



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO
INTERCONECTADAS**

DOCUMENTO CREG-011
Marzo 7 de 2014

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS.**

Contenido

1. ANTECEDENTES.....	151
2. PROPUESTA.....	152
3. PROYECTO DE RESOLUCIÓN	155
3.1 Fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo que se conformen para cada actividad del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.....	155
3.1.1 Determinación del componente de generación cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.....	157
3.1.2 Determinación del componente de distribución cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.....	164
3.1.3 Determinación del componente de comercialización cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.....	170
3.2 Fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo que se conformen para todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.....	176
3.2.1 Modificación del cálculo del IAOMn, m	178
3.3 Tarifa del servicio público de energía eléctrica en ZNI	185
3.4 Seguimiento a la calidad y continuidad del servicio.....	185

SPS

Reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos, para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

1. ANTECEDENTES

De conformidad con el Parágrafo 1° del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, la CREG debe definir, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, así como los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

De acuerdo con lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 091 de 2007, mediante la cual determinó las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Además, define las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos para la prestación de este servicio, y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse.

Por su parte, el artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 estableció que *“El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”*.

De conformidad con las disposiciones contenidas en la ley 1151 de 2007 antes citada, la CREG consideró necesario ajustar el capítulo II de la Resolución CREG 091 de 2007, relacionado con el tema de las áreas de servicio exclusivo de las zonas no interconectadas por lo que expidió la Resolución 161 de 2008.

Posteriormente, mediante Resolución CREG 161 de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas definió las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos, para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

Con posterioridad a la expedición de la citada Resolución CREG 161 de 2008, el Ministerio de Minas y Energía envió a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la comunicación radicada con el No. CREG E-2009-002362 del 18 de marzo de 2009, en la cual planteó la conveniencia de establecer un incentivo para promover un ahorro en los

SP8

consumos de los combustibles de origen fósil destinados a la generación, como consecuencia de la sustitución del combustible fósil por recursos renovables u otro combustible fósil más económico, sin afectar los componentes de la fórmula tarifaria fijados en la Resolución CREG 161 de 2008 y cuyo valor sea ofertado en desarrollo de las convocatorias que realice el Ministerio de Minas y Energía.

En atención a la solicitud del Ministerio de Minas y Energía, la CREG verificó que las fórmulas tarifarias aplicables a las áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas contemplaran incentivos para disminuir los consumos de combustible de origen fósil y que estos beneficios se trasladaran a los usuarios y a las empresas, de acuerdo con los criterios tarifarios contenidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Por lo tanto, la Comisión de Regulación de Energía y Gas determinó la necesidad de modificar la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución CREG 161 de 2008.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG 048 de 2009, se sometió a consulta el proyecto de resolución de carácter general, que pretendía adoptar la comisión con la cual se modificarían las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008.

Finalmente, la comisión expidió la Resolución CREG 074 de 2009, mediante la cual se modifican las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008.

2. PROPUESTA

De acuerdo con el desempeño de las actuales áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica en las ZNI, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha considerado necesario hacer algunos ajustes a los lineamientos generales y a las condiciones a las cuales deben someterse los nuevos contratos de concesión para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

A partir de lo anterior, la Resolución CREG 027 de 2014 se aplica para la conformación, verificación y contratación de las áreas de servicio exclusivo por parte del Ministerio de Minas y Energía en las ZNI, según lo previsto en la Ley 1151 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya, excluyendo las áreas de servicio exclusivo ya constituidas en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y en el Amazonas, mientras se encuentre vigente el contrato de concesión para la prestación del servicio de energía eléctrica.

Medición de energía

Entre los principales cambios se incluye aclarar conceptos relacionados con el punto de medición de la energía entregada al sistema de distribución por el parque de generación, los consumos específicos de combustible (*heat rate*) de los grupos electrógenos (asociado al poder calorífico del combustible) y los consumos propios de energía de los sistemas auxiliares y pérdidas en el transformador elevador del parque de generación.

SPB

Ahorro en combustible

De otra parte, la nueva resolución busca generar un mayor incentivo al ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la adecuación de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de éstas o por la sustitución de combustible.

Riesgo de demanda

La asignación del riesgo de demanda es uno de los elementos que debe ser tenido en cuenta al momento de establecer áreas de servicio exclusivo, pues este factor incide directamente en la remuneración del servicio, y por tanto, en el costo de prestación del mismo.

Entre los factores que son analizados a la hora de definir la asignación de este riesgo se pueden enunciar: i) la incidencia de esta decisión sobre la concurrencia en el proceso de invitación pública; ii) el posible impacto fiscal de esta decisión, en la medida en que se pueden requerir mayores flujos de subsidios a la demanda; y iii) la madurez del mercado y la información sobre el mismo, dada la posible movilidad de la población y la incertidumbre sobre su comportamiento frente a la facturación y cobro del servicio.

Dado lo anterior, es deseable analizar en forma paralela la manera de asignar el riesgo de demanda y la metodología que se escoja para remunerar las actividades que se desarrollen en el marco de un área de servicio exclusivo.

Así, en caso de que el riesgo de demanda sea asignado al contratista, la metodología más apropiada es la de un precio máximo regulado (*price cap*). Por el contrario, si este riesgo es asignado al usuario, la metodología más adecuada es la de un precio mínimo regulado (*revenue cap*).

Tomando en cuenta esto, la CREG presenta diferentes alternativas para establecer el costo unitario de prestación del servicio, en la medida que los procesos de invitación pública constituyen el mecanismo para lograr el objetivo de revelar costos eficientes de prestación del servicio.

Debido a la heterogeneidad de las ZNI, resulta complejo estandarizar el tipo de obras e infraestructura requeridas y el ritmo al cual deben ser desarrolladas para prestar el servicio de energía eléctrica. De manera similar, es difícil estandarizar el tipo y el ritmo de las actividades de administración, operación y mantenimiento que deben ser emprendidas para prestar el servicio.

En este sentido, en caso que el adjudicatario asuma el riesgo de demanda, es decir, en que las inversiones y los gastos AOM incurridos sean remunerados a través de un ingreso máximo regulado, resulta apropiado hacerlo a través de un perfil de ingresos constantes durante la extensión del contrato. Esta opción es conveniente en aquellos casos en que no sean previsibles grandes variaciones en la demanda de energía, y por ende, no se requieran inversiones continuas en infraestructura o mayores gastos AOM.

Por su parte, para los casos en que la demanda pueda presentar cambios significativos durante el periodo de vigencia de la concesión, y por tanto se puedan requerir inversiones

SP8

continuas en infraestructura, la opción de establecer un perfil de ingresos variables es más apropiada.

Por lo tanto, para los casos en que el riesgo a la demanda lo asuman los usuarios, es apropiado remunerar las inversiones y los gastos AOM a través de una combinación de dos perfiles: uno de ingreso mínimo regulado (*revenue cap*) y uno de ingreso variable. El perfil de ingreso mínimo regulado sería utilizado en todos aquellos casos en donde la demanda sea menor o igual a la demanda máxima proyectada. Y el perfil de ingresos variables, en aquellos casos en donde la demanda esté por encima de la demanda máxima proyectada. De esta manera, se garantiza que el riesgo que implican las variaciones de la demanda sigue siendo asumida por los usuarios y no se le traslada al concesionario. Para esto, se emplea el costo promedio de capital establecido para las ZNI en la Resolución CREG 004 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya.

Para complementar lo anterior, la Resolución CREG 027 de 2014 busca aclarar que el espíritu de lo que se quiere cuando los usuarios asumen el riesgo de la demanda es justamente dar un incentivo para que sea atractivo invertir en esta actividad no solo cuando la demanda baja, sino mantener dicho incentivo en todos los escenarios de comportamiento de la demanda en el área de servicio exclusivo.

Por lo tanto, se propone que el adjudicatario presente los costos anuales de inversión y los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento por cada actividad (o por las tres actividades) de prestación del servicio, requeridos para atender la demanda máxima proyectada establecida por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo, y además, el adjudicatario pueda establecer una demanda límite a partir de la cual deberá incurrir en costos adicionales de inversión para atender su mercado.

En el caso en que exista una variación inesperada de la demanda en el área de servicio exclusivo, es decir, cuando la demanda atendida por el concesionario supere la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía, el proponente podrá solicitar a la autoridad contratante la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

Por su parte, si la demanda atendida supera la demanda límite establecida por el adjudicatario en el proceso competitivo, él podrá solicitar a la autoridad contratante, además de la remuneración de mayores gastos AOM, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión, con los soportes respectivos, las cuales serán amortizadas con el costo promedio de capital (WACC) calculado por la comisión, vigente para las ZNI.

Para facilitar lo anterior, se propone desagregar el componente actualmente integrado de costos de inversión y gastos AOM para calcular los ingresos regulados por cada actividad (o por las tres actividades) de prestación del servicio, de acuerdo con la demanda atendida por el concesionario.

3. PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como resultado de los análisis de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y del Ministerio de Minas y Energía en relación con la definición de las reglas para verificar la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, y los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, se considera necesaria la modificación de algunos apartes de la Resolución CREG 091 de 2007, Resolución CREG 161 de 2008 y Resolución CREG 074 de 2009, como se explica a continuación.

3.1 Fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo que se conformen para cada actividad del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.

De acuerdo con el artículo 17 de la Resolución CREG 027 de 2014, cuando se realicen varios procesos competitivos para adjudicar obligaciones de prestación del servicio por actividad en una misma área de servicio exclusivo, la fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes:

$$CU_{n,m} = \frac{G_m + A_m}{(1 - p_{D\ n,m})} + D_{n,m} + C_m$$

Donde:

$CU_{n,m}$: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

G_m : Componente de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$p_{D\ n,m}$: Pérdidas de energía del sistema de distribución, en el nivel de tensión n, para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este valor se expresa como una fracción de la energía inyectada al sistema de distribución.

$D_{n,m}$: Componente de distribución, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

n : Niveles de tensión del sistema de distribución del área de servicio exclusivo.

C_m : Componente de comercialización, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

A_m : Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la adecuación de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de éstas o por la

SP8

sustitución de combustible, en el mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Sin embargo, la nueva propuesta regulatoria busca generar un mayor incentivo para que el prestador del servicio ahorre en los costos de combustibles, mediante la siguiente expresión:

$$A_m = \frac{1}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^k CEC_i \times \Delta PC_m \times Ei_{m-1}$$

Donde:

Et_{m-1} : Energía total entregada al sistema de distribución en el mes $m-1$, por las n plantas del parque de generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh) y será medida en bornes del generador.

k : Número de plantas que fueron adecuadas, reemplazadas o para las cuales se sustituyeron combustibles por otros más económicos.

i : Planta i del parque de generación.

CEC_i : Consumo específico de combustible de origen fósil de la planta i del parque de generación inicial que fue adecuada, reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico. Esta variable se expresa en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilizara diésel No. 2 o diésel No. 6 como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio, para cada planta i , en la propuesta que presente en el proceso competitivo. En caso de ser necesaria la aplicación de una equivalencia calorífica, ésta será determinada por el Ministerio de Minas y Energía. El consumo específico de combustible será calculado en bornes del generador y cuando se defina en galones por kilovatio hora se debe indicar el poder calorífico por galón.

ΔPC_m : Diferencia entre el precio del combustible fósil, o de la mezcla obligatoria con un biocombustible por disposición gubernamental, puesto en el sitio de la planta i del parque de generación inicial y el precio del combustible fósil sustituto, o de la mezcla mencionada, puesto en el sitio de la planta. Esta variable se expresa en pesos por millones de BTU (\$/MBTU). En caso que la planta utilizara diésel No. 2 o diésel No. 6 como combustible, este consumo será expresado en pesos por galón (\$/gal). Para aquellos casos en que el nuevo combustible utilizado sea un recurso renovable, ΔPC_m será equivalente al precio del combustible fósil puesto en el sitio de la planta i del parque de generación inicial. En caso de ser necesaria la aplicación de una equivalencia calorífica, ésta será determinada por el Ministerio de Minas y Energía.

Ei_{m-1} : Energía entregada al sistema de distribución, en el mes $m-1$, por la planta i del parque de generación que fue adecuada, reemplazada o cuyo combustible fue

SP8

sustituido por uno más económico. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh) y será medida en bornes del generador.

De lo anterior, se destaca de primera mano que el punto de medición de la energía total entregada al sistema de distribución por las plantas del parque de generación debe hacerse en los bornes del generador.

Además, como se menciona arriba, el concesionario podrá obtener ahorros en el costo del combustible empleado para la central de generación, en el caso en que se adecúen las plantas, se reemplace alguna de éstas o se sustituya el combustible. Para esto, es importante mencionar que el cálculo de esta variable siempre será equivalente a la resta entre el precio del combustible inicial y el precio del combustible final resultante de la adecuación o reemplazo de las plantas o de la sustitución del mismo, así:

$$\Delta PC_m = PC_i - PC_f$$

Donde:

PC_i : Precio del combustible inicial, antes de la adecuación o reemplazo de las centrales de generación, o de la sustitución del mismo.

PC_f : Precio del combustible final, después de la adecuación o reemplazo de las centrales de generación, o de la sustitución del mismo.

En el caso en que se el prestador del servicio migre hacia un sistema de generación con fuentes renovables, el precio del nuevo combustible empleado en la central de generación será cero, por lo tanto, el ahorro en combustible se calculará de la siguiente manera:

$$\Delta PC_m = PC_i - 0$$

$$\Delta PC_m = PC_i$$

Así, el ahorro en combustible para el concesionario corresponderá al precio del combustible empleado inicialmente.

En el caso en que el valor resultante sea negativo, se entenderá que el concesionario no obtuvo ahorros en términos de costo de combustible, por lo tanto, este término será igual a cero.

3.1.1 Determinación del componente de generación cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El artículo 18 de la Resolución CREG 027 de 2014, propone el cálculo del componente de generación de la siguiente manera:

$$G_m = GIAOM_m + Gc_m + M_m$$

SP8

Donde:

G_m : Componente de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$GIAOM_m$: Ingreso regulado compuesto por los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, para el mes m. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. En estos gastos no se consideran los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles utilizados en la operación, por disposición gubernamental.

Gc_m : Ingreso regulado compuesto por los costos de los combustibles de origen fósil, o de las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, puestos en el sitio de operación de las plantas del parque de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

M_m : Ingreso regulado compuesto por los gastos en monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

3.1.1.1 Modificación del cálculo del $GIAOM_m$.

La Resolución CREG 074 de 2009, establece en el artículo 49 la determinación de la inversión y los gastos AOM en generación para el mes m, de manera integrada.

A partir de lo anterior, la CREG identificó que dicha fórmula empleada para calcular el ingreso mínimo regulado compuesto por la inversión y los AOM de la empresa, no permitía identificar por separado el cálculo de cada uno de los componentes. Así, ante una variación inesperada en la demanda, es posible conocer los costos marginales en los que se incurre para atender la demanda adicional y por ende, remunerarla.

Por lo tanto, con el fin de viabilizar la prestación del servicio ante dichos eventos, la Resolución CREG 027 de 2014 propone realizar el cálculo del $GIAOM_m$ de la siguiente manera:

$$GIAOM_m = \frac{(Ig_t + \partial Ig_t + AOMg_t + \partial AOMg_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

Ig_t : Ingreso regulado para el año t del periodo de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de generación. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en generación realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía y será el ofertado por el

SP8.

adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

∂Ig_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de generación cuando se supera la demanda límite establecida por el concesionario en el proceso competitivo, por el tiempo remanente de la concesión. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

$AOMg_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de generación. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en generación realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

$\partial AOMg_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de generación cuando se supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

IPP_{m-1} : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del proceso competitivo.

V_{p-1} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh), calculado de la siguiente manera:

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

V_{m-i} : Ventas de energía eléctrica para el mes $m-i$, expresadas en kilovatios hora (kWh).

FA_m : Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m . Este ajuste se hará a partir del segundo mes del período de vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

Donde:

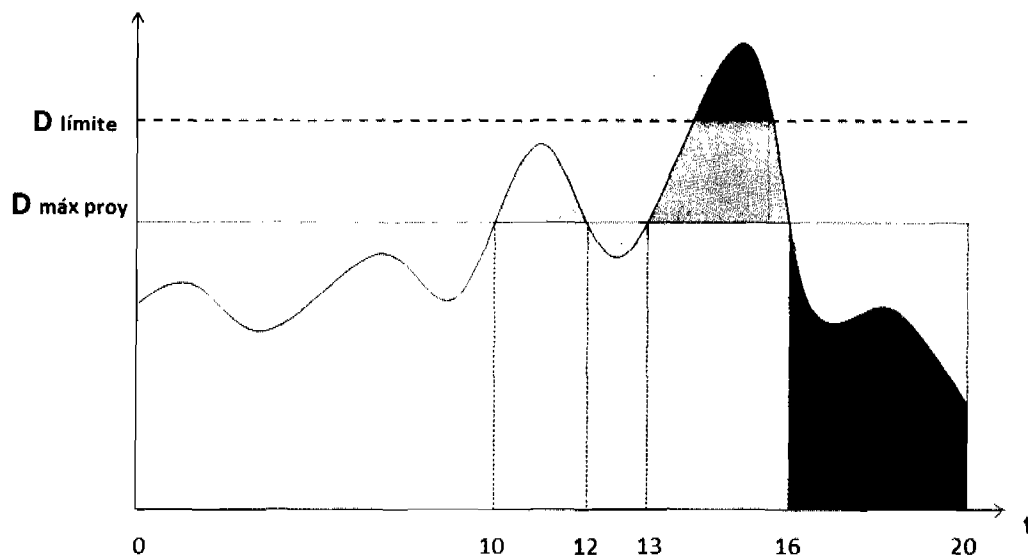
V_{p-2} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes $m-1$, expresado en kilovatios hora (kWh). El cálculo se hará de la siguiente manera:

$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-1}}{12}$$

V_{m-1} : Ventas mensuales de energía del mes $m-1$, expresado en kilovatios hora (kWh).

La metodología de cálculo del componente $GIAOM_m$ se hará de la siguiente manera:

Ilustración 1. Determinación de $GIAOM_m$ cuando los usuarios asumen el riesgo de la demanda.



La Ilustración 1 representa el costo de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento que componen el ingreso regulado en generación ($GIAOM_m$), sin considerar los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles utilizados en la operación, por disposición gubernamental.

En primer lugar, vale la pena mencionar que en este caso, el riesgo de demanda lo asumen los usuarios por lo que el prestador del servicio de generación cuenta con un ingreso mínimo regulado para todos los casos en los que la demanda observada sea igual o menor a la demanda máxima proyectada, y con unos ingresos variables para aquellos casos en los que la demanda observada sea superior a la demanda máxima proyectada.

Para demandas inferiores, el ingreso se mantendrá al nivel de $D_{máx proy}$, lo que implica un aumento en el CU.

SPS.

3.1.1.1.1 Componente I del $GIAOM_m$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 18, que el ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de generación, corresponderá a las inversiones en generación realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada, establecida por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo ($D_{máx\ proy.}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida por el prestador del servicio supere inesperadamente la demanda máxima proyectada al inicio de la concesión, por lo que esta comisión propone que sea el adjudicatario, quien establezca una demanda límite ($D_{límite}$), a partir de la cual, pueda solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en generación a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Para ilustrar esta situación, se propone el siguiente ejemplo (ver Ilustración 1):

Suponiendo que se abre un proceso competitivo en el año cero para concesionar la actividad de generación de energía eléctrica en una zona no interconectada, en donde los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El ingreso mínimo regulado para el concedente está asociado con la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía $D_{máx\ proy.}$, sobre la cual se realizaron las inversiones para prestar el servicio de generación. Por su parte, la demanda límite establecida por adjudicatario a partir de la cual se requieren nuevas inversiones para la prestación del servicio de generación, corresponde a $D_{límite}$.

A partir de la Ilustración 1, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda tiene un comportamiento creciente, sin embargo, se mantiene por debajo de la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo (área blanca). Por lo tanto, se entiende que el prestador del servicio podrá atender su mercado con las inversiones realizadas inicialmente (Ig_t), lo que implica que en la ecuación para determinar el $GIAOM_m$, el factor ∂Ig_t es equivalente a cero, así:

$$GIAOM_m = \frac{(Ig_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el concesionario supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no supera la demanda límite establecida en el proceso competitivo (área gris). Esta situación implica que el adjudicatario de la concesión es capaz de atender el mercado con las mismas inversiones realizadas inicialmente (Ig_t), por lo tanto, ∂Ig_t es igual a cero:

$$GIAOM_m = \frac{(I_{g_t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

12 a 13 años: el comportamiento de la demanda atendida es decreciente, incluso se encuentra por debajo de la demanda máxima proyectada. Por lo tanto, de manera análoga a los periodos anteriores, no se requieren hacer nuevas inversiones, por lo que ∂I_{g_t} es igual a cero:

$$GIAOM_m = \frac{(I_{g_t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: en este periodo se observa que la demanda atendida, además de superar la demanda máxima proyectada, $D_{m\acute{a}x\ proy}$ (área gris), supera la demanda límite establecida por concesionario, $D_{l\acute{i}mite}$ (área negra), producto de una variación inesperada de demanda, lo que supone que las inversiones efectuadas por parte del concedente para atender la demanda máxima proyectada no son suficientes. En este caso, el concesionario podría solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en generación a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Así, el cálculo del ingreso regulado para este periodo comprende además de la inversión requerida para atender la demanda máxima proyectada, I_{g_t} , las inversiones adicionales requeridas para la actividad de generación, ∂I_{g_t} :

$$GIAOM_m = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, la ilustración muestra que la demanda atendida decrece desde el año 16 hasta el final de la concesión, por lo tanto, el ingreso regulado para el prestador del servicio será equivalente al ingreso mínimo regulado más las inversiones adicionales que tuvieron lugar en el periodo anterior, ∂I_{g_t} (área negra), así:

$$GIAOM_m = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.1.1.1.2 Componente AOM del $GIAOM_m$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 18, que el ingreso regulado para el año t del periodo de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, para el mes, corresponderá a los gastos requeridos para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{m\acute{a}x\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida supere inesperadamente la demanda máxima proyectada en el inicio de la concesión. En este caso, el adjudicatario podrá solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

Tomando el mismo ejemplo anterior, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda atendida no supera la $D_{m\acute{a}x\ proy}$ (área blanca), por lo tanto, se entiende que los gastos AOM en que incurre el concesionario para la prestación del servicio de generación se encuentran incluidos en el ingreso mínimo regulado, siendo $\partial AOMg_t$ igual a cero:

$$GIAOM_m = \frac{(AOMg_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el segundo periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$GIAOM_m = \frac{(AOMg_t + \partial AOMg_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

12 a 13 años: de manera análoga al primer periodo de la concesión (0 a 10 años), la demanda atendida por el prestador del servicio no supera la demanda máxima proyectada (área blanca), por lo tanto, no se necesitan más gastos AOM para desarrollar la actividad de generación, entonces:

$$GIAOM_m = \frac{(AOMg_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris y negra). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el cuarto periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

SP8.

$$GIAOM_m = \frac{(AOMg_t + \partial AOMg_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el último periodo de la concesión, en los cuales la demanda atendida no supera la demanda máxima proyectada, se hará de la siguiente manera:

$$GIAOM_m = \frac{(AOMg_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.1.2 Determinación del componente de distribución cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El artículo 20 de la Resolución CREG 027 de 2014, propone el cálculo del componente de distribución de la siguiente manera:

$$D_{n,m} = DIAOM_{n,m}$$

Donde:

$D_{n,m}$: Componente de distribución para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$DIAOM_{n,m}$: Ingreso regulado compuesto por los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento en distribución, para el nivel de tensión n, en el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

3.1.2.1 Modificación del cálculo del $DIAOM_{n,m}$.

La Resolución CREG 074 de 2009, establece en el artículo 51 la determinación de la inversión y los gastos AOM en distribución para el mes m, de manera integrada.

A partir de lo anterior, la CREG identificó que dicha fórmula empleada para calcular el ingreso mínimo regulado compuesto por la inversión y los AOM de la empresa, no permitía identificar por separado el cálculo de cada uno de los componentes. Así, ante una variación inesperada en la demanda, es posible conocer los costos marginales en los que se incurre para atender la demanda adicional y por ende, remunerarla.

Por lo tanto, con el fin de viabilizar la prestación del servicio ante dichos eventos, la Resolución CREG 027 de 2014 propone realizar el cálculo del $DIAOM_{n,m}$ de la siguiente manera:

SP8.

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(Id_{n,t} + \partial Id_{n,t} + AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

$Id_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de distribución. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en distribución realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía.

$\partial Id_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de distribución cuando se supera la demanda límite establecida por el concesionario en el proceso competitivo, por el tiempo remanente de la concesión. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

$AOMd_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de distribución. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en distribución realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía.

$\partial AOMd_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de distribución, cuando se supera la demanda máxima por el Ministerio de Minas y Energía.

IPP_{m-1} : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del proceso competitivo.

V_{p-1} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh), calculado de la siguiente manera:

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

SP8

V_{m-i} : Ventas de energía eléctrica para el mes m-i, expresadas en kilovatios hora (kWh).

FA_m : Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del período de vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

Donde:

V_{p-2} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes m-1, expresado en kilovatios hora (kWh). El cálculo se hará de la siguiente manera:

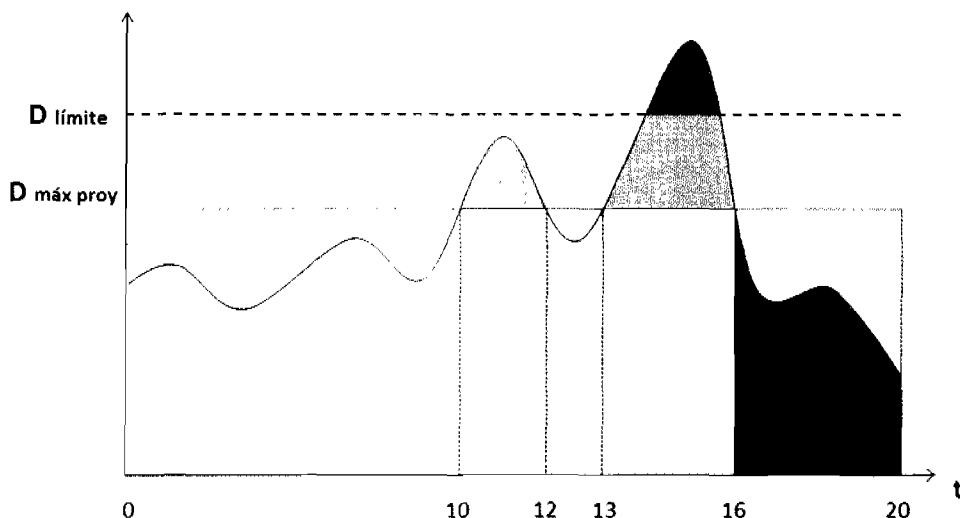
$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-1}}{12}$$

V_{m-1} : Ventas mensuales de energía del mes m-1, expresado en kilovatios hora (kWh).

La metodología empleada para determinar el componente $DIAOM_{n,m}$ será análoga a la empleada para calcular el componente $GIAOM_m$.

A partir de la Ilustración 1, se pueden representar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento que componen el ingreso regulado en distribución ($DIAOM_{n,m}$).

Ilustración 1. Determinación de $DIAOM_{n,m}$ cuando los usuarios asumen el riesgo de la demanda.



SP8.

Teniendo en cuenta que en este caso el riesgo de demanda lo asumen los usuarios, el prestador del servicio de distribución cuenta con un ingreso mínimo regulado para todos los casos en los que la demanda observada sea igual o menor a la demanda máxima proyectada, y con unos ingresos variables para aquellos casos en los que la demanda observada sea superior a la demanda máxima proyectada.

Para demandas inferiores, el ingreso se mantendrá al nivel de $D_{m\acute{a}x\ proy}$, lo que implica un aumento en el CU.

3.1.2.1.1 Componente I del $DIAOM_{n,m}$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 20, que el ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de distribución, corresponderá a las inversiones en distribución realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{m\acute{a}x\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida por el prestador del servicio supere inesperadamente la demanda máxima proyectada al inicio de la concesión, por lo que esta comisión propone que sea el adjudicatario quien establezca una demanda límite ($D_{límite}$), a partir de la cual, pueda solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en distribución a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Para ilustrar esta situación, se propone el siguiente ejemplo (ver Ilustración 1):

Suponiendo que se abre un proceso competitivo en el año cero para concesionar la actividad de distribución de energía eléctrica en una zona no interconectada, en donde los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El ingreso mínimo regulado para el concedente está asociado con la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía $D_{m\acute{a}x\ proy}$, sobre la cual se realizaron las inversiones para prestar el servicio de distribución. Por su parte, la demanda límite establecida por adjudicatario a partir de la cual se requieren nuevas inversiones para la prestación del servicio de distribución, corresponde a $D_{límite}$.

A partir de la Ilustración 1, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda tiene un comportamiento creciente, sin embargo, se mantiene por debajo de la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo (área blanca). Por lo tanto, se entiende que el prestador del servicio podrá atender su mercado con las inversiones realizadas inicialmente ($Id_{n,t}$), lo que implica que en la ecuación para determinar el $DIAOM_{n,m}$, el factor $\partial Id_{n,t}$ es equivalente a cero, así:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(Id_{n,t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

SP2

10 a 12 años: la demanda atendida por el concesionario supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no supera la demanda límite establecida en el proceso competitivo (área gris). Esta situación implica que el adjudicatario de la concesión es capaz de atender el mercado con las mismas inversiones realizadas inicialmente ($Id_{n,t}$), por lo tanto, $\partial Id_{n,t}$ es igual a cero:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(Id_{n,t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: en este periodo se observa que la demanda atendida, además de superar la demanda máxima proyectada, $D_{\max \text{ proy}}$ (área gris), supera la demanda límite establecida por concesionario, D_{\limite} (área negra), producto de una variación inesperada de demanda, lo que supone que las inversiones efectuadas por parte del concedente para atender la demanda máxima proyectada no son suficientes. En este caso, el concesionario podría solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en distribución a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Así, el cálculo del ingreso regulado para este periodo comprende además de la inversión requerida para atender la demanda máxima proyectada, $Id_{n,t}$, las inversiones adicionales requeridas para la actividad de distribución, $\partial Id_{n,t}$:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(Id_{n,t} + \partial Id_{n,t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, la ilustración muestra que la demanda atendida decrece desde el año 16 hasta el final de la concesión, por lo tanto, el ingreso regulado para el prestador del servicio será equivalente al ingreso mínimo regulado más las inversiones adicionales que tuvieron lugar en el periodo anterior, $\partial Id_{n,t}$ (área negra), así:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(Id_{n,t} + \partial Id_{n,t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.1.2.1.2 Componente AOM del $DIAOM_{n,m}$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 20, que el ingreso regulado para el año t del periodo de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de administración, operación y mantenimiento en distribución, para el mes m, corresponderá a los gastos requeridos para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{\max \text{ proy}}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida supere inesperadamente la demanda máxima proyectada en el inicio de la concesión. En este caso, el adjudicatario

podrá solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

Tomando el mismo ejemplo anterior, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda atendida no supera la $D_{m\acute{a}x\ proy}$ (área blanca), por lo tanto, se entiende que los gastos AOM en que incurre el concesionario para la prestación del servicio de distribución se encuentran incluidos en el ingreso mínimo regulado, siendo $\partial AOMd_{n,t}$ igual a cero:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(AOMd_{n,t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el segundo periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

12 a 13 años: de manera análoga al primer periodo de la concesión (0 a 10 años), la demanda atendida por el prestador del servicio no supera la demanda máxima proyectada (área blanca), por lo tanto, no se necesitan más gastos AOM para desarrollar la actividad de distribución, entonces:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(AOMd_{n,t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris y negra). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el cuarto periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

SPS.

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el último periodo de la concesión, en los cuales la demanda atendida no supera la demanda máxima proyectada, se hará de la siguiente manera:

$$DIAOM_{n,m} = \frac{(AOMd_{n,t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.1.3 Determinación del componente de comercialización cuando los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El artículo 22 de la Resolución CREG 027 de 2014, propone el cálculo del componente de comercialización de la siguiente manera:

$$C_m = CIAOM_m$$

Donde:

C_m : Componente de comercialización para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$CIAOM_m$: Ingreso regulado compuesto por los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento en comercialización, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

3.1.3.1 Modificación del cálculo del $CIAOM_m$

La Resolución CREG 074 de 2009, establece en el artículo 53 la determinación de la inversión y los gastos AOM en comercialización para el mes m, de manera integrada.

A partir de lo anterior, la CREG identificó que dicha fórmula empleada para calcular el ingreso mínimo regulado compuesto por la inversión y los AOM de la empresa, no permitía identificar por separado el cálculo de cada uno de los componentes. Así, ante una variación inesperada en la demanda, es posible conocer los costos marginales en los que se incurre para atender la demanda adicional y por ende, remunerarla.

Por lo tanto, con el fin de viabilizar la prestación del servicio ante dichos eventos, la Resolución CREG 027 de 2014 propone realizar el cálculo del $CIAOM_m$ de la siguiente manera:

$$CIAOM_m = \frac{(Ic_t + \partial Ic_t + AOMc_t + \partial AOMc_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

Donde:

Ic_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de comercialización. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en comercialización realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía.

∂Ic_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de comercialización cuando se supera la demanda límite establecida por el concesionario en el proceso competitivo, por el tiempo remanente de la concesión. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

$AOMc_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de comercialización. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en comercialización realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía.

$\partial AOMc_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de comercialización cuando se supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía. El ingreso será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

IPP_{m-1} : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes $m-1$.

IPP_0 : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del proceso competitivo.

V_{p-1} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh), calculado de la siguiente manera:

SP8.

$$V_{p-1} = \frac{\sum_{i=1}^{12} V_{m-i}}{12}$$

V_{m-i} : Ventas de energía eléctrica para el mes m-i, expresadas en kilovatios hora (kWh).

FA_m : Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del período de vigencia, de la siguiente manera:

$$FA_m = \frac{V_{p-2}}{V_{m-1}}$$

Donde:

V_{p-2} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los doce (12) meses anteriores al mes m-1, expresado en kilovatios hora (kWh). El cálculo se hará de la siguiente manera:

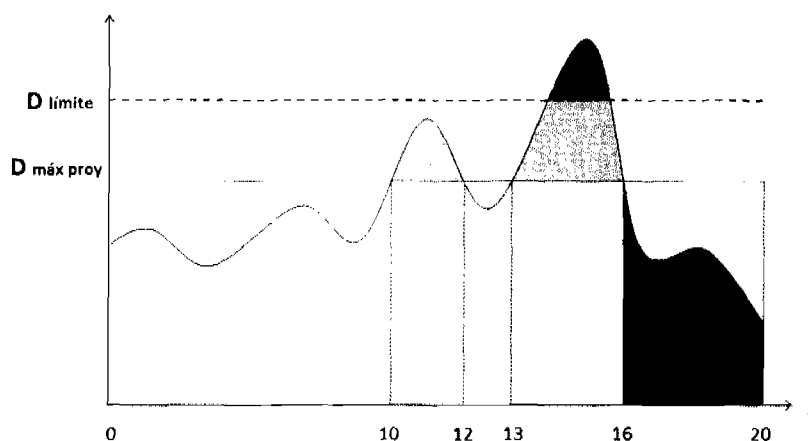
$$V_{p-2} = \frac{\sum_{i=2}^{13} V_{m-1}}{12}$$

V_{m-1} : Ventas mensuales de energía del mes m-1, expresado en kilovatios hora (kWh).

La metodología empleada para determinar el componente $CIAOM_m$ será análoga a la empleada para calcular el componente $DIAOM_{n,m}$.

A partir de la Ilustración 1, se pueden representar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento que componen el ingreso regulado en comercialización ($CIAOM_m$).

Ilustración 1. Determinación de $CIAOM_m$ cuando los usuarios asumen el riesgo de la demanda.



SPL

Teniendo en cuenta que en este caso el riesgo de demanda lo asumen los usuarios, el prestador del servicio de comercialización cuenta con un ingreso mínimo regulado para todos los casos en los que la demanda observada sea igual o menor a la demanda máxima proyectada, y con unos ingresos variables para aquellos casos en los que la demanda observada sea superior a la demanda máxima proyectada.

Para demandas inferiores, el ingreso se mantendrá al nivel de $D_{m\acute{a}x\ proy}$, lo que implica un aumento en el CU.

3.1.3.1.1 Componente I del $CIAOM_m$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 22, que el ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de comercialización, corresponderá a las inversiones en comercialización realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{m\acute{a}x\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida por el prestador del servicio supere inesperadamente la demanda máxima proyectada al inicio de la concesión, por lo que esta comisión propone que sea el adjudicatario quien establezca una demanda límite ($D_{límite}$), a partir de la cual, pueda solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en comercialización a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Para ilustrar esta situación, se propone el siguiente ejemplo (ver Ilustración 1):

Suponiendo que se abre un proceso competitivo en el año cero para concesionar la actividad de comercialización de energía eléctrica en una zona no interconectada, en donde los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El ingreso mínimo regulado para el concedente está asociado con la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía $D_{m\acute{a}x\ proy}$, sobre la cual se realizaron las inversiones para prestar el servicio de comercialización. Por su parte, la demanda límite establecida por adjudicatario a partir de la cual se requieren nuevas inversiones para la prestación del servicio de comercialización, corresponde a $D_{límite}$.

A partir de la Ilustración 1, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda tiene un comportamiento creciente, sin embargo, se mantiene por debajo de la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo (área blanca). Por lo tanto, se entiende que el prestador del servicio podrá atender su mercado con las inversiones realizadas inicialmente (Ic_t), lo que implica que en la ecuación para determinar el $CIAOM_m$, el factor ∂Ic_t es equivalente a cero, así:

$$CIAOM_m = \frac{(Ic_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

SP8

10 a 12 años: la demanda atendida por el concesionario supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no supera la demanda límite establecida en el proceso competitivo (área gris). Esta situación implica que el adjudicatario de la concesión es capaz de atender el mercado con las mismas inversiones realizadas inicialmente (Ic_t), por lo tanto, ∂Ic_t es igual a cero:

$$CIAOM_m = \frac{(Ic_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: en este periodo se observa que la demanda atendida, además de superar la demanda máxima proyectada, $D_{m\acute{a}x\ proy}$ (área gris), supera la demanda límite establecida por concesionario, $D_{l\acute{i}mite}$ (área negra), producto de una variación inesperada de demanda, lo que supone que las inversiones efectuadas por parte del concedente para atender la demanda máxima proyectada no son suficientes. En este caso, el concesionario podría solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones en comercialización a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Así, el cálculo del ingreso regulado para este periodo comprende además de la inversión requerida para atender la demanda máxima proyectada, Ic_t , las inversiones adicionales requeridas para la actividad de comercialización, ∂Ic_t :

$$CIAOM_m = \frac{(Ic_t + \partial Ic_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, la ilustración muestra que la demanda atendida decrece desde el año 16 hasta el final de la concesión, por lo tanto, el ingreso regulado para el prestador del servicio será equivalente al ingreso mínimo regulado más las inversiones adicionales que tuvieron lugar en el periodo anterior, ∂Ic_t (área negra), así:

$$CIAOM_m = \frac{(Ic_t + \partial Ic_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.1.3.1.2 Componente AOM del $CIAOM_m$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 22, que el ingreso regulado para el año t del periodo de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de administración, operación y mantenimiento en comercialización, para el mes m , corresponderá a los gastos requeridos para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{m\acute{a}x\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida supere inesperadamente la demanda máxima proyectada en el inicio de la concesión. En este caso, el adjudicatario

SPS.

podrá solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

Tomando el mismo ejemplo anterior, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda atendida no supera la $D_{m\acute{a}x\ proy}$ (área blanca), por lo tanto, se entiende que los gastos AOM en que incurre el concesionario para la prestación del servicio de comercialización se encuentran incluidos en el ingreso mínimo regulado, siendo ∂AOM_{c_t} igual a cero:

$$CIAOM_m = \frac{(AOM_{c_t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el segundo periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$CIAOM_m = \frac{(AOM_{c_t} + \partial AOM_{c_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

12 a 13 años: de manera análoga al primer periodo de la concesión (0 a 10 años), la demanda atendida por el prestador del servicio no supera la demanda máxima proyectada (área blanca), por lo tanto, no se necesitan más gastos AOM para desarrollar la actividad de comercialización, entonces:

$$CIAOM_m = \frac{(AOM_{c_t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris y negra). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el cuarto periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$CIAOM_m = \frac{(AOM_{c_t} + \partial AOM_{c_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el último periodo de la concesión, en los cuales la demanda atendida no supera la demanda máxima proyectada, se hará de la siguiente manera:

$$CIAOM_m = \frac{(AOM_{c_t} + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.2 Fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo que se conformen para todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.

De acuerdo con los artículos 24 y 25 de la Resolución CREG 027 de 2014, cuando la autoridad contratante realice un único proceso competitivo para adjudicar la obligación de prestación del servicio de todas las actividades para la prestación del servicio público de energía eléctrica en un área de servicio exclusivo, la fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica se expresará de la misma manera que en la Resolución CREG 074 de 2009, y tendrá los siguientes componentes:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{G_m + A_m}{(1 - p_{D\ n,m})} + M_m$$

Donde:

- $CU_{n,m}$: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $IAOM_{n,m}$: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, en distribución por nivel de tensión n, y en comercialización, para el mes m. En estos gastos no se consideran los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles utilizados en la operación, por disposición gubernamental, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- G_{c_m} : Ingreso regulado compuesto por los costos de los combustibles de origen fósil, o de las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, puestos en el sitio de operación de las plantas del parque de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $p_{D\ n,m}$: Pérdidas de energía del sistema de distribución, en el nivel de tensión n, para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este valor se expresa como una fracción de la energía inyectada al sistema de distribución.
- M_m : Ingreso regulado compuesto por los gastos en monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

SPS

A_m : Ahorro en los costos de combustibles de origen fósil, ya sea por la adecuación de las plantas de generación, por el reemplazo de alguna de éstas o por la sustitución de combustible, en el mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Sin embargo, la nueva propuesta regulatoria busca generar un mayor incentivo para que el prestador del servicio ahorre en los costos de combustibles, mediante la siguiente expresión:

$$A_m = \frac{1}{Et_{m-1}} \sum_{i=1}^k CEC_i \times \Delta PC_m \times Ei_{m-1}$$

Donde:

Et_{m-1} : Energía total entregada al sistema de distribución en el mes $m-1$, por las n plantas del parque de generación. Este valor se expresa en kilovatios hora (kWh) y será medida en bornes del generador.

k : Número de plantas que fueron adecuadas, reemplazadas o para las cuales se sustituyeron combustibles por otros más económicos.

i : Planta i del parque de generación.

CEC_i : Consumo específico de combustible de origen fósil de la planta i del parque de generación inicial que fue adecuada, reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico. Esta variable se expresa en millones de BTU por kilovatio hora (MBTU/kWh). En caso que la planta utilizara diésel No. 2 o diésel No. 6 como combustible, este consumo será expresado en galones por kilovatio hora (gal/kWh). El valor de esta variable será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio, para cada planta i , en la propuesta que presente en el proceso competitivo. En caso de ser necesaria la aplicación de una equivalencia calorífica, ésta será determinada por el Ministerio de Minas y Energía. El consumo específico de combustible será calculado en bornes del generador y cuando se defina en galones por kilovatio hora se debe indicar el poder calorífico por galón.

ΔPC_m : Diferencia entre el precio del combustible fósil, o de la mezcla obligatoria con un biocombustible por disposición gubernamental, puesto en el sitio de la planta i del parque de generación inicial y el precio del combustible fósil sustituto, o de la mezcla mencionada, puesto en el sitio de la planta. Esta variable se expresa en pesos por millones de BTU (\$/MBTU). En caso que la planta utilizara diésel No. 2 o diésel No. 6 como combustible, este consumo será expresado en pesos por galón (\$/gal). Para aquellos casos en que el nuevo combustible utilizado sea un recurso renovable, ΔPC_m será equivalente al precio del combustible fósil puesto en el sitio de la planta i del parque de generación inicial. En caso de ser necesaria la aplicación de una equivalencia calorífica, ésta será determinada por el Ministerio de Minas y Energía.

SB

El_{m-1} : Energía entregada al sistema de distribución, en el mes $m-1$, por la planta i del parque de generación que fue adecuada, reemplazada o cuyo combustible fue sustituido por uno más económico. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh) y será medida en bornes del generador.

De lo anterior, se destaca de primera mano que el punto de medición de la energía total entregada al sistema de distribución por las plantas del parque de generación debe hacerse en los bornes del generador.

Además, como se menciona arriba, el concesionario podrá obtener ahorros en el costo del combustible empleado para la central de generación, en el caso en que se adecúen las plantas, se reemplace alguna de éstas o se sustituya el combustible. Para esto, es importante mencionar que el cálculo de esta variable siempre será equivalente a la resta entre el precio del combustible inicial y el precio del combustible resultante de la adecuación o reemplazo de las plantas o de la sustitución del mismo, así:

$$\Delta PC_m = PC_i - PC_f$$

Donde:

PC_i : Precio del combustible inicial, antes de la adecuación o reemplazo de las centrales de generación, o de la sustitución del mismo.

PC_f : Precio del combustible final, después de la adecuación o reemplazo de las centrales de generación, o de la sustitución del mismo.

En el caso en que se el prestador del servicio migre hacia un sistema de generación con fuentes renovables, el precio del nuevo combustible empleado en la central de generación será cero, por lo tanto, el ahorro en combustible se calculará de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\Delta PC_m &= PC_i - 0 \\ \Delta PC_m &= PC_i\end{aligned}$$

Así, el ahorro en combustible para el concesionario corresponderá al precio del combustible empleado inicialmente.

En el caso en que el valor resultante sea negativo, se entenderá que el concesionario no obtuvo ahorros en términos de costo de combustible, por lo tanto, este término será igual a cero.

3.2.1 Modificación del cálculo del $IAOM_{n,m}$

La Resolución CREG 074 de 2009, establece en el artículo 55 la determinación de la inversión y los gastos AOM generación, distribución y comercialización, para el mes m , sin considerar los combustibles de origen fósil, o las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, utilizados en la operación, de manera integrada.

SPS.

A partir de lo anterior, la CREG identificó que dicha fórmula empleada para calcular el ingreso regulado compuesto por la inversión y los AOM de la empresa, no le permitía al prestador del servicio discriminar el cálculo de cada uno de los componentes ante una variación inesperada en la demanda. Por lo tanto, con el fin de viabilizar la prestación del servicio ante dichos eventos, la Resolución CREG 027 de 2014 propone realizar el cálculo del $IAOM_{n,m}$ de la siguiente manera:

$$IAOM_{n,m} = \left\{ \frac{(Ig_t + \partial Ig_t + Id_{n,t} + \partial Id_{n,t} + Ic_t + \partial Ic_t) \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} + \frac{(AOMg_t + \partial AOMg_t + AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t} + AOMc_t + \partial AOMc_t) \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \right)}{12 V_{p-1}} \right\} \times FA_m$$

Donde:

- Ig_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de generación. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en generación realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.
- ∂Ig_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de generación cuando se supera la demanda límite establecida por el Ministerio de Minas y Energía, por el tiempo remanente de la concesión.
- $Id_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n, para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de distribución. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en distribución realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.
- $\partial Id_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n, para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de distribución cuando se supera la demanda límite establecida por el Ministerio de Minas y Energía, por el tiempo remanente de la concesión.
- Ic_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de comercialización. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a las inversiones en

comercialización realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.

∂Ic_t : Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones adicionales requeridas para la actividad de comercialización cuando se supera la demanda límite establecida por el Ministerio de Minas y Energía, por el tiempo remanente de la concesión.

$AOMg_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de generación. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en generación realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.

$\partial AOMg_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de generación cuando se supera la demanda máxima proyectada en el proceso competitivo inicial.

$AOMd_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de distribución. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en distribución realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.

$\partial AOMd_{n,t}$: Ingreso regulado para el nivel de tensión n , para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de distribución cuando se supera la demanda máxima proyectada en el proceso competitivo inicial.

$AOMc_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de AOM requeridos para la actividad de comercialización. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del proceso competitivo, corresponderá a los gastos AOM en comercialización realizados por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada.

$\partial AOMc_t$: Ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos AOM adicionales requeridos para la actividad de comercialización cuando se supera la demanda máxima proyectada en el proceso competitivo inicial.

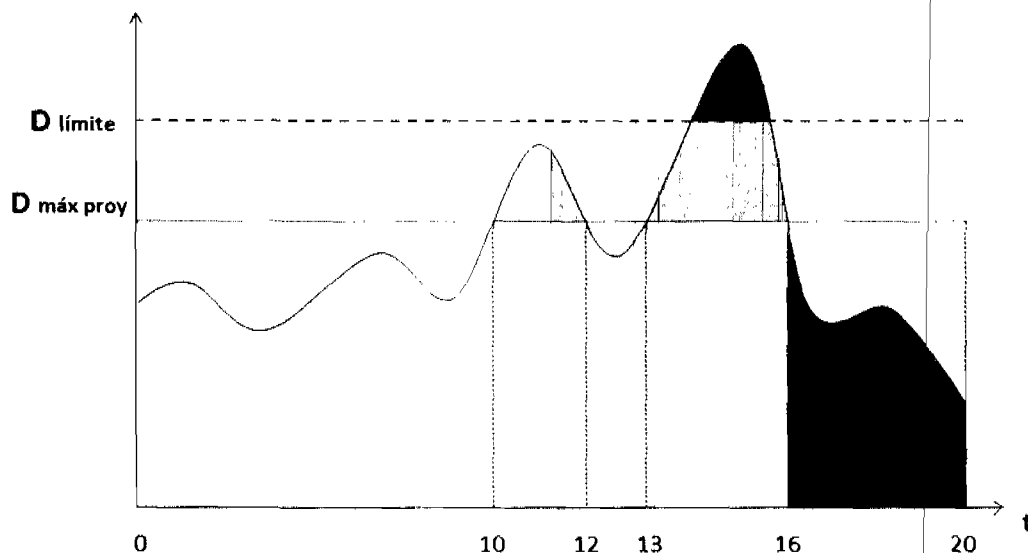
IPP_{m-1} : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes $m-1$.

SP&

- IPP_0 : Índice de precios al productor publicado por el DANE, para el mes anterior al de realización del proceso competitivo.
- V_{p-1} : Promedio de las ventas mensuales de energía de los últimos doce (12) meses, expresado en kilovatios hora (kWh).
- FA_m : Factor de ajuste al ingreso máximo regulado, para el mes m. Este ajuste se hará a partir del segundo mes del período de vigencia.
- GC_m : Ingreso regulado compuesto por los costos de los combustibles de origen fósil, o de las mezclas obligatorias de éstos con biocombustibles por disposición gubernamental, puestos en el sitio de operación de las plantas del parque de generación, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $p_{D\ n,m}$: Pérdidas de energía del sistema de distribución, en el nivel de tensión n, para el mes m. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo. Este valor se expresa como una fracción de la energía inyectada al sistema de distribución.
- M_m : Ingreso regulado compuesto por los gastos en monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

La metodología de cálculo del componente $IAOM_{n,m}$ se hará de la siguiente manera:

Ilustración 1. Determinación de $IAOM_{n,m}$ cuando los usuarios asumen el riesgo de la demanda.



A partir de la Ilustración 1, se pueden representar los costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento que componen el ingreso regulado en generación, en distribución por nivel de tensión n , y en comercialización, para el mes m ($IAOM_{n,m}$).

Teniendo en cuenta que en este caso el riesgo de demanda lo asumen los usuarios, el prestador del servicio cuenta con un ingreso mínimo regulado para todos los casos en los que la demanda observada sea igual o menor a la demanda máxima proyectada, y con unos ingresos variables para aquellos casos en los que la demanda observada sea superior a la demanda máxima proyectada.

Para demandas inferiores, el ingreso se mantendrá al nivel de $D_{m\acute{a}x\ proy}$, lo que implica un aumento en el CU.

3.2.1.1 Componente I del $IAOM_{n,m}$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 24, que el ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio las inversiones requeridas para la actividad de generación, distribución y comercialización, corresponderá a las inversiones realizadas por el adjudicatario para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{m\acute{a}x\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida por el prestador del servicio supere inesperadamente la demanda máxima proyectada al inicio de la concesión, por lo que esta comisión propone que sea el adjudicatario quien establezca una demanda límite ($D_{l\acute{i}mite}$), a partir de la cual, pueda solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones, ya sea en generación, en distribución y/o en comercialización a que haya lugar, por el tiempo remanente de la concesión.

Para ilustrar esta situación, se propone el siguiente ejemplo (ver Ilustración 1):

Suponiendo que se abre un proceso competitivo en el año cero para concesionar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en una zona no interconectada, en donde los usuarios asumen el riesgo de demanda.

El ingreso mínimo regulado para el concedente está asociado con la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía $D_{m\acute{a}x\ proy}$, sobre la cual se realizaron las inversiones para prestar el servicio de energía eléctrica. Por su parte, la demanda límite establecida por adjudicatario a partir de la cual se requieren nuevas inversiones para la prestación del servicio de energía eléctrica, corresponde a $D_{l\acute{i}mite}$.

A partir de la Ilustración 1, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda tiene un comportamiento creciente, sin embargo, se mantiene por debajo de la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía en el proceso competitivo (área blanca). Por lo tanto, se entiende que el prestador del servicio

podrá atender su mercado con las inversiones realizadas inicialmente ($I_{g_t}, I_{d_{n,t}}, I_{c_t}$), lo que implica que en la ecuación para determinar el $IAOM_{n,m}$, los factores $\partial I_{g_t}, \partial I_{d_{n,t}}, \partial I_{c_t}$ son equivalentes a cero, así:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t} + I_{d_{n,t}} + 0 + 0 + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el concesionario supera la demanda máxima proyectada por el Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no supera la demanda límite establecida en el proceso competitivo (área gris). Esta situación implica que el adjudicatario de la concesión es capaz de atender el mercado con las mismas inversiones realizadas inicialmente ($I_{g_t}, I_{d_{n,t}}, I_{c_t}$), por lo tanto, $I_{g_t}, \partial I_{d_{n,t}}, \partial I_{c_t}$ son cero, así:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t} + I_{d_{n,t}} + 0 + 0 + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: en este periodo se observa que la demanda atendida, además de superar la demanda máxima proyectada, $D_{máx\ proy}$ (área gris), supera la demanda límite establecida por concesionario, $D_{límite}$ (área negra), producto de una variación inesperada de demanda, lo que supone que las inversiones efectuadas por parte del concedente para atender la demanda máxima proyectada no son suficientes. En este caso, el concesionario podría solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la apertura de un proceso competitivo para la remuneración de nuevas inversiones ya sea en generación, distribución y/o comercialización a que haya lugar por el tiempo remanente de la concesión.

Así, el cálculo del ingreso regulado para este periodo comprende además de la inversión requerida para atender la demanda máxima proyectada, $I_{g_t}, I_{d_{n,t}}, I_{c_t}$ las inversiones adicionales requeridas para la actividad de generación, distribución y/o comercialización $\partial I_{g_t}, \partial I_{d_{n,t}}, \partial I_{c_t}$, así:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t} + I_{d_{n,t}} + \partial I_{d_{n,t}} + I_{c_t} + \partial I_{c_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, la ilustración muestra que la demanda atendida decrece desde el año 16 hasta el final de la concesión, por lo tanto, el ingreso regulado para el prestador del servicio será equivalente al ingreso mínimo regulado más las inversiones adicionales que tuvieron lugar en el periodo anterior, $\partial I_{g_t}, \partial I_{d_{n,t}}, \partial I_{c_t}$ (área negra), así:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(I_{g_t} + \partial I_{g_t} + I_{d_{n,t}} + \partial I_{d_{n,t}} + I_{c_t} + \partial I_{c_t}) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.2.1.2 Componente AOM del $IAOM_{n,m}$

La Resolución CREG 027 de 2014, propone en el artículo 24, que el ingreso regulado para el año t del período de vigencia de la concesión, que remunera al prestador del servicio los gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, distribución y comercialización, para el mes m , corresponderá a los gastos requeridos para atender la demanda máxima proyectada, establecida en el proceso competitivo ($D_{máx\ proy}$).

Sin embargo, puede ocurrir que la demanda atendida supere inesperadamente la demanda máxima proyectada en el inicio de la concesión. En este caso, el adjudicatario podrá solicitar a la autoridad contratante, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender la demanda adicional.

Tomando el mismo ejemplo anterior, se observa lo siguiente:

0 a 10 años: la demanda atendida no supera la $D_{máx\ proy}$ (área blanca), por lo tanto, se entiende que los gastos AOM en que incurre el concesionario para la prestación del servicio se encuentran incluidos en el ingreso mínimo regulado, siendo $\partial AOMg_t$, $\partial AOMd_{n,t}$, $\partial AOMc_t$, iguales a cero:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(AOMg_t + 0 + AOMd_{n,t} + 0 + AOMc_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

10 a 12 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el segundo periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(AOMg_t + \partial AOMg_t + AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t} + AOMc_t + \partial AOMc_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

12 a 13 años: de manera análoga al primer periodo de la concesión (0 a 10 años), la demanda atendida por el prestador del servicio no supera la demanda máxima proyectada (área blanca), por lo tanto, no se necesitan más gastos AOM para desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización, entonces:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(AOMg_t + 0 + AOMd_{n,t} + 0 + AOMc_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

13 a 16 años: la demanda atendida por el prestador del servicio supera la demanda máxima proyectada (área gris y negra). En este caso, se entiende que el ingreso mínimo

SP8

regulado no es suficiente para atender la demanda adicional, por lo tanto, el concedente podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía, con los soportes respectivos, la remuneración de los gastos AOM incurridos para atender dicha demanda adicional.

A partir de lo anterior, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el cuarto periodo de la concesión, se hará de la siguiente manera:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(AOMg_t + \partial AOMg_t + AOMd_{n,t} + \partial AOMd_{n,t} + AOMc_t + \partial AOMc_t) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

16 a 20 años: finalmente, el cálculo del ingreso regulado compuesto por los gastos AOM para el último periodo de la concesión, en los cuales la demanda atendida no supera la demanda máxima proyectada, se hará de la siguiente manera:

$$IAOM_{n,m} = \frac{(AOMg_t + 0 + AOMd_{n,t} + 0 + AOMc_t + 0) \times \left(\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}\right)}{12 \times V_{p-1}} \times FA_m$$

3.3 Tarifa del servicio público de energía eléctrica en ZNI

El artículo 26 de la Resolución CREG 027 de 2014 determina la tarifa aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica en ZNI de la siguiente manera:

$$T_{m,k} = CU_{n,m} - S_{m,k}$$

Donde:

$T_{m,k}$: Tarifa para el mes m, aplicable al estrato socioeconómico k, expresada en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$CU_{n,m}$: Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, para el nivel de tensión n, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$S_{m,k}$: Subsidio por menores tarifas determinado por el Ministerio de Minas y Energía para el mes m, para el estrato socioeconómico k, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

k : Estrato socioeconómico aplicable según la normatividad vigente.

3.4 Seguimiento a la calidad y continuidad del servicio

El capítulo VI de la Resolución CREG 027 de 2014, define en los artículos 28, 29 y 30 los criterios de calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica que deben cumplir los

SP8

prestadores del servicio en las áreas de servicio exclusivo que se conformen para cada actividad o para todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en las ZNI.

Para la actividad de generación:

Toda área de servicio exclusivo deberá contar con equipos instalados en el parque de generación que permitan realizar las siguientes funciones:

- a) Registro de la producción horaria de energía con acumuladores mensuales.
 - b) Registro de los niveles de voltaje.
 - c) Envío satelital de la información generada.
- La actividad de monitoreo es complementaria a la prestación del servicio público domiciliario de electricidad en las zonas no interconectadas. En consecuencia, le aplica lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y las demás normas vigentes.
 - La información producida por cada prestador del servicio será enviada al Ministerio de Minas y Energía y formará parte del Sistema Único de Información que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y de la información del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que administra el Ministerio de Minas y Energía para la definición de subsidios y contribuciones del sector eléctrico.
 - A partir de la entrada en vigencia del cargo que remunere la actividad de monitoreo, se cobrará el componente Mm incluido en la fórmula tarifaria general. Este componente será igual a cero hasta tanto esta actividad comience a ser adelantada por una unidad independiente para el sector eléctrico, por parte de un agente sujeto a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
 - La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar el cargo regulado de la actividad de monitoreo.
 - Los concesionarios contarán con un plazo de seis (6) meses para la instalación de los equipos de medición a distancia. Adicionalmente, los equipos que se instalen deberán contar con parámetros de medición compatibles con el Centro Nacional de Monitoreo (CNM) o el que se encuentre vigente.
 - Para todos los efectos, lo dispuesto en el presente artículo aplica a todas las tecnologías de generación.

Para la actividad de distribución:

Con el propósito de garantizar condiciones mínimas de calidad de la potencia, el prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) Contar con equipos adecuados para la telemedición de los valores de frecuencia y magnitud del voltaje.
- b) Mantener la frecuencia dentro de un rango de \pm el 1% del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación.
- c) Mantener la tensión del voltaje dentro de un rango de \pm el 10% del valor nominal del voltaje.
- d) Contar con los medios necesarios para obtener registros que permitan observar de manera horaria los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, con una antigüedad de por lo menos tres (3) meses, de manera que sea posible su vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Para la actividad de comercialización:

Con el propósito de garantizar condiciones mínimas de calidad del servicio a los usuarios, el prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

- Contar con oficinas o puestos móviles de atención de peticiones, quejas y recursos, los cuales estarán sujetos a las condiciones y términos definidos en la Ley 142 de 1994.
- Siempre que haya capacidad técnica en las redes existentes y la disponibilidad en generación, el plazo máximo para la conexión de nuevos usuarios es de 30 días, a menos que se requieran estudios especiales para autorizar la conexión, en cuyo caso se dispondrá de tres (3) meses para realizar la conexión.
- La suspensión o corte del servicio por falta de pago o por anomalías en las instalaciones del usuario deberá hacerse con la observancia del debido proceso y de lo establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o aquella que la modifique o sustituya o complementa.
- El prestador del servicio de distribución-comercialización deberá minimizar el número de reclamos por facturación, el cual deberá ser máximo del 1% de las facturas emitidas.
- El tiempo máximo para el restablecimiento del servicio después de que el usuario haya efectuado el pago o eliminado la causa que dio origen a la suspensión, es de 24 horas siguientes.
- El plazo mínimo para el pago de las facturas, contados desde la fecha de entrega real de la factura, será de cinco (5) días hábiles.
- Duración de interrupciones. Para determinar el máximo nivel de interrupciones, se excluyen las siguientes causales:
 - a) Interrupciones de duración inferior a un (1) minuto
 - b) Interrupciones por razones de seguridad ciudadana o solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
 - c) Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

d) Indisponibilidades del sistema de distribución o del sistema de generación originadas en eventos de fuerza mayor.

- La meta de cumplimiento del indicador de duración de interrupciones anuales por circuito será de treinta y nueve (39) horas, repartidos en nueve coma setenta y cinco (9,75) horas por trimestre.

- La frecuencia máxima de las interrupciones por año y por circuito será de cincuenta y ocho (58), repartidas en catorce (14) interrupciones por trimestre por circuito.

Las compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio técnico serán compensadas con la metodología vigente para usuarios del SIN.

