



Estado Plurinacional de Bolivia  
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas  
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR y VMEEA/ DGGSA (Planta fotovoltaica Cobija, parque eólico Qollpana e hidroeléctrica Corani)

## Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia

Marzo 2019

MINISTERIO DE  
**ENERGÍAS**

## **PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO**

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





**Estado Plurinacional de Bolivia**  
**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas**  
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR y VMEEA /DGGSA (Planta fotovoltaica Cobija, parque eólico Qollpana e hidroeléctrica Corani)

# **Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia**

**Marzo 2019**

## **PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA**

**Entre el:**

**Ministerio de Energías**

**y**

**Deutsche Gesellschaft für Internationale**

**Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**



Implementada por:



**La Paz – Bolivia**

2019

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMEN</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
2.1	Cambio Climático .....	1
2.2	Acuerdo de Paris.....	2
2.3	NDC en Bolivia .....	11
<b>3</b>	<b>FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b> .....	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>REDUCCIONES DE EMISIONES DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA</b> .....	<b>20</b>
4.1	Proyectos de generación con fuentes renovables .....	20
4.2	Proyectos de generación con gas natural .....	23
<b>5</b>	<b>ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b> .....	<b>31</b>
5.1	Inversiones y costo estabilizado .....	36
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>38</b>
<b>7</b>	<b>FUENTES</b> .....	<b>40</b>
<b>8</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>42</b>

## Lista de Tablas

Tabla 1: Resumen cálculo factor de emisión del Sistema eléctrico .....	19
Tabla 2 : Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con fuentes renovables.....	22
Tabla 3: Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con gas natural.....	27
Tabla 4: Costos de inversión, recuperación, variable y de Producción .....	37

## Lista de Figuras

Figura 1: Proceso de prueba NDC.....	8
Figura 2: Arquitectura del GCF.....	9
Figura 3: Emisiones globales totales anuales de gases de efecto invernadero.	11
Figura 4: Escenario actual, generación total por tipo de fuente .....	32
Figura 5: Escenario actual, fracción de la generación total por tipo de fuente	32
Figura 6: Escenario NDC, generación total por tipo de fuente .....	33
Figura 7: Escenario NDC, fracción de la generación total por tipo de fuente ..	34
Figura 8 : Escenario 100% energía renovable, generación total por tipo de fuente.....	35
Figura 9: Escenario 100% energía renovable, generación total por tipo de fuente.....	35
Figura 10: Generación eléctrica bajo tres escenarios .....	36
Figura 11: Factor de emisión del margen de operación bajo tres escenarios...	36

## ABREVIACIONES

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
COP	Conferencia de las Partes
DKTI	Iniciativa Alemana para el Clima y Tecnología
GCF	Fondo Verde para el Clima
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
NDA	Entidad nacional designada
NDCs	Contribuciones nacionalmente determinadas
O&M	Operación y Mantenimiento
PEERR	Programa de Energías Renovables
SDGs	Objetivos de Desarrollo Sostenible
SIN	Sistema Interconectado Nacional

## 1 RESUMEN

Este estudio sobre la metodología de cuantificación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), debidas a inversiones en energía renovable en Bolivia ha sido elaborado a solicitud del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia, con el apoyo del Programa de Energías Renovables (PEERR), implementado por la Cooperación Alemana GIZ en Bolivia.

El objetivo es el de capacitar en el sector de energía de Bolivia el uso de metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para cuantificar reducciones de GEI de proyectos energéticos en el país. En el marco del Acuerdo de París y con el fin de frenar el cambio climático, Bolivia se compromete a una expansión de las energías renovables para contribuir a la reducción de emisiones de GEI. Como alternativa a la generación de electricidad con gas, Bolivia propone, a parte de una mejora de la eficiencia de las plantas energéticas tradicionales, el uso de las fuentes de energía renovable. Sobre todo, son relevantes las energías hidroeléctrica, solar, eólica, y geotérmica, de las cuales se consideran energías alternativas las tres últimas.

El alcance del estudio se limita al sistema interconectado nacional. El informe introduce primero la problemática del cambio climático y las principales medidas internacionales y nacionales para responder a este reto tan importante. Se explican los conceptos claves en relación con la aplicación de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para la estimación de las reducciones de emisiones en el sector energético y cómo éstas se aplican a la situación de Bolivia.

Se presentan los resultados de estimación de reducción de emisiones de tres diferentes escenarios: 1. Escenario de demanda actual, 2. Escenario de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) y 3. Escenario de 100% renovables. Se incluye como anexo una herramienta Excel, desarrollada para el cálculo de las reducciones de emisiones basada en metodologías aprobadas y seleccionadas. Los días 29 y 30 de noviembre de 2018, los resultados del estudio fueron presentados durante un taller en la sede de la Empresa Nacional de Electricidad Bolivia (ENDE Corporación), localizada en Cochabamba, Bolivia. En el taller participaron profesionales del sector energético del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia, Autoridad Plurinacional de Madre Tierra de Bolivia, la Empresa Nacional de Electricidad ENDE Corporación y sus filiales, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Durante el evento se presentaron los resultados de este estudio y se explicó detalladamente el uso de las metodologías de cuantificación de reducción de emisiones para proyectos de energía. Además, se discutió el contexto



nacional e internacional de la lucha contra el cambio climático, incluyendo las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDCs por sus siglas en inglés) de Bolivia y de otros países, como parte esencial del Acuerdo de París. Así mismo, se presentaron las oportunidades de financiamiento climático del Fondo Verde para el Clima (GCF por sus siglas en inglés) y otras herramientas de financiación. Se ha tomado en cuenta el actual informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) y la urgencia con que se requiere un cambio transformacional de la economía buscando soluciones sinérgicas para un desarrollo hacia los Objetivos de Desarrollo Sostenible-ODS (SDGs por sus siglas en inglés), incluyendo importantes componentes como la mitigación de GEI y la adaptación al cambio climático.

## 2 INTRODUCCIÓN

### 2.1 Cambio Climático

El reciente informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) "Calentamiento global de 1.5 °C", sobre los impactos del calentamiento global que superen temperaturas de 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza fue presentado por el IPCC en octubre 2018. El informe subraya las evidencias del cambio climático y la urgencia de actuar para limitar cambios del clima con graves consecuencias para la humanidad, especialmente para los países vulnerables. El informe se presentó justo antes de la Conferencia de las Partes de CMNUCC de 2018 en Katowice, Polonia (COP 24).

En Bolivia se ha incrementado la frecuencia con la que suceden eventos extremos como granizadas en el altiplano, inundaciones e incendios forestales en la zona amazónica, además de retrocesos en los glaciares.<sup>1</sup>

Los glaciares, que durante mucho tiempo han proporcionado agua a El Alto, se están derritiendo y desapareciendo. Si los problemas del agua no se resuelven, esta región podría ser la primera gran víctima urbana del cambio climático<sup>2</sup>.

El informe especial contribuye con evidencias científicas a la discusión sobre el objetivo acordado en el Acuerdo de París. En las negociaciones del acuerdo, hubo un debate extenso sobre la temperatura máxima de calentamiento global que podía ser alcanzada. La respuesta del IPCC, en este nuevo informe, es una clara recomendación de hacer todo posible para limitar el calentamiento a 1.5°C y no solo a 2°C, como se había sugerido antes.

Resumiendo, las conclusiones principales del informe, se pueden destacar los siguientes cinco puntos:

- Con 1.5°C de calentamiento global, los riesgos son mayores que con 1°C, pero mucho menores que con 2°C. El objetivo de París de 1.5°C es relevante y el medio grado hace una diferencia significativa. Para limitar el calentamiento global a 1.5°C, se necesitarían cambios de gran alcance y sin precedentes en todos los aspectos de la sociedad. El objetivo de 1.5°C aun es físicamente alcanzable, pero exige urgentemente grandes y fundamentales cambios.

---

<sup>1</sup> <http://www.datos-bo.com/Bolivia/Analisis/ONU-Bolivia-uno-de-los-paises-que-mas-sufre-por-el-cambio-climatico>

<sup>2</sup> <https://www.nytimes.com/2009/12/14/science/earth/14bolivia.html>

- Aunque se trata aparentemente de una variación menor, la ciencia puede medir este medio grado de diferencia. La limitación del calentamiento global a 1.5°C en lugar de 2°C tendría beneficios claros para las personas y los ecosistemas naturales, y podría ir acompañada del afianzamiento de una sociedad más sostenible y equitativa.
- Se puede reforzar la adaptación al cambio climático, pero hay límites para sistemas sensibles. Cada incremento del calentamiento tiene importancia, especialmente en la medida en que un calentamiento de 1.5°C o más incrementa el riesgo asociado a cambios duraderos o irreversibles, como la pérdida de algunos ecosistemas.
- Ya estamos viviendo las consecuencias de un calentamiento global de 1°C, con condiciones meteorológicas más extremas. Solamente incrementar medidas de adaptación puede ser insuficiente para reaccionar a los cambios climáticos. Una transformación también va a ser relevante para la adaptación al cambio climático, sobre todo en sistemas y regiones muy afectadas. En la discusión sobre la reducción de emisiones ya se habla de cambios transformacionales desde hace años. El informe destaca la necesidad de aplicar el término "transformacional" también al ámbito de adaptación al cambio climático. Cambios sistémicos son necesarios para poder vivir con los efectos del cambio climático.
- El informe incluye explicaciones con referencia al ámbito de adaptación al cambio climático y desarrollo sostenible en su conjunto. El IPCC recomienda aprovechar sinergias entre mitigación de emisiones, adaptación al cambio climático y las medidas para un desarrollo hacia los objetivos globales de desarrollo sostenible.

También debe considerarse que Bolivia pretende no tener estrategias separadas para cumplir los objetivos del Acuerdo de París y la agenda 2030, sino integrarlas en sus planes nacionales de desarrollo.

## **2.2 Acuerdo de París**

El Acuerdo de París<sup>3</sup> entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. El objetivo del acuerdo es limitar el calentamiento global a un máximo de 2°C y procurar que éste no supere 1.5°C. El tiempo que cubre el Acuerdo de París es a partir de 2020. Además de este objetivo a largo plazo en materia de mitigación, el Acuerdo de París también implementa objetivos a largo plazo en relación con la adaptación y la redirección de los flujos financieros (artículos 2.1 a, 2.1 b y 2.1 c). El acuerdo tiene por objeto fortalecer considerablemente los esfuerzos nacionales de adaptación, incluso mediante el apoyo y la cooperación internacional.

Aún no se han definido todos los detalles del acuerdo. La regulación de éste, llamada en algunos casos "Rulebook", contiene detalles sobre su interpretación

---

<sup>3</sup> <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

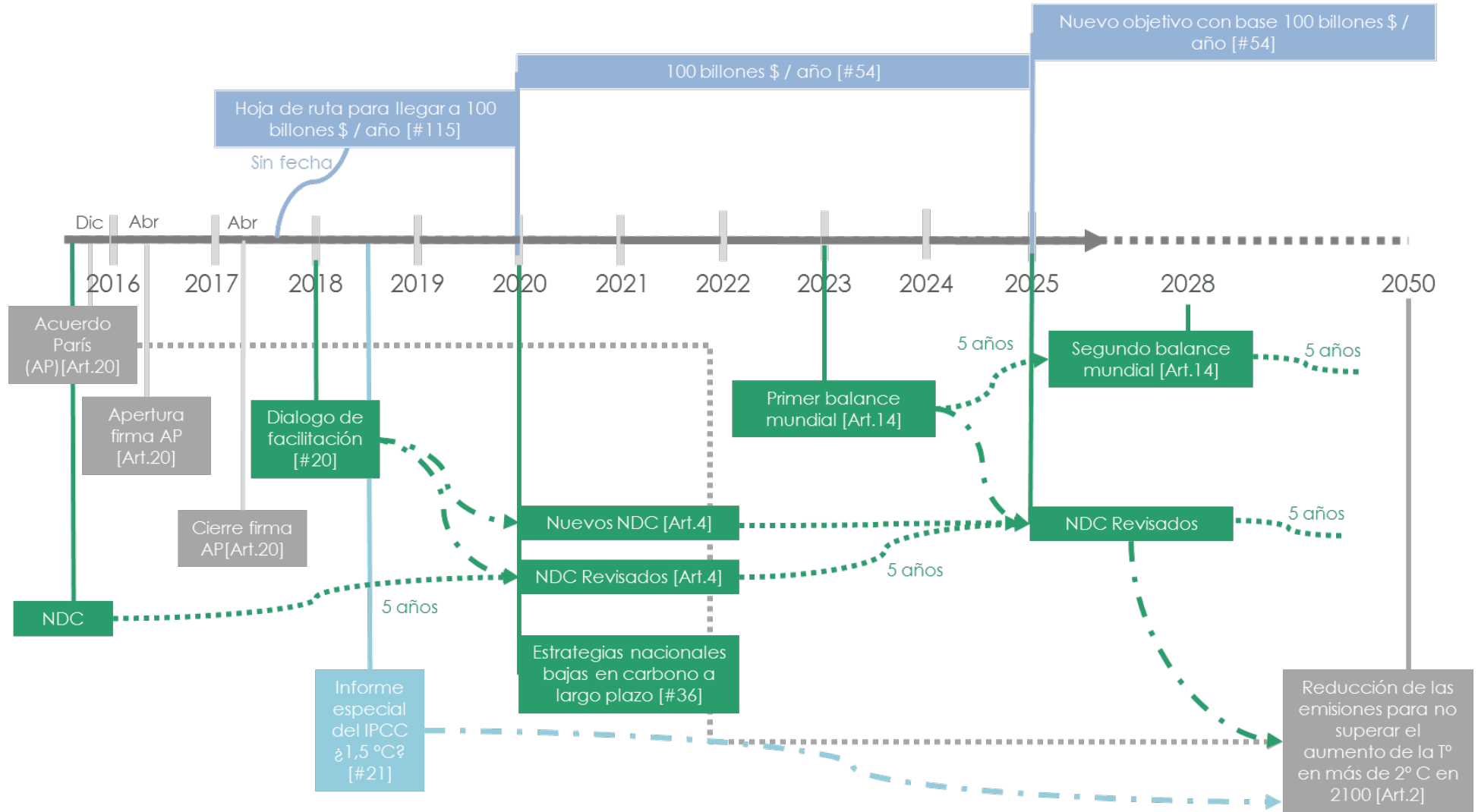
e implementación de componentes clave. El objetivo de la reciente conferencia climática, la COP 24 en Katowice, Polonia en diciembre 2018 era la finalización de estas “reglas de juego”.

Los estados lograron negociar compromisos para detallar, por ejemplo, los procesos de monitoreo de emisiones en el marco de los objetivos del acuerdo. Sin embargo, había otros elementos donde los negociadores todavía no han podido superar las controversias. Los elementos pendientes deben ser negociados y resueltos en la siguiente conferencia, la COP 25, que va a tomar lugar en Chile.

El “rulebook” cubre una multitud de preguntas, como la forma en que los países deben reportar sus emisiones de gases de efecto invernadero o sus contribuciones a la financiación climática, así como qué normas deben aplicarse a los mecanismos de mercado voluntario, como el comercio de carbono. También establece que todos los países tendrán que reportar sus emisiones – y progresar en su reducción – cada dos años a partir de 2024.

Una de las principales herramientas del acuerdo es el trabajo con las NDCs. Cada país contribuye según sus posibilidades con el fin de lograr el objetivo global. A diferencia del Protocolo de Kioto, bajo el cual solo los países desarrollados tenían objetivos legalmente vinculantes, ahora, en el Acuerdo de París, todos los países se comprometen a contribuir a la reducción de emisiones. Esto significa que se sigue a partir de 2020, cuando empieza la implementación del Acuerdo de París, la ruta de mitigación que cada país se ha autodefinido en su NDC. El gráfico abajo muestra que mínimo cada 5 años los países revisarían sus NDCs.

**Figura 1: Proceso de prueba NDC**

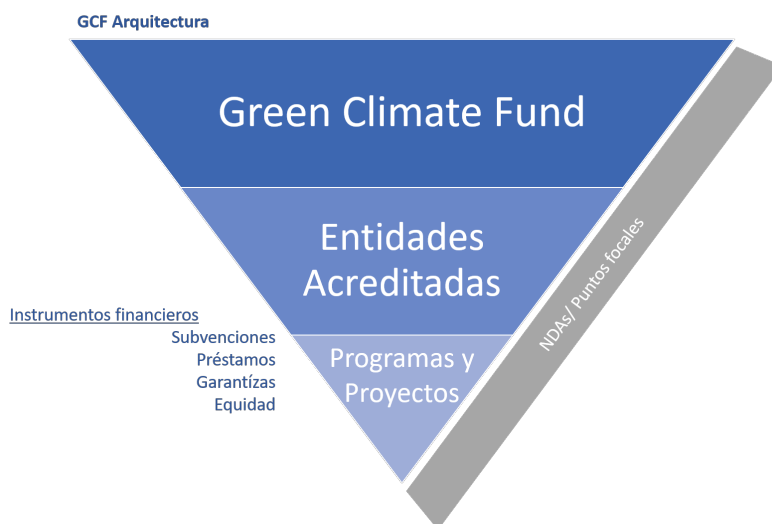


Fuente: Factor Ideas for change

El Acuerdo de París reconoce el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas de los países frente al cambio climático, establecido en el art. 4 de la CMNUCC. Los países desarrollados tienen más responsabilidad y se ha acordado que éstos apoyen a los países en vía de desarrollo para poder implementar medidas de mitigación y adaptación. Los países industriales se han comprometido a movilizar anualmente a partir de 2020 100 billones de dólares americanos para la mitigación y adaptación desde una variedad de fuentes públicas y privadas. Entre la multitud de las herramientas disponibles de apoyo para implementar el Acuerdo de París se pueden mencionar NDC Partnership, DKTI (Iniciativa Alemana para el Clima y Tecnología) o Euroclima+.

Una herramienta central para la canalización de los fondos multilaterales es el GCF, también llamado Fondo Verde para el Clima o Fondo Verde. El fondo recibe dinero de países desarrollados y apoya proyectos de mitigación y adaptación en países en vía de desarrollo. A partir de 2020, el fondo debe ayudar a canalizar anualmente 100 billones de dólares americanos a proyectos. Esta suma se compone de fondos del GCF y financiación privada que se activa con el apoyo económico del GCF. El esquema del GCF es complejo. El gráfico de abajo muestra sus principales funciones, que se pueden describir de la siguiente manera:

**Figura 2: Arquitectura del GCF**



Fuente: GCF Sitio web

El GCF desembolsa los fondos a entidades acreditadas que pueden presentar proyectos. Las entidades acreditadas pueden ser entidades nacionales o internacionales, públicas o privadas. Actualmente hay más de 70 entidades acreditadas. Bajo estas entidades hay bancos multilaterales de desarrollo, agencias de cooperación técnica y bancos privados. Bolivia no tiene una entidad acreditada nacional y para acceder a los fondos del GCF debe colaborar con una de las entidades acreditadas o acreditar una organización en el GCF. Cada país que puede recibir fondos del GCF tiene una entidad nacional designada (NDA, por sus siglas en inglés), que sirve como punto focal

para el GCF. Esta entidad en Bolivia corresponde al Ministerio de Planificación del Desarrollo, que tiene que emitir una carta de no objeción para los proyectos propuestos al GCF. Las expectativas frente al GCF han sido grandes y muchos países han sido críticos porque todavía no se ha podido acceder a los fondos con la agilidad deseable. El GCF es potencialmente el principal fondo internacional para la financiación climática, pero hasta ahora han existido dificultades en su implementación y operación debido a su carácter internacional. La junta del GCF está compuesta de representantes de países desarrollados y en vía de desarrollo, y toma las decisiones en consenso. Este proceso de toma de decisión sobre proyectos y procesos es complejo y considera diversos intereses de los países, que resultan en muchas ocasiones en negociaciones largas y complejas. No se sabe si el GCF tendrá la capacidad de cumplir con las expectativas en el futuro en relación con la canalización de fondos, porque la contribución financiera al fondo y sus proyectos por parte de los países y el sector privado no está asegurada a largo plazo. Hasta hoy, (diciembre 2018) hay 93 proyectos aprobados y 1,600 millones de dólares comprometidos a proyectos en el proceso de implementación. El "Portfolio dashboard"<sup>4</sup> informa constantemente sobre el estado actual de las actividades del fondo.

Uno de los criterios del GCF es que los proyectos deben contribuir a un cambio de paradigma. Los críticos sostienen que el GCF está fallando en encarnar el espíritu transformador de su fundación. Algunos de sus proyectos aprobados serían buenos para el desarrollo del país, pero no representarían cambios paradigmáticos<sup>5</sup>. Sobre este criterio y su exacta definición hay un debate y para desarrolladores de proyectos no es fácil desarrollar ideas y propuestas de proyectos que cumplan con las expectativas del fondo.

Existen herramientas de apoyo para desarrollar capacidades en los países y una cartera de proyectos con el fin de acceder a los fondos. A través de la autoridad nacional, los países pueden solicitar al GCF apoyo técnico y económico. Más información se puede encontrar en la página web<sup>6</sup> del GCF.

La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH es una organización internacional acreditada por la GCF, opera en todos los sectores relevantes para el desarrollo sostenible y la mitigación y adaptación al cambio climático, incluidas las energías renovables y el acceso a la energía, la eficiencia energética, la medición de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el uso de tecnologías amigables con el clima en la industria, financiamiento basado en resultados para reducir las emisiones derivadas de la deforestación y la degradación de los bosques, ciudades resilientes al clima, gestión de riesgos y seguros climáticos, y sistemas y adaptación basada en ecosistemas.

---

<sup>4</sup> <https://www.greenclimate.fund/what-we-do/portfolio-dashboard>

<sup>5</sup> <https://www.linkedin.com/pulse/green-climate-fund-paradigm-shift-survey-sheds-ballard-tremeer/>

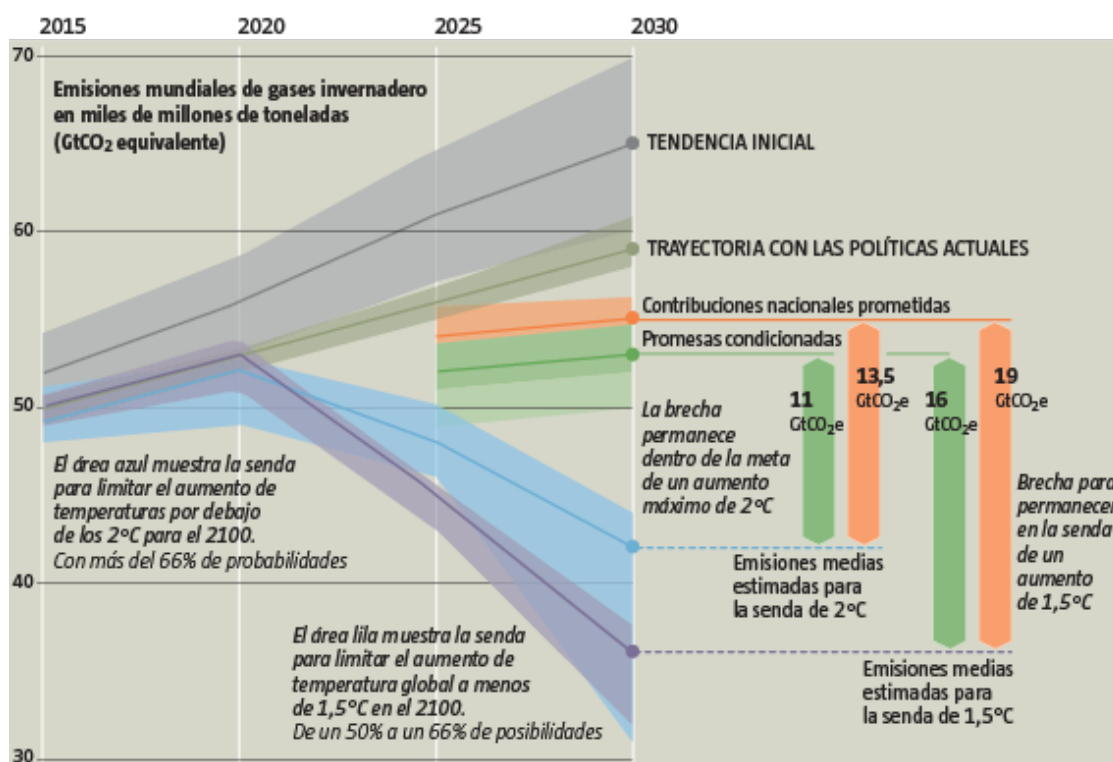
<sup>6</sup> <https://www.greenclimate.fund/gcf101/empowering-countries/readiness-support>

## 2.3 NDC en Bolivia

Más de 100 países han remitido su primer NDC. Los NDCs son muy diferentes entre los países y no siguen un formato único. Cada país define sus propias prioridades y la manera como expresar sus contribuciones nacionales para conseguir el objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a un máximo de 2°C e intentar no superar 1.5°C. Es común que los países en vía de desarrollo diferencien entre los objetivos condicionales e incondicionales. Los objetivos incondicionales son objetivos que planea alcanzar el país con fondos propios. Los objetivos condicionales son objetivos que el país planea alcanzar, pero para lo cual requiere apoyo económico externo de países desarrollados.

Como demuestra el siguiente gráfico, existe una brecha entre las emisiones que se emitirían implementando todos los NDCs y las emisiones que se podrían aún emitir sin causar un calentamiento global de más de 2 o 1,5°C. Las medidas actualmente propuestas en los NDCs son insuficientes para evitar un calentamiento global peligroso. Además, hay que tener en cuenta que no es un hecho que todas las medidas propuestas por los países se van a implementar.

**Figura 3: Emisiones globales totales anuales de gases de efecto invernadero**



Fuente: UNEP, 2017



Bolivia propone en su NDC<sup>7</sup> soluciones estructurales. Además, define resultados y acciones nacionales contra el cambio climático. Elementos importantes son también las medidas de adaptación al cambio climático. Siguiendo las propuestas para soluciones

estructurales, el documento marca objetivos y define acciones para los sectores agua, energía, bosques y agricultura.

Para el sector de energía Bolivia el NDC propone, entre otros, los siguientes objetivos incondicionales:

- Se ha incrementado la participación de energías renovables a 79% al 2030 respecto al 39% del 2010.
- Se ha logrado incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 en el total del sistema eléctrico, que implica un incremento de 1.228 MW al año 2030, respecto a 31 MW de 2010.
- Se ha incrementado la potencia del sector eléctrico a 13.387 MW al año 2030, respecto de 1.625 MW el 2010.
- Se han reducido las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) por cobertura de electricidad de 14,6% el año 2010 a 3% el año 2025.
- Se ha desarrollado el potencial exportador de electricidad, generada principalmente por energías renovables, llegándose a exportar el año 2030 un estimado de 8.930 MW, incrementándose la renta energética del Estado.
- Se ha reducido la pobreza moderada al 13,4% al 2030 y erradicado la extrema pobreza al 2025, por impacto entre otros de la generación y cobertura de energía, incluyendo el incremento, distribución y redistribución de la renta energética.
- Se ha contribuido al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) a 5,4% al 2030, debido a la incidencia del sector energético.

Para el logro de los resultados vinculados con energía se impulsarán las siguientes medidas y acciones:

- Cambio y diversificación de la matriz energética con el crecimiento de energías renovables a través de la construcción de hidroeléctricas (pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, grandes centrales hidroeléctricas y multipropósito), así como impulso a las energías alternativas (eólica, biomasa, geotérmica y solar), y uso de otras fuentes de energía (vapor ciclo combinado).
- Universalización energética que favorece el acceso universal de energías limpias con énfasis en la población con mayor pobreza.

---

<sup>7</sup>[https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20\(Plurinational%20State%20of\)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Bolivia%20(Plurinational%20State%20of)%20First/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf)

- Ampliación de redes de tendido eléctrico para transmisión y de cobertura de servicios de distribución.
- Participación del Estado en la generación energética, generando renta e implementando políticas de distribución y redistribución de riqueza.
- Promoción de exportación de energía adicional provenientes de fuentes de energía renovables, posicionando a Bolivia como centro energético regional con energías limpias.

Como objetivos condicionales para el sector energético Bolivia marca en su NDC los siguientes resultados:

- Se ha incrementado la participación de energías renovables a 81% al 2030, respecto al 39% del 2010.
- Se ha consolidado la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) al 9% del total del sistema eléctrico con una capacidad instalada de 13.378 MW al 2030.
- Se ha ampliado el potencial exportador de Bolivia de electricidad, generada principalmente de energías renovables, a una potencia de 10.489 MW al 2030.

### 3 FACTOR DE EMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El factor de emisión de un sistema eléctrico es una representación de la intensidad de emisiones de GEI asociada a la generación de energía eléctrica de las plantas conectadas a una red eléctrica. En el caso específico de proyectos de generación eléctrica, el factor de emisión del sistema eléctrico representa el efecto que dicho proyecto tendría sobre las emisiones del sistema al cual éste se conecta. Para este último propósito, el factor de emisión puede ser calculado de acuerdo con la herramienta metodológica para el cálculo del factor de emisión de sistemas eléctricos aprobada bajo la CMNUCC para proyectos de comercio de emisiones<sup>8</sup>. Si bien esta herramienta permite el cálculo de reducciones de emisiones de proyecto específicos, la herramienta no está diseñada para analizar la trayectoria en el tiempo de las emisiones de sistemas eléctricos. El procedimiento de cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico definido por la herramienta sigue una serie de pasos que se describen a continuación:

- **Definición del sistema eléctrico.** El sistema eléctrico se define como el Sistema Interconectado Nacional (SIN) boliviano. Si bien en la actualidad no hay intercambios de electricidad con países vecinos, las exportaciones de electricidad son un parámetro importante bajo el escenario del NDC.
- **Inclusión/exclusión de la generación no inyectada al sistema.** La generación no inyectada al sistema se refiere a la generación por plantas que no están conectadas al sistema eléctrico (p.ej. autoprodutores), pero que suministran electricidad a usuarios que usualmente reciben energía del sistema eléctrico. Esta generación es diferente a la generación por sistemas aislados cuyos usuarios no están conectados al sistema eléctrico. En el presente cálculo no se contabilizó la generación no inyectada al sistema.
- **Selección del método de cálculo del factor de emisión del margen de operación.** El factor de emisión del margen de operación representa el efecto de un nuevo proyecto sobre la generación de las unidades ya conectadas al sistema eléctrico. La herramienta ofrece cuatro métodos para el cálculo del factor de emisión del margen de operación (EFred,OM):
  - **Simple.** El factor de emisión del margen de operación simple se calcula como la razón entre las emisiones totales de las plantas conectadas al sistema eléctrico y la generación eléctrica de las plantas conectadas al sistema, excluyendo las plantas de generación de bajo costo y aquellas que son despachadas independientemente de la demanda y el orden de despacho. Las plantas de bajo costo son aquellas con un bajo costo marginal de generación, típicamente plantas de generación con fuentes de energía renovable o nuclear. Este método solo se puede usar cuando la generación de electricidad por plantas de bajo costo

---

<sup>8</sup> TOOL07. Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Versión 7. <link>

representa menos del 50% de la generación total del sistema durante un periodo determinado.

- **Simple ajustado.** El factor de emisión del margen de operación simple ajustado es una variación del método simple, que utiliza un factor de ponderación basado en la fracción de tiempo en que las plantas de bajo costo se despachan al margen (últimas plantas en ser despachadas para suplir la demanda). Bajo este método, el factor de emisión se calcula como un promedio ponderado de las razones entre las emisiones y generación de las plantas de bajo costo y las plantas que no son de bajo costo. Este método requiere una curva de carga horaria del sistema eléctrico para el año para el cual se calcula el factor de emisión.
- **Análisis del despacho.** El factor de emisión del margen de operación con análisis de despacho se obtiene a partir de series horarias de factores de emisión de las plantas despachadas en el margen durante la operación del proyecto para el cual se estiman reducciones de emisiones. Este método requiere información sobre la generación horaria real del proyecto para el cual se estiman reducciones de emisiones.
- **Promedio.** El factor de emisión del margen de operación promedio se calcula como la razón entre las emisiones totales de las plantas conectadas al sistema eléctrico y la generación de todas las plantas conectadas al sistema.

Bajo el escenario del NDC, la fracción de la generación por plantas de bajo costo (i.e. fuentes renovables, especialmente la energía hidroeléctrica) aumentaría por encima del 50% de la generación total del sistema eléctrico. Bajo esas circunstancias, el método simple dejaría de ser aplicable al SIN. Con el fin de mantener constante el método de cálculo y obtener una serie histórica de factores de emisión del margen de operación comparables, se recomienda utilizar el método del cálculo del factor emisión del margen de operación promedio.

El factor de emisión del margen de operación promedio se puede calcular una vez al inicio de un periodo (ex-ante), o puede actualizarse periódicamente (ex-post). El escenario del NDC hace referencia al año 2010 como año base y por lo tanto todas las adiciones y retiros de capacidad a partir de esa fecha hacen parte de ese escenario. Factores de emisión del sistema eléctrico calculados en años posteriores a 2010 van a reflejar el escenario de implementación del NDC boliviano, que incorporaría progresivamente nueva capacidad de generación con fuentes de energía renovable y gas natural. Este escenario, en el que se suma generación con fuentes renovables, no correspondería ya al escenario de línea base contra el cual se deberían estimar las reducciones de emisiones de acciones alineadas al NDC. Por lo tanto, se recomienda estimar las reducciones de emisiones por nuevas adiciones de capacidad utilizando un factor de emisión del sistema

eléctrico fijo, calculado ex-ante para el año 2010. De acuerdo con la herramienta y opción seleccionadas, este factor de emisión se calcula a partir del promedio ponderado por energía de los factores de emisión del margen de operación promedio para el año en cuestión y los dos años previos (i.e. 2008, 2009 y 2010):

$$EF_{red,OM,2010} = \frac{\sum_{i=0}^2 EG_{2010-i} \cdot EF_{red,OMpromedio,2010-i}}{\sum_i EG_{m,2010-i}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$EF_{red,OM,2010}$  es el factor de emisión del margen de operación para el año 2010 (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EG_{2010-i}$  es la cantidad de energía generada en el año 2010-i por todas las unidades conectas al sistema eléctrico (MWh).

$EF_{red,OMpromedio,2010-i}$  es el factor de emisión del margen de operación para el año 2010-i, obtenido mediante la opción (d), margen de operación promedio (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$i$  toma valores de 0 a 2 para representar el año para el cual se calcula el factor de emisión del margen de operación en 2010 y los dos años inmediatamente anteriores.

### **Cálculo del factor de emisión del margen de operación.**

El factor de emisión del margen de operación promedio se calcula como con la siguiente ecuación:

$$EF_{red,OMpromedio,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$EF_{red,OMpromedio,y}$  es el factor de emisión del margen de operación para el año  $y$ , obtenido mediante la opción (d), margen de operación promedio (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EG_{m,y}$  es la cantidad de energía neta generada en el año  $y$  por la unidad  $m$  (MWh).

$EF_{EL,m,y}$  es el factor de emisión de la unidad  $m$ , en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$m$  son todas las unidades conectas al sistema eléctrico.

“ $y$ ” son los tres años para los cuales se calcula el factor de emisión del margen de operación promedio (en este caso 2008, 2009 y 2010).

En la ecuación anterior, las series de energía neta generada anualmente por las unidades conectadas al sistema eléctrico ( $EG_{m,y}$ ) se obtiene del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Los factores de emisión de cada una de las unidades conectadas al sistema eléctrico ( $EF_{EL,m,y}$ ) se obtienen a partir de la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$EF_{EL,m,y}$  es el factor de emisión de la unidad  $m$ , en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EF_{CO2,m,i,y}$  es el factor de emisión del combustible  $i$ , utilizado por la unidad  $m$ , durante el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ). El valor para gas natural es 0,0561 tCO<sub>2</sub>/GJ<sup>9</sup>.

$\eta_{m,y}$  es la eficiencia de la unidad  $m$ , durante el año  $y$  (fracción).

$m$  son todas las plantas conectas al sistema eléctrico.

y son los tres años para los cuales se calcula el factor de emisión del margen de operación promedio (en este caso 2008, 2009 y 2010).

La eficiencia de las unidades conectadas al SIN, se reporta anualmente en el Anuario Estadístico publicado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. La eficiencia se reporta en unidades de BTU/kWh que deben ser convertidas a una fracción sin unidades (factor de conversión: 3.412,14 BTU/kWh).

### **Cálculo del factor de emisión del margen de construcción**

El factor de emisión del margen de construcción es una representación del efecto de un nuevo proyecto sobre la secuencia de adiciones de la nueva capacidad de generación al sistema eléctrico. El factor de emisión se calcula con la siguiente ecuación:

$$EF_{red,BM,2010} = \frac{\sum_m EG_{m,2010} \cdot EF_{EL,m,2010}}{\sum_m EG_{m,2010}} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$EF_{red,BM,2010}$  es el factor de emisión del margen de construcción para 2010 (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EG_{m,2010}$  es la cantidad de energía neta generada en 2010 por la unidad  $m$  (MWh).

$EF_{EL,m,2010}$  es el factor de emisión de la unidad  $m$ , en 2010 (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$m$  son las unidades conectas al sistema eléctrico que hacen parte del conjunto de unidades incluidas en el cálculo del factor de emisión del margen de construcción (ver descripción más adelante).

El conjunto  $m$  de unidades incluidas en el cálculo del factor de emisión del margen de construcción se selecciona a partir de los dos siguientes grupos:

- A. Las últimas cinco unidades, excluyendo actividades de proyecto registradas bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio

---

<sup>9</sup> IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volumen 2, capítulo 2, tabla 2.2, página 2.16 <link>

(MDL), que han comenzado a suministrar electricidad al sistema eléctrico;

- B. El grupo de plantas, excluyendo actividades de proyecto registradas bajo el MDL, que han comenzado a suministrar electricidad al sistema eléctrico más recientemente y que, en conjunto, generaron al menos el 20% de la electricidad suministrada al sistema eléctrico durante el año para el cual se calcula el factor de emisión del margen de construcción.

El factor de emisión del margen de construcción se calcula para el conjunto de unidades *m*, seleccionado entre los grupos A y B indicados arriba que representa la mayor cantidad de energía generada en el año para el cual se calcula el factor de emisión del margen de construcción.<sup>10</sup>

### **Cálculo del factor de emisión del margen combinado.**

El factor de emisión del margen combinado es un promedio ponderado de los factores de emisión de los márgenes de operación y construcción. Es éste el factor de emisión que puede ser utilizado para el cálculo de reducciones de emisiones de proyectos de generación eléctrica. El factor de emisión del margen combinado se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$EF_{red,CM,2010} = EF_{red,OM,2010} \cdot \omega_{OM} + EF_{red,BM,2010} \cdot \omega_{BM} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$EF_{red,CM,2010}$  es el factor de emisión del margen combinado para 2010 (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EF_{red,OM,2010}$  es el factor de emisión del margen de operación para 2010, obtenido mediante la opción (d), margen de operación promedio (ecuación 1) (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EF_{red,BM,2010}$  es el factor de emisión del margen de construcción para 2010

$EF_{red,BM,2010}$  es el factor de emisión del margen de construcción para 2010 (Ecuación 4) (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$\omega_{OM}$  es el factor de ponderación del factor de emisión del margen de operación. Este valor es 0.75 para proyectos de generación con energía eólica y solar, y 0.5 para cualquier otro tipo de proyecto.

$\omega_{BM}$  es el factor de ponderación del factor de emisión del margen de construcción. Toma un valor de 0.25 para el cálculo de reducciones de emisiones de proyectos de generación con energía eólica y solar, y 0.5 para otros tipos de proyecto.

---

<sup>10</sup> Si dentro del conjunto B hubiera unidades cuya entrada en operación hubiera tenido lugar más de 10 años antes del año para el cual se calcula el factor de emisión del margen de construcción, la selección se refinaría siguiendo instrucciones contenidas en la herramienta metodológica. Como en caso del SIN boliviano en 2010 no se presenta esa situación, se omiten esas instrucciones.

**Tabla 1: Resumen cálculo factor de emisión del Sistema eléctrico**

<b>Factor de emisión del margen de operación</b>	
$EF_{red, OMpromedio, 2008}$	0,34 tCO <sub>2</sub> /MWh
$EF_{red, OMpromedio, 2009}$	0,36 tCO <sub>2</sub> /MWh
$EF_{red, OMpromedio, 2010}$	0,39 tCO <sub>2</sub> /MWh
$EF_{red, OM, 2010}$	0,36 tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Factor de emisión del margen de construcción:</b>	
$EF_{red, BM, 2010}$	0,55 tCO <sub>2</sub> /MWh
<b>Factor de emisión del margen combinado:</b>	
$EF_{red, CM, 2010}$	
Energía solar y eólica	0,41 tCO <sub>2</sub> /MWh
Otras fuentes de energía	0,46 tCO <sub>2</sub> /MWh

Fuente: Factor Ideas for change



## 4 REDUCCIONES DE EMISIONES DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El factor de emisión del sistema eléctrico es la base de partida para la estimación de reducciones de emisiones de proyectos de generación de energía eléctrica. El procedimiento de cálculo adoptado en este análisis sigue metodologías para proyectos de compensaciones de emisiones adoptadas en el marco del Protocolo de Kioto de la CMNUCC.

### 4.1 Proyectos de generación con fuentes renovables

Las emisiones y reducciones de emisiones de proyecto de generación con fuentes renovables (i.e. energía hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, geotérmica y mareomotriz) se pueden estimar de acuerdo con la metodología consolidada para generación con fuentes renovables conectadas a la red.<sup>11</sup> Las reducciones de emisiones de proyectos de generación se calculan a partir de la Ecuación 6

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$ER_y$  son las reducciones de emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  ( $tCO_2/a$ ).

$BE_y$  son las emisiones en el escenario de línea base en el año  $y$  ( $tCO_2/a$ ).

$PE_y$  son las emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  ( $tCO_2/a$ ).

Las emisiones en el escenario de línea base ( $BE_y$ ) se estiman a partir de la siguiente expresión:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{red,CM,y} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$BE_y$  son las emisiones en el escenario de línea base en el año  $y$  ( $tCO_2/a$ ).

$EG_{PJ,y}$  es la generación de energía neta suministrada a la red por el proyecto en el año  $y$  ( $MWh/a$ ). En el caso de nuevas adiciones de capacidad al sistema, la generación de energía neta es igual a la energía despachada a la red.<sup>12</sup>

$EF_{red,CM,y}$  es el factor de emisión del margen combinado para el año  $y$  ( $tCO_2/MWh$ ). En este análisis se utiliza el factor de emisión del margen combinado para el año 2010 ( $EF_{red,CM,2010}$ ) que adopta el valor indicado en el recuadro 1.

---

<sup>11</sup> ACM0002. Large scale consolidated methodology. Grid-connected electricity generation from renewable sources. Versión 19.0. <[link](#)>

<sup>12</sup> La metodología establece procedimientos para la determinación de la generación de energía neta en el caso de proyectos de rehabilitación, sustitución o adición de capacidad en unidades/plantas existentes. Como en el análisis no se presentan casos así, se omite la descripción de los procedimientos.

Las emisiones debidas a proyectos de generación con fuentes renovables dependen de las características de los proyectos en cuestión. De acuerdo con metodología seguida en este análisis, las emisiones de proyectos de generación con energía eólica y solar fotovoltaica son nulas pues no hay consumo de combustible asociado a su operación y no se tienen en cuenta las emisiones vinculadas a la construcción de los proyectos de generación

La estimación de emisiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos requiere información técnica de cada uno de los proyectos. Las estimaciones de emisiones de estos tipos de proyectos se obtienen con los siguientes procedimientos:

- **Proyectos de generación hidroeléctrica:** La estimación de emisiones de proyectos de generación hidroeléctrica requiere la determinación de la “densidad de potencia” del proyecto. La densidad de potencia del proyecto se representa como la razón entre la capacidad instalada del proyecto y el área superficial de los embalses nuevos o que se expanden como parte de la inversión. Cuando la densidad de potencia de un proyecto es inferior a 4 W/m<sup>2</sup>, la metodología no es aplicable. Si el valor de la densidad de potencia está por encima de 10 W/m<sup>2</sup>, las emisiones del proyecto son cero. Finalmente, cuando la densidad de potencia asume un valor intermedio entre 4 W/m<sup>2</sup> y 10 W/m<sup>2</sup>, las emisiones del proyecto se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1,000} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$PE_{HP,y}$  son las emisiones del proyecto hidroeléctrico en el año y (tCO<sub>2</sub>/a).

$EF_{Res}$  es un factor de emisión estándar para emisiones de embalses de centrales hidroeléctricas que toma un valor de 90 kgCO<sub>2e</sub>/MWh.

$TEG_y$  es la energía total generada por el proyecto hidroeléctrico, incluyendo autoconsumo (MWh).

El cálculo de las emisiones de proyectos de generación hidroeléctrica propuesto en la metodología requiere información de diseño de los proyectos en cuestión. Dicha información no estuvo disponible durante la ejecución del estudio por lo que no se incluyen los resultados.

- **Proyectos de generación con energía geotérmica.** Las emisiones de proyectos geotérmicos están relacionadas con la emisión de dióxido de carbono y metano contenidos en el vapor producido durante la operación de la planta. El cálculo de las emisiones requiere detalles sobre los volúmenes y composición del vapor generado durante la operación de la planta. En el caso de plantas geotérmicas de ciclo binario, es necesario determinar las características y volúmenes del fluido térmico que escapa durante la operación de la planta.

Las reducciones anuales de emisiones de los proyectos que hacen parte de la estrategia de expansión del SIN se resumen en la Tabla 1. En el caso de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, las estimaciones omiten el término de emisiones debidas al proyecto de la Ecuación 6.

**Tabla 2 : Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con fuentes renovables**

Planta	Capacidad [MW]	Reducciones de emisiones [tCO <sub>2</sub> /año]
<b>Proyectos hidroeléctricos*</b>		
Banda Azul	91,0	182.627
Cachuela Esperanza	990,0	2.611.707
Cambari	93,0	186.641
Carrizal	347,0	696.391
Cuenca Corani	220,0	441.516
El Bala	1.680,0	3.371.576
Icla	102,0	205.510
Ivirizu	253,9	509.529
Juntas	91,6	183.751
Margarita	150,0	302.220
Misicuni	120,0	240.827
Molineros	132,0	264.910
Palillada	118,2	237.214
Río Grande (excl. Juntas)	2900,0	6.215.036
Rositas	600,0	1.204.134
San José 1	55,0	110.379
San José 2	69,0	138.475
Sehuencas	198,6	398.568
Umapalca	85,8	172.191
<b>Proyectos eólicos</b>		
El Dorado	54,0	68.039
La Ventolera	24,0	30.239
Qollpana I	3,0	3.780
Qollpana II	24,0	30.239
San Julián	39,6	49.895
Warnes	14,4	18.144
Warnes II	21,0	26.459
<b>Proyectos solares fotovoltaicos</b>		
Oruro I	50,0	43.199
Oruro II	50,0	43.199
Uyuni	60,0	51.839
Yunchará	5,0	4.320
<b>Proyectos geotérmicos*</b>		
Laguna Colorada, Piloto	5,0	17.060
Laguna Colorada	100,00	341.170
<b>TOTAL</b>	<b>8.747,1</b>	<b>4.998.331</b>

\* El cálculo de reducciones de emisiones omite el término de emisiones debidas al proyecto

Fuente: Factor Ideas for change

## 4.2 Proyectos de generación con gas natural

Los proyectos de generación con gas natural que se incorporarían al sistema eléctrico corresponden a dos tipos: (i) nuevos proyectos de generación, (ii) proyectos de cierre de ciclo abierto en unidades existentes.

**Nuevos proyectos de generación con gas natural.** Las reducciones de emisiones con efecto invernadero de nuevos proyectos de generación se estiman de acuerdo con la metodología consolidada para la construcción de nuevas plantas de gas natural<sup>13</sup>. Las reducciones de emisiones se obtienen de la siguiente ecuación:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad \text{Ecuación 9}$$

En donde:

$ER_y$  son las reducciones de emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/a).

$BE_y$  son las emisiones en el escenario de línea base en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/a).

$PE_y$  son las emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/a).

$LE_y$  son las fugas de emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/a).

De acuerdo con la metodología seleccionada, las emisiones en el escenario de línea base ( $BE_y$ ) están constituidas por dos elementos: (i) emisiones por la generación de energía suministrada a la red, y (ii) emisiones por energía suministrada a instalaciones a las que el proyecto proveería electricidad. El segundo término depende de condiciones técnicas y comerciales específicas de cada proyecto de generación, por lo que se excluye de las descripciones a continuación.

$$BE_y = EG_{PJ,red,y} \cdot EF_{BL,red,CO_2,y} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

$BE_y$  son las emisiones en el escenario de línea base en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/a).

$EG_{PJ,red,y}$  es la generación de energía neta suministrada a la red por el proyecto en el año  $y$  (MWh/a). En el presente análisis se asume que la totalidad de la generación de los nuevos proyectos se suministra a la red.

$EF_{BL,red,CO_2,y}$  es el factor de emisión para energía suministrada a la red.

El factor de emisión para energía suministrada a la red se determina como el valor mínimo entre (i) el factor de emisión del margen de construcción, (ii) el factor de emisión del margen combinado, y (iii) el factor de emisión de una tecnología de generación que sustituiría al proyecto en el escenario de línea base.

---

<sup>13</sup> ACM0025. Large scale consolidated methodology. Construction of a new natural gas power plant. Versión 2.0. <[link](#)>

Las tecnologías que podrían sustituir el proyecto incluyen gas natural con especificaciones técnicas diferentes a las del proyecto, tecnologías basadas en combustibles fósiles diferentes al gas natural, generación con fuentes renovables, y la misma tecnología propuesta por el proyecto. La determinación de la tecnología que sustituiría el proyecto debe seguir un análisis de adicionalidad que está fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, es importante resaltar que dicho análisis podría concluir que, de acuerdo con la metodología seleccionada, un proyecto de generación con gas natural no reduciría emisiones frente a un escenario de línea base. De manera tentativa, se asume que la tecnología que sustituiría los proyectos de línea base tendría un factor de emisión superior al mínimo entre los valores de los factores de emisión de los márgenes de construcción y combinado reportados en el recuadro 1. En este caso, el menor de los valores es 0.46 tCO<sub>2</sub>/MWh, correspondiente al factor de emisión del margen combinado para proyecto de generación con fuentes diferentes a la eólica y solar. Este valor se adopta como el factor de emisión para energía suministrada a la red en la Ecuación 10.

Las emisiones debidas al proyecto se obtienen de la siguiente expresión:<sup>14</sup>

$$PE_y = FC_{i,y} \cdot COEF_{i,y} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

$PE_y$  son las emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/a).

$FC_{i,y}$  es el consumo del combustible  $i$  por el proyecto en el año  $y$  (GJ)

$COEF_{i,y}$  es el factor de emisión del combustible  $i$  consumido por el proyecto durante el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ). El valor para gas natural es 0,0561 tCO<sub>2</sub>/GJ.

Las fugas de emisiones de nuevos proyectos de generación con gas natural resultan de los procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. Por un lado, las fugas de emisiones aumentan por el consumo de combustible por el proyecto. Por otro lado, las fugas de emisiones disminuyen por la disminución esperada del consumo de combustible por unidades que son desplazados por el nuevo proyecto.<sup>15</sup> Las fugas de emisiones se calculan con la siguiente ecuación:

$$LE_y = FC_{GN,y} \cdot NCV_{GN,y} \cdot EF_{GN,upstream} - EG_{PJ,red,y} \cdot EF_{BL,upstream,red,y} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$LE_y$  son las fugas de emisiones debidas al proyecto en el año  $y$  (tCO<sub>2</sub>e/a).

$FC_{NG,y}$  es el consumo del combustible de gas natural por el proyecto en el año  $y$  (m<sup>3</sup>)

<sup>14</sup> TOOL03. Methodological tool. Tool to calculate project or leakage CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion. <[link](#)>

<sup>15</sup> La metodología requiere la cuantificación de fugas asociadas al suministro directo de electricidad a instalaciones a las que el proyecto proveería electricidad. Este término se excluye del análisis por ser específico a cada proyecto.

$NCV_{NG,y}$  es el poder calorífico del gas natural consumido por el proyecto en el año  $y$  (TJ/m<sup>3</sup>). (Este término y el anterior se simplifican porque el consumo de combustible se estima en unidades de energía.)

$EF_{GN,upstream}$  es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. El factor de emisión tiene un valor de 2.9 (tCO<sub>2</sub>e/TJ)<sup>16</sup>.

$EG_{PJ,red,y}$  es la generación de energía neta suministrada a la red por el proyecto en el año  $y$  (MWh/a). En el presente análisis se asume que la totalidad de la generación de los nuevos proyectos se suministra a la red.

$EF_{BL,upstream,red,y}$  es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas asociada a la energía suministrada a la red. Este factor de emisión se calcula de manera consistente con la selección del factor de emisión de la energía suministrada a la red en la Ecuación 10 ( $EF_{red,CO_2,y}$ ). En este caso, se trata del factor de emisión del margen combinado para proyectos de generación con fuentes diferentes a la eólica y solar. Por tanto, el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas asociadas a la energía suministrada a la red se obtiene de la siguiente ecuación:

$$EF_{BL,upstream,red,2010} = 0.5 \cdot \frac{\sum_j FC_{j,2010} \cdot EF_{GN,upstream}}{\sum_j EG_{j,2010}} + 0.5 \cdot \frac{\sum_i FC_{i,2010} \cdot EF_{GN,upstream}}{\sum_i EG_{i,2010}} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$EF_{BL,upstream,red,2010}$  es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas asociadas a la energía suministrada a la red (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$FC_{j,2010}$  es el consumo del combustible de gas natural en 2010 por la unidad  $j$ , incluida en el cálculo del margen de construcción (TJ).

$EG_{j,2010}$  es la energía generada en 2010 por la unidad  $j$ , incluida en el cálculo del margen de construcción (MWh).

$FC_{i,2010}$  es el consumo del combustible de gas natural en 2010 por la unidad  $i$ , incluida en el cálculo del margen de operación (TJ).

$EG_{i,2010}$  es la energía generada en 2010 por la unidad  $j$ , incluida en el cálculo del margen de operación (MWh).

$EF_{GN,upstream}$  es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. El factor de emisión tiene un valor de 2.9 (tCO<sub>2</sub>e/TJ).<sup>17</sup>

**Proyectos de cierre de ciclo abierto en unidades existentes.** La estimación de reducciones de emisiones de proyectos de cierre de ciclo abierto sigue la metodología para proyectos de generación eléctrica de conversión de ciclos

<sup>16</sup> TOOL14. Methodological tool. Upstream leakage emissions associated with fossil fuel use. Version 2.0

<sup>17</sup> TOOL14. Methodological tool. Upstream leakage emissions associated with fossil fuel use. Version 2.0

abiertos a ciclo combinado.<sup>18</sup> Las reducciones de emisiones se estiman con la ecuación 5. En esta ecuación, el término de emisiones del proyecto se calcula con la ecuación 6.

La determinación de las emisiones en el escenario de línea base requiere establecer el nivel esperado de generación de la unidad convertida a ciclo combinado en comparación con (i) la generación promedio de las unidades antes de su conversión, y (ii) la generación máxima posible de las unidades antes de su conversión.

Dependiendo de si la generación esperada es menor o mayor que estos valores, o si toma un valor intermedio, las emisiones en el escenario de línea base se estiman de manera diferente. En el caso de los proyectos evaluados, la generación esperada es superior a la máxima generación posible antes de la conversión de las unidades. En estas circunstancias, las emisiones del escenario de línea base se obtienen a partir de la siguiente ecuación:

$$BE_y = EG_{BL,AVR} \cdot EF_{CO_2,BL,y} + (EG_{MAX} - EG_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{CO_2,BL}, EF_{red,y}) + (EG_{PJ,adj,y} - EG_{MAX}) \cdot EF_{red,y}$$

Ecuación 14

$EF_{CO_2,BL,y}$  es el factor de emisión de las unidades antes de su conversión durante un periodo que en este caso corresponde a tres años (tCO<sub>2</sub>/MWh).

$EG_{MAX}$  es la energía máxima que podrían generar las unidades antes de su conversión. En este caso se ha calculado como el producto de su capacidad instalada por el número de horas en un año.

$EG_{PJ,adj,y}$  es la generación de energía suministrada a la red por el proyecto en el año y (MWh/a).

$EF_{red,y}$  es el factor de emisión del margen combinado ( $EF_{red,CM,2010}$ ) para proyectos de generación con fuentes diferentes a la eólica y solar. El valor reportado en el recuadro 1 corresponde a 0.46 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Las fugas de emisiones de proyectos de conversión de ciclos abiertos tienen dos elementos: (i) fugas de emisiones debidas a cambios en el suministro de vapor a usuarios atendidos antes de la conversión, y (ii) fugas de emisiones debidas a los procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. El primer elemento se excluye del análisis por tratarse de condiciones técnicas y comerciales específicas de los proyectos. El segundo elemento se cuantifica de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$LE_{upstream,y} = \max \left[ 0, (FC_{GN,y} \cdot EF_{GN,upstream}) \cdot \left( 1 - \frac{\frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 FC_{GN,x}}{FC_{GN,y}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 15}$$

<sup>18</sup> ACM0007. Approved consolidated baseline and monitoring methodology. Conversion from single cycle to combined cycle power generation. Versión 6.1.0

Donde:

$LE_{upstream,y}$  son las fugas de emisiones debidas a los procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas en el año y (tCO<sub>2</sub>/a).

$FC_{GN,y}$  es el consumo de gas natural por el proyecto en el año y (TJ).

$EF_{GN,upstream}$  es el factor de emisión de fugas por procesos de extracción, procesamiento, transporte y distribución del gas. El factor de emisión tiene un valor de 2.9 (tCO<sub>2</sub>e/TJ).<sup>19</sup>

$FC_{GN,x}$  es el consumo de gas natural por las unidades en cada uno de los tres años anteriores a su conversión (TJ).

Las reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación de energía eléctrica con gas natural se presentan en la tabla 3.

**Tabla 3: Reducciones anuales de emisiones de proyectos de generación con gas natural**

Planta Unidad	Capacidad [MW]	Reducciones anuales de emisiones [tCO <sub>2</sub> /año]
<b>Nuevas plantas de generación con gas natural</b>		
<b>El Alto</b>		
Alt01	17,5	-9.745
Alt02	32,4	-3.533
Bulo Bulo		
BUL03	49,0	-15.605
<b>Del Sur</b>		
CCSUR30	132,7	62.234
CCSUR40	132,7	62.234
<b>Warnes</b>		
CCWAR30	135,2	63.387
CCWAR40	135,2	63.387
<b>Entre Ríos</b>		
CCERI30	136,4	63.974
CCERI40	136,4	63.974
CCERI50	136,4	63.974
<b>Proyectos de cierre de ciclo abierto</b>		
<b>Del Sur</b>		
CCSUR10	132,7	119.610
CCSUR20	132,7	119.666
Warnes		
CCWAR10	135,2	100.727
CCWAR20	135,2	103.055

Fuente: Factor Ideas for Change

Los valores negativos indican un aumento de las emisiones del sistema eléctrico debido a la adición de la respectiva unidad. Esto se debe a que el

<sup>19</sup> TOOL14. Methodological tool. Upstream leakage emissions associated with fossil fuel use. Version 2.0



Factor de Emisión Combinado (CMgrid) es mayor al Build Margin (BMgrid), tal como se evidencia en la hoja "GRID\_EF" (Ver en anexo)

$$CM = 0,5*OM + 0,5*BM$$

$$CM = 0,5*0,36 + 0,5*0,55 = 0,46 \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

Como el CM es menor (<) que el factor de emisión de la unidad (a gas natural), resulta que cada que opere esta unidad emitirá más gases de efecto invernadero que lo que produce la media del sistema interconectado nacional

GRID\_EF:

**Grid emissions factors**  
**Historic grid emissions factors (2008 – 2017)**

Description	Parameter	Units	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Electricity generation in year y	EG <sub>y</sub>	[MWh]	5.360.465	5.632.658	6.085.441	6.592.942	6.861.926	7.286.833	7.743.489	8.248.317	8.669.522	8.891.443
Average operating margin emissions factor in year y	EF <sub>grid,OM-ave,y</sub>	[tCO <sub>2</sub> /MWh]	0,34	0,36	0,39	0,39	0,41	0,38	0,42	0,40	0,46	0,42
Operating margin emissions factor in year y	EF <sub>grid,OM,y</sub>	[tCO <sub>2</sub> /MWh]			0,36							
Build margin emissions factor in year y	EF <sub>grid,BM,y</sub>	[tCO <sub>2</sub> /MWh]			0,55							
Combined margin emissions factor in year y (wind and solar)	EF <sub>grid,CM,y</sub>	[tCO <sub>2</sub> /MWh]			0,41							
Combined margin emissions factor in year y (other)	EF <sub>grid,CM,y</sub>	[tCO <sub>2</sub> /MWh]			0,46							

Fuente: Factor Ideas - anexo a este informe "Grid EF"

Esto se confirma en la hoja "GHG-ER" (Ver en anexo), que muestra que el factor de emisión de estas tres unidades es mayor que el factor de emisión de red

GHG-ER:

Source	Plant/Unit	Commissioning date	Insralled Capacity [MW]	Capacity factor	Generation [MWh]	Efficiency [%]	Emissions Factor [tCO2/MWh]	Project GHG emissions [tCO2/y]	Fuel Consumption [GJ]	Leakage	Grid emmissions Factor [tCO2/MWh]	Baseline GHG emissions [tCO2/y]	GHG emissions Reductions [tCO2/Y]
<b>Natural gas</b>		<b>1043,8</b>											
[1][8][9] ALTO1	2012	17,5	0,68	105.000	9.243	0,37	0,55	57.442	1.023.914	414	0,46	48.110	(9.745)
[1][8][9] ALTO2	2012	32,4	0,70	197.000	8.040	0,42	0,48	93.747	1.671.061	51	0,46	90.264	(3.533)
[1][8][9] BULO3	2014	49,0	0,55	236.000	8.814	0,39	0,52	123.119	2.194.626	620	0,46	108.134	(15.605)
[1]CCSUR3	2019	132,7	0,70	813.655	6.449	0,53	0,38	310.578	5.536.155	-3750	0,46	372.812	62.234

Fuente: Factor Ideas - anexo a este informe "GHG-ER"

## 5 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

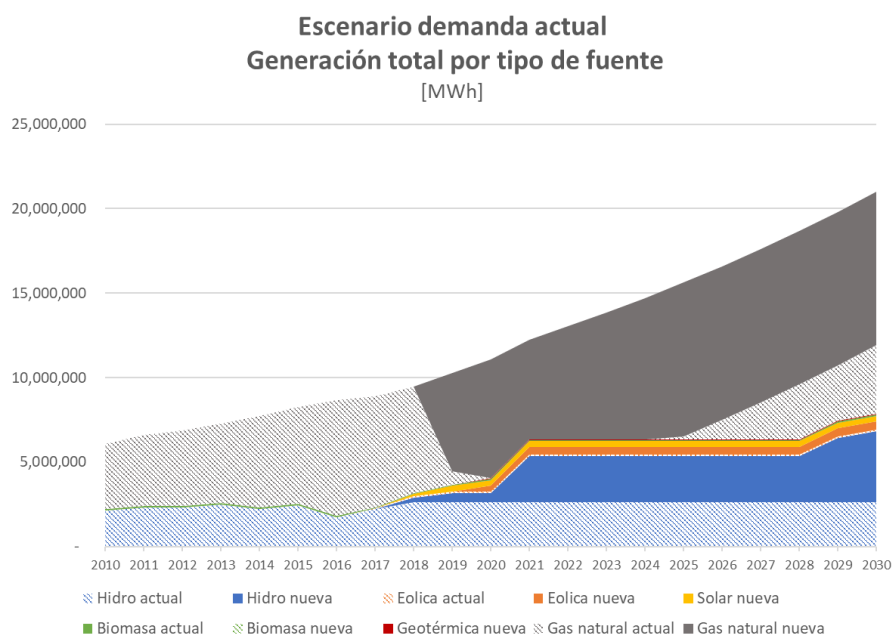
Las acciones en el sector eléctrico propuestas en el NDC de Bolivia, descritas en la introducción, suponen un aumento sustancial de la capacidad instalada del sistema eléctrico boliviano. Este aumento de la capacidad de generación estaría acompañado de un proceso de integración con los sistemas eléctricos de los países vecinos, con la expectativa de exportar volúmenes significativos de energía eléctrica. Este proceso de transformación del sistema eléctrico se analiza de acuerdo con tres escenarios:

- **Escenario A, demanda actual.** Este escenario parte de una proyección de la demanda interna de energía eléctrica del país. Bajo este escenario, se añadirían una serie de proyectos de generación eléctrica cuya entrada en operación es relativamente conocida.
- **Escenario B, NDC.** El escenario del NDC está determinado por el aumento esperado de la capacidad instalada que debería alcanzar 13,387 MW en 2030. En ese año, la fracción de la capacidad instalada correspondiente a fuentes renovables de energía debería llegar a 79%. Este escenario contempla proyecto cuya entrada en operación es incierta.
- **Escenario B, 100% energía renovable.** Este escenario es una variación del escenario del NDC, en donde la fracción de la generación con energía renovable llegaría al 100% en 2030. Este escenario supone la salida de operación de todos los proyectos de generación con gas natural, incluyendo proyectos que entrarían en operación próximamente.
- **Escenario A, demanda actual.** Bajo el escenario de demanda actual, la generación eléctrica anual del sistema alcanzaría 21 TWh en 2030. Dicha generación se alcanzaría con la adición, entre 2018 y 2030, de las siguientes capacidades de generación:
  - 1.481 MW de unidades de generación con gas natural;
  - 958 MW de plantas hidroeléctricas;
  - 153 MW de plantas eólicas;
  - 165 MW de plantas solares fotovoltaicas;
  - 5 MW de una planta piloto de energía geotérmica.

En el escenario de demanda actual, la generación con fuentes renovables alcanzaría un valor de 7,8 TWh en 2030, correspondiente al 37% de la generación total del sistema eléctrico en ese año. Esta fracción de generación con fuentes renovables supondría un cambio mínimo frente al valor de la generación con fuentes renovables logrado en 2010, que alcanzó el 36%. El valor del factor de emisión del margen de operación en 2030 sería 0.28 tCO<sub>2</sub>/MWh, que corresponde a una disminución del 28% frente a su valor en 2010 (0,39 tCO<sub>2</sub>/MWh). Las emisiones acumuladas durante el periodo 2010 – 2030 bajo este escenario alcanzarían 73 MtCO<sub>2</sub>. La generación total y la

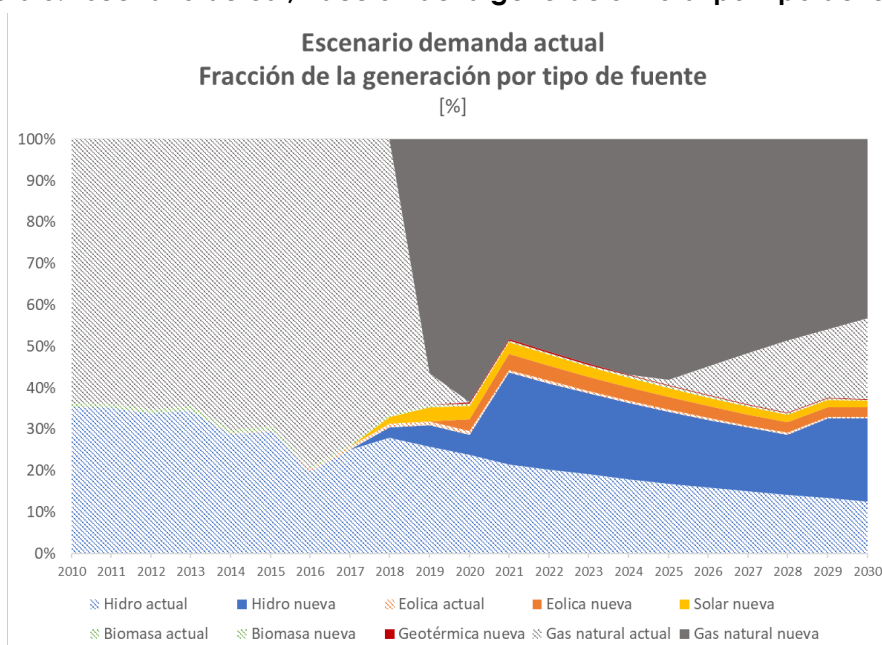
fracción de generación por tipo de fuente en este escenario se muestran en las siguientes figuras:

**Figura 4: Escenario actual, generación total por tipo de fuente**



Fuente: Factor Ideas for Change

**Figura 5: Escenario actual, fracción de la generación total por tipo de fuente**



Fuente: Factor Ideas for Change

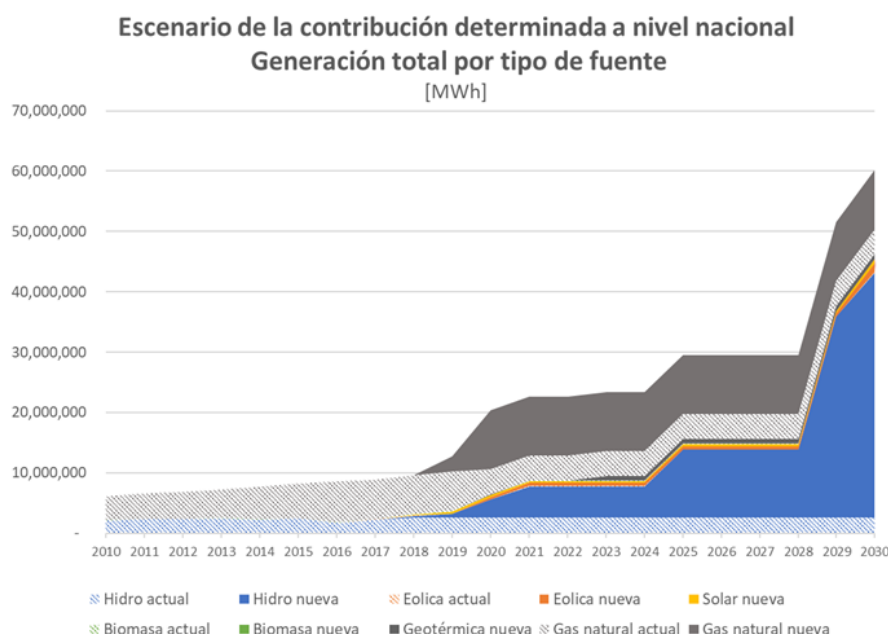
**Escenario B, NDC.** El escenario del NDC supone una ambiciosa expansión del sistema eléctrico. Bajo este escenario, la generación anual de electricidad llegaría a 60 TWh en 2030, casi triplicando la generación bajo el escenario A. Los excedentes de generación, que en principio se exportarían, alcanzarían 40 TWh/a en 2030. La capacidad instalada del sistema eléctrico alcanzaría 13.387

MW en 2030, de los cuales 77% corresponden a plantas de generación con fuentes renovables. El 90% de este último grupo son plantas hidroeléctricas que en 2030 sumarían 9.350 MW. La expansión del sistema eléctrico bajo el escenario del NDC se lograría con las siguientes adiciones de capacidad:

- 2.327 MW de unidades de generación con gas natural;
- 8.867 MW de plantas hidroeléctricas;
- 456 MW de plantas eólicas;
- 370 MW de plantas solares fotovoltaicas;
- 105 MW de plantas de energía geotérmica;
- 70 MW de plantas de biomasa.

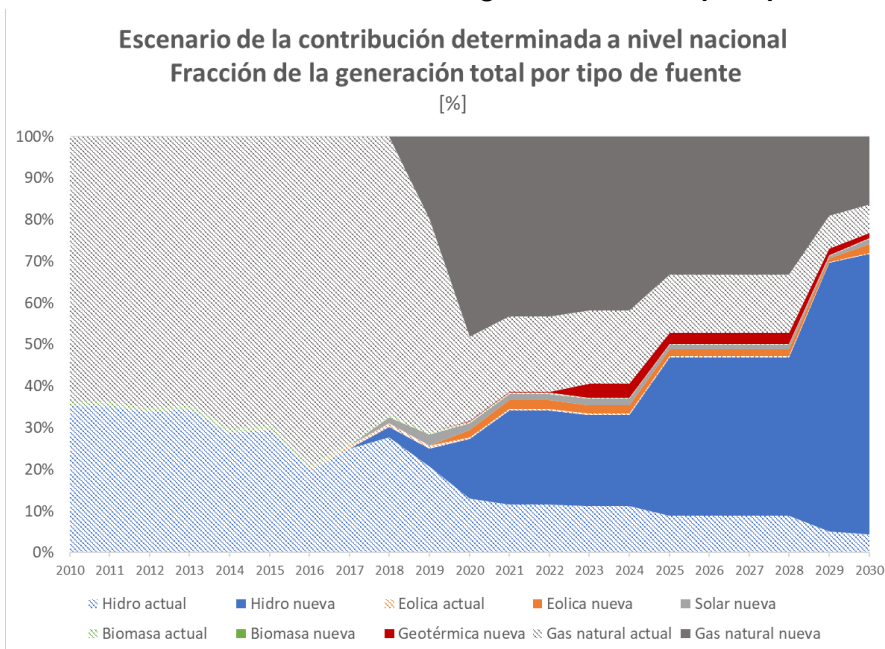
La generación con fuentes renovables llegaría al 77% de la generación total. Este aumento de la generación con fuentes renovables traería consigo una reducción del 72% en el valor del factor de emisión del margen de operación que, en 2030, llegaría a 0.11 tCO<sub>2</sub>/MWh. A pesar de la disminución en el valor del factor de emisión del margen de operación, bajo este escenario las emisiones acumuladas en el periodo 2010 – 2030 ascenderían a 106 MtCO<sub>2</sub>. De nuevo, la generación total y la fracción de generación debidas a cada una de las fuentes de energía se muestran en las figuras a continuación:

**Figura 6: Escenario NDC, generación total por tipo de fuente**



Fuente: Factor Ideas for Change

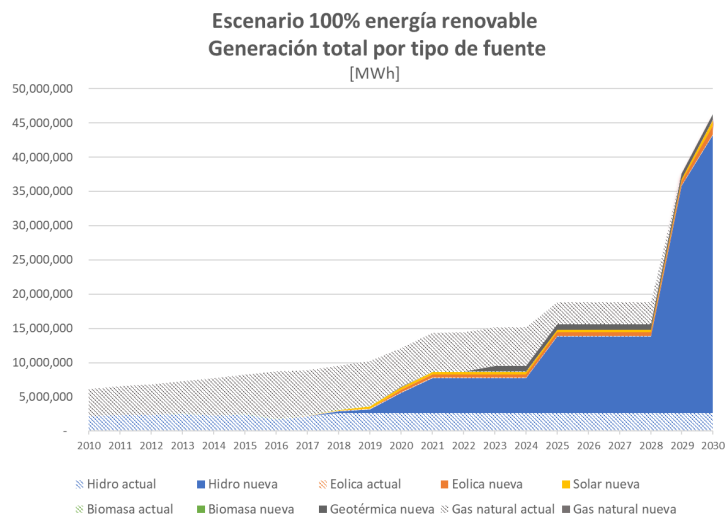
**Figura 7: Escenario NDC, fracción de la generación total por tipo de fuente**



Fuente: Factor Ideas for Change

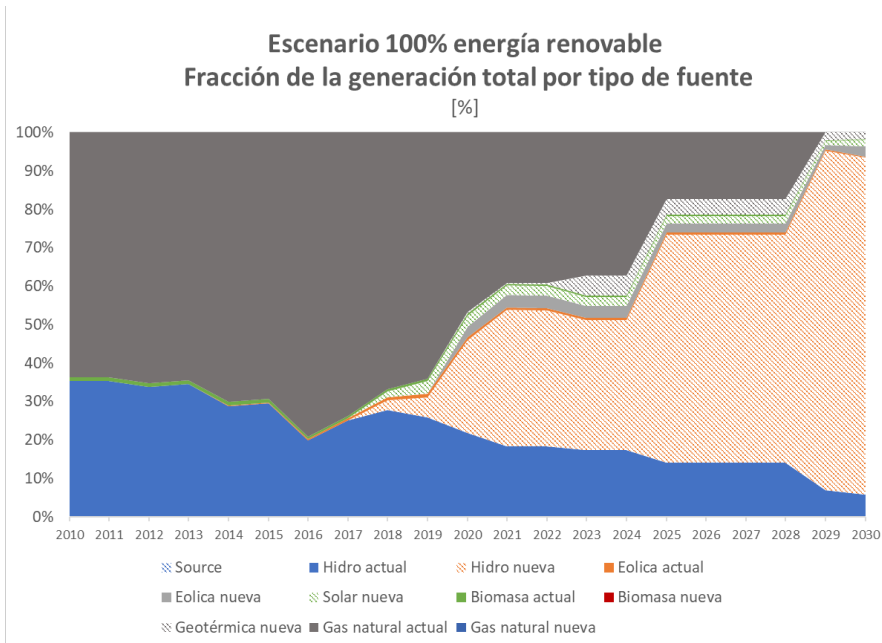
**Escenario C, 100% energía renovable.** Este escenario contempla las adiciones de capacidad de generación con energías renovables incluidas en el escenario del NDC y un retiro gradual de la capacidad de generación con gas natural. En este escenario, la generación de electricidad llegaría a 46 TWh en 2030. Los excedentes anuales de generación bajo este escenario llegarían a 25 TWh en 2030. Considerando el retiro de servicio de la totalidad de las plantas de generación con gas natural, el sistema eléctrico tendría una capacidad instalada de 10.371 MW en 2030. Ya que la totalidad de la generación en 2030 sería con fuentes renovables, el factor de emisión del margen de operación tendría un valor de cero. Las emisiones agregadas durante el periodo 2010 – 2030 sumarían 55 MtCO<sub>2</sub>. La generación total y la fracción de generación por tipo de fuente de energía se muestra en las siguientes figuras:

**Figura 8 : Escenario 100% energía renovable, generación total por tipo de fuente**



Fuente: Factor Ideas for Change

**Figura 9: Escenario 100% energía renovable, generación total por tipo de fuente**

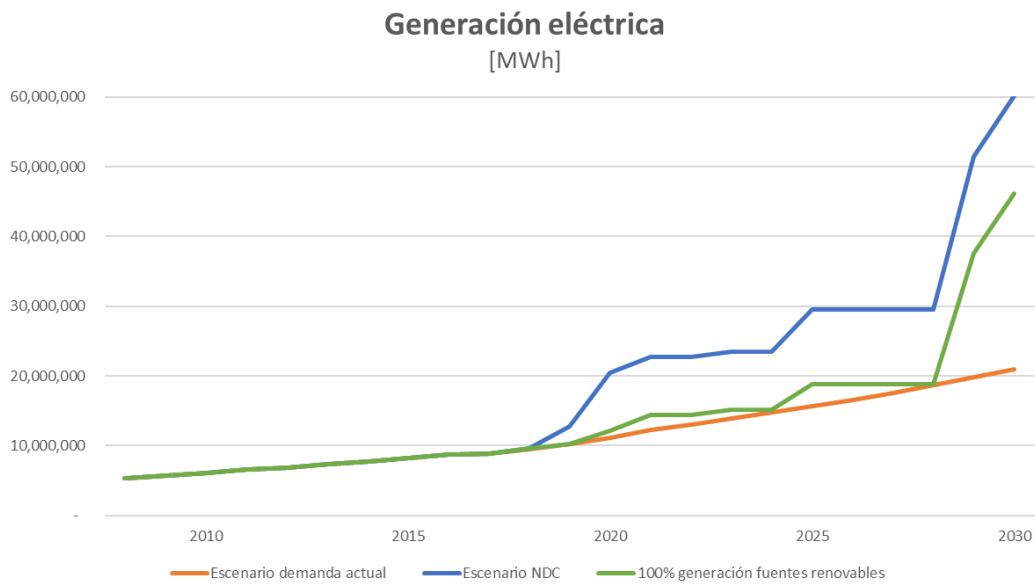


Fuente: Factor Ideas for Change

La generación total y la trayectoria del factor de emisión del margen de operación bajo los tres escenarios se muestran en las dos figuras a continuación:

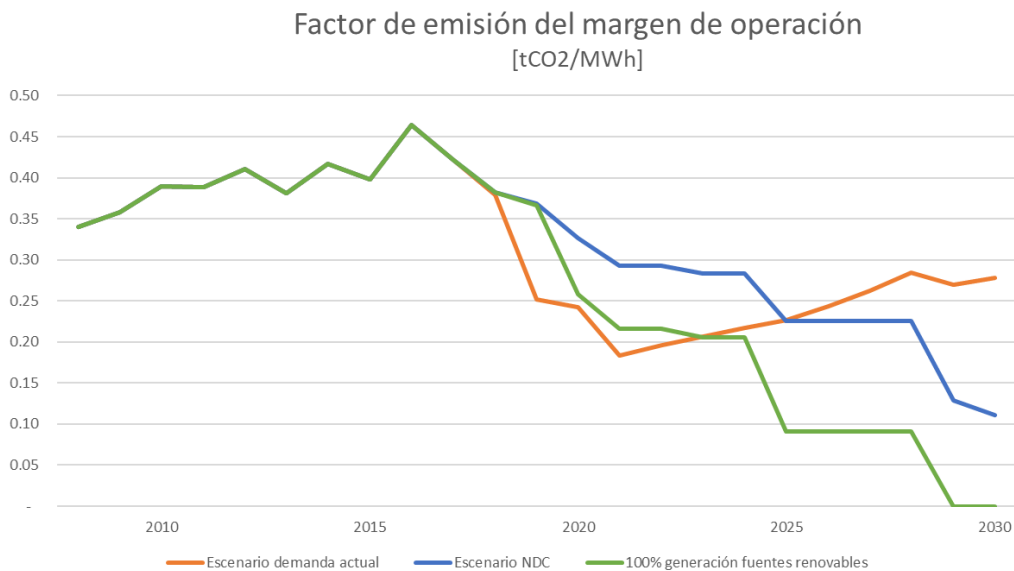


**Figura 10: Generación eléctrica bajo tres escenarios**



Fuente: Factor Ideas for Change

**Figura 11: Factor de emisión del margen de operación bajo tres escenarios**



Fuente: Factor Ideas for Change

## 5.1 Inversiones y costo estabilizado

Para cada uno de los escenarios planteados se estimaron las inversiones sobre bases estándares de inversión para países como Bolivia, el coste de combustible fósil (gas natural) considerado es de 1,30 USD/mpc incluyendo los impuestos (los precios del gas están subvencionados y las cifras cambiarán drásticamente si el precio del gas sería el precio de mercado internacional – ver tabla 3). La tasa de recuperación de capital utilizada es del 10% anual y los plazos asociadas para la referida recuperación fueron estimadas de acuerdo a la tecnología (i.e. Unidades térmicas 20 años, unidades hidroeléctricas 30

años). Los costes de Operación y Mantenimiento (O&M) también representan estándares utilizados en la industria.

**Tabla 4: Costos de inversión, recuperación, variable y de Producción**

Detalle	Inversión	Recuperación de Capital	Coste Variable	Coste de Producción	Previsión de precios debido a la aplicación de políticas de cambio climático
	USD/kW-instalado	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	
<b>Ciclo Simple</b>	665,0	15,6	15,1	30,7	
<b>Ciclo Combinado</b>	1.808	34,6	10,7	45,4	
<b>Hidroeléctricas</b>	2.500	60,5	2,0	62,5	
<b>Eólicas</b>	1.750	67,0	5,0	72,0	
<b>Solares</b>	1.200	67,0	5,0	72,0	
<b>Geotérmico</b>	5.500	78,4	3,0	81,4	
<b>Biomasa</b>	4.000	57,0	31,4	88,4	

Fuente: Factor Ideas for Change

Las inversiones necesarias para alcanzar los escenarios son:

**Escenario A, demanda actual:** 5.564,8 Millones de USD

**Escenario B, NDC:** 26.705,8 Millones de USD

**Escenario c, 100% energía renovable:** 23.820,0 Millones de USD

El costo estabilizado representa un valor teórico cuyo objetivo es ser un aproximado de los costes que tendría un sistema eléctrico con una operación determinada a largo plazo. Se calcula como el valor presente de la generación multiplicada por el coste de producción de cada unidad dividida entre el Valor Presente de la generación ambos descontados a una tasa determinada (en este caso se utilizó 10%).

$$Coste Estabilizado = \frac{VAN(\sum_{i=1}^n (Coste\ generacion\ x\ Energia\ generada))}{VAN(\sum_{i=1}^n (Energia\ generada))} \quad Ecuación\ 16$$

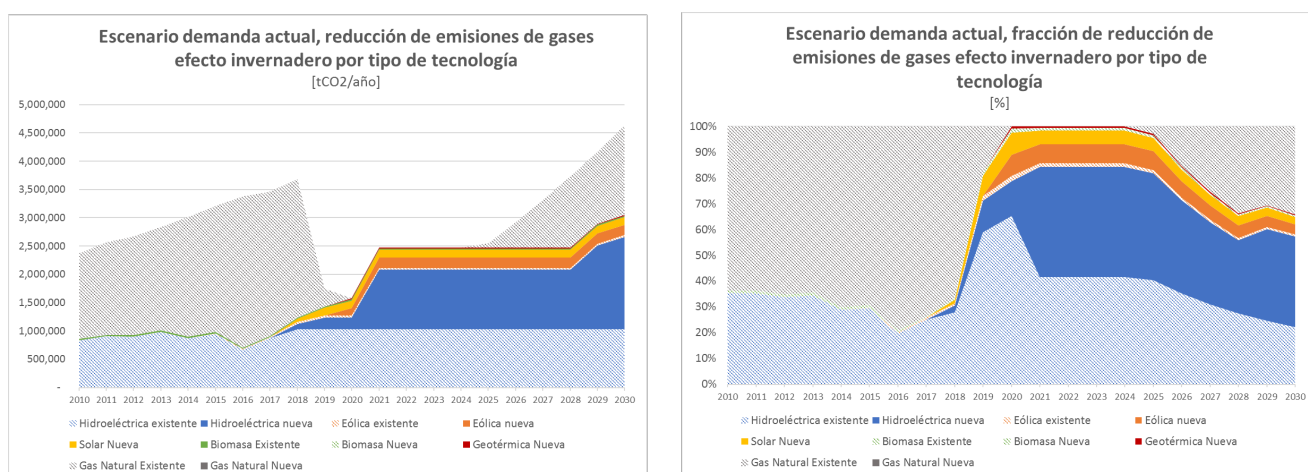
## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se explica en este informe cómo estimar las reducciones de emisiones para el sector de energía en Bolivia en el contexto regulatorio internacional. Además, el informe presenta una breve guía para usar una herramienta Excel (Anexo 7) desarrollada junto con este estudio para facilitar los cálculos necesarios.

Comparando los diferentes escenarios de desarrollo del sector de energía, podemos observar que las energías alternativas solar, eólica y geotérmica, solo representan un rol menor en los planes del sector hasta 2030. Dado que la implementación de los proyectos de nuevas hidroeléctricas no avanza con el ritmo planificado, otras opciones de energía solar y eólica deberían ser consideradas con el fin de diversificar el portafolio de proyectos de energías renovables, aprovechando todos los recursos del país y así, conseguir la meta de un giro de la matriz energética, expresada en el NDC.

Los siguientes gráficos muestran qué rol juega cada tipo de energía en relación con su contribución a la reducción de emisiones de GEI en el escenario de demanda actual. Se observa que la energía solar, eólica y geotérmica aún no juegan un rol importante en el sector energético boliviano.

**Figura 12: Escenario actual, reducción de emisiones por tipo de tecnología**



Tecnologías de almacenamiento de energía en baterías o almacenamiento de energía por bombeo podrían ser claves para facilitar la introducción de energías alternativas como un componente más importante de la matriz energética. Oportunidades en esta dirección deberían ser exploradas.

Adicionalmente, las subvenciones para la generación de energía a partir de gas deberían ser revisadas, de tal manera que las energías renovables puedan entrar como opción económicamente atractiva al mercado energético local. Los precios de las energías alternativas cambian año tras año y por ello, es recomendable revisar frecuentemente los estudios de su viabilidad económica.

Bolivia es un país expuesto a los riesgos del cambio climático. Para no incrementar todavía más estos riesgos se debe hacer todo posible para evitar emisiones de GEI. A la vez, es necesario implementar medidas de adaptación al cambio climático en el país. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible pueden servir de orientación para planificar e implementar estrategias que transformen la economía local, aprovechando las sinergias entre las medidas de mitigación y adaptación, y evitando conflictos de interés entre múltiples objetivos.

La magnitud y la urgencia del problema del cambio climático requieren cambios transformacionales en la sociedad.

El sector energético ya ha logrado mucho, introduciendo una variedad de energías alternativas en la matriz energética del país. Estos logros pueden ser inspiración y motivación para avanzar más allá. Para desarrollar un sector energético libre de emisiones son necesarios cambios transformacionales. Proyectos de energía renovable y eficiencia energética pueden tener impacto en varias direcciones y así, ser de gran valor para el desarrollo socioeconómico. Se debe investigar más cómo los proyectos energéticos pueden contribuir a la adaptación del cambio climático y cómo éste afecta al sector energético.

De manera complementaria, el sector energético debe participar activamente en la planificación de las medidas frente al cambio climático. Profesionales del sector energético deben participar activamente en los diálogos con otros sectores para poder definir proyectos de carácter transformacional buscando activamente sinergias hacia los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El taller de formación implementado bajo este proyecto ha contribuido a sensibilizar y capacitar a los profesionales del sector energético. Además, ha sido un espacio de intercambio de ideas con otros sectores e instituciones.

Finalmente, sería recomendable que el Fondo Verde para el Clima y otras instituciones ayudasen al sector energético de Bolivia a desarrollar las capacidades para crear una cartera de proyectos sinérgicos, transformacionales y emblemáticos que puedan acceder a financiación.

## 7 FUENTES

Clean Development Mechanism (no date a) 'Methodological tool Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion'.

Clean Development Mechanism (no date b) 'Methodological tool Tool to calculate the emission factor for an electricity system'.

Clean Development Mechanism (no date c) 'Methodological tool Upstream leakage emissions associated with fossil fuel use'.

Climate Action Tracker (2018) 'Climate Action Tracker'. Available at: <https://climateactiontracker.org/>.

ENDE Corporacion (2016) 'Complejo Hidroeléctrico Río Grande - Rositas'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2010) 'Anuario Estadístico 2008/2009'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2011) 'Anuario Estadístico 2010'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2012a) 'Anuario estadístico 2011.pdf'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2012b) 'Anuario Estadístico 2012'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2014) 'Anuario Estadístico 2013'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2015) 'Anuario estadístico 2014.pdf'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2016) 'Anuario Estadístico 2015'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2017a) 'Anuario Estadístico 2016'.

Estado Plurinacional de Bolivia (2017b) 'Anuario Estadístico 2017'.

Estado Plurinacional de Bolivia (no date) 'Contribucion Prevista Determinada Nacionalmente Del Estado Plurinacional De Bolivia'.

Green Climate Fund (no date) 'Green Climate Fund'. Available at: <https://www.greenclimate.fund/home>.

IPCC (2018) 'Global Warming of 1.5°C'. Available at: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.

Jiang, K. (2017) 'The emissions gap and its implications'.

Republica de Bolivia (2008) 'Anuario estadístico 2007.pdf'.

UNEP (2017) 'Global greenhouse gas emissions'. Available at: [https://ec.europa.eu/knowledge4policy/visualisation/global-greenhouse-gas-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/knowledge4policy/visualisation/global-greenhouse-gas-emissions_en).

UNFCCC (2018) 'The Paris Agreement'. Available at: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.

UNFCCC (no date a) 'Construction of a new natural gas power plant --- Version 2.0'. Available at: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/H60BQPTHMKITC6TRSIJL567VVWS0Z0>.

UNFCCC (no date b) 'Conversion from single cycle to combined cycle power generation -- Version 6.1.0'. Available at:  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/UVVSD3V6CADRJXKIKGUCFWRH3SRTKA>.

UNFCCC (no date c) 'Grid-connected electricity generation from renewable sources'. Available at:  
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/VJ19AX539D9MLOPXN2AY9UR1N4IYGD>.

## **8 ANEXOS**

Archivo Excel: 20190211\_GiZ\_BO\_GHG\_Power\_Sector

Título: Estudio sobre la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia

Autor(es): Factor Ideas for change

Ejecutado por: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa Nø: 15.2035.2

Gestión: 2019

1. La elaboración de este documento es apoyado por la Cooperación Alemana a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR).

2. Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita del Ministerio de Energías.



### Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central  
Teléfono: 2188800  
[www.minenergias.gob.bo](http://www.minenergias.gob.bo)

### Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza  
Teléfono: 2188800

### Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo  
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto  
Casilla 11400  
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)  
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto  
La Paz, Bolivia  
T +591 (2) 2119499  
F +591 (2) 2119499, int. 102  
E [johannes.kissel@giz.de](mailto:johannes.kissel@giz.de)  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

### Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn  
Dahlmannstraße 4  
53113 Bonn, Germany  
T +49 (0) 228 99 535 -0  
F +49 (0) 228 99 535-3500  
[poststella@bmz.bund.de](mailto:poststella@bmz.bund.de)  
[www.bmz.de](http://www.bmz.de)

BMZ Berlín  
Stresemannstraße 94  
10963 Berlin, Germany  
T +49 (0) 30 18 535 - 0  
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

