizado por la SIC, relativas a la integración de Isagen con el Grupo Argos y con la EEB, sobre la competencia en los mercados de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica, así como en el mercado de gas natural. Dadas las implicaciones del tema, el CSMEM ha tomado extractos de las Resoluciones SIC 525 y 5545 del 2014, en forma prácticamente literal.

En segundo lugar, como continuación del informe 86, el CSMEM analiza el impacto de la entrada en operación de nuevas plantas provenientes de las subastas de Obligaciones de Energía Firme, tanto en capacidad instalada como en OEF y en los índices de concentración HHI, también hacia el futuro, el efecto de la fusión de Isagen con cada uno de los principales agentes generadores del MEM y finalmente presenta la evolución pasada y futura de la concentración del mercado.

El CSMEM no pretende en ninguna forma cuestionar la venta de Isagen, su análisis se concentra únicamente en los impactos que esta transacción podría tener en la competitividad del Mercado de Energía Mayorista.

La SIC encontró que en la integración de Isagen con Argos, el índice IHH (Herfindahl y Hirschman) con base en las cantidades de energía del despacho ideal, evidencia un nivel de concentración alto; así mismo, que superaría la Franja de Potencia establecida en la regulación y por tanto en el periodo de demanda pico, los agentes intervinientes tendrían la habilidad de fijar el precio del mercado; además el ente resultante adquiriría un poder de mercado superior al que tenían las intervinientes en el escenario pre-integración.

En la integración de Isagen con la EEB, la SIC encontró que la EEB tiene la posibilidad de influenciar decisiones estratégicas en la juntas directivas de Emgesa y Codensa, que afectan el desempeño competitivo de éstas, generando los incentivos económicos para que la EEB haga uso de su derecho de veto, con el fin de impedir que un nuevo entrante adquiera los activos de Emgesa. También, que la EEB tiene la posibilidad de influenciar el desempeño competitivo de Emgesa y Codensa mediante la elección conjunta de miembros de junta directiva.

Concluye la SIC que se crearían vínculos estructurales entre los competidores Emgesa, Codensa, Isagen, EEC y TGI a través de la integración proyectada, que tienden a producir una restricción indebida a la libre competencia en los mercados de generación

y comercialización de energía eléctrica y que conllevaría a que TGI desarrolle indirectamente actividades de generación a gas natural por intermedio de Isagen, debido a que ambas empresas tendrían a EEB como controlante común.

Por otra parte, los análisis del CSMEM evidencian que con la entrada próxima de las plantas el Quimbo y Sogamoso, las participaciones en el mercado de Emgesa e Isagen, tanto en capacidad instalada como en OEF se incrementarán, haciendo que la compra o fusión de Isagen por la misma Emgesa u otro de los agentes principales, tenga efectos aún más drásticos sobre la competitividad del mercado en un futuro próximo.

En los casos de la fusión de Isagen con Argos o con Emgesa, en el 2014 el indicador de concentración del mercado por capacidad instalada llegaría a ser altamente concentrado. Por OEF la integración con Emgesa también presentaría una concentración alta.

El CSMEM considera inconveniente que Isagen sea adquirido o fusionado con un agente existente del mercado, pues esto propicia la eliminación de un agente, aumenta la concentración y disminuye la competitividad. La venta de Isagen a un nuevo agente generador, es la única alternativa para al menos mantener las mismas condiciones de competitividad existentes en el mercado hoy en día.

Con el paso del tiempo el mercado eléctrico se ha venido concentrando cada vez más, debido a que el número de agentes se ha reducido como consecuencia de las compras, integraciones o fusiones realizadas entre agentes, como también porque la expansión de la capacidad instalada ha sido realizada en su totalidad por los agentes existentes.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Impacto de la venta de Isagen en la competitividad del MEM, b) Respuesta a comentarios de Acolgen y de EPM.

a) Impacto de la Venta de Isagen en la Competitividad del MEM

Se presentan los hallazgos de la Superintendencia de Industria y Comercio en relación a la integración de Isagen con el Grupo Argos y con la Empresa de Energía de Bogotá.

Por otra parte se analiza el impacto de la entrada en operación de nuevas plantas provenientes de las subastas de Obligaciones de Energía Firme, tanto en capacidad instalada como en OEF y en los índices de concentración HHI.

También se analiza hacia el futuro el efecto de la fusión de Isagen con cada uno de los principales agentes del mercado y se presenta la evolución pasada y futura de la concentración del mercado.

b) Respuestas a Comentarios de Acolgen y EPM

Se da respuesta a los comentarios enviados por ACOLGEN en diciembre de 2013, sobre los informes del CSMEM 81 y 82 y de EPM en febrero de 2014, al informe 83 del CSMEM.

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM no se incluyen en esta oportunidad, debido a su indisponibilidad por los ajustes que se están realizando a los resultados gráficos.

2 Impacto de la Venta de Isagen en la Competitividad del MEM

Isagen cuenta con una participación accionaria de la Nación del 57,66%, de EPM 12,95% y de EEB 2,52%. El gobierno nacional decidió vender su participación y entre las empresas interesadas en su compra, están el Grupo Argos y la EEB – Empresa de Energía de Bogotá, que en algún momento manifestaron su intención de participar en el proceso; con tal motivo entregaron a la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC, la información requerida para el control ex-ante sobre las concentraciones empresariales, el cual busca evitar que se restrinja indebidamente la competencia y se reduzca el bienestar de los consumidores.

Actualmente Isagen cuenta con una capacidad instalada total de 2.906 MW representada en las centrales hidroeléctricas San Carlos, Jaguas, Miel, Amoyá, Calderas y la central térmica de ciclo combinado Termo-Centro, lo cual corresponde a una participación del 20% del total de la capacidad de generación eléctrica del MEM. La OEF de Isagen para el periodo dic 2012-nov 2013 fue de 24.018.421 kWh/día.

El CSMEM no pretende en ninguna forma cuestionar la venta de Isagen, su análisis se concentra únicamente en los impactos que esta transacción podría tener en la competitividad del Mercado de Energía Mayorista, específicamente en la intención de compra por parte del Grupo Argos y de la Empresa de Energía de Bogotá.

En el informe 86¹ el CSMEM analizó el cambio en el desempeño del mercado eléctrico ante una posible fusión de Isagen con alguno de los 5 principales agentes establecidos del mercado, es decir, EPM, Emgesa, Celsia (Grupo Argos), Gecelca y Chivor.

Este informe resume las principales conclusiones del análisis realizado por la SIC, con base en la Resolución SIC 525 de Enero 10 de 2014, relativa a la integración de Isagen con el Grupo Argos y la Resolución SIC 5545 de Febrero 6 de 2014, relativa a la integración de Isagen con la EEB. Estas resoluciones presentan un análisis excelente en cuanto a la competencia en los mercados de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica, así como en el mercado de gas natural.

¹ Informe No 86 del CSMEM, “Medición de Indicadores de Poder de Mercado Bajo Distintos Escenarios de Venta de Isagen”, Diciembre 12 de 2013.

2.1 Hallazgos de la SIC en Relación al Grupo Argos

2.1.1 Características de Argos

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 si participan en dichos mercados como son: Celsia, EPSA, Zona Franca Celsia – ZFC, y Compañía de Electricidad de Tuluá – Cetsa.

Las actividades de las empresas del grupo vinculadas al sector energético son:

- Celsia, 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.
- EPSA, su actividad principal consiste en la prestación de servicios públicos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural.
- ZFC, su 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 eléctrica.
- Cetsa, está dedicada principalmente a la prestación de servicios públicos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural.

La ENFICC de Argos está distribuida en las siguientes plantas:

- En Celsia: Merielectrica, planta térmica a gas
- EPSA: las plantas hidráulicas Alban - Alto y Bajo Anchicayá, Calima, Prado y Salvajina.
- ZFC: las plantas termoeléctricas Termo-Flores 1 y 4.

2.1.2 Mercado Relevante

El análisis realizado por la SIC concluye que el mercado relevante está constituido por la generación y la comercialización de energía eléctrica a nivel nacional y la comercialización de gas natural en el mercado secundario.

2.1.3 Mercado de Generación Eléctrica

En el mercado de generación Argos participa a través de sus empresas Celsia, EPSA, ZFC y Cetsa. Para el periodo dic 2012- nov 2013, la ENFICC total de las plantas del

Grupo Argos fue de 22.068.584 kWh/día, lo cual corresponde al 11,18% del mercado medido en términos de la ENFICC, mientras que la participación de Isagen es 12,17%.

De consolidarse la operación de compra de Isagen por parte de Argos, este grupo alcanzaría el 23,34% del total de la ENFICC nacional, la cual se encuentra por debajo del límite establecido por la CREG (25%) en el mercado de generación y convertiría a Argos en la mayor empresa generadora de energía del país.

Es importante señalar que existen otras empresas participantes en el mercado: EPM (21,99%), Emgesa (18,96%) y Gecelca (13,06%) y once empresas con participaciones menores. En este escenario las cinco empresas con mayor participación en el mercado podrían comportarse de manera oligopólica al ostentar 77,35% de la participación del mercado, así las firmas marginales actuarían como precio-aceptantes dada la estructura del mercado.

Por otra parte, las participaciones de los generadores según las cantidades de energía medidas en términos de generación del despacho ideal, para el periodo noviembre 1 de 2012, octubre 31 de 2013, evidencian aún más la naturaleza oligopólica del mercado, al compararla con las participaciones de la ENFICC.

Al llevar a cabo la operación proyectada por parte de Argos, el índice de concentración IHH con base en la ENFICC se incrementa de 1.364 puntos a 1.649. No obstante lo anterior, el IHH antes y después de la compra de Isagen muestra un mercado moderadamente concentrado, debido al alto número de firmas marginales. Ahora bien el índice IHH con base en las cantidades del despacho ideal, evidencia un nivel de concentración alto.

La SIC analizó la Franja de Potencia establecida en la regulación, que permite identificar si un agente es pivotal durante el pico de demanda. En este sentido, la integración de Argos e Isagen estaría superando la Franja de Potencia definida por la CREG que es de 3.402 MW y por tanto en el periodo de demanda pico (18:00 a 21:00 horas), los agentes intervinientes tendrían la habilidad de fijar el precio del mercado.

La SIC analizó los efectos unilaterales que se podrían presentar con la integración de Argos e Isagen, encontrando que:

- El ente resultante adquiriría un poder de mercado superior al que tenían las intervinientes en el escenario pre-integración. Lo anterior implica que dicho ente fortalecería la habilidad de retener oferta de sus plantas en el mercado

de corto plazo 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.

- La actividad de generación de energía eléctrica genera un alto costo para competidores entrantes, por la inversión en la infraestructura requerida y el tiempo requerido para el ingreso. Adicionalmente, el cargo por confiabilidad confiere una ventaja competitiva a los agentes con plantas existentes, porque éstos pueden disminuir el precio ofertado en la subasta, por debajo de su nuevo proyecto para evitar la entrada de nuevos jugadores, debido a que toda la capacidad de generación de sus plantas existentes se remunera a este nuevo precio.

2.1.4 Mercado de Comercialización de Energía

Antes de la integración proyectada, Argos por medio de EPSA y Celsia alcanza el 2,82% de participación e Isagen ostenta el 7,81% en el mercado de comercialización; integradas alcanzarían el 10,63%, por debajo del límite establecido por la regulación que es del 25%. Lo cual indica que la integración carece del poder necesario para imponer condiciones en el mercado de comercialización de energía.

2.1.5 Mercado de Comercialización de Gas Natural

La SIC determinó que si se diera la integración Argos – Isagen, su participación en el mercado secundario de compra y venta de gas natural sería de 21,94%. No obstante que dicha participación es considerable, la posición de las intervinientes en el mercado secundario conjuntamente, no es significativa debido a las características del mismo.

2.1.6 Conclusión

Considerando que la operación de compra de Isagen por parte de Argos 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, la SIC decidió subordinar la aprobación de la operación al cumplimiento de un condicionamiento estructural de desinversión de activos encaminado a integrar la observancia de las normas del sector y la neutralización de poder de mercado que adquiriría el ente integrado.

2.2 Hallazgos de la SIC en Relación a la EEB

2.2.1 Características de la EEB

La EEB es una empresa de servicios públicos y sus actividades principales son la generación, distribución, comercialización y transporte de energía eléctrica, incluyendo además el transporte y distribución de gas natural.

En cuanto a la participación empresarial, la EEB posee activos de:

- Generación en Emgesa (51,51%) y en Isagen (2,5%)
- Transmisión como propietaria de EEB Transmisión (100%) y en ISA (1,8%)
- Distribución de electricidad en Codensa (51,5%), en Empresa de Energía de Cundinamarca – EEC (82,34%) y en Electrificadora del Meta – EMSA (15,2%)
- Transporte de gas natural en Transportadora de Gas Internacional – TGI (68,05%) y en Promigas (15,64%)
- Distribución de gas natural en Gas Natural Fenosa (25%)

En relación a los derechos políticos con derecho a voto que posee la EEB en las principales empresas, se encuentran:

- En Emgesa 43,57%, mientras ENEL posee el 48,5% a través de sus subsidiarias ENERSIS y ENDESA Chile.
- En Codensa 42,8%, mientras ENEL posee el 57,14% por intermedio de ENDESA España que a su vez controla a ENERSIS y Chilectra.
- En TGI la participación accionaria del 68,05% le confiere derechos tanto económicos como políticos y por ende es titular de la mayoría de derechos políticos.

2.2.2 Control Político de EEB sobre Emgesa

Determina la SIC, que la EEB tiene la posibilidad de influenciar decisiones estratégicas en la junta directiva que afectan el desempeño competitivo de Emgesa, como consecuencia de esto, la EEB ejerce control en los siguientes casos;

- Derecho de veto sobre cualquier endeudamiento que supere US\$10 millones.
- Derecho de veto sobre la realización de cualquier inversión que exceda US\$10 millones.
- Derecho de veto sobre la venta, liquidación, transferencia u otra enajenación de los activos de Emgesa.

Por lo anterior concluye la SIC que la compra de Isagen por parte de la EEB genera los incentivos económicos para que la EEB haga uso de su derecho de veto con el fin de impedir que un nuevo entrante adquiera los activos de Emgesa, que le permitirían al entrante sortear las barreras a la entrada (i.e, la construcción de nuevas centrales) y competir eficazmente con Isagen, empresa que la EEB controlaría.

También, la SIC determina que la EEB tiene la posibilidad de influenciar el desempeño competitivo de Emgesa mediante la elección conjunta de miembros de junta directiva, en aspectos tales como:

- La entrada por parte de Emgesa a cualquier línea de negocios
- La celebración de cualquier operación de fusión u operación de escisión.

De lo anterior la SIC concluye que la EEB tiene posibilidad de influir decisiones relacionadas con la “disposición de los bienes o derechos esenciales para el desarrollo de la actividad de la empresa”, e inclusive, en determinados casos puede suponer una influencia sobre “la terminación de la actividad de la empresa”.

Así mismo, la SIC determina que la EEB tiene derechos exorbitantes de inspección sobre Emgesa que desbordan los derechos que comúnmente otorga la ley comercial. Por ende, el hecho que la EEB tenga el mismo derecho de inspección especial que tiene ENEL, sociedad que controla Emgesa desde el punto de vista operativo y con prerrogativas adicionales a las previstas para los otros accionistas minoristas, ratifica el hecho de que tanto la EEB como ENEL controlan conjuntamente Emgesa.

2.2.3 Control Político de la EEB sobre Codensa

Determina la SIC, que la EEB tiene:

- La posibilidad de influenciar las decisiones estratégicas en la junta directiva que afectan el desempeño competitivo de Codensa y por consiguiente está en posibilidad de influenciar la política empresarial de Codensa, así como la disposición de los bienes o derechos esenciales para el desarrollo de la actividad de Codensa.
- La posibilidad de influenciar el desempeño competitivo de Codensa mediante la elección conjunta de miembros de la junta directiva y por consiguiente tanto la EEB como ENEL controlan de manera conjunta a Codensa.
- La posibilidad de influenciar las decisiones estratégicas en la asamblea de accionistas que afectan el desempeño competitivo de Codensa, tal como para el caso de Emgesa.

- Derechos exorbitantes de inspección en cabeza de la EEB, lo cual es un mecanismo diseñado para que tanto la EEB como ENEL puedan controlar conjuntamente Codensa (similar al caso de Emgesa).

2.2.4 Mercado Relevante

El análisis realizado por la SIC concluye que el mercado relevante está constituido por la generación y la comercialización de energía eléctrica a nivel nacional, sin perjuicio de que el mercado de comercialización, puede a su vez segmentarse en cuanto a usuarios regulados, no regulados y al área de influencia del operador de red.

En el mercado de generación la EEB de manera indirecta a través de Emgesa tuvo para el periodo dic 2012- nov 2013 una ENFICC total de 37.434.907 kWh/día, distribuidos en las plantas hidráulicas de Betania, Guavio y Paraíso - La Guaca, y las termoeléctricas de Cartagena y Termo-Zipa; lo cual corresponde al 18,96% del mercado medido en términos de la ENFICC. Isagen tiene una cuota del 12,17%.

En el mercado de comercialización, las empresas controladas por la EEB: Codensa, Emgesa y EEC, representan el 14,93%, 5,29% y 1.08% respectivamente; Isagen tiene una participación de 7,81%.

En actividades relacionadas con la cadena de valor de la generación y comercialización de energía eléctrica, la EEB tiene las siguientes participaciones: 7,44% en transmisión, 31,52% en distribución por intermedio de Codensa y 1,94% por intermedio de EEC; y 61,11% en transporte de gas natural a través de TGI.

Adicionalmente, como resultado de la compra, existe riesgo de efectos de integración vertical, debido a la participación de la EEB en transmisión, distribución de energía eléctrica y transporte de gas natural, que hacen parte de la misma cadena de valor.

2.2.5 Concentración de los Mercados

La SIC determinó los índices de concentración HHI (Herfindahl y Hirschman) para los mercados integrados, considerando que en caso de perfeccionarse la integración, se producirían vínculos estructurales que conllevan a una integración parcial entre Isagen, Emgesa, Codensa y la EEC, a través de la EEB como accionista común. Para ello la SIC utilizó el índice HHI Modificado propuesto por Bresnahan, O'Brien y Salop^{2, 3} que

² Timothy F. Bresnahan, Steven Salop, "Quantifying the Competitive Effects of Production Joint Ventures", Georgetown Law Faculty Publications, vol 4, issue 2, pag 123-235, June 1986.

tiene en cuenta el evento en que una firma adquiere solamente una parte del capital de otro competidor en el mercado.

En el mercado de generación la SIC utilizó las ENFICC de las plantas del periodo dic 2012 – nov 2013 y determinó que el HHI previo (sin integración EEB – Isagen) correspondía a 1.284, y el modificado con la integración pasó a 1.632, representando un incremento de 348.

Por otra parte la concentración del mercado de generación también fue determinada con base en las participaciones de los agentes en el despacho ideal para el periodo entre noviembre de 2012 y octubre de 2013, encontrando un incremento en el HHI Modificado de 581.

En el mercado de comercialización de energía eléctrica el resultado para HHI previo fue 1.099 y el modificado con la integración pasó a 1.350, incrementándose en 251.

Concluye la SIC que de ser autorizada la compra de Isagen por parte de la EEB, los índices de concentración del mercado de generación se verían afectados en un nivel que genera preocupación, debido a la potencial distorsión de la dinámica competitiva entre dos líderes del mercado. Por otro lado, el impacto de la operación sobre los niveles de concentración del mercado de comercialización nacional, no son alarmantes. Sin embargo, cuando se focaliza el análisis a la zona donde Codensa es operador de red, los resultados llevan a concluir que existen problemas de concentración dado el número reducido de competidores.

2.2.6 Efectos Restrictivos Potenciales de la Competencia

La creación de vínculos estructurales entre los competidores Emgesa, Codensa, Isagen, EEC y TGI a través de la integración proyectada, tiende a producir una restricción indebida a la libre competencia en cuanto a:

- La EEB quedaría en la posición de restringir unilateralmente la competencia en el mercado de generación, ya que los vínculos estructurales entre la EEB e Isagen generarían incentivos para que la EEB adopte estrategias unilaterales que conlleven a la reducción de la competencia entre dos agentes líderes del mercado. Estos efectos unilaterales se producirían incluso aún en el caso en que la EEB no tuviera injerencia en el gobierno corporativo de Emgesa.

³ Daniel P. O'Brien, Steven Salop, "Competitive Effects of Partial Ownership: Financial Interest and Corporate Control", Georgetown Law Faculty Publications, paper 209, 2000.

- La creación proyectada tendería a limitar la libre competencia en el mercado de generación, debido a que la creación de vínculos estructurales entre Emgesa e Isagen generaría los mecanismos y los incentivos para que resulte viable la coordinación entre estos competidores, en un mercado que contiene características que por sí mismas facilitan la interdependencia estratégica entre generadores.
- Como resultado de la integración, Isagen podría perder el incentivo para competir agresivamente en el mercado de la comercialización a nivel nacional por la demanda no regulada, toda vez que Isagen podría maximizar su utilidad si enfoca su esfuerzo comercial en las áreas geográficas donde EEC y Codensa actúan como operadores de red.
- Como resultado de la integración, Isagen también podría perder el incentivo para competir agresivamente contra Emgesa por los usuarios no regulados, en el segmento donde Codensa es operador de red.

2.2.7 Efectos de la Integración Vertical Transporte de Gas - Generación

El gasoducto de TGI representa el 61,11% de la longitud total a nivel nacional y abastece las siguientes termoeléctricas: Termo-Dorada, Termo-Valle, Termo-Sierra, Termo-Centro, Merilectrica y Termo-Emcali, conjunto de plantas que corresponde al 13% de la ENFICC y al 38% de la generación térmica nacional.

Ahora bien la Resolución CREG 071 de 1998, determina que los productores y/o transportadores de gas natural no podrán desarrollar directamente la actividad de generación eléctrica a gas natural, pero podrán poseer hasta un 25% del capital social de una empresa que desarrolle tal actividad.

Por otra parte, Isagen posee la planta térmica a gas Termo-Centro, la cual está en el área de operación de TGI y además tiene un contrato de suministro firme con TGI.

La SIC concluye que de realizarse la integración de Isagen con la EEB, conllevaría a que TGI desarrolle indirectamente actividades de generación a gas natural por intermedio de Isagen debido a que ambas empresas tienen a EEB como controlante común. En este sentido la operación proyectada contraviene la prohibición establecida en la Resolución CREG 071 de 1998.

2.2.8 Conclusión

Teniendo en cuenta que la operación de compra de Isagen por parte de la EEB tiende a producir una indebida restricción de la competencia en los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica, así como en el mercado de transporte de gas natural, la SIC determinó subordinar la aprobación de la operación mencionada al cumplimiento de varios condicionamientos encaminados a mitigar los efectos anticompetitivos que se generarían con la compra.

2.3 Efecto de la Entrada Operativa de Nuevas Plantas

En el informe 86 el CSMEM analizó el cambio en el desempeño del mercado eléctrico ante una posible fusión de Isagen con alguno de los 5 principales agentes establecidos del mercado, es decir, EPM, Emgesa, Celsia (Grupo Argos), Gecelca y Chivor. Para ello se simuló los índices de poder de mercado que resultarían ante una eventual fusión, comparando los resultados con la situación observada entre el 1° de enero de 2012 y el 31 de octubre de 2013.

Ahora bien, el objeto del presente análisis está relacionado con las implicaciones que la fusión de Isagen con alguno de los agentes mencionados anteriormente, tendría hacia el futuro, considerando la entrada en operación de las plantas de generación definidas en el plan de expansión.

La tabla No 1 muestra la expansión del parque generador con nuevas plantas a partir de diciembre de 2014, de acuerdo a los resultados de las subastas de Obligaciones de Energía Firme – OEF. Se identifican las plantas con su propietario y la capacidad instalada de la planta en MW, así como las cantidades de OEF en GWh/año que irá acumulando anualmente cada proyecto, tal que el último valor de OEF acumulado debería corresponder a la ENFICC total del proyecto.

Gecelca 3 (150 MW) propiedad de Gecelca, estaba programada para entrar en diciembre de 2013, ha sido reprogramada para junio de 2014. En diciembre del presente año entrarán en operación las siguientes plantas de generación: Cucuana (60 MW) propiedad de Argos, el Quimbo (420 MW) propiedad de Emgesa y Sogamoso (800 MW) propiedad de Isagen. Es importante mencionar que en el caso de Sogamoso y el Quimbo, aunque las plantas deberán iniciar la operación en diciembre de 2014, las OEF comprometidas en las subastas, van creciendo en forma escalonada anualmente hasta completar: el Quimbo (1.650 GWh/año, 4.520.548 kWh/día) y Sogamoso (3.790 GWh/año, 10.383.561 kWh/día).

Tabla No 1 – Expansión del Parque Generador

EXPANSION DEL PARQUE GENERADOR 2014 - 2021									
PROYECTO	AGENTE	Capacidad MW	OEF - GWh/año						
			dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	dic-21
Gecelca-3	Gecelca	150	1.120						
Cucuana	Colinversiones	60		49	50				
Quimbo	Emgesa	420		400	850	1.350	1.650		
Sogamoso	Isagen	800		400	800	2.990	3.740	3.790	
Ambeima	Energía de los Andes	45			75				
Carlos Lleras Restrepo	Hidralpor	78			200				
San Miguel	HMV Ingenieros	42			123				
Gecelca 32	Gecelca	250			1.971				
Tasajero II	Termotasajero	160			1.165				
Termonorte	Termonorte	88					619		
Porvenir II	Colinversiones	352						1.445	
Ituango	EPM	1.200						1.085	4.567
TOTALES		3.645	1.120	849	5.234	4.340	6.009	6.320	4.567

La entrada en operación de los proyectos de la expansión comprometida, necesariamente impacta los porcentajes de participación de los agentes del MEM tanto en capacidad instalada como en OEF. Sin embargo, es importante aclarar que a partir de diciembre del 2016 podrán entrar nuevos proyectos requeridos para satisfacer el crecimiento de la demanda del sistema, con lo cual también cambiarán las participaciones de los agentes a partir de esa fecha.

Con el propósito de visualizar el efecto de la entrada de los nuevos proyectos, a continuación se presentan los gráficos No 1, 2, los cuales incluyen la participación en el MEM por capacidad instalada y por OEF para los 6 principales agentes del MEM y los índices de concentración HHI (Herfindahl y Hirschman) correspondientes.

Se observa como en diciembre del 2014 se aumenta principalmente la participación en capacidad instalada de Isagen y en menor grado la de Emgesa y Gecelca, por el contrario disminuye la de EPM. En el 2015 la participación en capacidad de Gecelca nuevamente aumenta.

Desde el punto de vista de la participación en Obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – OEF, en el 2014 y 2015 aumenta principalmente la participación de Gecelca.

Porcentaje de Capacidad por Agente

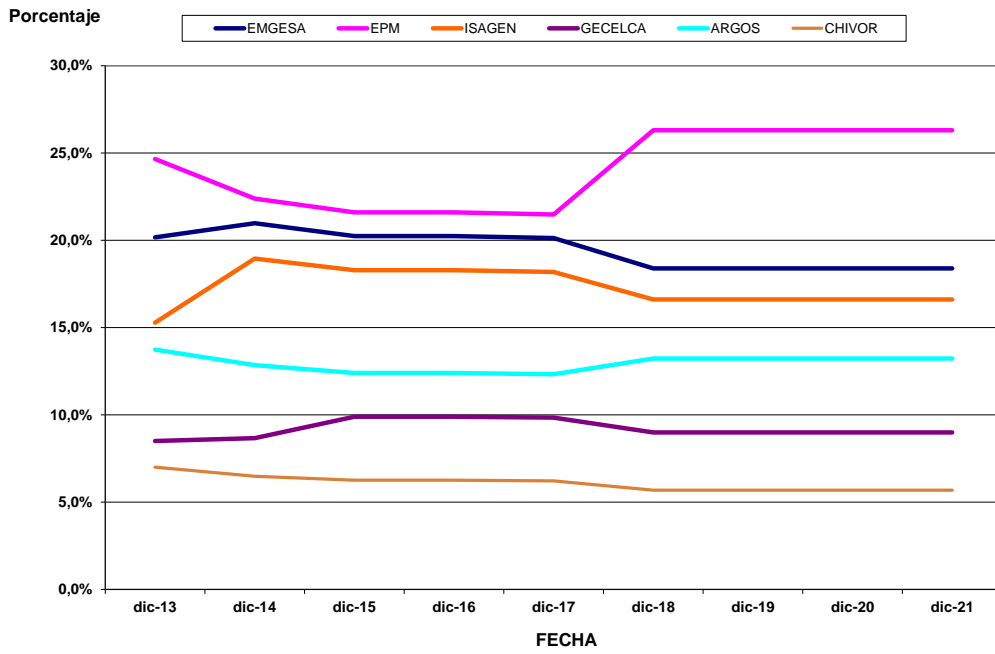


Gráfico No 1

Porcentaje de OEF por Agente

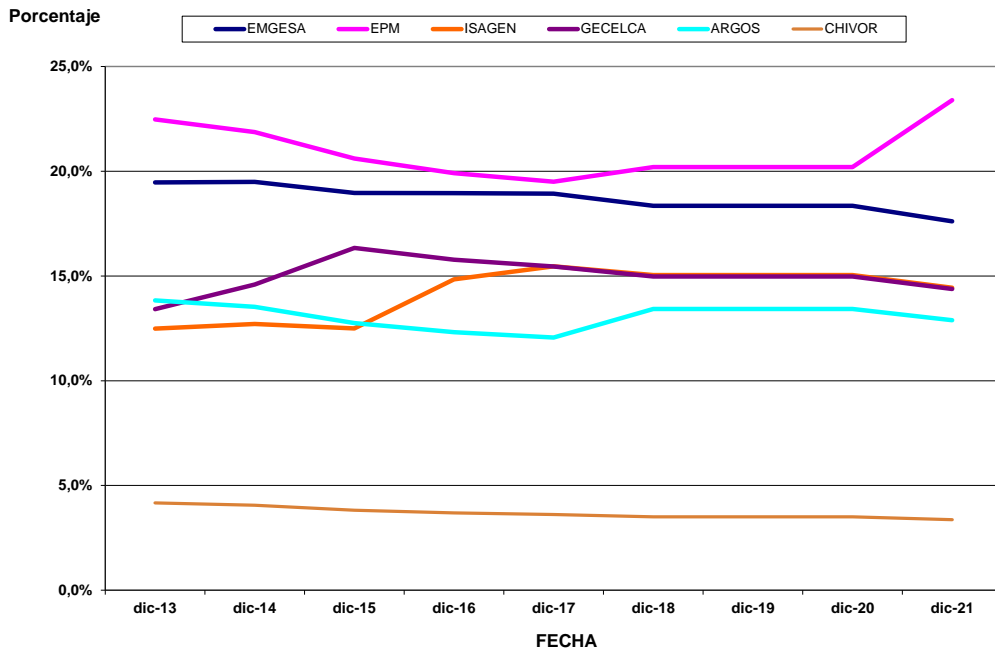


Gráfico No 2

HHI por Capacidad Instalada y por OEF

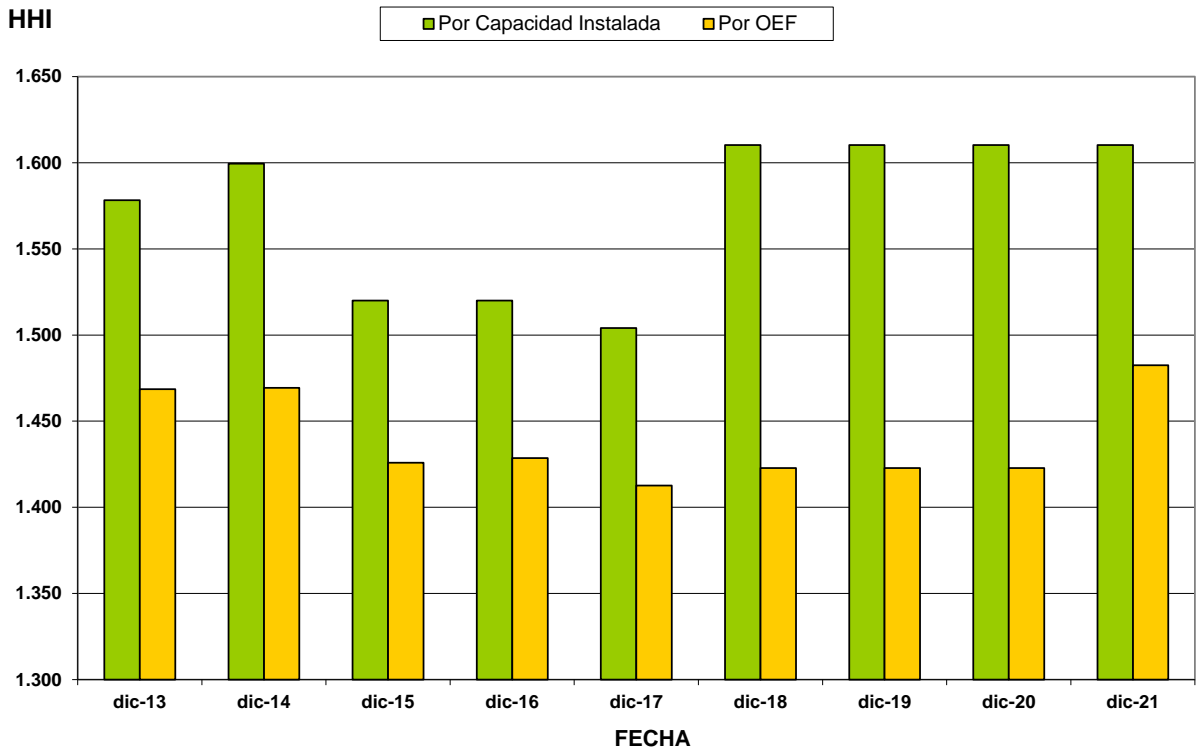


Gráfico No 3

Ahora bien, la concentración del mercado por capacidad instalada aumenta en el 2014 por efecto de los proyectos Quimbo y Sogamoso y en el 2015 disminuye la concentración por capacidad y OEF, con la entrada de proyectos propiedad de nuevos agentes que corresponden a la segunda subasta de OEF.

2.4 Efecto de la Fusión de Isagen con Alguno de los Principales Agentes

El gráfico No 4 muestra la participación porcentual en capacidad instalada de los 5 principales agentes del MEM, en caso que cada uno de ellos llegaren a integrarse o fusionarse con Isagen en el año 2014. Se observa que las participaciones de los agentes analizados en el 2014 varían entre 25,4% para el caso menos crítico (Chivor) y el 41,4% para el caso extremo (EPM); en el caso de Emgesa alcanza el 39,9% y para Argos el 31,8%.

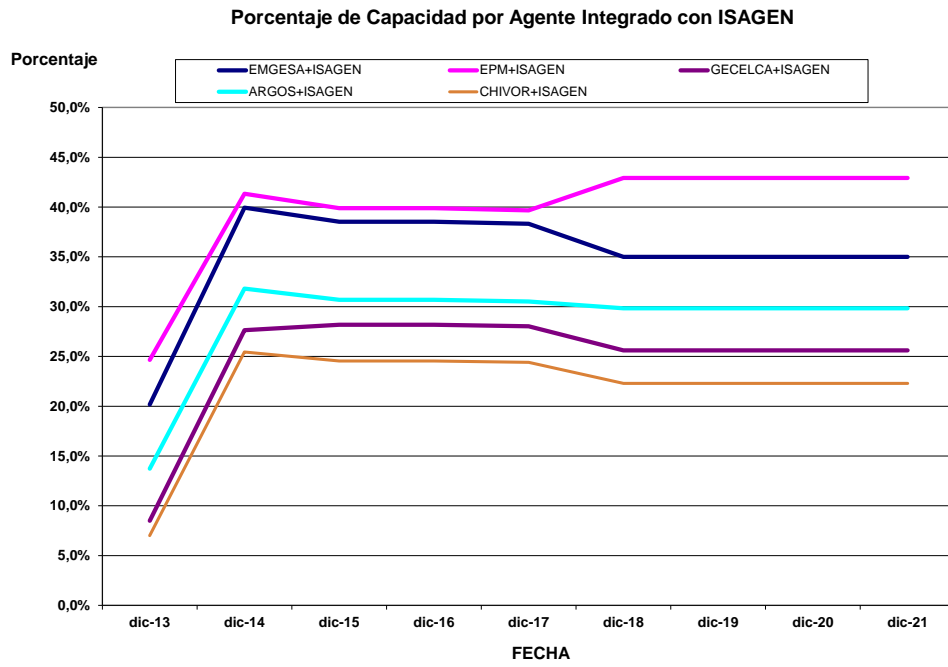


Gráfico No 4

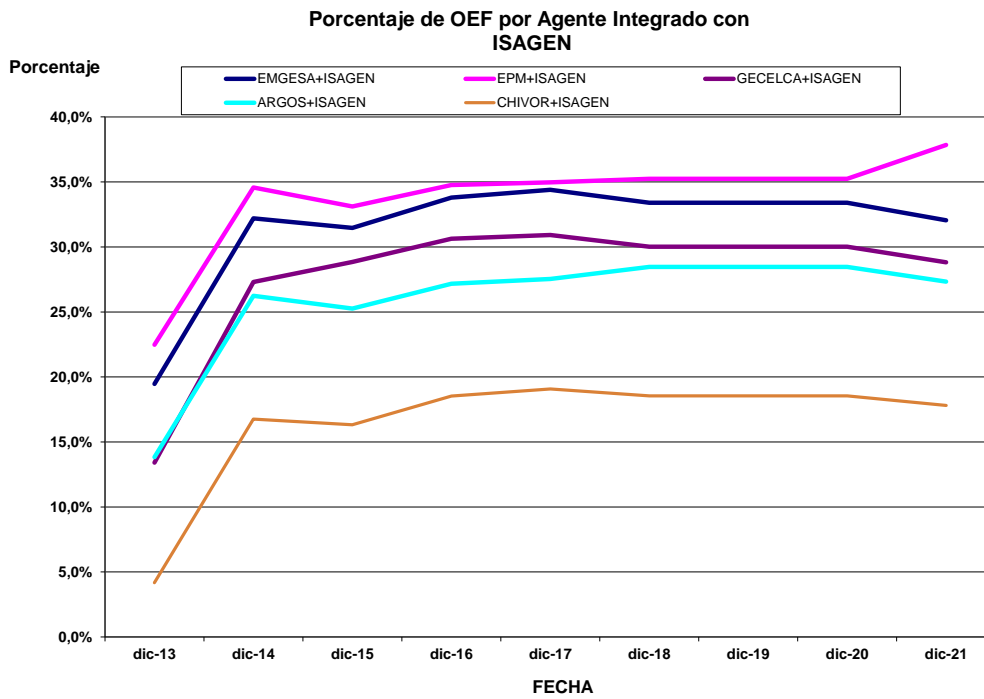


Gráfico No 5

Desde el punto de vista de las participaciones por OEF (gráfico No 5), el comportamiento es similar aunque menos pronunciado; así para Emgesa la participación llegaría a 32,2% y para Argos 26,2%, sobrepasando los límites permitidos por la regulación del mercado.

HHI por Capacidad Instalada Integrando ISAGEN a Otro Agente

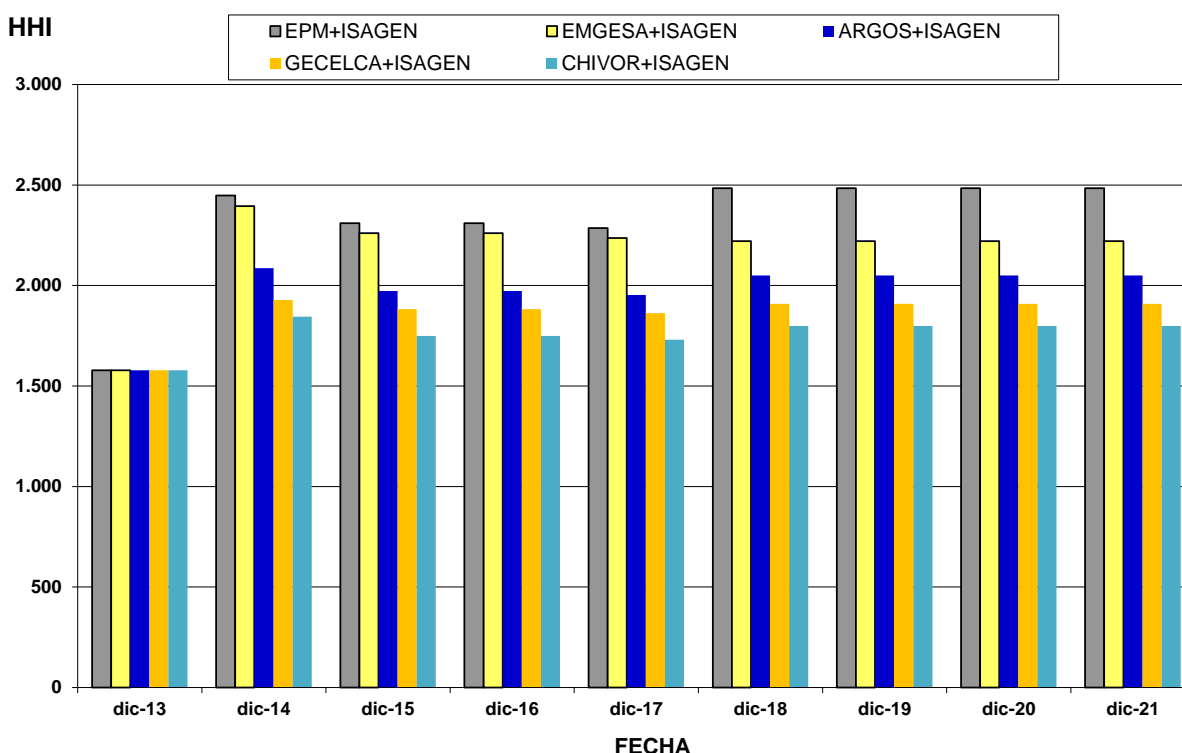


Gráfico No 6

El gráfico No 6 presenta los niveles de concentración por capacidad instalada alcanzados a partir del año 2014, en caso que uno de los agentes principales se integre o fusione con Isagen; se destaca como la concentración actual con valor 1.578 se incrementa para el 2014 a 2.087 en el caso de la fusión de Isagen con Argos y a 2.395 con Emgesa, alcanzando el mercado en su conjunto el calificativo de altamente concentrado.

El gráfico No 7 presenta los niveles de concentración por OEF alcanzados a partir del año 2014, en caso que uno de los agentes principales se integre o fusione con Isagen; la concentración actual de 1.469 se incrementa para el 2014 a 1.813 en el caso de la fusión de Isagen con Argos y a 1.965 con Emgesa.

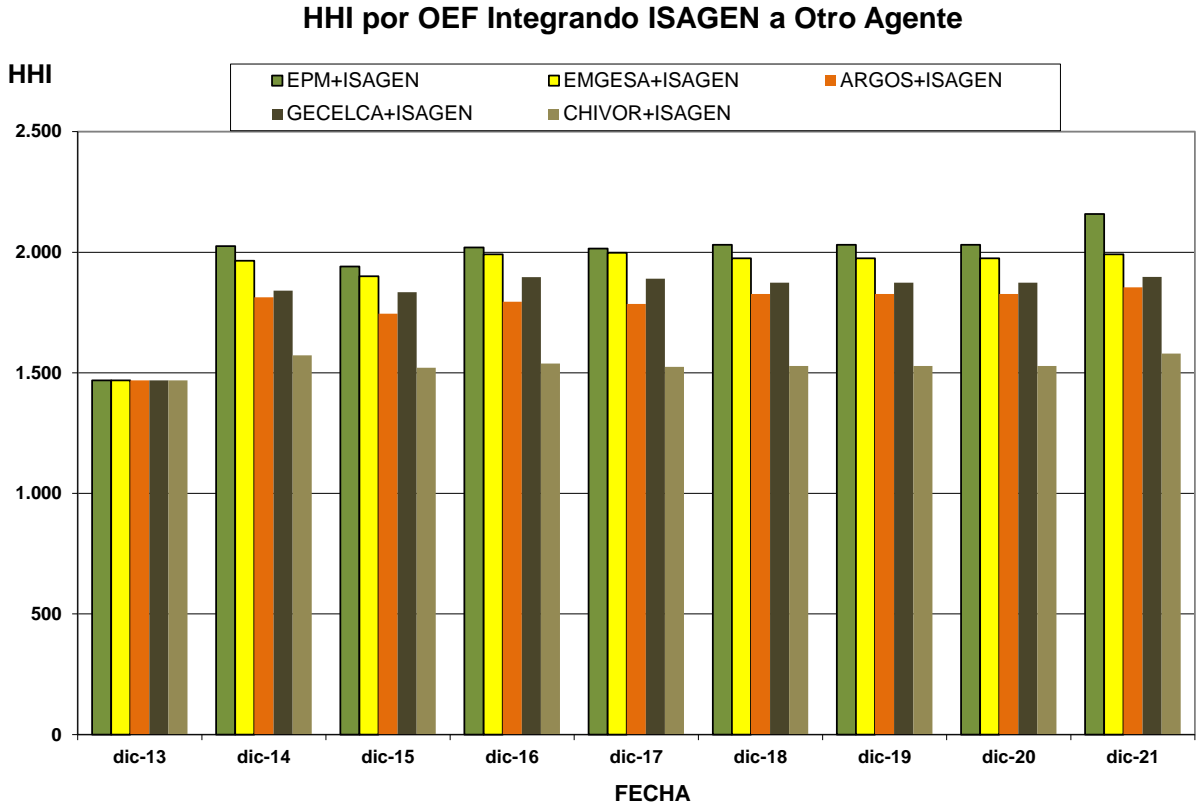


Gráfico No 7

2.5 Evolución de la Concentración del Mercado Colombiano

El gráfico No 8 presenta la evolución de la concentración del mercado de generación por capacidad instalada y por OEF, a partir del año 2006, fecha en que se creó el Cargo por Confiabilidad y se introdujeron las subastas por Obligaciones de Energía Firme – OEF, mediante las cuales se ha asegurado exitosamente la expansión de la generación eléctrica en el MEM.

Como se mencionó anteriormente, es importante tener en consideración que a partir del año 2016, podrán entrar nuevas plantas aún no contempladas en el plan de expansión, para cubrir la totalidad de la demanda, que afectarían los índices de concentración presentados.

Por otra parte, como se observa en el gráfico, el mercado con el paso del tiempo se ha venido concentrando cada vez más, tal que entre el 2006 y el 2013, el índice HHI por

capacidad se ha incrementado en 307 puntos y por OEF 239 puntos, lo cual es el resultado de dos factores principales:

- El número de agentes generadores participantes del mercado se ha venido reduciendo como consecuencia de la compra, integración o fusión realizada por los principales agentes: Compra de CHEC y ESSA por parte de EPM; compra de Betania y Termo-Cartagena por parte de Emgesa; integración de Epsa, Celsia, Merielectrica, Prado y Termo-Flores en el grupo Argos.
- La expansión de la capacidad instalada ha sido realizada en su totalidad por los agentes existentes, solo algunas de las plantas de menor capacidad que entrarán en el 2015 corresponden a agentes nuevos.

HHI por Capacidad Instalada y por OEF

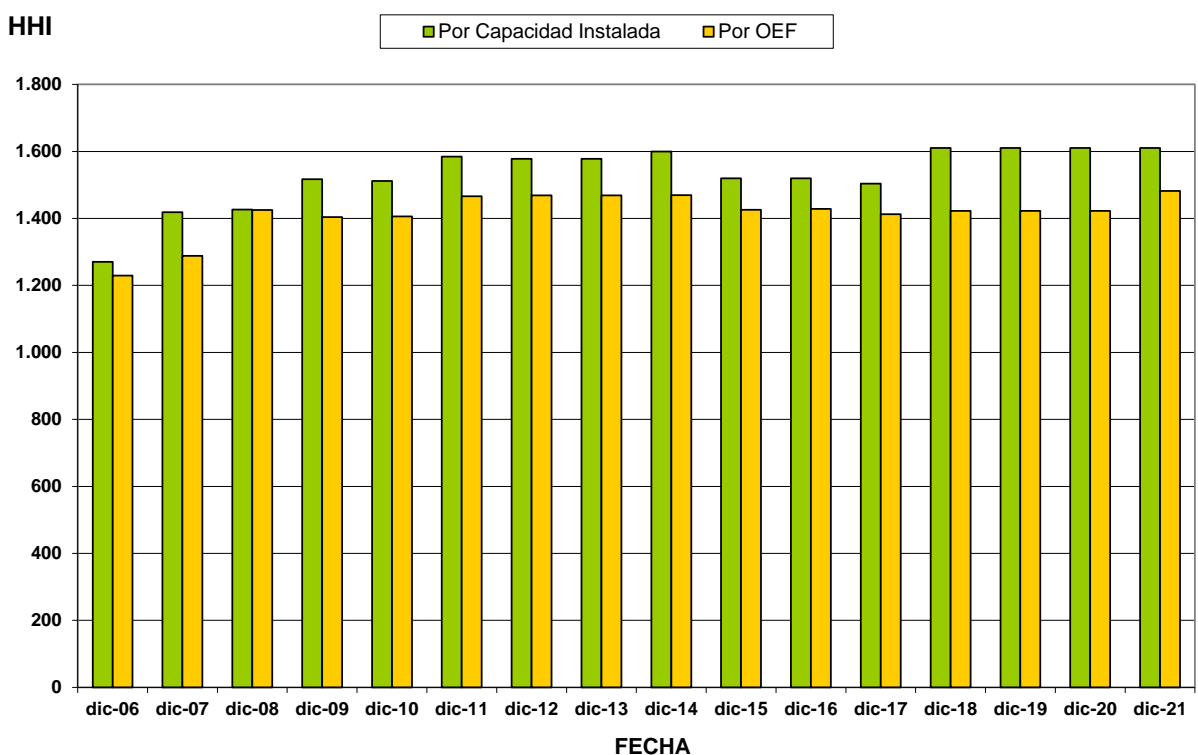


Gráfico No 8

2.6 Reflexiones

- Con el paso del tiempo el mercado eléctrico se ha venido concentrando cada vez más, debido a que el número de agentes se ha reducido como

consecuencia de las compras, integraciones o fusiones realizadas, como también porque la expansión de la capacidad instalada ha sido realizada en su totalidad por los agentes existentes.

- Con la entrada próxima de las plantas el Quimbo (420 MW) y Sogamoso (800 MW), las participaciones en el mercado de Emgesa e Isagen se incrementarán, haciendo que la compra o fusión de Isagen por la misma Emgesa u otro de los agentes principales, tenga efectos aún más drásticos sobre la competitividad del mercado en un futuro próximo.
- Debido al grado de concentración que alcanzaría el mercado de generación eléctrica a partir del año 2014, con la fusión de Isagen con EPM, Emgesa, Argos, o Gecelca, el CSMEM considera inconveniente que Isagen sea adquirido o fusionado con un agente existente del mercado, pues esto propicia la eliminación de un agente, aumenta la concentración y disminuye la competitividad.
- La venta de Isagen a un nuevo agente generador, es la única alternativa para al menos mantener las mismas condiciones de competitividad existentes en el mercado hoy en día.
- Tal como se planteó en el informe 86 del CSMEM, con base en los cambios en el índice residual de suministro, la fusión de Isagen con EPM o Emgesa les otorgaría una posición pivotal con carácter permanente en situaciones de demanda alta y en situaciones de demanda media serían pivotaes bajo condiciones críticas del mercado.
- Los análisis realizados por la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC en cuanto a la operación de compra de Isagen, concluyen:
 - En el caso de Argos, éste tiende a sobrepasar el índice sobre Franja de Potencia establecido para controlar el riesgo de pivotalidad y que existen potenciales efectos unilaterales derivados de la transacción, que tienden a fortalecer el poder de mercado del grupo.
 - En el caso de la EEB, la operación tiende a producir una indebida restricción de la competencia en los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica, así como en el mercado de transporte de gas natural.

- El CSMEM considera adecuados los condicionamientos establecidos por la SIC en cuanto a la operación de compra de Isagen por parte de Argos y de la EEB, que buscan el cumplimiento de las normas regulatorias del sector, la neutralización de poder de mercado y la mitigación de los efectos anticompetitivos que se generarían con la compra.

3 Respuesta a Comentarios de Acolgen y EPM

A continuación se da respuesta a los comentarios enviados por ACOLGEN en diciembre de 2013, por medio de la comunicación “A-075-16-12-2013” y por EPM en febrero de 2014, en la comunicación “Comentarios de EPM al informe 83 del CSMEM”.

3.1 Comentarios de Acolgen al Informe 81

Comentario

Se observa que las cifras y los ratios calculados sobre las mismas corresponden a los valores de los EEFF de los años correspondientes, sin embargo, sobre la afirmación “Las empresas de la muestra obtuvieron una rentabilidad sobre el patrimonio de 14%, excluidas Celsia y EPM. Se encontró que esta rentabilidad es superior a la del conjunto de las mayores empresas de la economía nacional sin considerar las del sector minero y de hidrocarburos.”, es pertinente comentar que las rentabilidades reflejan el retorno sobre una inversión o el nivel de riesgos que se está remunerando, por lo que una rentabilidad mayor o menor no necesariamente implica un juicio de sobre o sub remuneración. Un ejercicio juicioso sobre rentabilidades debe considerar tamaño de la inversión, riesgo del negocio, plazo de recuperación de la inversión, tasa de retorno del accionista, etc.

Respuesta

En efecto, en equilibrio de largo plazo, el retorno de un sector refleja el nivel de riesgo y el plazo de recuperación de las inversiones. Con la frase citada, el CSMEM contextualiza, no cualifica, la rentabilidad promedio de los generadores en el marco sectorial colombiano.

Comentario

En el Informe, se afirma que “...El precio de energía en el Mercado Mayorista se ubicó en 159 \$/kWh (89 USD/MWh) muy por encima de referentes internacionales para analizar la competitividad del país...”. No queda claro el concepto de “precio de energía en el mercado mayorista”. No es claro si los ingresos por generación incluyen los ingresos desde la operación en Bolsa y los contratos de largo plazo o solo los referentes a la Bolsa. Adicionalmente es necesario entender cómo se separan los

ingresos en contratos y bolsa para los agentes que son generadores y comercializadores.

Respuesta

El precio promedio se estima como la suma de los ingresos reportados por generación de energía eléctrica (cuenta del PUC número 431517) divididos por la generación anual de la empresa. Estos ingresos incluyen la generación por mérito y por fuera de mérito, cargo por confiabilidad e ingresos por arranque y parada. El precio implícito de \$159/kWh corresponde a un promedio simple del indicador para todos los generadores de la muestra. En el análisis, para discriminar los ingresos por bolsa y contratos, se acudió a los estados financieros de las compañías. Aunque en el PUC hay cuentas para reportar esta información, algunos generadores no la reportan y por lo tanto, fue necesario acudir a sus estados financieros.

Comentario

Es importante conocer la metodología empleada por el CSMEM para obtener las variables usadas en la evaluación de los indicadores relación entre Ingresos de Generación y Generación con el fin corroborar los resultados y encontrar opciones de mejora.

Respuesta

Ver respuesta al comentario anterior. Se aprovechará la reunión con ACOLGEN para mejorar el reporte en la desagregación de ingresos en función de la información consignada en el PUC. Efectivamente, a partir de esta información se pueden calcular indicadores adicionales de interés para el sector y para el monitor del mercado.

Comentario

En relación con las afirmaciones que se refieren al incremento en el consumo de combustibles líquidos, es necesario tomar en cuenta que una parte del parque térmico genera con líquidos debido a su tecnología y por tanto es importante analizar y reconocer que la generación de tales plantas con líquidos no necesariamente está relacionada a la escasez de abastecimiento de otros combustibles.

Respuesta

En el país, no hay plantas térmicas diseñadas para generar exclusivamente para combustibles líquidos. El uso de líquidos no responde a una restricción tecnológica sino

a fallas en el abastecimiento de gas natural, combustible de menor costo. La generación con líquidos, en principio, puede ayudar a cubrir la demanda bajo hidrologías críticas dadas las restricciones de suministro y transporte de gas natural. No obstante, el CSMEM considera que es una ineficiencia del mercado que el costo marginal de plantas operando a líquidos determine el nivel de precios de bolsa en períodos de hidrología normal.

3.2 Comentarios de Acolgen al Informe 82

Comentario

En este informe se observa que muchas de las apreciaciones son afirmaciones sin sustento o cifras de referencia, lo cual crea más incertidumbre de la que ya se percibe en ciertos casos hoy día, con lo cual resulta alarmista, por ejemplo:

- Los precios en la tarifa van a subir si no se cubren las restricciones asociadas con atraso de proyectos “Los planes de expansión de la UPME definen una serie de proyectos cruciales para la operación y la confiabilidad del SIN en el año 2015. Sin embargo para casi todos ellos, aún no se han realizado las convocatorias y por tanto no tienen inversionistas definidos; esto implica que la entrada en operación de estos proyectos es prácticamente inviable y su impacto en el SIN será de consideración, además requerirán proyectos adicionales para mitigar los efectos de sus atrasos que se traducirán en reducción de confiabilidad y mayores tarifas para los usuarios, ocasionadas por las restricciones y generaciones de seguridad que ellos causarán y los sobrecostos de las obras y los proyectos para aliviar sus retrasos” (cita textual pág. 6).
- Es crítica el área oriental, y se compromete atención de la demanda. Este hecho pone en serio riesgo la atención, no solo de la demanda de la zona oriental, sino también de toda la demanda nacional. (cita textual, pág.7)
- “Los sistemas regionales son deficitarios para atender la demanda de energía adecuadamente, ocasionan incremento en la generación de seguridad y aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales.” (cita textual, pág. 9).
- “...términos pragmáticos significan racionamientos de energía en prácticamente todas las regiones del país.” (cita textual, pág. 9).

Respuesta

- El CSMEM se reafirma en que el atraso de los proyectos del plan de expansión requerirá obras adicionales con costos adicionales para mantener la confiabilidad, los cuales necesariamente se reflejarán en las tarifas, como ya está ocurriendo en varios casos, como por ejemplo el plan de mitigación para cubrir los atrasos de la subestación Nueva Esperanza. Además los atrasos de los proyectos ocasionan restricciones operativas que requieren generaciones de seguridad y por ende también mayores costos que se transfieren a la tarifa.
- La situación crítica del área oriental y sus implicaciones en la atención de la demanda, así como de los sistemas regionales, ha sido analizada en detalle en varios informes de XM. Ver Informe de XM dirigido al Consejo Nacional de Operación – CNO, Documento XM – CND – 103, Junio 6 de 2013.
- Alrededor de 20 Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema - ESPS, han sido implementados en los sistemas regionales para minimizar la desatención de demanda. Estos esquemas lo que hacen es deslastrar circuitos para evitar que toda la demanda del transformador colapse, lo cual es una acción de racionamiento.

Comentario

Dados los altos precios registrado en los últimos meses, en el informe se afirma: “Sin contar con un horizonte suficientemente amplio para juzgar esta dinámica, la serie de precios observada parece responder a un cambio estructural en el proceso de formación de precios, que si no se reversa hacia la media, requerirá identificar los orígenes de este comportamiento del mercado y eventualmente aplicar correctivos”. Los precios registrados en los últimos meses han sido consecuencia de una condición hidrológica deficitaria que aún no ha sido explicada por algún evento macroclimático extremo y la reducción en el margen de oferta y demanda. Las diversas Agencias Climáticas Internacionales y Nacionales encargadas de predicciones a corto y mediano plazo no previeron dicha condición climática e incluso a la fecha los índices e indicadores macroclimáticos no indican un cambio importante que induzca a una modificación en el patrón hidrológico normal. Igualmente, todavía no se ha dado la entrada de algunos proyectos, que se espera alivien la condición de balance del mercado hacia 2014. En este sentido, no estamos de acuerdo en que esta condición corresponde con un “cambio estructural en el proceso de formación de precios”.

Respuesta

Precisamente el texto indica que es necesario monitorear la variable de Precio de Bolsa, para determinar si su evolución responde a un cambio estructural en la formación de precios del mercado. Como se menciona, los eventos de precios elevados no se han sostenido en un período suficientemente amplio de tiempo como para validar econométricamente el cambio estructural.

Comentario

Otra afirmación que se realiza en el informe indica que “A pesar de la escalada alcista, el precio de bolsa no alcanzó a tocar el precio de escasez. Este resultado es consistente con los incentivos y habilidad de los agentes para evitar que el mercado supere este umbral, con lo cual se desatarían los compromisos de energía firme adquiridos”. Posteriormente se afirma que “Ante condiciones adversas de la hidrología, el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes, no constituyen herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el verano”. El precio de bolsa registrado está ligado al costo que cada agente da al recurso hídrico, basado en un grupo de variables influenciadas de manera directa por la condición climática, por lo que no se considera apropiado afirmar que el precio de bolsa no superó el precio de escasez debido a la habilidad de los agentes para modular el precio. No es adecuado afirmar que el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes no constituyen herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores. Como se explicó anteriormente, el parque hidráulico ha continuado generando bajo una condición hidrológica deficitaria debido a que la expectativa hidrológica y climática ha mostrado condiciones normales por lo que los agentes han generado bajo la perspectiva de una mejoría sustancial en los aportes que normalice la condición hidrológica, pero manteniendo cierto nivel de cautela.

Respuesta

Este debate se ha sostenido por varios años entre las autoridades y los agentes generadores. El CSMEM no cuenta con herramientas científicas para respaldar la hipótesis según la cual los generadores con base en recursos hídricos cuentan con los incentivos y la habilidad suficientes para impedir que el precio de bolsa alcance el umbral de escasez. No obstante, la historia del MEM en el período comprendido entre la introducción de este umbral y la fecha, arroja evidencia en el sentido señalado.

3.3 Comentarios de EMP al Informe 83

Comentario

Hemos analizado el informe 83 del CSMEM, “Análisis de la potencia Reactiva en el Sistema interconectado Nacional”, en el cual se hace un estudio *“enfocado al comportamiento de los balances de potencia reactiva de cada área operativa; a partir de los cuales se calcularon y analizaron los factores de potencia de las áreas y las transferencias de potencia reactiva desde otras áreas”*. Resaltamos los aportes del mismo en relación con la necesidad de mejorar los análisis y adoptar soluciones (regulatorias y técnicas) en este tema tan importante e impactante para la operación del sistema interconectado nacional y para el buen funcionamiento del mercado mayorista de energía.

En nuestro concepto, si bien el estudio logra captar algunas conclusiones importantes en relación con aspectos como los balances de potencia reactiva, la ineficiencia del transporte de potencia reactiva entre áreas, la necesidad de gestionar la potencia reactiva en el SIN y la necesidad de revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, entre otras, consideramos que hay puntos de interés sobre este tema en los cuales deben hacerse algunas precisiones. Algunos de estos puntos son los que se mencionan a continuación:

- Hay que diferenciar entre el factor de potencia asociado a un área operativa y el factor de potencia asociado al OR inmerso en dicha área, este último sí de directa gestión por parte del OR e íntimamente asociado con el consumo de reactivos SDL y el soporte de voltaje de su sistema.
- La definición de las ecuaciones de balance de potencia reactiva en las áreas deben ser cuidadosamente definidas con el fin de que los resultados permitan identificar efectivamente puntos críticos de factor de potencia, áreas del SIN deficitarias de reactivos y áreas del SIN estructuralmente deficitarias de soporte de tensión. Esto con el fin de que los flujos de reactiva, resultantes del soporte de tensión, necesarios para la transferencia de potencia activa propias del esquema de despacho por mercado no conduzcan a apreciaciones erróneas sobre déficits de éstos en niveles más bajos.
- El estudio debe recoger una muestra más amplia: El muestreo de dos días empleados en los análisis del CSMEM, si bien da algunas indicaciones sobre el comportamiento de la potencia reactiva en el SIN, adolece de las bondades de generalización de conclusiones que permitiría obtener una muestra más amplia.

- Es importante que este tipo de estudios tenga la realimentación del XM y de los agentes del sector dados los conocimientos que éstos tiene sobre la operación del sistema y del mercado.

Para complementar la discusión, en el ANEXO 1 se describe la reciente gestión que se ha efectuado desde el CNO a la provisión o absorción de reactivos en las unidades de generación del SIN; mientras que en el ANEXO 2, les compartimos un estudio efectuado al interior de EPM en relación con la potencia reactiva, tomando una muestra más amplia de un año de operación.

Proponemos que en el futuro este tema se analice y discuta de manera complementaria con los agentes y organismos del sector encargados de la operación del sistema y del mercado (XM-CNO).

Respuesta

Apreciamos y compartimos en general los comentarios de EPM sobre los balances de potencia reactiva en las áreas operativas del SIN y las correspondientes transferencias entre áreas. Vale la pena mencionar que este primer esfuerzo realizado por el CSMEM estaba orientado a llamar la atención de la problemática de la potencia reactiva a nivel de las transferencias del SIN y no estaba enfocado a determinar condiciones específicas del factor de potencia de cada Operador de Red, pues en general ninguna de las áreas operativas coincide con las fronteras de los OR y algunas áreas contienen varios OR.

Finalmente, nos complace conocer que EPM haya replicado los análisis del área Antioquia con la información de su Centro de Control y en particular su planteamiento para que en el futuro este tema se analice y discuta con los agentes y organismos del sector encargados de la operación del sistema y del mercado.