**Colombia**

**Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente**

**CO-L1217**

**Evaluación Económica del Programa**

**Informe Final**

**Eduardo Afanador, Consultor**

**Versión Febrero de 2017**

**CONTENIDO**

[1 Introducción 6](#_Toc476136925)

[1.1 Antecedentes y objetivo del Proyecto 6](#_Toc476136926)

[1.2 Objetivo del Análisis Económico 8](#_Toc476136927)

[1.3 Componentes de la Matriz de Políticas 8](#_Toc476136928)

[2 Evaluación económica del Subcomponente 2.1 relacionado con la diversificación eficiente de la matriz energética del SIN 9](#_Toc476136929)

[2.1 Supuestos y metodología 9](#_Toc476136930)

[2.1.1 Precios de la energía para la valoración de los beneficios 10](#_Toc476136931)

[2.1.2 Remuneración de la generación y formación de precios en el MEM 11](#_Toc476136932)

[2.1.3 Funcionamiento de la bolsa de energía y precios marginales 12](#_Toc476136933)

[2.1.4 El Cargo por Confiabilidad en el MEM 13](#_Toc476136934)

[2.1.5 El ingreso neto de un generador 15](#_Toc476136935)

[2.1.6 Metodología de estimación de costos marginales y del beneficio neto 15](#_Toc476136936)

[2.1.7 Estimación de costos de inversión 22](#_Toc476136937)

[2.2 Cálculo de beneficios netos de la diversificación eficiente de la matriz energética del SIN 23](#_Toc476136938)

[2.3 Beneficiarios 28](#_Toc476136939)

[2.4 Análisis de sensibilidad 28](#_Toc476136940)

[3 Evaluación económica del Subcomponente 2.2 Fortalecimiento del Mercado Eléctrico en lo relacionado con la oferta de Gas natural para la generación eléctrica y gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica 30](#_Toc476136941)

[3.1 Evaluación económica de las medidas tendientes a aumentar y garantizar la oferta de Gas Natural (GN) 31](#_Toc476136942)

[3.2 Evaluación económica de las medidas relacionadas con la GEDE 33](#_Toc476136943)

[3.2.1 Supuestos y metodología 33](#_Toc476136944)

[3.2.2 Beneficios netos de las medidas de gestión eficiente de la demanda 34](#_Toc476136945)

[3.2.3 Beneficiarios 41](#_Toc476136946)

[3.2.4 Análisis de sensibilidad 41](#_Toc476136947)

[3.3 Conclusiones de la evaluación económica del Componente 2 41](#_Toc476136948)

[4 Evaluación económica del Componente 3 relacionado con la promoción del acceso a la energía en ZNI 43](#_Toc476136949)

[4.1 Supuestos y metodología 43](#_Toc476136950)

[4.2 Análisis costo efectividad 45](#_Toc476136951)

[4.3 Beneficiarios 46](#_Toc476136952)

[4.4 Análisis de sensibilidad 46](#_Toc476136953)

[4.5 Conclusiones y Recomendaciones 47](#_Toc476136954)

[5 Anexo - Parámetros y cálculos para la estimación de beneficios y costos de medidas de eficiencia energética 48](#_Toc476136955)

Índice de Gráficas

[Ilustración 1 – Precios de bolsa promedio diario enero 2005 – abril 2016 12](#_Toc476136956)

[Ilustración 2 – Despacho energético y formación del precio en Bolsa 13](#_Toc476136957)

[Ilustración 3 – Esquema de Precio de Bolsa y Precio de Escasez 15](#_Toc476136958)

[Ilustración 4 – Representación de la curva de oferta precios 16](#_Toc476136959)

[Ilustración 5 – Representación del desplazamiento de la curva de oferta de precios con nueva capacidad de FNCER 17](#_Toc476136960)

[Ilustración 6 – Representación del desplazamiento de la curva de oferta de precios con FNCER y variación en el excedente del consumidor y del productor 21](#_Toc476136961)

[Ilustración 7 – Potencial composición de la matriz de generación con y sin FNCER 23](#_Toc476136962)

[Ilustración 8 – Proyección de costos marginales de generación según escenario 25](#_Toc476136963)

[Ilustración 9 – Proyección de emisiones de CO2 según escenario 26](#_Toc476136964)

[Ilustración 10 – Resultados generales PIEC 2016 - 2020 45](#_Toc476136965)

Índice de Tablas

[Tabla 1 – Costos de inversión por MW instalado y por tecnología 22](#_Toc476136966)

[Tabla 2 – Entrada en operación de la nueva capacidad instalada según escenario 24](#_Toc476136967)

[Tabla 3 – Estimación de beneficios por menores costos marginales de generación 25](#_Toc476136968)

[Tabla 4 – Estimación de beneficios por menores emisiones de CO2 27](#_Toc476136969)

[Tabla 5 – Inversión incremental en capacidad de generación (Millones USD$ 2016) 27](#_Toc476136970)

[Tabla 6 – Resumen de beneficios y costos resultado la entrada de FNCER al MEM (USD$ Millones) 27](#_Toc476136971)

[Tabla 7 – VPN del beneficio por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en la demanda energética (Millones USD$) 29](#_Toc476136972)

[Tabla 8 – VPN del beneficio por introducción de FNCER ante variaciones en las emisiones y valoración del CO2 (Millones $USD) 29](#_Toc476136973)

[Tabla 9 – VPN del beneficio neto por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en el costo de inversión (Millones $USD) 30](#_Toc476136974)

[Tabla 10 – TIR de los flujos netos por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en el costo de inversión (Millones $USD) 30](#_Toc476136975)

[Tabla 11 – Distribución del consumo eléctrico por sectores 2015 34](#_Toc476136976)

[Tabla 12 – Metas indicativas de ahorro de energía 2017 – 2022 definidas en el PROURE 35](#_Toc476136977)

[Tabla 13 – Medidas generales de eficiencia energética definidas en el PROURE 35](#_Toc476136978)

[Tabla 14 – Efecto de las medidas tendientes a la gestión eficiente de la demanda 37](#_Toc476136979)

[Tabla 15 – Potencial ahorro energético por la implementación de medidas de eficiencia energética (GWh) 38](#_Toc476136980)

[Tabla 16 – Potencial de emisiones de CO2 evitadas por implementación de medidas de eficiencia energética (TonCO2) 39](#_Toc476136981)

[Tabla 17 – Resumen de beneficios y costos por la implementación de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico ($USD Millones) 40](#_Toc476136982)

[Tabla 18 – Sensibilidad del beneficio neto de las medidas de GED a reducción de la tarifa de electricidad 41](#_Toc476136983)

[Tabla 19 – Costo efectividad de soluciones con FNCER respecto a solución con diésel 46](#_Toc476136984)

[Tabla 20 – Parámetros generales 49](#_Toc476136985)

[Tabla 21 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Residencial) 50](#_Toc476136986)

[Tabla 22 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de neveras (Sector Residencial) 51](#_Toc476136987)

[Tabla 23 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de estufas (Sector Residencial) 52](#_Toc476136988)

[Tabla 24 – Proyecciones para la medida de sustitución equipos de climatización (Sector Comercial) 53](#_Toc476136989)

[Tabla 25 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de refrigeradores (Sector Comercial) 54](#_Toc476136990)

[Tabla 26 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Comercial) 55](#_Toc476136991)

[Tabla 27 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de equipos de fuerza motriz (Sector Comercial) 56](#_Toc476136992)

[Tabla 28 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria de alimentos (Sector Industrial) 57](#_Toc476136993)

[Tabla 29 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria de químicos (Sector Industrial) 58](#_Toc476136994)

[Tabla 30 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria metalúrgica (Sector Industrial) 59](#_Toc476136995)

[Tabla 31 – Proyección de beneficios y costos para la medida de mantenimiento y optimización de la operación de los aires acondicionados (Sector Industrial) 60](#_Toc476136996)

**Colombia**

**Evaluación Económica del Proyecto Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente**

**Evaluación Económica**

# Introducción

El objetivo específico de la consultoría es la evaluación económica del **Programa para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente** (CO-L1217), elaborada acorde con los lineamientos del Banco para este tipo de operación. El presente **Informe Final** incorpora la evaluación económica del PBP, a través de cinco secciones así: La primera, correspondiente a esta introducción, con el fin de contextualizar la metodología propuesta y la evaluación económica realizada, presenta algunos antecedentes, el alcance y objetivos del PBP para Colombia; las tres secciones siguientes elaboran sobre la evaluación económica de los subcomponentes 2.1 y 2.2 y el componente 3 de la Matriz de Políticas, respectivamente; y la sección quinta, presenta las conclusiones.

## Antecedentes y objetivo del Proyecto

El Programa Nacional para Asegurar un Suministro de Energía Sostenible y Eficiente responde a la solicitud del Gobierno de Colombia (GdC) para enfrentar los desafíos planteados en el sector energético. Se acordó que el préstamo de tipo Programático Basado en Políticas (PBP), constituye el instrumento del BID más apropiado para apoyar la profundización de los avances del gobierno en la gestión sostenible del sector.

Los desafíos del sector energético identificados por el Banco se relacionan con las vulnerabilidades evidenciadas que arriesgan la capacidad para garantizar una provisión confiable de la energía eléctrica. En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) estas vulnerabilidades se evidenciaron en infortunados eventos durante 2015-2016, destacándose: (i) el Fenómeno El Niño 2015–2016, que en Colombia se manifiesta con fuertes sequías, redujo la disponibilidad del recurso hídrico para generación eléctrica, dejando al sistema dependiente de la generación térmica; (ii) la empresa TermoCandelaria (230MW) no entregó la energía contratada por falta de recursos financieros para pagar su combustible; (iii) un incendio sacó de operación la hidroeléctrica Guatapé (560MW) y las plantas aguas abajo (San Carlos 1240MW y Las Playas 200MW), exponiendo al sistema al riego de racionamiento en horas de mayor demanda; y (iv) la falta de suministro de GN para la generación, principalmente por el retraso en la entrada en operación de la planta de regasificación de Gas Natural Licuado en Cartagena. Se señala que, aunque no hubo racionamiento de energía en Colombia se hizo evidente: (i) la necesidad de diversificar la matriz energética altamente concentrada en el recurso hídrico y combustibles líquidos; (ii) la importancia de promover las interconexiones eléctricas regionales, dado que durante el periodo de crisis (2015-2016) la importaciones desde Ecuador (420GWh) redujeron los riesgos de desabastecimiento; (iii) la capacidad de reacción de la demanda para racionalizar el consumo (aproximadamente 5% en ese período), principalmente por medidas de gestión; y (iv) la necesidad de fortalecer la oferta y mercado de GN.[[1]](#footnote-1)

En las ZNI el mayor desafío consiste en promover el desarrollo de energías renovables y el diseño de esquemas administrativos que aseguren la operación y mantenimiento de los sistemas comunitarios e individuales.

Para atender los desafíos identificados, el GdC considera necesario avanzar en las reformas del sector energético para diversificar la matriz energética y precisar políticas para el suministro de energía sostenible y eficiente, con la calidad, cobertura, asequibilidad y confiabilidad necesarias en el SIN y en las ZNI. Para atender los desafíos actuales, el país ha avanzado en: (i) promover la diversificación de la matriz energética por medio de un marco legal que facilita la incorporación de las FNCER al mercado de energía mayorista (MEM); (ii) definir un marco regulatorio para la sustitución de combustibles líquidos en la generación eléctrica; (iii) promover procesos de integración eléctrica regional con los países vecinos, en especial con Panamá y Ecuador; (iv) definir lineamientos de política para la promoción de la Gestión Eficiente de la Demanda de Energía (GEDE); (v) implementar medidas para mejorar la operación y liquidez en el mercado de GN y (vi) promover el uso de las FNCER para ampliar la cobertura en las Zonas no Interconectadas (ZNI). El GdC está avanzando en otras reformas al sector que incluyen: (i) ajustar el funcionamiento del MEM para mejorar la capacidad de respuesta ante situaciones de crisis y estrés como El Niño 2015-2016; (ii) implementar la Hoja de Ruta del SINEA para avanzar en las conexiones binacionales identificadas y armonización regulatoria del mercado regional; y (iii) definir mecanismos para entregar en operación las ZNI, a través de áreas de servicio exclusivo, de Asociaciones Público Privadas (APP), u otros.

Como resultados, este programa busca apoyar al GdC en las siguientes acciones: (i) incrementar la oferta de energía eléctrica promoviendo la diversificación y participación de las FNCER en el SIN y las transferencias de energía binacionales con Ecuador y en un futuro cercano con Panamá; (iii) fortalecer el MEM con medidas que permitan garantizar la oferta de GN y administrar la demanda y (iv) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER.

El objetivo general del programa es contribuir a la sostenibilidad del sector energético del país a través de un proceso de reformas de políticas que permitan asegurar la oferta de energía eléctrica en el SIN y las ZNI, a fin de reducir la vulnerabilidad del sector frente a los efectos del cambio climático y aumentar el acceso.

Los objetivos específicos son: (i) asegurar un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas; (ii) contribuir a garantizar el abastecimiento de energía mediante la diversificación de la matriz energética con FNCER y el incremento de los intercambios energía a nivel internacional; (iii) fortalecer el MEM con medidas que permitan aumentar y garantizar la oferta de GN, y administrar la demanda y (iv) promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER. El primer objetivo no hace parte del alcance del presente estudio.

## Objetivo del Análisis Económico

El objetivo principal de elaborar el análisis económico, de acuerdo con las Guías del BID, es contribuir al diseño de proyectos que buscan efectivamente contribuir al desarrollo del país. Se señala en las Guías que, mientras que el resultado del análisis económico en términos de VPN o TIR son importantes, es el proceso de desarrollo del análisis y las ideas que aporta lo que puede ser más útil al diseño de un mejor proyecto, punto que será tenido en cuenta en el análisis.[[2]](#footnote-2) En este sentido, el Consultor ha incluido en el documento algunas recomendaciones, ya sea para el PBP o para futuros apoyos del BID, relacionadas con campos de acción para coadyuvar en el logro de los objetivos de política.

Se debe tener en cuenta que la evaluación económica de instrumentos basados en políticas difiere de la evaluación de proyectos de inversión, puesto que habitualmente no hay un vínculo directo entre el destino de los recursos desembolsados y los resultados específicos del programa al cual se brinda apoyo. Sin embargo, la implementación de políticas juega un papel crítico al inducir reformas e introducir incentivos que facilitan la ejecución de programas y proyectos específicos, y por lo tanto tiene per se, un valor económico. En este sentido, no se intentó correlacionar el monto de la operación con los diferentes resultados esperados como resultado de las políticas.

Tomando en cuenta este enfoque, a continuación se hace referencia a la Matriz de Políticas y a los componentes de la misma que se consideraron objeto de la presente evaluación económica, en la medida que se detectaron variables que de alguna manera podían ser cuantificadas.

## Componentes de la Matriz de Políticas

La Matriz de Políticas del programa constituye el marco de referencia sobre el cual se centra el análisis que se expone adelante. Los objetivos de política buscan alcanzarse a través de un conjunto de reformas de política agrupadas en tres componentes. La evaluación económica que se desarrolla se enfoca en los beneficios asociados a cada uno de estos componentes[[3]](#footnote-3):

**Componente 1.** Estabilidad macroeconómica. El objetivo de este componente es asegurar el mantenimiento de un contexto macroeconómico congruente con los objetivos del programa según lo establecido en la Matriz de Políticas y en la Carta de Política Sectorial.

**Componente 2. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN.** Bajo este componente se apoyan las siguientes medidas que reducen el riesgo de desabastecimiento del SIN: promoción de la diversificación de la matriz energética con FNCER y mayor integración eléctrica regional; y medidas para mejorar la operación del mercado eléctrico. Incluye los siguientes subcomponentes:

* **Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional.** Apoyará la adopción de políticas enfocadas a la diversificación de la matriz energética mediante la promoción e incorporación de las FNCER al SIN y la promoción de las interconexiones eléctricas regionales, con el objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico del SIN
* **Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico.** Apoyará la adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del MEM, incluyendo medidas que permitan: (i) garantizar la oferta de GN para generación eléctrica; y (ii) promover la gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica (GEDE).

**Componente 3. Promoción del Acceso a la energía en ZNI.** Apoyará la adopción de medidas que permitan incrementar el acceso a la energía en ZNI considerando el uso de FNCER, y la entrega de estas áreas a concesiones exclusivas o APP.

El presente documento aborda la evaluación económica de aquellos componentes de la matriz de resultados cuyas variables se consideraron sujeto de este tipo de evaluación, de acuerdo con el análisis presentado en el Informe Intermedio, así:

* **Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y confiabilidad eléctrica del SIN, y a la promoción de la integración energética.** Ddiversificación de la matriz energética mediante la promoción e incorporación de las FNCER al SIN.
* **Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico.** Promoción de la GEDE.
* **Componente 3. Promoción del Acceso a la energía en ZNI.** Incremento del acceso a la energía en ZNI considerando el uso de FNCER.

En las secciones siguientes se elabora cada componente.

# Evaluación económica del Subcomponente 2.1 relacionado con la diversificación eficiente de la matriz energética del SIN

## Supuestos y metodología

El objetivo del Subcomponente 2.1 es principalmente contribuir a garantizar el abastecimiento eficiente de energía mediante la diversificación de la matriz energética con FNCER a través de diferentes mecanismos de intervención de política que han iniciado con la expedición de la Ley 1715 de 2014 y su posterior reglamentación por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME), la CREG, UPME y demás autoridades.

El sector eléctrico atendido por el SIN se encuentra organizado alrededor en un Mercado de Energía Mayorista (MEM) en el cual, las diferentes tecnologías de generación compiten para abastecer la demanda, en el marco de restricciones de confiabilidad, formación de precios en bolsa y en contratos e incentivos de diferente índole (económicos, de despacho, de comercialización de energía, etc.), dados por decisiones de política y regulación. Por lo tanto, en los programas de préstamo basados en políticas (PBP), como el presente no existe un vínculo directo entre el destino de los recursos desembolsados y los resultados específicos del programa relacionados con el SIN al cual se brinda apoyo. Sin embargo, la implementación de políticas juega un papel crítico al inducir reformas e introducir incentivos que facilitan la ejecución de programas y proyectos específicos, y por lo tanto tiene per se, un valor económico.

El país cuenta con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que elabora planes indicativos sobre diversos escenarios de la expansión de la generación / transmisión (incluyendo conexiones internacionales), los cuales permiten contar con insumos de información para la evaluación económica sobre posibles resultados de intervención mediante incentivos de reformas de política. Los resultados en términos de costo marginal permiten la evaluación beneficio – costo de los diferentes escenarios, así como el nivel de emisiones de CO2, según se describe y amplía en secciones adelante.

En cuanto a la prestación del servicio de electricidad en ZNI, el país cuenta con políticas y regulación particulares, diferentes al SIN. Dentro de los instrumentos de prestación del servicio se encuentra la adjudicación de “áreas de servicio exclusivo”. Las ZNI están conformadas por una gran heterogeneidad de comunidades y localidades, con variadas condiciones de dispersión y dotación de recursos. Lo anterior implica que las soluciones de suministro de energía son también variadas, así como su estimación de costos es específica a cada caso considerado. La UPME y el MME han venido adelantando estudios orientados a definir y contratar esquemas empresariales para áreas predefinidas en las ZNI que permitan mejorar la eficiencia y cobertura del servicio eléctrico, en el marco de la Ley 1715 de 2014. Es posible que dichos estudios arrojen información que sea útil para la evaluación económica bajo un enfoque costo – efectividad tal como se expone adelante.

En el campo de la eficiencia energética se han realizado en el pasado diferentes estudios por parte de la UPME y el MME que fueron consultados para revisar la información disponible, y que han servido de base para la adopción de políticas en este campo.

La regulación de la CREG como instrumento de intervención en el mercado, juega un papel determinante en el logro de los objetivos de política. Los diferentes estudios que contribuyen al desarrollo de la regulación orientada a los objetivos del Programa tienen en consecuencia incidencia en los resultados esperados.

En el contexto del Mercado de Energía Mayorista (MEM), el beneficio que se espera de las medidas de intervención es el incremento en el excedente del consumidor originado por los menores precios de la generación en el mercado, tal como se expone a continuación.

El supuesto base es que todas las reformas señaladas promovidas por el Programa contribuyen a la creación de incentivos económicos y de condiciones de conexión, despacho y comercialización de energía que favorece una mayor penetración en el SIN de FNCER.

En síntesis, se elabora una proyección de beneficios marginales y costos incrementales de inversión con la cual se estima el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Las secciones que siguen amplían este enfoque, en el contexto del mercado eléctrico colombiano.

### Precios de la energía para la valoración de los beneficios

Cuando se considera que un mercado funciona adecuadamente y que sus precios no presentan distorsiones, es aceptable utilizar los precios de ese mercado para realizar una evaluación económica, en la medida que la asignación de recursos coincide con el óptimo social. De esta manera, no hay necesidad de recurrir a la estimación de precios sombra. [[4]](#footnote-4)

Dado que en Colombia existe un mercado de energía mayorista cuyas reglas buscan incentivar la competencia, y que en los costos de generación no existen subsidios que generen distorsiones en los precios (por ejemplo, subsidios en los combustibles), los precios del mercado (o su proxy – los costos marginales de escenarios proyectados - según se explica adelante), constituyen referentes apropiados para la estimación de los beneficios netos. En las secciones que sigue, se explica el funcionamiento del mercado y el mecanismo de formación de precios (o costos marginales en las proyecciones que simulan el mercado) tomados en cuenta en la estimación de los beneficios netos (dados unos costos de generación que son asumidos por la UPME en las proyecciones de diferentes escenarios).

Para estimar la inversión incremental entre los dos escenarios que se consideran para la evaluación, se parte de los costos estimados por la IEA, según se expone en la sección 2.1.7.

Adicionalmente, en cuanto a externalidades se refiere, se incluye la estimación de beneficios por reducción de emisiones de CO2 para lo cual también se utilizan precios de mercado de los certificados de emisiones, sin que tampoco se requiera de elaborar estimaciones de un precio sombra.

### Remuneración de la generación y formación de precios en el MEM

Una planta de generación tiene por objeto producir energía y el negocio consiste en obtener ingresos suficientes para cubrir los costos fijos (incluida la rentabilidad) y variables. En Colombia, se remuneran dos productos, ambos en términos de energía (kWh o MWh): i) la energía producida y ii) la confiabilidad. El primer producto se remunera al Precio de Bolsa y el segundo al precio del Cargo por Confiabilidad (CXC) según la energía firme asignada a la planta. También existen ingresos por servicios complementarios como la regulación de frecuencia (conocida como AGC por sus siglas en inglés), pero la viabilidad del negocio de generación se evalúa alrededor de los dos primeros productos mencionados. Los contratos de largo plazo[[5]](#footnote-5) son de tipo financiero para cubrir el riesgo de precio en Bolsa y no constituyen el factor determinante de la viabilidad de un proyecto de generación en cuanto a su competitividad propiamente dicha.

Los ingresos de una planta de generación (sin tomar en cuenta contratos que como se indicó tienen una función principal de cobertura financiera y estabilización de los ingresos del generador) se pueden expresar de la siguiente manera:

Donde Gi es la generación en cada hora del año (un año tiene 8.760 horas) y Pbi es el precio de bolsa en la respectiva hora. OEF es la cantidad de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad asignadas a la planta, remuneradas al precio Pcxc.

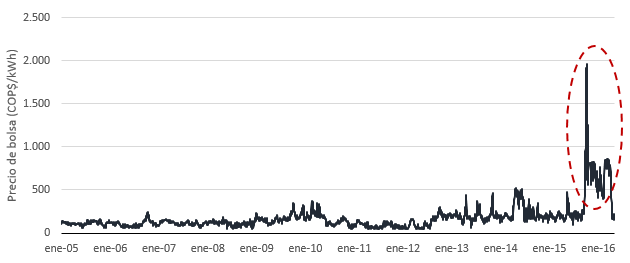
En las secciones siguientes se explica el cálculo del precio de bolsa y el mecanismo de CXC.

### Funcionamiento de la bolsa de energía y precios marginales

El mercado de energía colombiano es de un solo nodo, siendo el precio de bolsa único para todo el Sistema Interconectado Nacional. Cada planta oferta cantidades para cada hora del día siguiente y un solo precio para las 24 horas. Aunque es una oferta libre, el precio debe reflejar los costos variables de los combustibles (no está escrito pero se entiende que puede ser el precio de compra o el costo de oportunidad del mismo en el mercado secundario) y la “percepción del riesgo”, término no definido, pero que puede asociarse con la estimación del costo de oportunidad del agua por parte del generador en el caso de plantas hidroeléctricas. En este último caso, el costo de oportunidad del agua embalsada depende de su utilización alternativa en el tiempo, tomando en cuenta las probabilidades de evitar generación térmica más costosa y racionamientos.

Dada la composición de la matriz de generación, en épocas de la Niña los precios de la energía en la bolsa son bajos y en épocas de hidrologías severas los precios tienden a ser muy altos, tal como se muestra en la **Ilustración 1.**

**Ilustración 1 – Precios de bolsa promedio diario enero 2005 – abril 2016**



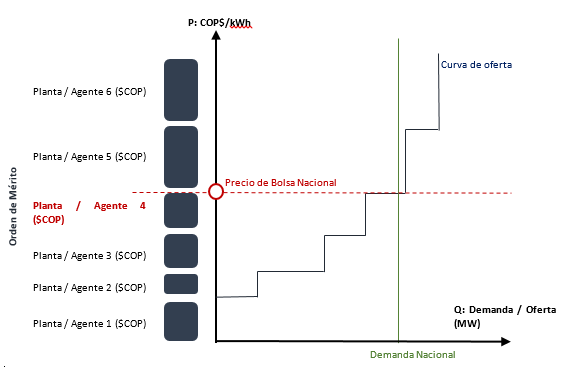
Fuente: Elaborado por el consultor con base en información histórica de XM - Precios reales 2008

Para cada día siguiente, los comercializadores reportan la demanda esperada en cada hora.

El despacho de generación se hace por orden de mérito (primero generación más económica) y el precio de la Bolsa es fijado por la planta marginal requerida en el despacho para atender la demanda en cada hora (ver **Ilustración 2**).

Como se puede observar, las plantas con costos variables por debajo del precio de bolsa obtienen una renta que contribuye a remunerar la inversión y los costos fijos.

**Ilustración 2 – Despacho energético y formación del precio en Bolsa**



Fuente: Ilustración elaborada por el Consultor

Las plantas con costos variables más altos son las que generan con combustibles líquidos como el Diésel o ACPM, seguidas por las de gas natural (especialmente GNL a partir de diciembre de 2016). Cuando los aportes hídricos bajan, el costo de oportunidad del agua tiende a ser más alto, con respecto a las plantas térmicas más costosas que podrían salir despachadas. Dependiendo de la intensidad de la reducción de los aportes hídricos, se requerirán, en mayor o menor medida, las plantas térmicas con costos variables más altos, tal como ocurrió en el reciente fenómeno de El Niño.

El precio de bolsa incluye como parte del costo variable, un valor denominado CEE (Cargo por Confiabilidad Equivalente en Energía) que consiste en el mecanismo de recaudo de los recursos del Cargo por Confiabilidad que se pagan a los generadores por sus Obligaciones de Energía Firme (término *OEF x Pcxc* en la ecuación anterior), según se explica a continuación.

### El Cargo por Confiabilidad en el MEM

Debido a que cerca del 70% de la capacidad instalada de generación en Colombia, corresponde a centrales hidroeléctricas, la estacionalidad climática y el fenómeno de El Niño pueden constituir un riesgo considerable para el sistema de generación.

Para brindar una cobertura frente a este riesgo, en 2006 comenzó a funcionar El Cargo por Confiabilidad (CXC), definido como la remuneración por MWh que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), con la que garantiza el cumplimiento del compromiso denominado Obligación de Energía Firme (OEF) que le fue asignada. En otras palabras, el CXC corresponde a una remuneración de los activos de generación que contribuyen a la generación de energía, bajo condiciones de baja hidrología o condiciones críticas.

La remuneración de CXC (o de una OEF) está alrededor de 16US$/MWh, mientras que el precio promedio del MWh en el mercado puede variar entre los 65 y 70US$/MWh (incluido el CXC).

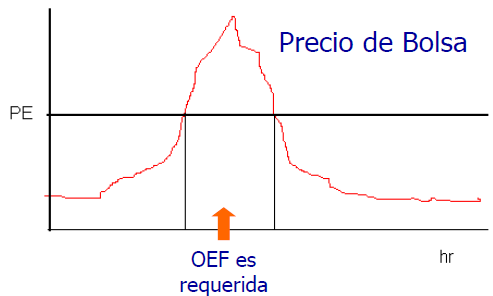
Como ya se anotó, desde la óptica de la factibilidad de un nuevo proyecto de generación, y sin considerar el mundo de los contratos financieros en Colombia, el ingreso de la planta está constituido por las ventas de la energía generada al precio del mercado *spot*, más el ingreso por el CXC. De esta manera, el ingreso del CXC varía en la participación en el ingreso total de la planta, dependiendo del tipo de proyecto. Para una hidroeléctrica puede ser del orden del 15%, mientras que para una térmica con vocación de planta de respaldo en el margen, puede ser el 90% o más. Igualmente, para una FNCER intermitente como la eólica y la solar fotovoltáica con reducida energía firme, el ingreso por CXC es bajo.

La ENFICC se define como la “máxima energía que es capaz de entregar una planta continuamente, en condiciones de baja hidrología”. Para una hidroeléctrica, se aplica un modelo de la CREG que básicamente arroja la energía que se puede generar en forma continua durante un año en un escenario del 100% de probabilidad de ser superada - PSS (la hidrología más crítica). Para una térmica, la ENFICC es su capacidad efectiva neta, siempre y cuando esté respaldada con contratos firmes de suministro y transporte del combustible. En caso contrario, quedará limitada a la disponibilidad de dichos contratos.

Las Obligaciones de Energía Firme OEF (las cuales deben estar respaldadas en ENFICC) corresponden a los compromisos de los generadores de generar una cantidad diaria de energía cuando se presenten situaciones de hidrología crítica que conducen a un incremento en el precio de bolsa, por encima de un límite denominado Precio de Escasez[[6]](#footnote-6). Una cosa es la ENFICC y otra las OEF, una planta puede tener ENFICC de 1.000.000 MWh al año pero tener asignadas OEF (que es lo que se remunera) por una cantidad menor. Las OEF se asignan mediante subastas o un mecanismo de prorrata cuando la subasta no es necesaria.

Las OEF funcionan a semejanza de una opción financiera tipo *call* pero con respaldo físico. En lugar de un precio de ejercicio, existe un Precio de Escasez - PE[[7]](#footnote-7). Cuando el precio de bolsa supera el PE, la planta debe generar la energía correspondiente a sus OEF. En su defecto, deberá adquirir la energía al precio al que se encuentre en la Bolsa y venderla al Sistema al PE.

**Ilustración 3 – Esquema de Precio de Bolsa y Precio de Escasez**



Fuente: CREG

### El ingreso neto de un generador

Tomando en cuenta los factores el ingreso y costos variables antes anotados, el ingreso operativo neto se puede expresar de la siguiente manera:

Donde Cvi es el costo variable de la planta en la hora i y los demás términos ya se han definido antes. Para efecto de una evaluación financiera de un proyecto hidroeléctrico, el costo variable ya no es el costo de oportunidad utilizado para la oferta de precios sino el costo incurrido en la generación.

Como ya se anotó, en la medida que los costos variables de una planta de generación sean inferiores al precio de bolsa cuando produce energía, se obtiene una renta que contribuye, conjuntamente con el ingreso por CXC, a la remuneración del capital invertido.

### Metodología de estimación de costos marginales y del beneficio neto

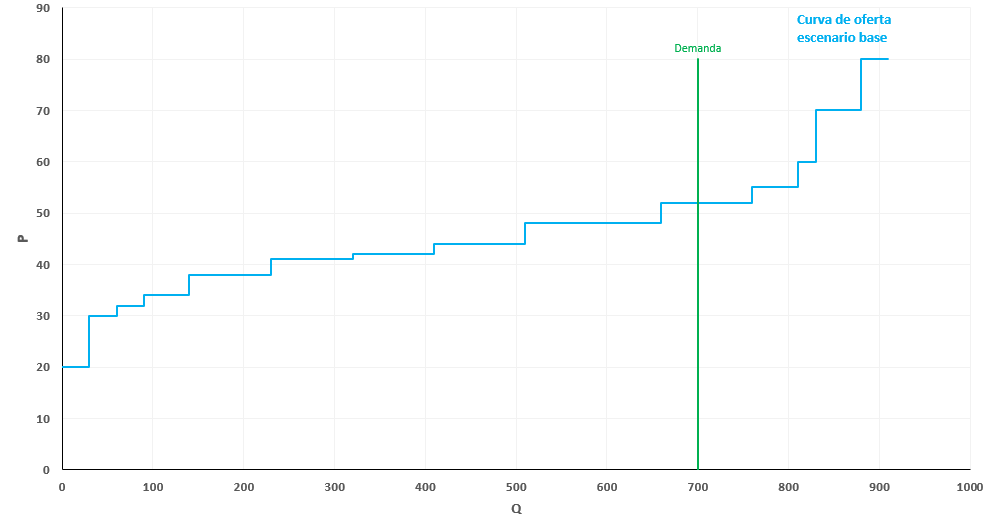
La estimación de beneficios netos que se presenta adelante, se realiza a partir de la estimación de los costos marginales promedio del mercado para diferentes escenarios de expansión de generación por parte de la UPME. Para ello, se simula, mediante un modelo de despacho hidrotérmico[[8]](#footnote-8) en el cual se incluye como información de entrada: proyección de demanda de energía eléctrica[[9]](#footnote-9) para cada mes y bloque de demanda, parámetros técnicos de las plantas de generación existentes, proyección de precios de los combustibles[[10]](#footnote-10), escenario de expansión según fuentes de generación y sus costos de inversión y operación y series históricas de la hidrología de las diferentes cuencas que aportan a las plantas de generación hidroeléctrica[[11]](#footnote-11). El modelo minimiza la operación del SIN, considerando el comportamiento estocástico de la hidrología, sujeto a unas restricciones operativas, de capacidad y de almacenamiento, cuya capacidad de pronóstico depende en gran medida del nivel de aportes hídricos esperado. Con base en este modelo se obtienen los costos marginales promedio del sistema para un horizonte de varios años.

El criterio bajo el cual se busca determinar la expansión y operación del sistema, es minimizar los costos de inversión y operación del mismo, garantizando el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, teniendo en consideración la diversidad y disponibilidad de los recursos energéticos con los que cuenta el país, para lo cual, se plantean diferentes escenarios o alternativas de expansión, que incluyen entre otros, atraso de proyectos, opciones autónomas de abastecimiento e incorporación de fuentes no convencionales de energía.

Como ya se expuso, en un mercado de energía de precios marginales como el de Colombia, el precio de equilibrio en cada hora está fijado por la planta de precio más alto que es requerida para abastecer la demanda. Los generadores ofertan precios que reflejen sus costos variables (entre estos el combustible o el costo de oportunidad del agua y el recaudo de Cargo por Confiabilidad), y su percepción de riesgo asociado al despacho. De esta manera, y bajo un supuesto de demanda inelástica en el mercado *spot* (tal como sucede actualmente), la curva de oferta de precios de las plantas de generación se forma empezando con los generadores “*must run*” como las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y plantas hidroeléctricas más grandes pero a filo de agua y las FNCER como la eólica y solar, cuyos costos variables son muy bajos. Luego, en orden de mérito, con las demás plantas de generación, tal como se representa en la

**Ilustración 4**.

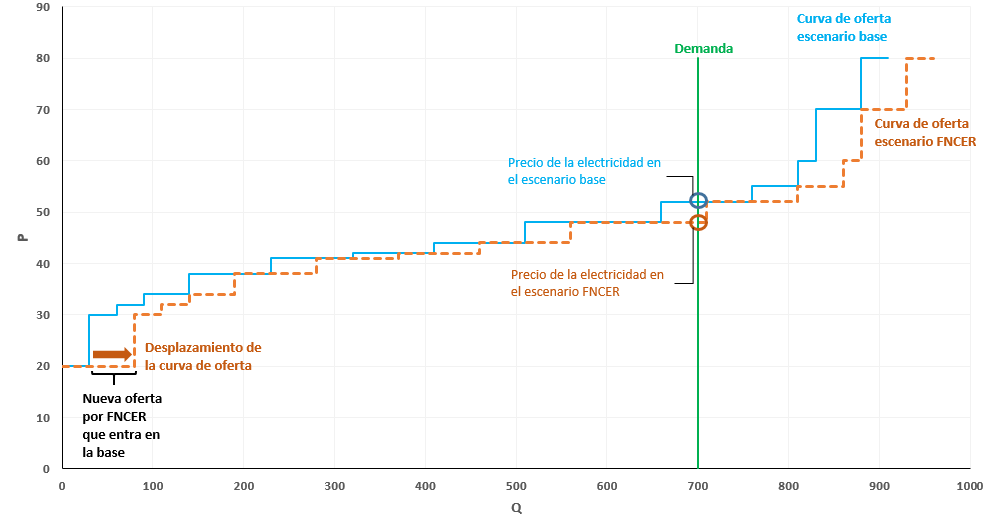
**Ilustración 4 – Representación de la curva de oferta precios**



Fuente: Ilustración elaborada por el Consultor

En la medida que las FNCER tienen costos variables cercanos a cero, su introducción en la matriz de generación permite desplazar la curva de oferta de precios hacia la derecha, alejando las tecnologías más costosas de la posibilidad de fijar el precio de bolsa, haciendo viable la reducción de precios para la demanda (**Ilustración 5**).

**Ilustración 5 – Representación del desplazamiento de la curva de oferta de precios con nueva capacidad de FNCER**



Fuente: Ilustración elaborada por el Consultor

Dado que se trata de un mercado competitivo en el cual los generadores toman sus decisiones de entrar y salir del mercado, incluidas las FNCER, se supone que los productores que resulten competitivos, capturan las rentas respectivas en el contexto de riesgos de mercado y de regulación, lo cual implica que el nuevo excedente del productor bajo la entrada de las FNCER, en competencia es eficiente, de tal forma que permite la sostenibilidad del negocio. El precio de bolsa con las FNCER representa un nuevo precio de equilibrio eficiente, que es menor al de la situación anterior.

Como se puede observar, dependiendo de la forma que tome la curva de oferta de precios y de la demanda en cada hora del día, puede producirse una reducción del precio de bolsa, y por ende, un incremento del excedente del consumidor.

En la medida que el precio de equilibrio se reduce por desplazamiento de la curva de oferta hacia la derecha, se produce un beneficio social neto positivo. Esta condición también se puede verificar en este caso (

Para el efecto, el beneficio incremental del excedente del consumidor se calcularía de acuerdo con la siguiente expresión matemática:

)

Donde:

B Es el valor presente del excedente del consumidor

G Es la generación del sistema en el período ***i***

Es el precio de bolsa del escenario base o de referencia en el período ***i***

Es el precio de bolsa del escenario con FNCER en el período ***i***

*n* Es el número de períodos para los cuales se cuenta con estimativos de precios y generación en los planes indicativos de la UPME

Para descontar el flujo de ahorros por menores precios se utiliza una tasa del 12%, sugerida en las Guías del Banco y un horizonte igual al considerado en los planes de la UPME para el largo plazo (15 años).

**Ilustración 6**), en la medida en que el área resultante de ganancia en el excedente del consumidor (área **A** de la gráfica superior) más el nuevo excedente del productor (áreas **E + C** de la gráfica inferior), es decir, **A + E + C** sea mayor al excedente del productor en el escenario de referencia sin FNCER (igual a áreas **B + E** de la gráfica inferior), lo cual ocurre tal como se demuestra a continuación:

**A + E + C ≥ o < B + E**

Cancelando E en ambos lados se tiene:

**A + C ≥ o < B**

Sin embargo, se puede observar que **A > B** dado que **A = B + σ,** donde **σ** es positivo pues corresponde al costo variable evitado de las plantas que resultan desplazadas por la generación de las FNCER en el período respectivo y que, por lo tanto, no constituyen renta del productor. Por lo tanto:

**A + E + C > B + E**

El problema para la estimación del beneficio social neto es que no se cuenta con la información para calcular el excedente del productor bajo diferentes escenarios de expansión del Plan de Expansión Generación Transmisión 2015 – 2029[[12]](#footnote-12) de la UPME, sino los costos marginales del sistema. En consecuencia, el ACB es realizado en términos del excedente del consumidor que se ve afectado por la variación de precios de la energía producto de la penetración de las FNCER, comparando los precios marginales de un escenario sin penetración de FNCER y otro con penetración de estas fuentes, de acuerdo con los planes de la UPME.

Para el efecto, el beneficio incremental del excedente del consumidor se calcularía de acuerdo con la siguiente expresión matemática:

)

Donde:

B Es el valor presente del excedente del consumidor

G Es la generación del sistema en el período ***i***

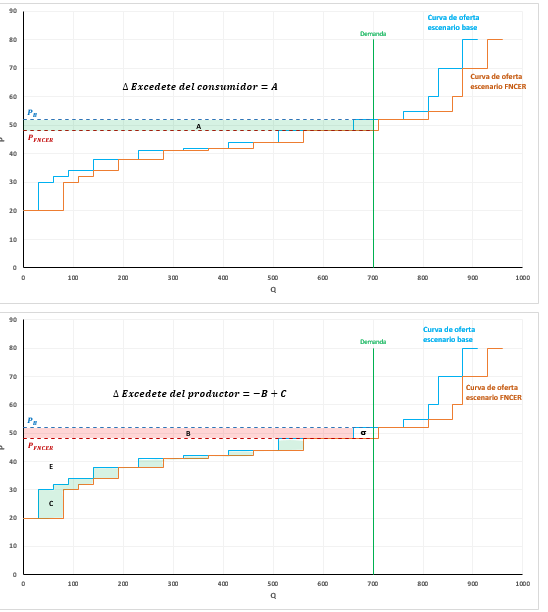
Es el precio de bolsa del escenario base o de referencia en el período ***i***

Es el precio de bolsa del escenario con FNCER en el período ***i***

*n* Es el número de períodos para los cuales se cuenta con estimativos de precios y generación en los planes indicativos de la UPME

Para descontar el flujo de ahorros por menores precios se utiliza una tasa del 12%, sugerida en las Guías del Banco y un horizonte igual al considerado en los planes de la UPME para el largo plazo (15 años).

**Ilustración 6 – Representación del desplazamiento de la curva de oferta de precios con FNCER y variación en el excedente del consumidor y del productor**



Fuente: Ilustración elaborada por el Consultor

Un supuesto importante es que el precio del Cargo por Confiabilidad (CXC), el cual se encuentra considerado en el costo marginal de los escenarios de la UPME, permite la entrada de las FNCER. De ser necesaria un mayor precio del CXC, la diferencia entre los costos marginales de los dos escenarios sería menor, dependiendo de cuánto podría ser ese incremento. En el análisis de sensibilidad, se simulan variaciones en los precios del escenario con FNCER que pueden asimilarse también a incrementos en el precio de CXC.

Finalmente, se valora el beneficio obtenido por las menores emisiones frente al escenario de referencia definido por la UPME en el Plan de Expansión: Generación-Transmisión 2015 - 2029, como la cantidad de toneladas de CO2 evitadas, multiplicada por la proyección del precio promedio de los Certificados de Reducción de Carbono (CRE) a 2018 (pág. 21).

### Estimación de costos de inversión

Para la estimación de costos de inversión incrementales, se parte de los escenarios de expansión de generación elaborados por parte de la UPME. Para cada tecnología, se considera la fecha de entrada en operación de cada MW instalado y se multiplica por el respectivo costo de inversión expresado en USD$/MW. El costo incremental de inversión corresponde al valor de la inversión requerido para la expansión en el escenario con FNCER, menos el valor de la inversión requerido en el escenario de referencia.

Si bien la UPME presenta en su Plan de Expansión Generación Transmisión 2015 – 2029 información relacionada con los costos nivelados de generación de cada una de las tecnologías consideradas para la expansión del sistema (LCOE expresado en USD$/MWh), no se cuenta con el detalle de los costos de inversión de la potencia instalada (USD$/MW). Para efectos de la presente evaluación económica, se supone que el costo de inversión de cada una de las tecnologías sigue el mismo comportamiento de costos utilizados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en sus proyecciones del informe World Energy Outlook 2016 (WEO2016)[[13]](#footnote-13).

Considerando que la proyección de costos por MW instalado de cada una de las tecnologías en el WEO2016 se encuentra discriminado según región, se ha seleccionado el costo de la inversión puesta en Brasil como referente para el caso colombiano. La tabla siguiente resume los costos de inversión por MW instalado.

**Tabla 1 – Costos de inversión por MW instalado y por tecnología**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **(Millones USD$ por MW - 2015)** | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | | 2019 | | 2020 | | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
| Hydropower - large-scale | 2,10 | 2,10 | 2,10 | 2,10 | | 2,10 | | 2,10 | | | 2,11 | | 2,11 | | 2,12 | | 2,12 | |
| Hydropower - small-scale | 3,35 | 3,34 | 3,33 | 3,32 | | 3,31 | | 3,30 | | | 3,31 | | 3,31 | | 3,32 | | 3,32 | |
| Steam Coal - SUPERCRITICAL | 1,60 | 1,60 | 1,60 | 1,60 | | 1,60 | | 1,60 | | | 1,60 | | 1,60 | | 1,60 | | 1,60 | |
| Combined cycle gas turbine - CCGT | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | | 0,70 | | 0,70 | | | 0,70 | | 0,70 | | 0,70 | | 0,70 | |
| Solar photovoltaics - Large scale | 1,98 | 1,86 | 1,73 | 1,61 | | 1,48 | | 1,36 | | | 1,33 | | 1,30 | | 1,28 | | 1,25 | |
| Solar photovoltaics - Buildings | 2,68 | 2,50 | 2,32 | 2,14 | | 1,96 | | 1,78 | | | 1,74 | | 1,70 | | 1,67 | | 1,63 | |
| Wind onshore | 1,38 | 1,37 | 1,36 | 1,34 | | 1,33 | | 1,32 | | | 1,32 | | 1,31 | | 1,31 | | 1,30 | |
| Geothermal\* | 2,20 | 2,19 | 2,18 | 2,17 | | 2,16 | | 2,15 | | | 2,14 | | 2,13 | | 2,12 | | 2,11 | |
| Biomass CHP Medium | 2,90 | 2,89 | 2,88 | 2,87 | | 2,86 | | 2,85 | | | 2,85 | | 2,84 | | 2,84 | | 2,83 | |
| \*Asimilado a Estados Unidos ya que no existen proyección para Brasil | | | | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  |

Fuente: Elaborado con base en los anexos de soporte del WEO2016

## Cálculo de beneficios netos de la diversificación eficiente de la matriz energética del SIN

El principal beneficio originado en la diversificación de la matriz energética del SIN con FNCER, es ***contribuir al abastecimiento confiable eficiente y sostenible de energía***, entendido este concepto como el abastecimiento a menores precios de la energía generada y menores emisiones de CO2. Lo primero se puede observar y evaluar al comparar los costos marginales de escenarios con y sin estas fuentes[[14]](#footnote-14). Se trata pues, de un incremento en el excedente del consumidor.

La **Ilustración 7** muestra la potencial composición de la matriz de generación eléctrica a 2029 bajo dos escenarios de expansión, uno sin FNCER y otro con FNCER. Se utilizan para la evaluación económica, los escenarios elaborados por la UPME en su Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 en donde el escenario sin proyecto o base (en adelante escenario de referencia), asume una expansión hidrotérmica del sistema[[15]](#footnote-15), mientras que el escenario con FNCER considera la penetración de generación solar, eólica y geotérmica[[16]](#footnote-16). Ambos escenarios consideran la expansión base de proyectos en etapa de ejecución como Hidroituango[[17]](#footnote-17).

**Ilustración 7 – Potencial composición de la matriz de generación con y sin FNCER**

|  |  |
| --- | --- |
| **Escenario de Referencia**  Capacidad instalada 22.179 MW | **Escenario con FNCER**  Capacidad instalada 23.087 MW |
|  |  |
|  | |

Fuente: Elaborado con base en información del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 de la UPME

Los escenarios consideran un aumento de la capacidad instalada de generación concentrada entre los años 2017 y 2022. La entrada en operación de la nueva capacidad instalada en el sistema en cada caso se muestra a continuación.

**Tabla 2 – Entrada en operación de la nueva capacidad instalada según escenario**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Escenario de Referencia (MW) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Hidro | 769,1 |  |  | 300 | 900 | 396,8 | 300 | 900 |
| Gas |  |  |  |  |  | 115 |  |  |
| Carbón | 324 | 250 |  |  | 90 | 910 | 350 | 350 |
| Menores |  | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| Cogeneración |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Eólica |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Solar |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Geotérmica |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Total Expansión | 1.093 | 303 | 53 | 353 | 1.043 | 1.475 | 703 | 1.303 |
| Escenario con FNCER (MW) | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| Hidro | 769,1 |  |  | 300 | 900 | 351,8 | 300 | 900 |
| Gas |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Carbón | 324 | 250 |  |  | 90 | 580 | 350 |  |
| Menores |  | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| Cogeneración |  | 59,1 | 252 | 107 | 178 |  |  |  |
| Eólica |  |  |  |  | 674 | 300 | 200 |  |
| Solar |  | 14 |  |  |  | 53,6 |  |  |
| Geotérmica |  |  |  |  |  | 50 |  |  |
| Total Expansión | 1.093 | 376 | 305 | 460 | 1.895 | 1.389 | 903 | 953 |

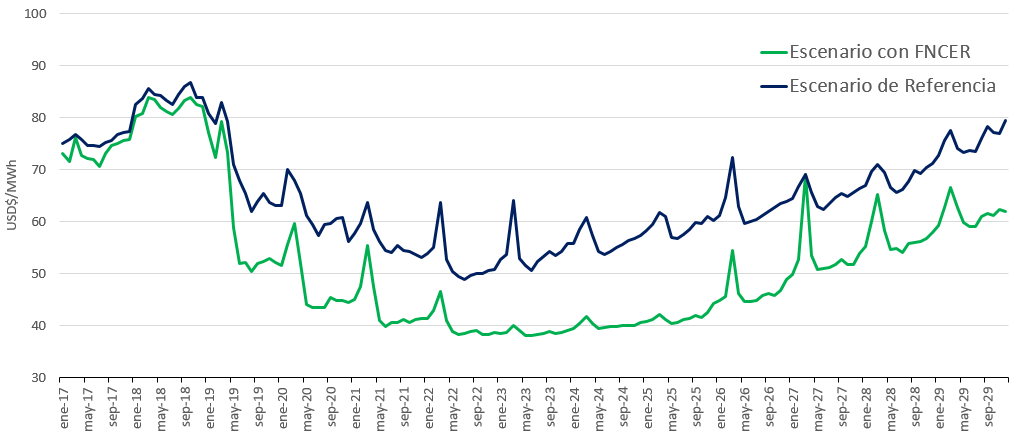
Fuente: Elaborado con base en información del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 de la UPME

Nota: existen inversiones adicionales a 2030, para efectos ilustrativos solo se presentan las inversiones a 2022 (periodo en el cual se concentra la nueva capacidad instalada)

Se debe anotar que el escenario con FNCER de todos modos requiere de la instalación de generación a carbón debido a la firmeza necesaria para respaldar la generación intermitente.

La **Ilustración 8** muestra el comportamiento esperado en los costos marginales de generación en cada escenario. Se aprecia en ambos casos una caída en el precio a partir del 2019 debido a la entrada en operación de Hidroituango. Sin embargo, a partir de ese mismo año se aprecia un menor costo de la generación en el escenario de FNCER debido a la nueva capacidad instalada de cogeneración, de energía solar y eólica. Los dos escenarios mantienen un diferencial promedio de costos marginales de 13,8 $USD/MWh en el resto del horizonte de proyección.

**Ilustración 8 – Proyección de costos marginales de generación según escenario**



Fuente: Elaborado con base en información del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 de la UPME

Nota: los precios graficados corresponden a USD$ de 2016 (datos originales en $USD de 2014 fueron deflactados con el PPI de EE.UU.)

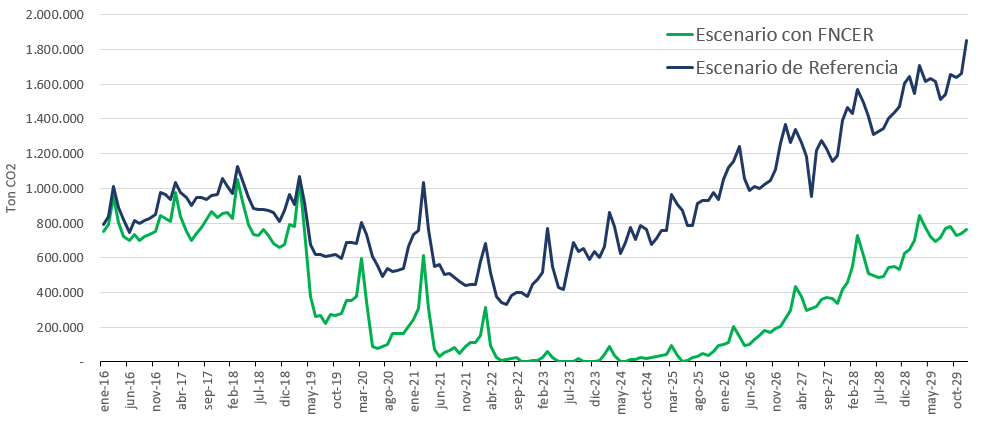
Los beneficios económicos esperados en cada año, calculados como la diferencia entre los costos marginales sin FNCER y con FNCER multiplicada por la demanda de generación proyectada, se resumen en la Tabla 1 a continuación[[18]](#footnote-18).

**Tabla 3 – Estimación de beneficios por menores costos marginales de generación**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Costo marginal de generación USD$/MWh** | 2016 | 2017 | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 |
| Escenario de referencia |  | 75,77 | | 84,29 | | 70,36 | | 61,73 | | 56,27 | | | 52,11 | | 54,06 | | 56,31 | | 59,25 | | 62,85 | | 65,14 | | 68,63 | | 75,71 |
| Escenario con FNCER |  | 73,52 | | 82,14 | | 60,40 | | 47,71 | | 43,51 | | | 40,06 | | 38,69 | | 40,11 | | 41,62 | | 46,55 | | 53,29 | | 57,09 | | 61,45 |
| Diferencia |  | 2,25 | | 2,15 | | 9,95 | | 14,03 | | 12,76 | | | 12,04 | | 15,38 | | 16,20 | | 17,64 | | 16,30 | | 11,86 | | 11,54 | | 14,26 |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| Proyección de Demanda Generación (GWh) | 71.324 | 73.834 | | 75.545 | | 77.160 | | 78.856 | | 80.598 | | | 82.503 | | 84.653 | | 86.575 | | 88.839 | | 91.379 | | 94.206 | | 96.849 | | 99.749 |
| Beneficio económico anual (Millones USD$) |  | 163,6 | | 159,8 | | 756,7 | | 1.089,6 | | 1.013,5 | | | 978,9 | | 1.282,3 | | 1.381,7 | | 1.543,9 | | 1.467,7 | | 1.100,7 | | 1.101,6 | | 1.401,8 |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **VPN dic 2016 (Millones USD$)** | **5.748** | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |

Adicional a los beneficios originados por un menor costo de la generación, se obtiene el beneficio de una menor emisión de CO2 frente al escenario de referencia. La **Ilustración 9** muestra el volumen de emisiones de CO2 esperado en ambos escenarios.

**Ilustración 9 – Proyección de emisiones de CO2 según escenario**



Fuente: Elaborado con base en información del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 de la UPME

Se analizó el comportamiento de los certificados de reducción de emisiones (CRE) del sistema ETS de la Unión Europea, el mercado más líquido a nivel mundial. Al 30 de diciembre de 2016, estos se valoraban en 6,57 €/TonCO2 (6,93 $USD/TonCO2 a la tasa de cambio de referencia en dicha fecha)[[19]](#footnote-19), y en lo corrido del 2017, los precios han mantenido una tendencia a la baja. Debido a que se prevé una menor utilización del carbón alrededor del mundo, se proyecta que los precios de los certificados de emisiones continúen cayendo y que se mantengan por debajo de los 6,00 €/TonCO2 (5,70 €/TonCO2 o 6,01 $USD/TonCO2 para el año 2018). El análisis utiliza las proyecciones realizadas en el último trimestre de 2016 por Reuters, disponibles solo para 2017 y 2018. Se utiliza el valor proyectado a 2018 cómo valor constante de referencia en el resto del horizonte de proyección para el análisis. La valoración de los beneficios anuales, calculados como la diferencia de las emisiones entre los dos escenarios, multiplicada por el precio de los certificados según las proyecciones disponibles, se presenta en la **Tabla 4**.

**Tabla 4 – Estimación de beneficios por menores emisiones de CO2**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Emisiones anuales de CO2 (Millones de Ton)** | 2016 | 2017 | | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | | 2022 | | 2023 | | 2024 | | 2025 | | 2026 | | 2027 | | 2028 | | 2029 |
| Escenario de referencia |  | 11,57 | | 11,16 | | 8,89 | | 7,35 | | 7,25 | | | 5,28 | | 6,92 | | 8,64 | | 10,52 | | 13,07 | | 14,83 | | 17,27 | | 19,63 |
| Escenario con FNCER |  | 9,79 | | 9,43 | | 5,69 | | 2,73 | | 2,03 | | | 0,78 | | 0,15 | | 0,31 | | 0,52 | | 1,79 | | 4,13 | | 6,59 | | 8,88 |
| Diferencia |  | 1,78 | | 1,73 | | 3,20 | | 4,62 | | 5,22 | | | 4,50 | | 6,77 | | 8,33 | | 10,00 | | 11,27 | | 10,70 | | 10,68 | | 10,75 |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| Beneficio económico anual (Millones USD$) |  | 10,69 | | 10,43 | | 19,26 | | 27,78 | | 31,36 | | | 27,02 | | 40,71 | | 50,04 | | 60,11 | | 67,76 | | 64,32 | | 64,18 | | 64,63 |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **VPN dic 2016 (Millones USD$)** | **212,60** | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |

En total, los beneficios por menores precios esperados y reducción de emisiones ascienden a US$5.961.

En cuanto al incremento de inversión requerida en el escenario con FNCER respecto al escenario base, y utilizando los valores de la **Tabla 1** y **Tabla 2**, se obtienen los siguientes flujos de inversión en el horizonte de proyección.

**Tabla 5 – Inversión incremental en capacidad de generación (Millones USD$ 2016)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2016 | 2017 | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| Escenario de referencia | 580 | 178 | | 809 | 2.218 | 2.554 | 1.372 | 2.644 | 177 | 177 | 177 | 178 | 178 | 178 | 178 |
| Escenario con FNCER | 786 | 906 | | 1.117 | 3.630 | 2.450 | 1.636 | 2.082 | 177 | 411 | 177 | 178 | 178 | 532 | 178 |
| Diferencia (mayores costos) | 207 | 728 | | 308 | 1.412 | -104 | 264 | -562 | 0 | 234 | 0 | 0 | 0 | 354 | 0 |
|  |  | |
| **VPN dic 2016 (Millones USD$)** | **1.885** | |

El valor presente neto considerando los menores precios de la energía, la reducción de emisiones y la inversión incremental originada por la instalación de nueva capacidad de generación con FNCER es de USD 3.869 millones, para una TIR del 45,6%. El flujo proyectado de beneficios e inversión incremental se resume en la **Tabla 6**.

**Tabla 6 – Resumen de beneficios y costos resultado la entrada de FNCER al MEM (USD$ Millones)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2016 | 2017 | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
| + Beneficios por menores precios de la energía en el MEM | 0 | 166 | | 162 | 768 | 1.106 | 1.029 | 994 | 1.302 | 1.402 | 1.567 | 1.490 | 1.117 | 1.118 | 1.423 |
| + Beneficios por reducción de emisiones de CO2 | 0 | 11 | | 10 | 19 | 28 | 31 | 27 | 41 | 50 | 60 | 68 | 64 | 64 | 65 |
| - Inversión incremental por FNCER | 207 | 728 | | 308 | 1.412 | -104 | 264 | -562 | 0 | 234 | 0 | 0 | 0 | 354 | 0 |
| Flujo Neto | -207 | -552 | | -136 | -625 | 1.238 | 796 | 1.583 | 1.342 | 1.218 | 1.627 | 1.557 | 1.181 | 828 | 1.487 |
|  |  | |
| **TIR** | **45,6%** | |
| **VPN dic 2016 (Millones USD$)** | **3.869** | |

## Beneficiarios

En general, todos los consumidores de energía eléctrica del SIN se ven beneficiados con la reducción de precios. Los consumidores residenciales tendrán un menor pago de sus facturas lo cual representa in incremento en el ingreso disponible. Las industrias y el comercio incurren en menores costos de producción lo cual contribuye a una mayor competitividad de estas.

Adicionalmente, también el Estado, requiere un menor esfuerzo fiscal en la medida que menores precios de la energía representan un menor valor de los subsidios asignados en el presupuesto nacional.

La reducción de emisiones de CO2 beneficia a toda la población en general.

## Análisis de sensibilidad

**Diversificación eficiente de la matriz energética del SIN**

El análisis realizado sensibiliza los resultados del VPN de beneficios por menores precios de la energía (excedente del consumidor), VPN de la reducción de emisiones de CO2, y VPN del beneficio neto, utilizando la tasa de descuento del 12%.

siguientes parámetros y posibles efectos originados por la introducción de FNCER al sistema eléctrico nacional:

1. Mayor o menor valor esperado del costo marginal de generación
2. Mayor o menor demanda de energía eléctrica en el SIN
3. Mayores o menores emisiones de CO2
4. Valoración del CO2 a distintos precios
5. Mayores o menores costos de inversión en escenario de FNCER

Se precisa que no se considera procedente una simulación específica a condiciones hidrológicas debido a que metodológicamente, lo correcto es trabajar con costos marginales promedio esperados, los cuales toman en cuenta un gran número de series hidrológicas equi-probables, que van desde la más seca hasta la más húmeda, capturando así las diferentes situaciones a las que se puede ver enfrentado el sistema de generación.

La **Tabla 7** resume los resultados de las primeras dos sensibilidades. Los porcentajes de sensibilización fueron aplicados de manera uniforme a todos los periodos anuales en el horizonte de proyección. El valor esperado del beneficio bajo diferentes escenarios de penetración de la UPME es capturado en la tabla de sensibilidades, dado que la mayoría de escenarios consideran costos marginales de generación promedio en el periodo 2017 a 2029 de entre +11% y -12% con respecto al escenario de FNCER. En cuanto a la demanda, los rangos de entre +5% y -5% contemplan un intervalo razonable para la evaluación por cuanto los escenarios de demanda alta y baja que maneja la UPME en sus proyecciones se sitúan en este rango.

**Tabla 7 – VPN del beneficio por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en la demanda energética (Millones USD$)**

Porcentaje de mayor / menor demanda de energía

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Porcentaje de Mayor / Menor valor esperado de costo marginal del sistema en escenario de FNCER | | | | | | |
|  | $4.612 | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|  | -5% | 9.596 | 8.218 | 6.839 | 5.461 | 4.082 | 2.704 | 1.325 |
|  | -4% | 9.697 | 8.304 | 6.911 | 5.518 | 4.125 | 2.732 | 1.339 |
|  | -3% | 9.798 | 8.391 | 6.983 | 5.576 | 4.168 | 2.761 | 1.353 |
|  | -2% | 9.899 | 8.477 | 7.055 | 5.633 | 4.211 | 2.789 | 1.367 |
|  | -1% | 10.000 | 8.564 | 7.127 | 5.691 | 4.254 | 2.818 | 1.381 |
|  | 0% | 10.101 | 8.650 | 7.199 | 5.748 | 4.297 | 2.846 | 1.395 |
|  | 1% | 10.202 | 8.737 | 7.271 | 5.806 | 4.340 | 2.875 | 1.409 |
|  | 2% | 10.303 | 8.823 | 7.343 | 5.863 | 4.383 | 2.903 | 1.423 |
|  | 3% | 10.404 | 8.910 | 7.415 | 5.921 | 4.426 | 2.932 | 1.437 |
|  | 4% | 10.505 | 8.996 | 7.487 | 5.978 | 4.469 | 2.960 | 1.451 |
|  | 5% | 10.606 | 9.083 | 7.559 | 6.036 | 4.512 | 2.988 | 1.465 |

La **Tabla 7** resume los resultados de las sensibilidades asociadas con las emisiones y valoración del CO2. Los porcentajes de sensibilización fueron aplicados de manera uniforme a todos los periodos anuales en el horizonte de proyección. El rango de precios de la tonelada del CO2 considera valores observados en el pasado (hasta 8,75 €/TonCO2 o aproximadamente 9,22 $USD/TonCO2, observados a finales de 2015 en el mercado europeo y de aproximadamente 13 $USD/TonCO2 en el mercado de California[[20]](#footnote-20) durante 2016).

**Tabla 8 – VPN del beneficio por introducción de FNCER ante variaciones en las emisiones y valoración del CO2 (Millones $USD)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Porcentaje de mayores / menores emisiones respecto del escenario de FNCER | | | | | | |
|  | $276 | -5% | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% |
|  | 2 | 74 | 71 | 65 | 59 | 53 | 47 | 41 |
| Valoración tonelada de CO2 ($USD/Ton) | 3 | 111 | 106 | 97 | 88 | 80 | 71 | 62 |
|  | 4 | 147 | 141 | 130 | 118 | 106 | 94 | 83 |
|  | 5 | 184 | 177 | 162 | 147 | 133 | 118 | 103 |
|  | 6 | 221 | 212 | 195 | 177 | 159 | 142 | 124 |
|  | 7 | 258 | 248 | 227 | 206 | 186 | 165 | 145 |
|  | 8 | 295 | 283 | 259 | 236 | 212 | 189 | 165 |
|  | 9 | 332 | 318 | 292 | 265 | 239 | 212 | 186 |
|  | 10 | 368 | 354 | 324 | 295 | 265 | 236 | 206 |
|  | 11 | 405 | 389 | 357 | 324 | 292 | 259 | 227 |
|  | 12 | 442 | 424 | 389 | 354 | 318 | 283 | 248 |
|  | 13 | 479 | 460 | 422 | 383 | 345 | 307 | 268 |

La **Tabla 9** resume los resultados a variaciones en el costo marginal de generación y costos de inversión en el escenario con FNCER, en este caso, sobre el VPN del beneficio neto (considerando el costo de inversión incremental entre los escenarios). La **Tabla 10** resume los efectos de la misma sensibilidad sobre la TIR.

**Tabla 9 – VPN del beneficio neto por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en el costo de inversión (Millones $USD)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Porcentaje de Mayor / Menor valor esperado de costo marginal del sistema en escenario de FNCER | | | | | | |
|  |  | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|  | -10% | 9.142 | 7.691 | 6.240 | 4.789 | 3.338 | 1.887 | 436 |
|  | -8% | 8.958 | 7.507 | 6.056 | 4.605 | 3.154 | 1.703 | 252 |
|  | -6% | 8.774 | 7.323 | 5.872 | 4.421 | 2.970 | 1.519 | 68 |
|  | -4% | 8.590  Porcentaje de mayor / menor costo de inversión en escenario FNCER | 7.139 | 5.688 | 4.237 | 2.786 | 1.335 | -116 |
|  | -2% | 8.406 | 6.955 | 5.504 | 4.053 | 2.602 | 1.151 | -300 |
|  | 0% | 8.222 | 6.771 | 5.320 | **3.869** | 2.418 | 967 | -484 |
|  | 2% | 8.038 | 6.587 | 5.136 | 3.685 | 2.234 | 783 | -668 |
|  | 4% | 7.854 | 6.403 | 4.952 | 3.501 | 2.050 | 599 | -852 |
|  | 6% | 7.670 | 6.219 | 4.768 | 3.317 | 1.866 | 415 | -1.036 |
|  | 8% | 7.485 | 6.034 | 4.583 | 3.133 | 1.682 | 231 | -1.220 |
|  | 10% | 7.301 | 5.850 | 4.399 | 2.948 | 1.497 | 46 | -1.405 |

**Tabla 10 – TIR de los flujos netos por introducción de FNCER ante variaciones en el precio de generación y en el costo de inversión (Millones $USD)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Porcentaje de Mayor / Menor valor esperado de costo marginal del sistema en escenario de FNCER | | | | | | |
|  | 45,6% | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|  | -10% | 364% | 205% | 109% | 65% | 41% | 27% | 15% |
|  | -8% | 319% | 181% | 99% | 60% | 39% | 25% | 14% |
|  | -6% | 282% | 161% | 91% | 56% | 36% | 23% | 12% |
| Porcentaje de mayor / menor costo de inversión en escenario FNCER | -4% | 251% | 145% | 83% | 52% | 34% | 22% | 11% |
|  | -2% | 225% | 131% | 77% | 49% | 32% | 20% | 10% |
|  | 0% | 203% | 119% | 71% | 46% | 30% | 19% | 9% |
|  | 2% | 184% | 108% | 66% | 43% | 28% | 17% | 8% |
|  | 4% | 167% | 99% | 61% | 40% | 26% | 16% | 7% |
|  | 6% | 152% | 91% | 57% | 38% | 25% | 15% | 6% |
|  | 8% | 139% | 84% | 53% | 35% | 23% | 13% | 5% |
|  | 10% | 127% | 78% | 50% | 33% | 22% | 12% | 4% |

# Evaluación económica del Subcomponente 2.2 Fortalecimiento del Mercado Eléctrico en lo relacionado con la oferta de Gas natural para la generación eléctrica y gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica

El Subcomponente 2.2 busca apoyar la adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del MEM, incluyendo medidas que permitan: (i) garantizar la oferta de gas natural (GN) para generación eléctrica; y (ii) promover la gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica (GEDE).

Para las medidas relacionadas con el aumento en la oferta de GN para la generación eléctrica, no se cuenta con los elementos necesarios para poder realizar un análisis económico cuantificado por las razones que se exponen a continuación, en la sección 3.1. La evaluación económica del Subcomponente 2.2 se centra en las medidas para promover la GEDE. En la sección 3.2 se elabora sobre la metodología y desarrollo de la evaluación económica relacionada con la GEDE.

## Evaluación económica de las medidas tendientes a aumentar y garantizar la oferta de Gas Natural (GN)

Los siguientes compromisos contribuyen al logro de los objetivos.

* Diseño de los criterios de ejecución bajo los cuales se implementarán ajustes al esquema de comercialización mayorista de GN.
* Adoptado el Plan Transitorio de Abastecimiento de GN (se realizó mediante Resolución MME 40006 del 04/01/2017 la cual define las obras).
* Que haya entrado en operación el Gestor del Mercado de GN y su operación se encuentre estabilizada con indicadores de mercado.

El beneficio central de las reformas de política consiste en optimizar el excedente del consumidor en la medida que el incremento de la oferta de gas natural para todos los sectores consumidores genera mayores posibilidades a las plantas térmicas del interior del país que actualmente se respaldan con combustibles líquidos costosos como el Diésel y el Jet Fuel, para acceder a suministro de gas y así ofertar precios más competitivos en el despacho, lo cual puede conducir a precios marginales menores que con líquidos.

Por no contar aún con los términos de disponibilidad del GN a los generadores, los cuales se definirán con la nueva regulación e inversiones, este estudio no simula el mercado de nueva oferta de GN. Sin embargo, la medición de los beneficios resultantes de contar con mayor acceso a GN para generación, se dará a través de la estimación del incremento en el excedente del consumidor de energía eléctrica que se lograría con los menores precios en Bolsa y en contratos que puedan asignarse con claridad a tales medidas, en forma semejante a la metodología aplicada a la incorporación de FNCER, expuesta en 2.1.

Dado que a la fecha del presente informe existe total incertidumbre sobre las reglas relacionadas con la planta de regasificación en Buenaventura, así como el impacto que la misma tendrá sobre la generación térmica del interior del país, no se cuenta con la información razonablemente necesaria para estimar los beneficios desde un punto de vista social[[21]](#footnote-21).

A continuación los beneficios que se derivarían de las medidas a tomar para mejorar el funcionamiento del mercado de GN para generación eléctrica y los aspectos determinantes, en términos de condiciones de mercado que aún se desconocen para poder realizar una simulación aproximada del mercado que permita cuantificar los beneficios esperados.

1. **Beneficios de potenciales ajustes al esquema de comercialización mayorista de gas natural y la consolidación del funcionamiento del Gestor del Mercado**

Los ajustes que propone la CREG al esquema de comercialización pueden facilitar el acceso de los generadores térmicos del interior al gas natural y así potencializar las oportunidades para ofertar precios más competitivos que con combustibles líquidos en la Bolsa[[22]](#footnote-22).

El funcionamiento del mercado mayorista de gas natural se refiere a la forma como se dan las transacciones de suministro y transporte de gas en los mercados primario, secundario y de corto plazo, de acuerdo con las reglas de la CREG sobre diseño de contratos (firmes, de firmeza condicionada, opciones de compra de gas, términos de los mismos, etc.), negociación de los mismos (negociaciones directas o subastas – mecanismos de úselo o véndalo, etc.)[[23]](#footnote-23).

La CREG ha venido estudiando alternativas de ajuste a los contratos de suministro, las cuales podrían ser atractivas para la generación térmica, ya que podrían facilitarles a las plantas respaldadas con combustibles líquidos la suscripción de contratos que permitan su despacho a precios más competitivos, posiblemente en mercados de menor plazo (por ejemplo, hasta un año).

1. **Beneficios de construcción de la infraestructura de confiabilidad y seguridad del abastecimiento del Plan Transitorio de Gas Natural**

El Plan Transitorio de Gas Natural (y a futuro los planes de abastecimiento de gas natural) permitirán la definición de aquella infraestructura orientada a confiabilidad y seguridad del suministro[[24]](#footnote-24)/[[25]](#footnote-25). Este Plan, adoptado mediante la Resolución del MME arriba anotada, define como obras a ser ejecutadas las siguientes:

1. Planta de regasificación en Buenaventura de 400 MPCD[[26]](#footnote-26), capacidad de almacenamiento de 170.000 m3 de gas natural licuado (GNL) y fecha de entrada en operación en enero del año 2021.
2. Complementariamente:
   1. Construcción del gasoducto desde ese puerto a Yumbo (cercano a Cali) con capacidad de transporte de 450 MPCD, 102 km y entrada en operación también en enero de 2021.
   2. Bi-direccionalidad del gasoducto Yumbo - Mariquita para permitir el acceso del gas natural importado por Buenaventura (GNL) aguas arriba de Yumbo, producirán beneficios para el MEM, en particular para el consumidor de energía eléctrica, en la medida en que las plantas térmicas a gas del interior del país (que actualmente se respaldan con líquidos para el Cargo por Confiabilidad), pueden tener acceso al GNL importado y oferten menores precios, respecto a las ofertas que se dan con combustibles líquidos. Comprende obras de adecuación mediante estaciones de compresión.
   3. Bi-direccionalidad del gasoducto Barrancabermeja – Ballena (Guajira) y del gasoducto Barranquilla – Ballena que permitirán la conducción de gas desde el interior del país a la Costa Atlántica, así como del GNL importado por Cartagena (o nuevos descubrimientos en esa región) hacia el interior. La fecha de entrada en operación es enero del año 2020.

Corresponde a la CREG definir la regulación de la remuneración y acceso a la infraestructura, así como la forma de selección del inversionista de los proyectos de confiabilidad y seguridad que no correspondan en primera instancia al transportador incumbente.

A la fecha del presente informe, no se ha publicado ni adoptado por parte de la CREG, una propuesta relacionada con la remuneración, asignación de costos, asignación y acceso a la capacidad entre usuarios de la planta (lo cual es clave en relación con las plantas térmicas del interior), ni procedimientos y criterios de selección del inversionista de la planta de regasificación en Buenaventura[[27]](#footnote-27).

Los supuestos que subyacen en la materialización de los beneficios producidos por las medidas de intervención propuestas son dos;

1. Que los ajustes al esquema de comercialización, conjuntamente con la mayor oferta de gas natural, le permitirá a las plantas térmicas del interior mayores oportunidades de acceso al suministro y transporte de gas en condiciones económicas que les resulten viables frente a las oportunidades del MEM.
2. Que el acceso al gas que tengan las plantas térmicas del interior redunden en menores precios en el MEM (en bolsa y en contratos).

Dado que no es posible establecer cuál podría ser el impacto de las medidas de gas natural en este campo sobre el respaldo de las plantas térmicas que se respaldan actualmente con combustibles líquidos, no es posible simular el posible efecto en el desplazamiento de la curva de oferta de precios marginales de la generación, y consecuentemente, de la formación de los precios en la bolsa para cuantificar los potenciales beneficios de las medidas de política y regulación.

## Evaluación económica de las medidas relacionadas con la GEDE

### Supuestos y metodología

El objetivo del Subcomponente 2.2 que se considera pertinente para la evaluación económica es el relacionado con administrar la demanda en el campo de la eficiencia energética a través del programa PROURE. Recientemente el MME aprobó la Resolución 41286 “Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE), que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias, base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones al respecto.” Como se puede observar, se trata de planes y programas indicativos.

En el contexto del MEM el supuesto central es que los precios de la Bolsa son eficientes. Dado lo anterior, los beneficios se determinan como el ahorro neto que se obtiene por menor energía consumida, valorada a los precios de Bolsa.

De esta manera, la valoración de los beneficios corresponde a la aplicación del análisis costo beneficio (ACB), expresados en forma general de la siguiente manera:

Donde:

Los términos de la expresión matemática se refieren a valor presente de los flujos, utilizando la tasa de descuento propuesta por el Banco del 12% para un horizonte que se definirá de acuerdo con la información disponible

B Son los beneficios

T Tarifa al usuario. Para el caso del sector residencial (estratos 1 y 2 que son los beneficiarios de las medidas que se presentan adelante), para el cálculo de la tarifa se parte del costo unitario de prestación del servicio, el cual es igual a la tarifa del estrato 4, al cual se le aplica los factores de subsidio.[[28]](#footnote-28)

E Es la energía consumida en cada período sin reforma y con reforma.

INV y AOM Corresponde a la inversión y administración, operación y mantenimiento requeridos para implementar la medida de eficiencia energética.

### Beneficios netos de las medidas de gestión eficiente de la demanda

Según el Balance Energético de Colombia, se estima que el consumo energético del país alcanzó 1.219.827 TJ en 2015, de los cuales un 16% corresponden a energía eléctrica del SIN (aproximadamente 197.000 TJ o 54.000 GWh). El consumo eléctrico por sectores sigue la distribución que se resume en la **Tabla 11**.

**Tabla 11 – Distribución del consumo eléctrico por sectores 2015**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **SECTOR** | **Consumo eléctrico final**  **(GWh)** | **Participación del consumo eléctrico total** |
| Residencial | 22.162 | 40,4% |
| Terciario (Comercial y oficial) | 12.749 | 23,2% |
| Industrial | 12.201 | 22,2% |
| Otros | 7.733 | 14,1% |
| **Total** | **54.845** |  |

Fuente: Elaborado con base en información del Balance Energético Nacional de Colombia (BECO)

El Plan de Acción PROURE 2017 – 2022 define las siguientes metas indicativas de ahorro en el consumo de los diferentes sectores.

**Tabla 12 – Metas indicativas de ahorro de energía 2017 – 2022 definidas en el PROURE**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **SECTOR** | **META DE AHORRO  (TJ)** | **AHORRO ANUAL ESTIMADO  (TJ)** | **META DE AHORRO (%)** | **Relevante a GED en el SIN** |
| TRANSPORTE | 424.408 | 60.630 | 5,49% | No |
| INDUSTRIA | 131.859 | 18.837 | 1,71% | Si |
| TERCIARIO | 87.289 | 12.470 | 1,13% | Si |
| RESIDENCIAL | 56.121 | 8.017 | 0,73% | Si |
|  | 699.678 | 99.954 | 9,05% |  |

Fuente: Elaborado con base en [Resolución MME 41286 de 2016](http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Resolucion_41286_de_2016_PROURE.pdf) por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del PROURE

Se debe anotar de la Tabla 6 que no todo el ahorro energético corresponde a gestión eficiente de la demanda en el SIN. El ahorro energético estimado para el sector transporte está asociado, en parte, con la utilización de otros combustibles[[29]](#footnote-29) como el GNV, y con la definición de estándares de eficiencia y etiquetado en los vehículos. Otros sectores, como el industrial, también incluyen medidas asociadas con la sustitución de combustibles sólidos utilizados para generación de calor directo e indirecto.

La Tabla 7 resume las medidas que han sido definidas en el PROURE para los sectores industrial, residencial y terciario, especificando las tendientes a la gestión eficiente de la demanda en el sector eléctrico.

**Tabla 13 – Medidas generales de eficiencia energética definidas en el PROURE**

| Sector / Medida General | Relevante a GED en SIN |
| --- | --- |
| Industrial |  |
| Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica | Si |
| Medidas de eficiencia energética en combustibles sólidos para calor | No |
| Medidas de eficiencia energética en Gas Natural para calor | No |
| Medidas transversales de BPO[[30]](#footnote-30) y diseño e implementación de Sistemas de Gestión de la Energía, SGEn | Si |
| Residencial |  |
| Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica | Si |
| Mejoramiento de eficiencia energética en edificaciones | Si |
| Sustitución de duchas eléctricas por Sistemas Solares Térmicos, SST | Si |
| Implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos, SFV | Si |
| Reducción de consumo por Stand by | Si |
| Implementación de estufas mejoradas de leña y uso de GLP | No |
| Terciario (Comercial, público y servicios) |  |
| Medidas de eficiencia energética en energía eléctrica | Si |
| Mejora en el diseño, la construcción y la adecuación arquitectónica de edificaciones | Si |
| Evaluación e Implementación de distritos térmicos | No |
| Implementación de sistemas de medición inteligente | Si |
| Mejoramiento de la eficiencia energética en entidades públicas | Si |
| Adopción de reglamento de instalaciones térmicas | No |
| Implementación de SGEn | Si |

Fuente: Elaborado con base en las medidas definidas en la Resolución (en consulta) Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del PROURE

Las medidas de eficiencia energética en energía eléctrica están asociadas fundamentalmente con la mejora de eficiencia de aires acondicionados, refrigeración, iluminación e instalaciones eléctricas. Para el sector industrial en particular, se consideran medidas para mejorar la eficiencia de sistemas de fuerza motriz, para el sector terciario, mejoras en la eficiencia de sistemas de alumbrado público, y para el sector residencial, mejora en la eficiencia de las estufas eléctricas, las neveras e iluminación.

Para efecto del presente análisis económico, se han seleccionado 11 medidas representativas de eficiencia energética en los sectores residencial, comercial e industrial (3 medidas, 4 medidas y 4 medidas respectivamente).[[31]](#footnote-31) En la Tabla 8 se describen las medidas consideradas.

**Tabla 14 – Efecto de las medidas tendientes a la gestión eficiente de la demanda**

| Sector / Medida | Descripción |
| --- | --- |
| Residencial |  |
| Cambio de bombillas | Cambio de bombillos incandescentes y LFC a bombillos LED de 7W en los estratos 1 y 2 con un potencial ahorro energético del 73% con respecto al consumo de iluminación actual. La implementación de la medida en estos estratos considera el beneficio potencial por menores subsidios. |
| Cambio de neveras | Sustitución de aproximadamente 4.6 millones de neveras tipo E, F y G en los estratos 1 y 2 con un potencial ahorro energético del 57% con respecto al consumo refrigeración actual en el sector residencial. La implementación de la medida en estos estratos considera el beneficio potencial por menores subsidios. |
| Cambio de estufas | Sustitución de aproximadamente 333.000 estufas eléctricas a estufas de inducción en los estratos 1, 2 y 3. La implementación de la medida en estos estratos considera el beneficio potencial por menores subsidios. |
| Terciario |  |
| Cambio equipos climatización  (Sector comercial) | Reemplazo de más de 25.000 equipos de refrigeración tipo chiller (aire y agua) y Mini Split en el sector comercial con un ahorro ponderado del 35% con respecto al consumo actual. |
| Cambio equipos de refrigeración  (Sector comercial) | Cambio de 156.000 neveras, congeladores, botelleros, vitrinas, dispensadores y racks de refrigeración con un potencial ahorro del 30% respecto al consumo eléctrico actual para refrigeración en el sector comercial. |
| Cambio de bombillas  (Sector comercial) | Sustitución de 880.000 bombillos tubulares, incandescentes (60 W) y halógenos (50 W) en el subsector comercial por bombillos LED de 7W con un ahorro ponderado del 76% con respecto al consumo actual. |
| Fuerza Motriz | Sustitución de 21.000 equipos tipo IE1 por equipos tipo IE3 en los establecimientos comerciales representando un ahorro del 6% en el consumo eléctrico para fuerza motriz en este sector. |
| Industrial |  |
| Sustitución de motores de baja eficiencia por motores eficientes  (Industria metalúrgica) | Sustitución de aproximadamente 24.000 motores ineficientes (5.465 W) por motores con un menor requerimiento de potencia (5.013 W) en la industria del hierro, acero y metales no ferrosos. |
| Sustitución de motores de baja eficiencia por motores eficientes  (Industria alimentos) | Sustitución de aproximadamente 57.000 motores ineficientes (5.465 W) por motores con un menor requerimiento de potencia (5.013 W) en la industria de alimentos. |
| Sustitución de motores de baja eficiencia por motores eficientes  (Industria químicos) | Sustitución de aproximadamente 47.500 motores ineficientes (5.465 W) por motores con un menor requerimiento de potencia (5.013 W) en la industria de químicos. |
| Mantenimiento y optimización de la operación de los aires acondicionados  (Industria de alimentos) | Corrección y mantenimiento a cerca de 1.300 aires acondicionados en la industria de alimentos pasando de una potencia de 16.773 W a una potencia de 15.096 W. |

Fuente: Elaborado con base en medidas identificadas en el estudio “Política de Eficiencia Energética para Colombia” realizado por E&Y para el Ministerio de Minas y Energía (2015).

Financiamiento de las medidas. Las medidas evaluadas, y según se precisa en el Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2016 – 2021 de la UPME, corresponden a medidas que no necesariamente son atractivas económicamente para el agente privado. Sin embargo, una vez incluidos el efecto de las externalidades (como por ejemplo menores emisiones de CO2), se obtiene un beneficio neto para la sociedad. En este sentido, y para lograr la inversión requerida por parte de los privados, particularmente en el sector comercial e industrial, se buscaría generar beneficios a la inversión, valoradas al costo de las externalidades, los cuales pueden ser de carácter tributario o arancelario, entre otros. Para el sector residencial, y debido a que el mayor efecto de las medidas de eficiencia energética requiere inversión en los sectores de menor poder adquisitivo, es probable que un porcentaje de la inversión sea asumido mediante programas especiales por parte del gobierno, posibilitando así la adquisición de los equipos de mayor costo por parte del usuario final (ej. adquisición de neveras eficientes).

En la **Tabla 15** y la **Tabla 16** se resumen los efectos energéticos y ambientales por la implementación de las medidas anteriormente descritas[[32]](#footnote-32).

**Tabla 15 – Potencial ahorro energético por la implementación de medidas de eficiencia energética (GWh)**

| **Ahorro energético para el sector eléctrico (GWh)** | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |
| Cambio de bombillos | 232 | 464 | 696 | 928 | 1.161 | 1.161 |
| Cambio de neveras | 399 | 798 | 1.197 | 1.596 | 1.995 | 1.995 |
| Cambio de estufas | 118 | 236 | 354 | 472 | 589 | 589 |
| Total ahorro anual Sector Residencial (GWh) | 749 | 1.498 | 2.247 | 2.996 | 3.744 | 3.744 |
| Ahorro energético acumulado S. Residencial (GWh) | 749 | 2.247 | 4.493 | 7.489 | 11.233 | 14.978 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de climatización | 222 | 444 | 666 | 888 | 1.110 | 1.110 |
| Cambio de equipos de refrigeración | 42 | 83 | 125 | 167 | 209 | 209 |
| Cambio de bombillos | 14 | 28 | 42 | 56 | 70 | 70 |
| Cambio de equipos de fuerza motriz | 3 | 6 | 9 | 12 | 14 | 14 |
| Total ahorro anual Sector Comercial(GWh) | 281 | 561 | 842 | 1.123 | 1.403 | 1.403 |
| Ahorro energético acumulado S. Comercial (GWh) | 281 | 842 | 1.684 | 2.807 | 4.210 | 5.613 |
| **Sector Industrial** |  |  |  |  |  |  |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria alimentos) | 28 | 57 | 85 | 114 | 114 | 114 |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria químicos) | 24 | 47 | 71 | 94 | 94 | 94 |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria metalurgica) | 12 | 24 | 36 | 47 | 47 | 47 |
| Mantenimiento y optimización de operación de aires acondicionados | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Total ahorro anual Sector Industrial (GWh) | 73 | 137 | 201 | 265 | 265 | 265 |
| Ahorro energético acumulado S. Industrial (GWh) | 73 | 211 | 412 | 677 | 942 | 1.207 |
| **Total ahorro anual (GWh)** | **1.103** | **2.196** | **3.290** | **4.383** | **5.413** | **5.413** |
| **Ahorro energético acumulado (GWh)** | **1.103** | **3.299** | **6.589** | **10.972** | **16.385** | **21.797** |

**Tabla 16 – Potencial de emisiones de CO2 evitadas por implementación de medidas de eficiencia energética (TonCO2)**

|  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |
| Cambio de bombillos | 32.558 | 65.117 | 97.675 | 130.234 | 162.792 | 162.792 |
| Cambio de neveras | 55.957 | 111.915 | 167.872 | 223.829 | 279.786 | 279.786 |
| Cambio de estufas | 16.537 | 33.073 | 49.610 | 66.146 | 82.683 | 82.683 |
| Total ahorro anual Sector Residencial (TonCO2) | 105.052 | 210.104 | 315.157 | 420.209 | 525.261 | 525.261 |
| Ahorro energético acumulado S. Residencial (TonCO2) | 105.052 | 315.157 | 630.313 | 1.050.522 | 1.575.783 | 2.101.044 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |
| Cambio equipos de climatización | 31.145 | 62.289 | 93.434 | 124.578 | 155.723 | 155.723 |
| Cambio de equipos de refrigeración | 5.854 | 11.709 | 17.563 | 23.417 | 29.272 | 29.272 |
| Cambio de bombillos | 1.966 | 3.931 | 5.897 | 7.863 | 9.828 | 9.828 |
| Cambio de equipos de fuerza motriz | 405 | 811 | 1.216 | 1.621 | 2.027 | 2.027 |
| Total ahorro anual Sector Comercial (TonCO2) | 39.370 | 78.740 | 118.110 | 157.480 | 196.849 | 196.849 |
| Ahorro energético acumulado S. Comercial (TonCO2) | 39.370 | 118.110 | 236.219 | 393.699 | 590.548 | 787.398 |
| **Sector Industrial** |  |  |  |  |  |  |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria alimentos) | 3.983 | 7.966 | 11.950 | 15.933 | 15.933 | 15.933 |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria químicos) | 3.304 | 6.609 | 9.913 | 13.218 | 13.218 | 13.218 |
| Sustitución de motores ineficientes (Industria metalúrgica) | 1.666 | 3.331 | 4.997 | 6.663 | 6.663 | 6.663 |
| Mantenimiento y optimización de operación de aires acondicionados | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 |
| Total ahorro anual Sector Industrial (TonCO2) | 10.302 | 19.256 | 28.209 | 37.162 | 37.162 | 37.162 |
| Ahorro energético acumulado S. Industrial (TonCO2) | 10.302 | 29.558 | 57.767 | 94.929 | 132.091 | 169.253 |
| **Total emisiones evitadas anuales (TonCO2)** | **154.724** | **308.100** | **461.475** | **614.850** | **759.272** | **759.272** |
| **Ahorro emisiones evitadas acumuladas (TonCO2)** | **154.724** | **462.824** | **924.299** | **1.539.150** | **2.298.422** | **3.057.695** |

La **Tabla 17** resume los beneficios, costos y flujos netos por sector a 2022 (la proyección completa a 2027 se encuentra en el Anexo). Los beneficios cuantificados corresponden al ahorro percibido por los usuarios en cada sector, por el menor valor de la energía pagada, ahorro para el gobierno por menores recursos del Presupuesto General de la Nación destinado a subsidios (en el sector residencial), toneladas de CO2 evitadas y valoradas al precio de los Certificado de Reducción de Emisiones (CRE), y al costo evitado de la capacidad instalada que se requeriría para atender la demanda energética de no ser ahorrada (CAPEX de una planta a carbón para atender la energía no ahorrada a partir de 2020). El detalle de los parámetros utilizados para la estimación de flujos de cada medida es presentado en el Anexo.

**Tabla 17 – Resumen de beneficios y costos por la implementación de medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico ($USD Millones)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
| **Sector Residencial** |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios | 38 | 106 | 174 | 1.871 | 310 | 340 |
| Costos | 472 | 472 | 472 | 472 | 472 | 0 |
| Flujo Neto Sector Residencial ($USD Millones) | -434 | -366 | -298 | 1.399 | -162 | 340 |
| **Sector Comercial** |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios | 25 | 50 | 76 | 711 | 126 | 126 |
| Costos | 138 | 138 | 138 | 138 | 138 | 0 |
| Flujo Neto Sector Comercial ($USD Millones) | -113 | -87 | -62 | 574 | -12 | 126 |
| **Sector Industrial** |  |  |  |  |  |  |
| Beneficios | 7 | 12 | 18 | 139 | 24 | 24 |
| Costos | 28 | 28 | 28 | 28 | 0 | 0 |
| Flujo Neto Sector Industrial ($USD Millones) | -21 | -15 | -10 | 111 | 24 | 24 |
| **Total Beneficios** | **69** | **168** | **267** | **2.721** | **460** | **490** |
| **Total Costos** | **638** | **638** | **638** | **638** | **610** | **0** |
| **Flujo Neto Agregado ($USD Millones)** | **-568** | **-469** | **-370** | **2.083** | **-150** | **490** |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto | TIR |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $3.521 | $2.283 | $1.237 |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $10.564.170 | $6.851.416 | $3.712.754 |  |  |  |

Evaluadas en conjunto las medidas para los tres sectores, se obtiene una TIR del 36%, la cual incorpora los efectos positivos percibidos por externalidades (como lo son menores emisiones de CO2, o el costo de inversión evitado de una planta de generación a carbón).

De las tablas anteriores se evidencia una relación costo-beneficio positiva (especialmente a partir de 2020), indicando la conveniencia de adelantar las medidas de eficiencia energética.

### Beneficiarios

Los beneficiarios de las medidas de EE son los usuarios residenciales (estratos 1 y 2 principalmente) y empresas del sector primario y secundario donde las medidas son aplicables. También es beneficiaria la Nación al requerirse un menor esfuerzo fiscal en subsidios al consumo y a la generación.

### Análisis de sensibilidad

El incentivo a ahorros en energía como respuesta de la demanda, depende del valor de la tarifa que el usuario paga. Se ha elaborado la sensibilidad a la reducción en la tarifa de los estratos 1 y 2, a partir de la tarifa del estrato 4 (que como ya se indicó es igual al costo unitario del servicio por kWh o CU) en el 10%, 20% y 30%, con el fin de evaluar el impacto en los beneficios por un posible menor ahorro al usuario, debido a un menor costo del servicio. Se usa la tarifa del Estrato 4, por ser la que refleja el costo unitario real, sin subsidio ni contribuciones adicionales. Los otros estratos tendrán un impacto proporcional al nivel de subsidios o contribuciones que van adjuntos a su respectiva tarifa. Los resultados se muestran en la **Tabla 18**. Como se puede observar, aún con una reducción de la tarifa en un 30%, la relación B/C pasa de 1,54 a 1,42, manteniéndose significativamente positiva, lo que permite inferir un alto potencial de respuesta a las medidas de EE.

**Tabla 18 – Sensibilidad del beneficio neto de las medidas de GED a reducción de la tarifa de electricidad**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Beneficios | Costos | Neto | TIR | Relación B/C |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $3.521 | $2.283 | $1.237 | 36% | 1,54 |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $10.564.170 | $6.851.416 | $3.712.754 |  |  |
| Tarifa - 10% | Beneficios | Costos | Neto | TIR | Relación B/C |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $3.386 | $2.283 | $1.102 | 34% | 1,48 |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $10.158.921 | $6.851.416 | $3.307.505 |  |  |
| Tarifa - 20% | Beneficios | Costos | Neto | TIR | Relación B/C |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $3.250 | $2.283 | $967 | 32% | 1,42 |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $9.753.672 | $6.851.416 | $2.902.256 |  |  |
| Tarifa - 30% | Beneficios | Costos | Neto | TIR | Relación B/C |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $3.115 | $2.283 | $832 | 29% | 1,36 |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $9.348.423 | $6.851.416 | $2.497.007 |  |  |

## Conclusiones de la evaluación económica del Componente 2

El **Componente 2. Apoyo a la confiabilidad del abastecimiento eléctrico del SIN,** conformado por dos subcomponentes, el **Subcomponente 2.1. Apoyo a la diversificación de la matriz energética y a la integración eléctrica regional,** dirigido a apoyar la adopción de políticas enfocadas a la diversificación de la matriz energética mediante la promoción e incorporación de las FNCER al SIN y la promoción de las interconexiones eléctricas regionales, con el objetivo de asegurar el abastecimiento eléctrico eficiente del SIN; y el **Subcomponente 2.2. Fortalecimiento del mercado eléctrico**, dirigido a apoyará la adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del MEM, incluyendo medidas que permitan: (i) garantizar la oferta de GN para generación eléctrica; y (ii) promover la gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica (GEDE); producen beneficios importantes a la sociedad en términos del excedente del consumidor, de reducción de emisiones de CO2 y de indicadores económicos.

En cuanto a la diversificación de la matriz de generación en el SIN mediante FNCER se refiere, el Componente 2.1. contribuye a la ***confiabilidad del abastecimiento e eficiente y sostenible***. El aseguramiento del abastecimiento confiable eficiente porque, aunque el marco regulatorio está diseñado para asegurar una confiabilidad alta del sistema, la incorporación en la matriz de generación de FNCER conduce a que sea más eficiente, esto es, se genere a menores precios, lo cual representa un potencial significativo de beneficios, tanto para el consumidor de electricidad (residencias, industrias) como resultado de menores precios esperados que producen un mayor excedente del consumidor, así como en las emisiones de CO2 evitadas frente a escenarios donde las FNCER participan en forma modesta. Los análisis de sensibilidad que los beneficios siguen siendo significativos aún en escenarios donde la reducción de los precios y las emisiones por menor penetración de las FNCER sean menores al escenario de evaluación.

Por otro lado, el Subcomponente 2.2, en lo relacionado con el apoyo á la adopción de reformas y políticas para el fortalecimiento del MEM, incluyendo medidas que permitan promover la gestión eficiente de la demanda de energía eléctrica (GEDE); también produce beneficios importantes a la sociedad en términos del excedente del consumidor.

A continuación, se resumen los resultados obtenidos de la evaluación económica para ambos componentes.

|  |  |
| --- | --- |
| **Resumen los resultados para ambos componentes.** | |
|  | **VPN en USD/MM/2016** |
| Componente 2.1. Beneficio neto por introducción de FNCER al SIN | 3.869 |
| TIR 46% |
| Componente 2.2 Beneficio neto por GEDE | 1.237 |
| TIR 36% |
| VPN Agregado | 5.106 |

Los análisis de sensibilidad realizados muestran que los resultados siguen siendo importantes ante cambios en las variables principales que afectan los beneficios netos.

# Evaluación económica del Componente 3 relacionado con la promoción del acceso a la energía en ZNI

## Supuestos y metodología

El objetivo del Componente 3 es promover el acceso a la energía en las ZNI mediante el uso de FNCER, a través de la adopción y aplicación por parte del MME de los lineamientos de políticas para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) relacionados principalmente con la estructuración de soluciones empresariales y la implementación del esquema de incentivos a prestadores del servicio de energía eléctrica en ZNI por reemplazo de plantas térmicas con FNCER así como el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica - PIEC[[33]](#footnote-33).

Por política establecida en el artículo 48 de la Ley 143 de 1994, a 2014 se debería tener una cobertura semejante en todas las regiones del país[[34]](#footnote-34). Dado lo anterior, y considerando que la prestación del servicio en ZNI busca contar con las mejores soluciones costo-eficientes, se propone que la metodología de evaluación siga la opción del ACE, el cual se basará en la información disponible sobre costos de suministro por kWh en las áreas delimitadas arrojados en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016 – 2020 elaborado por la UPME, instrumento principal de planeación del Gobierno[[35]](#footnote-35).

El PIEC compara varias alternativas de prestación del servicio de energía eléctrica que incluyen la interconexión al SIN, la generación aislada con plantas diésel, solución solar fotovoltaica, solución eólica y soluciones híbridas, para encontrar la solución de mínimo costo unitario a 425.212 viviendas que a 2015 no contaban con servicio[[36]](#footnote-36).

La metodología del PIEC 2016 – 2020 para el cálculo de costos de las soluciones, parte de las siguientes consideraciones generales: i) se cuenta con recursos de fondos (FAER y FAZNI) por $1,4 billones para el período; ii) se utilizan curvas de carga para algunos departamentos según el resultado de encuestas y del estudio de la banca de inversión contratada por la UPME (más adelante se hace referencia a este estudio el cual estaba orientado a estructurar soluciones empresariales) para consumos básicos; y iii) distancias de redes de baja tensión según dispersión de la población por departamento.

La metodología general del PIEC, a partir de la cual se obtienen los costos que permiten el ACE, se resume así:

1. **Evaluación de interconexión al SIN.** Consiste en modelar hipotéticamente las redes de nivel de tensión 2 a partir de 1.169 subestaciones, calculando las rutas óptimas tomando en cuenta una gran cantidad de información sobre restricciones geográficas[[37]](#footnote-37).
2. **Soluciones aisladas.** Se evalúan las siguientes soluciones:

**Generación Diésel.** Se considera el valor de la inversión de una planta para la atención de la demanda de cada sitio, incluyendo las redes de nivel 1 con sus correspondientes gastos de operación y mantenimiento y el costo y transporte de combustible a partir de la estructura de precios en las principales ciudades.

**Otras fuentes.** Aunque se advierte que la solución de energización necesita detalle de ingeniería local, se partió de tipificar ciertas soluciones tomando en cuenta parámetros como radiación solar y la velocidad del viento del lugar, la cantidad de viviendas, el consumo base rural, y un porcentaje de costo adicional por dificultad de acceso. Las soluciones incluyeron el suministro de corriente alterna para facilitar el acceso a electrodomésticos y autonomía de baterías para dos días. Las soluciones propuestas buscan satisfacer necesidades básicas de iluminación, comunicación y refrigeración. Las soluciones básicas contemplan las siguientes tecnologías: i) solar FV, ii) solar FV / diésel, iii) solar FV / eólico y iv) solar FV / eólico / diésel.

A partir de costos estimados para la inversión y los combustibles, el software de simulación de la UPME determina la solución óptima[[38]](#footnote-38).

El costo unitario por kWh de cada solución (CU), incluyendo todos los costos de caso (por ejemplo, el costo de comercialización) se calcula como:

Donde CAE es el costo anual equivalente de la inversión y AOM es el costo anual de administración, operación y mantenimiento.

Se compara el CU del Operador de Red modificado tomando en cuenta la expansión de la cobertura con el de la alternativa de la solución aislada más económica, es decir, se escoge la solución más costo efectiva[[39]](#footnote-39).

Resalta el PIEC la importancia de la expedición de la Ley 1715 de 2014 que promueve la inclusión de fuentes no convencionales de energía (FNCE) como mecanismo para la diversificación de las tecnologías destinadas a la electrificación de las ZNI. Esta Ley establece que se debe dar “prioridad a los proyectos que estén incorporados dentro de los Planes de Energización Rural Sostenible a nivel departamental y/o regional (PERS)” y crea incentivos generales aplicables indistintamente para SIN y ZNI para el desarrollo de proyectos con FNCE y FNCER.

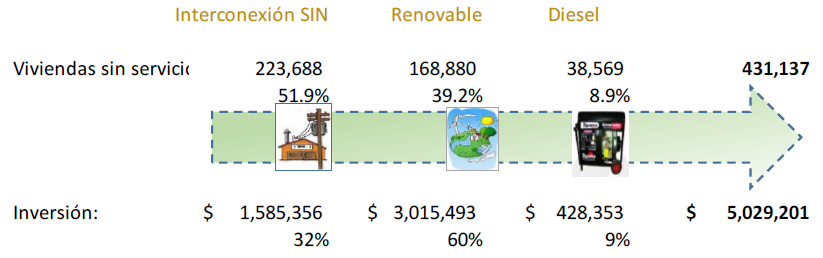
## Análisis costo efectividad

Los resultados del PIEC permiten realizar el siguiente análisis costo efectividad (ACE) respecto a las soluciones con FNCER en las ZNI.

Señala este documento que “*la esencia del PIEC, es decir la metodología que la UPME ha venido revaluando con el fin de hacer cada vez, una mejor planeación de la expansión de cobertura, en la cual se ha incluido el análisis de alternativas energéticas de energías renovables lo cual ha incidido en que los resultados del presente plan arrojan una mayor proporción de soluciones aisladas con FNCER…”*

En efecto, mientras que en el PIEC 2013 – 2017 no se consideraban soluciones con FNCER para ampliar la cobertura con soluciones aisladas, en el PIEC 2016 – 2020 se estiman, para la universalización del servicio, 168.800 soluciones con renovables y 38.569 con Diésel (total soluciones aisladas 207.369). Es decir, las renovables representan el 81,4% de las soluciones aisladas. El 51,9% del total de viviendas sin servicio serían interconectadas al SIN (ver **Ilustración 10**).

**Ilustración 10 – Resultados generales PIEC 2016 - 2020[[40]](#footnote-40)**



Con base en los resultados del modelo de optimización del PIEC 2016 – 2017 para 12.574 localidades (información suministrada por la UPME al consultor para el presente estudio), se realizó el ACE, consistente en comparar el CU promedio de las soluciones totalmente fotovoltaicas identificadas como solución óptima respecto a la solución con diésel (lo cual se observó en soluciones en 2.552 localidades), y las soluciones híbridas FV/diésel identificadas como óptimas respecto a la solución totalmente diésel (se observó en 3.185 localidades). En todas estas soluciones, la interconexión al SIN no es viable.

Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla 19** donde se puede observar que las soluciones con FNCER (solar e híbrida) son más costo efectivas entre un 40% y 42% que las soluciones solamente con diésel en un total de 5.737 localidades.

**Tabla 19 – Costo efectividad de soluciones con FNCER respecto a solución con diésel**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Promedio CU $/kWh soluciones óptimas FV (2.552 localidades)** | | **Promedio CU $/kWh soluciones óptimas híbridas FV/Diésel (3.185 localidades)** | |
| Diésel | 5.811 | Diésel | 6.262 |
| FV | 2.440 | FV+D | 2.508 |
| FV **/** Diésel | 42% | (FV+D) **/** Diésel | 40% |

Fuente: Elaborado por el consultor con base en información del PIEC suministrada por la UPME al Consultor y según metodología descrita en párrafo anterior a esta tabla

Como ya se ha señalado, se trata de costos de referencia estimados por la UPME e información incompleta de la georreferenciación de las viviendas, variable que incide de manera significativa en los resultados del modelo de optimización de esa entidad.

También es relevante anotar que las soluciones tipificadas corresponden a necesidades del orden de 60 kWh/mes por usuario, que en el caso de soluciones individuales se ha concluido que no es viable presupuestalmente. Se espera a futuro que dicho dimensionamiento se revise. Sin embargo, la relación costo-efectividad muestra una amplia ventaja para las FNCER en muchas localidades.

## Beneficiarios

Los beneficiarios del incremento en la cobertura del servicio de energía eléctrica son todas las familias que actualmente se encuentran sin servicio y que lo recibirán como resultado de la ejecución de los planes adoptados.

## Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en la determinación del margen de incremento en el costo del servicio CU que existe entre la solución costo efectiva aislada con FNCER (así sea híbrida con diésel) y la solución diésel.

De acuerdo con los valores de la **Tabla 19**, existe un amplio margen, del orden del 100% de costo unitario de servicio con fuente renovable o híbrida, respecto a la solución con diésel.

## Conclusiones y Recomendaciones

Se señala en el documento del PIEC 2016 – 2020, que este Plan es clave porque los lineamientos de política dejan a la planeación un papel determinante dado que es este plan el que define las necesidades y prioridades del desarrollo de la infraestructura para extender la cobertura. Además del PIEC, se cuenta con los siguientes planes:

* Plan Energético Nacional -PEN-
* Planes de Energización Rural Sostenible -PERS
* Plan Todos Somos PAZcífico -PTSP
* Plan de Electrificación rural (Plan de Posconflicto)

El PIEC relaciona otros instrumentos que tiene actualmente el Estado para lograr la Universalización del servicio de energía eléctrica como son los fondos de apoyo financiero para proyectos de electrificación rural (Fondo de Apoyo Financiero para Energización Rural del SIN -FAER, Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas no Interconectadas -FAZNI y el Sistema General de Regalías -SGR).



Fuente: PIEC 2016-2020 UPME

Aunque mediante el PIEC y el proceso adelantado con una banca de inversión desarrollado durante 2015 y 2016, se ha venido estudiando la factibilidad de diseñar soluciones empresariales, en el marco de la Ley 1715 de 2014[[41]](#footnote-41) se ha logrado un avance importante en el conocimiento de las complejas y heterogéneas condiciones de las ZN, así como de las posibles soluciones de ampliación de la cobertura. Se requiere avanzar aún más en la profundización y estructuración de las posibles alternativas de prestación del servicio y de soluciones técnicas concretas a cada caso, con base en los avances logrados para el Departamento de la Guajira y Chocó.

En este sentido, el Gobierno podría definir campos de acción prioritarios relacionados con la expansión de la cobertura que se base en FNCER, en el marco del PIEC y demás planes enunciados. Durante la elaboración del presente estudio se identificó un creciente interés y necesidad en la UPME por recursos para continuar avanzando en este campo.

# Anexo - Parámetros y cálculos para la estimación de beneficios y costos de medidas de eficiencia energética

A continuación se presentan los principales parámetros y supuestos utilizados para la estimación de los impactos, beneficios y costos asociadas con las medidas de eficiencia energética, seguido por los resultados individuales de cada una de las medidas.

Los parámetros y cálculos el presente análisis están basados en los parámetros y metodologías del estudio “Política de Eficiencia Energética para Colombia” realizado por E&Y para el Ministerio de Minas y Energía en 2015. Se han realizado ajustes incluyendo:

* Tasa de descuento del 12% en línea con la metodología de evaluación económica del BID;
* actualización de precios a diciembre de 2016 (precios originales utilizaban 2015 como referente);
* un factor de emisiones equivalente al factor de emisiones promedio del SIN (TonCO2/MW/h) utilizado por la UPME en su Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 – 2029 para el año 2016;
* valoración del CO2 al precio de los CER del mercado europeo y según proyección de Reuters realizada durante el último trimestre de 2016 (proyección a 2018);
* en los casos en que aplica valores originales en GBTU convertidos a GWh/año utilizando los siguientes factores de conversión: TJ/kWh = 277.778 , TJ/BTU = 9,48x108.

Todas las medidas consideran el ahorro equivalente al costo de inversión en una planta de generación a carbón dimensionada para atender el consumo eléctrico evitado a partir de 2020, siguiendo la metodología del estudio de E&Y. Los costos de la planta a carbón están en línea con los costos de una planta de tecnología supercrítica según información del *World Energy Outlook* (WEO).

**Tabla 20 – Parámetros generales**

|  |  |
| --- | --- |
| Tarifa promedio estratos 1 y 2 ($COP/kWh) (2015) | 167,36 |
| Costo Unitario CU ($COP/kWh) (2015) | 363,00 |
|  |  |
| Contribución del PGN a los subsidios del sector eléctrico | 45% |
|  |  |
| Tarifa total NT3 - NT4 (base + contribución) ($COP/KWh) | 303,4 |
|  |  |
| Tarifa total NT3 - NT4 (Sin contribución) ($COP/KWh) | 252,9 |
|  |  |
| Costo de planta de generación evitada ($USD/MW) | 2.500.000 |
| Año de entrada planta de generación evitada | 2020 |
| Factor de emisiones de planta (TonCO2/MWh) | 1,05 |
| Factor de utilización de la planta evitada | 80% |
| Factor de pérdidas del SIN | 18% |
|  |  |
| Factor de emisiones del SIN (TonCO2/MWh) | 0,140 |
| Valoración tonelada CO2 ($USD/Ton) | 6,01 |
|  |  |
| IVA | 19% |

**Tabla 21 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Residencial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por bombillo incandescente GWh/Año | 0,0000118 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo por bombillo LFC GWh/Año | 0,0000107 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Incandescente a LED | 86,7% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo LFC a LED | 60,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de un bombillo LED ($COP) | 8.190 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Consumo de iluminación GWh/Año | 3.755 | 3.523 | 3.291 | 3.059 | 2.827 | 2.594 | 2.594 | 2.594 | 2.594 | 2.594 | 2.594 | 2.594 |
| Consumo bombillos incandescente estimado (GWh/Año) |  | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Consumo bombillos LFC (GWh/Año) |  | 156 | 156 | 156 | 156 | 156 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de bombillos incandescentes a cambiar | 0 | 13.566.822 | 13.566.822 | 13.566.822 | 13.566.822 | 13.566.822 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de bombillos LFC a cambiar | 0 | 14.513.908 | 14.513.908 | 14.513.908 | 14.513.908 | 14.513.908 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 232 | 464 | 696 | 928 | 1.161 | 1.161 | 1.161 | 1.161 | 1.161 | 1.161 | 1.161 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 32.558 | 65.117 | 97.675 | 130.234 | 162.792 | 162.792 | 162.792 | 162.792 | 162.792 | 162.792 | 162.792 |
| Ahorro en Tarifa Usuario ($COP Millones) |  | 41.076 | 82.153 | 123.229 | 164.306 | 205.382 | 205.382 | 205.382 | 205.382 | 205.382 | 205.382 | 205.382 |
| Ahorro por menores subsidios PGN ($COP Millones) |  | 21.608 | 43.216 | 64.825 | 86.433 | 108.041 | 108.041 | 108.041 | 108.041 | 108.041 | 108.041 | 108.041 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 587 | 1.174 | 1.761 | 2.348 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 | 2.935 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 1.514.961 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 63.272 | 126.543 | 189.815 | 1.768.048 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en bombillos LED |  | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 289.407 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -226.135 | -162.864 | -99.592 | 1.478.641 | 26.951 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 | 316.358 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $778 | $348 | $430 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $2.333.655 | $1.043.247 | $1.290.408 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 22 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de neveras (Sector Residencial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por nevera en refrigeración GWh/años/Usuario | 0,0007495 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de neveras | 57,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de una nevera eficiente ($COP) | 900.000,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Consumo de refrigeración GWh/Año | 8.263 | 7.864 | 7.465 | 7.066 | 6.668 | 6.269 | 6.269 | 6.269 | 6.269 | 6.269 | 6.269 | 6.269 |
| Número de neveras a cambiar |  | 933.723 | 933.723 | 933.723 | 933.723 | 933.723 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 399 | 798 | 1.197 | 1.596 | 1.995 | 1.995 | 1.995 | 1.995 | 1.995 | 1.995 | 1.995 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 55.957 | 111.915 | 167.872 | 223.829 | 279.786 | 279.786 | 279.786 | 279.786 | 279.786 | 279.786 | 279.786 |
| Ahorro en Tarifa Usuario ($COP Millones) |  | 0 | 70.597 | 141.194 | 211.791 | 282.388 | 352.986 | 352.986 | 352.986 | 352.986 | 352.986 | 352.986 |
| Ahorro por menores subsidios PGN ($COP Millones) |  | 37.137 | 74.275 | 111.412 | 148.550 | 185.687 | 185.687 | 185.687 | 185.687 | 185.687 | 185.687 | 185.687 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 1.009 | 2.018 | 3.027 | 4.035 | 5.044 | 5.044 | 5.044 | 5.044 | 5.044 | 5.044 | 5.044 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 2.603.724 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 38.146 | 146.890 | 255.633 | 2.968.101 | 473.120 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en neveras eficientes |  | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 1.000.017 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -961.871 | -853.127 | -744.384 | 1.968.084 | -526.897 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 | 543.717 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $1.252 | $1.201 | $50 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $3.756.306 | $3.604.837 | $151.469 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 23 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de estufas (Sector Residencial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo de estufas eléctricas GWh/Año/Año/Usuario | 0,0063630 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial ahorro por cambio de una estufa GWh/Año/Usuario | 27,8% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo de una estufa eficiente ($COP) | 1.600.000,00 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Consumo de cocción (GWh/Año) | 2.122 | 2.004 | 1.886 | 1.768 | 1.650 | 1.532 | 1.532 | 1.532 | 1.532 | 1.532 | 1.532 | 1.532 |
| Número de estufas a cambiar |  | 66.696 | 66.696 | 66.696 | 66.696 | 66.696 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 118 | 236 | 354 | 472 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 | 589 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 16.537 | 33.073 | 49.610 | 66.146 | 82.683 | 82.683 | 82.683 | 82.683 | 82.683 | 82.683 | 82.683 |
| Ahorro en Tarifa Usuario ($COP Millones) |  | 0 | 20.863 | 41.726 | 62.589 | 83.452 | 104.315 | 104.315 | 104.315 | 104.315 | 104.315 | 104.315 |
| Ahorro por menores subsidios PGN ($COP Millones) |  | 10.975 | 21.950 | 32.925 | 43.900 | 54.874 | 54.874 | 54.874 | 54.874 | 54.874 | 54.874 | 54.874 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 298 | 596 | 894 | 1.193 | 1.491 | 1.491 | 1.491 | 1.491 | 1.491 | 1.491 | 1.491 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 769.455 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 11.273 | 43.409 | 75.545 | 877.136 | 139.817 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en estufas eficientes |  | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 126.989 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -115.716 | -83.580 | -51.444 | 750.147 | 12.828 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 | 160.680 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $370 | $153 | $217 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $1.110.067 | $457.766 | $652.301 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 24 – Proyecciones para la medida de sustitución equipos de climatización (Sector Comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo de un Equipo chiller refrigerado por aire Gwh/Año | 0,0359610 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo de un Equipo chiller refrigerados por agua Gwh/Año | 0,4327120 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo de un Equipo individual tipo Mini Split Gwh/Año | 0,0048260 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de chiller por aire | 30,8% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de chiller por agua | 40,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de Mini Split | 32,9% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo chiller por aire eficiente ($COP) (2015) | 37.018.631 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo chiller por agua eficiente ($COP) (2015) | 97.783.937 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo Mini Split eficiente ($COP) (2015) | 912.289 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Número de equipo tipo chiller refrigerados por aire a cambiar |  | 461 | 461 | 461 | 461 | 461 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de equipo tipo chiller refrigerados por agua a cambiar |  | 1.221 | 1.221 | 1.221 | 1.221 | 1.221 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de equipo aire acondicionado tipo Mini Split a cambiar |  | 3.487 | 3.487 | 3.487 | 3.487 | 3.487 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 222 | 444 | 666 | 888 | 1.110 | 1.110 | 1.110 | 1.110 | 1.110 | 1.110 | 1.110 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 31.145 | 62.289 | 93.434 | 124.578 | 155.723 | 155.723 | 155.723 | 155.723 | 155.723 | 155.723 | 155.723 |
| Ahorro en Tarifa establecimiento comercial ($COP Millones) |  | 71.243 | 142.487 | 213.730 | 284.973 | 356.217 | 356.217 | 356.217 | 356.217 | 356.217 | 356.217 | 356.217 |
| Menores contribuciones percibidas por GDC ($COP Millones) |  | -11.874 | -23.748 | -35.622 | -47.496 | -59.369 | -59.369 | -59.369 | -59.369 | -59.369 | -59.369 | -59.369 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 562 | 1.123 | 1.685 | 2.246 | 2.808 | 2.808 | 2.808 | 2.808 | 2.808 | 2.808 | 2.808 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 1.449.172 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 59.931 | 119.862 | 179.793 | 1.688.896 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en aires acondicionados eficientes |  | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 175.748 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -115.817 | -55.886 | 4.045 | 1.513.148 | 123.907 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 | 299.655 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $740 | $211 | $529 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $2.219.464 | $633.533 | $1.585.931 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 25 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de refrigeradores (Sector Comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo por equipo en refrigeración no eficiente GWh/año | 0,0021726 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo por rack en refrigeración no eficiente GWh/año | 0,0298006 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de equipo pequeño o mediano | 30,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de rack de refrigeración | 30,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión por equipo pequeño o mediano eficiente ($COP) | 2.998.943 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión por rack de refrigeración eficiente ($COP) | 36.823.411 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Consumo equipo pequeño o medianos GWh/Año | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Consumo rack de refrigeración GWh/Año | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 62 | 62 |
| Número de equipo pequeño o mediano a cambiar |  | 28.675 | 28.675 | 28.675 | 28.675 | 28.675 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de rack de refrigeración a cambiar |  | 2.578 | 2.578 | 2.578 | 2.578 | 2.578 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 42 | 83 | 125 | 167 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 | 209 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 5.854 | 11.709 | 17.563 | 23.417 | 29.272 | 29.272 | 29.272 | 29.272 | 29.272 | 29.272 | 29.272 |
| Ahorro en Tarifa establecimiento comercial ($COP Millones) |  | 13.392 | 26.784 | 40.176 | 53.567 | 66.959 | 66.959 | 66.959 | 66.959 | 66.959 | 66.959 | 66.959 |
| Menores contribuciones percibidas por GDC ($COP Millones) |  | -2.232 | -4.464 | -6.696 | -8.928 | -11.160 | -11.160 | -11.160 | -11.160 | -11.160 | -11.160 | -11.160 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 106 | 211 | 317 | 422 | 528 | 528 | 528 | 528 | 528 | 528 | 528 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 272.406 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 11.265 | 22.531 | 33.796 | 317.467 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en equipos de refrigeración eficientes |  | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 227.657 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -216.392 | -205.126 | -193.861 | 89.810 | -171.330 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 | 56.327 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $139 | $273 | -$134 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $417.200 | $820.652 | -$403.453 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 26 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de bombillos (Sector Comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo de un bombillo tubular Gwh/Año | 0,0001520 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo de un bombillo Incandecente Gwh/Año | 0,0001160 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Consumo de un bombillo LED Gwh/Año | 0,0000690 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Tubular T12 a LED | 55,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Incandecente a LED | 88,3% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro por cambio de bombillo Halogena a LED | 86,0% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Valor por bombillo LED (COP) (2015) | 8.190 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Número de bombillos Tubulares T12 a cambiar |  | 103.297 | 103.297 | 103.297 | 103.297 | 103.297 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de bombillos a cambiar Incandescentes |  | 22.995 | 22.995 | 22.995 | 22.995 | 22.995 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de bombillos a cambiar Halogena |  | 50.907 | 50.907 | 50.907 | 50.907 | 50.907 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 14 | 28 | 42 | 56 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCo2) |  | 1.966 | 3.931 | 5.897 | 7.863 | 9.828 | 9.828 | 9.828 | 9.828 | 9.828 | 9.828 | 9.828 |
| Ahorro en Tarifa establecimiento comercial ($COP Millones) |  | 4.496 | 8.993 | 13.489 | 17.986 | 22.482 | 22.482 | 22.482 | 22.482 | 22.482 | 22.482 | 22.482 |
| Menores contribuciones percibidas por GDC ($COP Millones) |  | -749 | -1.499 | -2.248 | -2.998 | -3.747 | -3.747 | -3.747 | -3.747 | -3.747 | -3.747 | -3.747 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 35 | 71 | 106 | 142 | 177 | 177 | 177 | 177 | 177 | 177 | 177 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 91.463 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 3.782 | 7.565 | 11.347 | 106.593 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en iluminación eficiente |  | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 1.826 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | 1.956 | 5.739 | 9.521 | 104.767 | 17.086 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 | 18.912 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $47 | $2 | $44 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $140.079 | $6.583 | $133.496 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 27 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de equipos de fuerza motriz (Sector Comercial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Consumo de un motor IE1 Gwh/Año | 0,0110790 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencial de ahorro promedio ponderado | 6,2% |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Valor por motor eficiente ($COP) (2015) | 1.645.162 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Número de motores IE1 a cambiar |  | 4.212 | 4.212 | 4.212 | 4.212 | 4.212 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 3 | 6 | 9 | 12 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 405 | 811 | 1.216 | 1.621 | 2.027 | 2.027 | 2.027 | 2.027 | 2.027 | 2.027 | 2.027 |
| Ahorro en Tarifa establecimiento comercial ($COP Millones) |  | 927 | 1.855 | 2.782 | 3.709 | 4.636 | 4.636 | 4.636 | 4.636 | 4.636 | 4.636 | 4.636 |
| Menores contribuciones percibidas por GDC ($COP Millones) |  | -155 | -309 | -464 | -618 | -773 | -773 | -773 | -773 | -773 | -773 | -773 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 7 | 15 | 22 | 29 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 18.862 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 780 | 1.560 | 2.340 | 21.982 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en motores eficientes |  | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 8.721 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -7.941 | -7.161 | -6.381 | 13.262 | -4.821 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 | 3.900 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $10 | $10 | -$1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $28.888 | $31.436 | -$2.548 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 28 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria de alimentos (Sector Industrial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Potencia motor ineficiente (Watts) | 5.465 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencia motor eficiente (Watts) | 5.013 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Horas de uso promedio año (hrs) | 4.380 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo promedio de un motor eficiente ($COP) (2015) | 2.446.328 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Numero de motores a sustituir por año |  | 14.335 | 14.335 | 14.335 | 14.335 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 28 | 57 | 85 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 | 114 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 3.983 | 7.966 | 11.950 | 15.933 | 15.933 | 15.933 | 15.933 | 15.933 | 15.933 | 15.933 | 15.933 |
| Ahorro en Tarifa para industrial ($COP Millones) |  | 7.593 | 15.186 | 22.779 | 30.372 | 30.372 | 30.372 | 30.372 | 30.372 | 30.372 | 30.372 | 30.372 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 72 | 144 | 215 | 287 | 287 | 287 | 287 | 287 | 287 | 287 | 287 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 148.272 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 7.665 | 15.330 | 22.994 | 178.931 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en motores eficientes |  | 37.083 | 37.083 | 37.083 | 37.083 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 37.083 | 37.083 | 37.083 | 37.083 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -29.418 | -21.753 | -14.089 | 141.848 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 | 30.659 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $79 | $38 | $42 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $238.067 | $112.634 | $125.433 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 29 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria de químicos (Sector Industrial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Potencia motor ineficiente (Watts) | 5.465 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencia motor eficiente (Watts) | 5.013 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Horas de uso promedio año (hrs) | 4.380 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo promedio de un motor eficiente ($COP) (2015) | 2.446.328 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Numero de motores a sustituir por año |  | 11.892 | 11.892 | 11.892 | 11.892 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 24 | 47 | 71 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 3.304 | 6.609 | 9.913 | 13.218 | 13.218 | 13.218 | 13.218 | 13.218 | 13.218 | 13.218 | 13.218 |
| Ahorro en Tarifa para industrial ($COP Millones) |  | 6.299 | 12.598 | 18.897 | 25.196 | 25.196 | 25.196 | 25.196 | 25.196 | 25.196 | 25.196 | 25.196 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 60 | 119 | 179 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 123.006 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 6.359 | 12.717 | 19.076 | 148.440 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en motores eficientes |  | 30.764 | 30.764 | 30.764 | 30.764 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 30.764 | 30.764 | 30.764 | 30.764 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -24.405 | -18.047 | -11.688 | 117.677 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 | 25.435 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $66 | $31 | $35 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $197.500 | $93.441 | $104.059 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 30 – Proyección de beneficios y costos para la medida de sustitución de motores industria metalúrgica (Sector Industrial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Potencia motor ineficiente (Watts) | 5.465 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencia motor eficiente (Watts) | 5.013 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Horas de uso promedio año (hrs) | 4.380 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo promedio de un motor eficiente ($COP) (2015) | 2.446.328 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Numero de motores a sustituir por año |  | 5.994 | 5.994 | 5.994 | 5.994 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 12 | 24 | 36 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 1.666 | 3.331 | 4.997 | 6.663 | 6.663 | 6.663 | 6.663 | 6.663 | 6.663 | 6.663 | 6.663 |
| Ahorro en Tarifa para industrial ($COP Millones) |  | 3.175 | 6.350 | 9.525 | 12.701 | 12.701 | 12.701 | 12.701 | 12.701 | 12.701 | 12.701 | 12.701 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 30 | 60 | 90 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 62.003 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 3.205 | 6.410 | 9.616 | 74.823 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en motores eficientes |  | 15.507 | 15.507 | 15.507 | 15.507 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 15.507 | 15.507 | 15.507 | 15.507 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | -12.302 | -9.097 | -5.891 | 59.316 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 | 12.821 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $33 | $16 | $17 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $99.552 | $47.100 | $52.452 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Tabla 31 – Proyección de beneficios y costos para la medida de mantenimiento y optimización de la operación de los aires acondicionados (Sector Industrial)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Potencia motor ineficiente | 16.773 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Potencia motor eficiente | 15.096 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Horas de uso promedio año | 4.380 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Costo promedio de un equipo eficiente ($COP) (2015) | 151.068 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **$COP (2016)** | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
| Aires acondicionados a corregir |  | 1.309 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Beneficios** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Ahorro GWh/año |  | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Emisiones de CO2 evitadas (TonCO2) |  | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 | 1.349 |
| Ahorro en Tarifa para industrial ($COP Millones) |  | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 | 2.572 |
| Ahorro por menores emisiones de CO2 ($COP Millones) |  | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| Ahorro por planta de generación evitada ($COP Millones) |  | 0 | 0 | 0 | 12.554 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Beneficios ($COP Millones) |  | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 15.150 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 |
| **Inversión y Costos** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Inversión en motores eficientes |  | 209 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Inversión y Costos ($COP Millones) |  | 209 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Flujo Neto** |  | 2.387 | 2.596 | 2.596 | 15.150 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 | 2.596 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Beneficios | Costos | Neto |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($USD Millones) | $8 | $0 | $8 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| VPN dic 2016 ($COP Millones) | $23.392 | $187 | $23.205 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

1. Perfil de Proyecto [↑](#footnote-ref-1)
2. Guidelines for the Economic Analysis of IDB-funded Projects, June 2012. “*The primary objective of conducting an economic analysis is to help design projects that will be effective in promoting development in a country. The usefulness of this exercise is greatest when it is done early in the project cycle and contributes to the decisions about whether and how to proceed with a project. While the outcome of an economic analysis—net present value or economic rate of return for CBA and cost per unit effect for CEA—are important, it is the process of conducting the analysis and the insights that it provides that are most likely to be useful in designing a better project. The value of the Economic Analysis Annex is not just in the details of how the summary measures are calculated, but in the lessons learned in making these calculations.*” [↑](#footnote-ref-2)
3. El Componente I Estabilidad Macroeconómica no hace parte del alcance del presente estudio [↑](#footnote-ref-3)
4. Esta condición se describe en Bergman & Hanley – “*The costs and benefits of renewable energy in Scotland*” (2012), en donde se considera que los precios de mercado son una buena aproximación para la estimación de los beneficios y costos marginales. Ver sección del citado documento “2.3.2 *Market prices versus shadow prices*”. [↑](#footnote-ref-4)
5. En Colombia los “contratos de largo plazo” no son del tipo PPA, generalmente son a uno, dos y tres años. [↑](#footnote-ref-5)
6. La CREG definió en la Resolución 071 de 2006 “Condiciones Críticas” como la “situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez.” [↑](#footnote-ref-6)
7. El Precio de Escasez (PE) es establecido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles y cumple dos funciones: (1) indica a partir de qué momento las OEF son exigibles, y (2), constituye el precio al que será remunerada la energía firme vendida en bolsa cuando las OEF sean ejercidas. El PE corresponde a la oferta en Bolsa de una planta térmica ineficiente (del orden de 12 MBTU/MWh) que consume Fuel Oil. Antes de la baja de los precios del petróleo este precio estuvo alrededor de 240 US$/MWh. [↑](#footnote-ref-7)
8. Se utiliza el modelo SDDP Programación Dinámica Dual y Estocástica. [↑](#footnote-ref-8)
9. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica son construidas por la UPME de acuerdo con una metodología que toma en cuenta diferentes variables (como crecimiento del PIB y población). [↑](#footnote-ref-9)
10. Por ejemplo, ver numeral 4.3 Proyección de precios del Plan de Expansión 2015 – 2029, para combustibles utilizados en generación. [↑](#footnote-ref-10)
11. Para un mayor detalle se puede consultar el numeral 5.2.2. Metodología de modelación de las fuentes intermitentes no convencionales en el SDDP del Plan de Expansión 2015 – 2029. [↑](#footnote-ref-11)
12. Aunque existe un Plan de Expansión de Referencia más reciente, se ha decidió tomar en cuenta el de 2015 debido a que: (i) este incluye un escenario sin FNCER en la expansión, lo cual facilita la comparación con el escenario 12 del Plan; y (ii) para ese año apenas se encontraba en desarrollo la regulación de la Ley 1715 de 2014. [↑](#footnote-ref-12)
13. Información de soporte al modelo del WEO – Investment Costs. http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/ [↑](#footnote-ref-13)
14. La complementariedad que existe entre la generación eólica y solar, y la hidroeléctrica de algunas regiones, permite obtener una energía firme adicional que actualmente no es valorada por la regulación y que, en principio, contribuye a una mayor confiabilidad. La evaluación económica de este beneficio supone correr modelos de simulación complejos para observar la energía firme marginal, su impacto en los índices de confiabilidad del SIN (valores esperados de racionamiento de energía y potencia) y la valoración de los mismos. [↑](#footnote-ref-14)
15. 1815 MW térmicos, de los cuales 1700 MW son a base de carbón y 115 MW están asociados a un proyecto que utiliza Gas Natural como combustible principal. [↑](#footnote-ref-15)
16. Escenario con mezcla óptima entre diferentes fuentes de generación. Considera 1.174 MW de generación eólica, 239 MW de generación solar, 50 MW geotérmicos, 285 MW adicionales de cogeneración y 1.020 MW adicionales de generación a carbón. [↑](#footnote-ref-16)
17. Para efecto de las proyecciones se considera la segunda fase de Hidroituango. [↑](#footnote-ref-17)
18. Existe un ligero diferencial de beneficios incluso desde el 2017 por cuanto las proyecciones utilizadas corresponden a las realizadas por la UPME en el 2015 en su PERGT 2015 – 2019. Dichas proyecciones consideraban la instalación de hasta 14 MW de generación solar entre 2015 y 2016, y de 60 MW de cogeneración en el mismo periodo a raíz de la aprobación de la Ley 1715 de energías renovables en 2014. [↑](#footnote-ref-18)
19. Información de CRE según <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data> y <https://www.theice.com/products/197/EUA-Futures/data>. Tasa de cambio según el Banco Central Europeo. [↑](#footnote-ref-19)
20. Datos del mercado de carbono en California según <http://calcarbondash.org>/ [↑](#footnote-ref-20)
21. Al respecto de lo aquí señalado, es conveniente anotar que en el documento de soporte del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de la UPME no se elabora sobre los beneficios de la planta de regasificación para los consumidores de energía eléctrica. [↑](#footnote-ref-21)
22. Resolución CREG 094 de 2016. [↑](#footnote-ref-22)
23. Se refiere a las reglas de la Resolución CREG 089 de 2013 las cuales busca ajustar la propuesta contenida en la Resolución CREG 094 de 2016 [↑](#footnote-ref-23)
24. La confiabilidad está definida como la continuidad en el suministro. Alguna infraestructura puede cumplir con ambas funciones, la de confiabilidad y seguridad del abastecimiento. [↑](#footnote-ref-24)
25. En el Plan Transitorio se incluyen los proyectos que están diferenciados en “obras por abastecimiento” que se refieren a solo abastecimiento de la demanda y que deben ser desarrolladas por los transportadores de la infraestructura intervenida, y en “obras por abastecimiento y confiabilidad”, que se considera benefician al sistema de gas natural en conjunto por cuanto mitigan interrupciones de corto plazo que se puedan presentar y que por lo tanto deben ser remuneradas por toda la demanda de gas. [↑](#footnote-ref-25)
26. Millones de pies cúbicos día. [↑](#footnote-ref-26)
27. La Resolución CREG 038 de 2016 publicó para discusión las reglas de remuneración y asignación del pago entre consumidores, así como el procedimiento y criterios de selección de inversionistas, de proyectos del Plan de Abastecimiento relacionados con el transporte de gas natural (entre estos proyectos no se considera plantas de regasificación de gas natural licuado importado). [↑](#footnote-ref-27)
28. Las tarifas de los consumos de los estratos 1, 2 y 3 tienen subsidio, ayuda económica que se otorga para pagar la tarifa del servicio, calculada como % del CU así: estrato 1: 50%; estrato 2: 40%; estrato 3: 15%. Las tarifas de los consumos de los estratos 5 y 6 cubren el CU más un aporte del 20% del CU para subsidiar los consumos de personas de menores ingresos. Las tarifas del estrato 4 son equivalentes al CU. [↑](#footnote-ref-28)
29. Se debe precisar que las medidas de eficiencia energética en el sector transporte pueden generar un aumento en la demanda eléctrica del SIN por cuanto una de las acciones en dicho sector corresponde al “Uso de electricidad en las categorías: Flota sector oficial, taxis en las principales ciudades del país, motos y automóviles y transporte público de pasajeros de las principales ciudades del país”. [↑](#footnote-ref-29)
30. Business Process Operation. [↑](#footnote-ref-30)
31. Si bien se reconoce que medidas como el mejoramiento en la adecuación arquitectónica de edificaciones pueden tener un impacto de eficiencia energética en el consumo eléctrico del SIN (por cuenta de una disminución en los requerimientos de aire acondicionado e iluminación en las edificaciones), los beneficios derivados de esta medida no son cuantificados ya que no se dispone de información suficiente. [↑](#footnote-ref-31)
32. Las medidas particulares y su cuantificación son basadas en los parámetros del estudio “Política de Eficiencia Energética para Colombia” realizado por E&Y para el MME en 2015. Existen otras medidas de EE cuantificadas en dicho estudio, sin embargo, para efectos del presente análisis, solo se han seleccionado las que tienen alguna relación con las medidas descritas en el PROURE y con un aporte relevante a la disminución del consumo eléctrico en el SIN. [↑](#footnote-ref-32)
33. PIEC 2016 – 2020: “La Ley 855 de 2003 define por ZNI los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN por lo que las áreas geográficas en las que vaya resultando viable y sostenible realizar una interconexión, se irán excluyendo de la categoría de ZNI. El Decreto 1073 de 2015 “Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía”, en su artículo 2.2.3.1.2 diferencia las ZNI en Zonas que son económicamente eficientes conectar al SIN (Zonas Interconectables) y Zonas que no son económicamente eficiente conectar al SIN (Zonas Aisladas).” [↑](#footnote-ref-33)
34. **Ley 143 de 1994, *Artículo 48.-*** *El Gobierno Nacional asignará y apro­piará los recursos suficientes en el Plan Nacional de Desarrollo, en el Plan Nacional de Inversiones Públicas y en las leyes anuales del presupuesto de rentas y ley de apropiaciones, para adelantar progra­mas de energización calificados como prioritarios, tanto en las zonas interconectadas como en zonas no interconectadas con el objeto de que en un período no mayor de veinte (20) años se alcancen niveles iguali­tarios de cobertura en todo el país, en concordancia con el Principio de Equidad de que trata el artículo 6o. de la presente ley*. [↑](#footnote-ref-34)
35. Se señala en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016-2020 que este toman en cuenta los lineamientos de la Asamblea General de las Naciones Unidas que declaró la década del 2014-2024, como la década de energía sostenible para todos y la creación del programa SE4ALL Sustainable Energy for All), orientado a expandir el servicio de manera sostenible con energías renovables y EE disminuyendo las emisiones de CO2, considerando no solo los bajos precios actuales de estas, sino con el fin de mejorar el nivel de vida de la población. [↑](#footnote-ref-35)
36. El Plan Nacional de Desarrollo (PND) ha propuesto cubrir 173.000 nuevas viviendas para el resto de este periodo. [↑](#footnote-ref-36)
37. El Decreto 1623 de 2015 define los lineamientos de política para la universalización del servicio de energía eléctrica en el país, tanto en el SIN como en la ZNI y la utilización de los fondos de financiación del sector FAER y FAZNI, el cual fue modificado por el Decreto 1513 de septiembre de 2016. El Decreto centra la política de expansión del servicio a través de los Operadores de Red del SIN, con la obligación de presentar el plan de expansión de cobertura de energía eléctrica. Se establece que la expansión de la cobertura en el SIN se financiará principalmente a través de la metodología tarifaria de los cargos de distribución. Para las soluciones aisladas en ZNI el Decreto establece que se debe dar prioridad a las FNCER o GLP. [↑](#footnote-ref-37)
38. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016-2020 [↑](#footnote-ref-38)
39. La metodología de remuneración de la distribución del SIN en consulta considera un plan quinquenal del Operador de Red con inversiones en expansión de cobertura que no excedan un incremento tarifario establecido por la CREG. [↑](#footnote-ref-39)
40. El número de viviendas sin servicio (VSS) en el país lo calcula UPME siguiendo la metodología descrita en el documento PIEC. [↑](#footnote-ref-40)
41. UPME, Términos de Referencia - Asesoría para la estructuración de esquemas empresariales para ampliar la cobertura de energía eléctrica en zonas no interconectadas y selección de inversionista correspondiente, noviembre de 2015. Las zonas específicas se referían a la Península de la Guajira, región del Norte del Chocó, el Urabá antioqueño y Tierralta Córdoba. [↑](#footnote-ref-41)