



Gobierno del Estado Plurinacional de

BOLIVIA

Ministerio de
Energías



Guía para la cuantificación de la línea base de emisiones de **Gases de Efecto Invernadero (GEI)** actuales y reducidas por el efecto de proyectos de **Eficiencia Energética** y **Energías Renovables** en **Sistemas Aislados**



implementado por





Guía para la cuantificación de la línea base de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) actuales y reducidas por el efecto de proyectos de Eficiencia Energética y Energías Renovables en Sistemas Aislados

Autor institucional:

Ministerio de Energías

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Dirección General de Gestión Socio Ambiental

Edición, diseño y diagramación:

Comunicación Programa de Energías Renovables (PEERR)

Esta publicación es apoyada por la Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y el Programa de Energías Renovables (PEERR).

Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento, sin fines comerciales, citando adecuadamente la fuente.

La Paz, Bolivia, agosto 2020

Índice

INTRODUCCIÓN	9
OBJETIVOS	13
PRIMERA SECCIÓN: CAMBIO CLIMÁTICO	15
1.1 Organismos, instituciones y acuerdos	15
1.2 Problemática del cambio climático	16
1.3 Acuerdo de París	18
1.4 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)	19
1.5 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) en Bolivia	20
SEGUNDA SECCIÓN: SISTEMAS AISLADOS EN BOLIVIA	23
2.1 Sistema Eléctrico de Bolivia	23
2.2 Sistemas Aislados de Bolivia	24
2.3 Distribución Geográfica de los Sistemas Aislados	25
2.4 Potencia Instalada de los Sistemas Aislados	29
2.5 Combustible utilizado para los Sistemas Aislados	30
TERCERA SECCIÓN: CUANTIFICACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ACTUALES Y REDUCIDAS EN SISTEMAS AISLADOS	31
3.1 Definiciones, parámetros y datos importantes para el cálculo del factor de emisión y reducción de emisiones en Sistemas Aislados	31
3.2 Metodologías	32
3.3 Selección Metodológica	32
3.4 Procedimiento para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Sistemas Aislados	34
3.5 Resultados	40
3.5.1 Departamento de Pando: Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos	40





3.5.2 Departamento de Beni: Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos y con Proyectos	48
3.5.3 Departamento de Santa Cruz: Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos y con Proyectos	73
3.5.4 Departamento de Tarija: Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos y con Proyectos	94
3.5.5 Consumo de combustible fósil diésel, sin proyectos	101
3.5.6 Consumo de combustible fósil gas natural, sin proyectos	103
3.5.7 Emisiones de GEI, sin proyectos	105
3.5.8 Escenario de expansión y crecimiento con proyectos	107
3.5.8.1 Generación de energía con fuentes renovables (Solar) e Interconexiones	108
3.5.8.2 Consumo de combustible fósil diésel, con proyectos	110
3.5.8.3 Emisiones de GEI, con proyectos	112
3.5.8.4 Factores de Emisión de GEI, con proyectos	114
3.5.9 Análisis con y sin las actividades de proyectos	116
3.5.9.1. Consumo de diésel con y sin actividades de proyectos	116
3.5.9.2. Consumo de gas natural con y sin actividades de proyectos	118
3.5.9.3. Reducciones de emisiones de GEI, por las actividades de proyectos	120
3.5.10 Proyecto de Interconexión Norte Amazónico	124
3.5.10.1. Datos de Inversiones	125
3.5.10.2. Evaluación de escenario en función al precio del diésel	141
3.5.10.3 Evolución de costos de inversión en energías renovables solar y eólica	143
3.6 Conclusiones	147





Abreviaciones

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
EE	Eficiencia Energética
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
EERR	Energías Renovables
GEI	Gases de Efecto Invernadero
MEN	Ministerio de Energías
MMpc	Millones de pies cúbicos (unidad de medida utilizada para el gas natural)
SA	Sistemas Aislados
SIN	Sistema Interconectado Nacional
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas





INTRODUCCIÓN

El sector energía desempeña un papel fundamental en el desarrollo económico de nuestro país al tener una incidencia directa en la erradicación de la pobreza, y en consecuencia, el desarrollo integral de los bolivianos, sin dejar de lado que el acceso a energía eléctrica es un derecho universal garantizado por el Estado a través de proyectos destinados a abastecer la demanda de energía eléctrica de manera continua, confiable y estable, por lo que es importante continuar con la expansión del sistema eléctrico boliviano mediante una planificación a corto, mediano y largo plazo con inversiones en eficiencia energética y desarrollo de proyectos con energías renovables o alternativas.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) cubre la demanda total de los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Chuquisaca, así como parcialmente los departamentos de Santa Cruz, Beni y Tarija. La demanda no cubierta por el SIN se atiende a través de 26 Sistemas Aislados, de los cuales quince (15) operan con diésel, once (11) con gas natural y cuatro (4) con energía solar, siendo Pando el único departamento que no se encuentra interconectado al SIN.

Actualmente, el consumo de diésel y gas natural en los Sistemas Aislados asciende a 51,8 millones de litros de combustible por año y 3.166,2 MMPC de gas natural/año que incide de manera directamente proporcional con la emisión de gases de efecto invernadero, por lo que es importante un cambio de la matriz energética a fuentes de energía más eficientes y limpias para limitar el Calentamiento Global, a través de la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

Con la ratificación del Acuerdo de París (2016), mediante Ley N° 835 de 17 de septiembre de 2016, Bolivia asume el compromiso internacional de combatir el cambio climático a través de la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), para lo cual, en sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC), establece soluciones estructurales, marca objetivos y define acciones, que para el sector eléctrico se encuentran detalladas en la segunda sección de la presente Guía Técnica, donde resalta el cambio, mejora la eficiencia y diversificación de la matriz energética con el crecimiento de energías renovables y alternativas (solar, eólica, biomasa, geotérmica e hidroeléctricas).



Bajo lo expuesto, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, del Ministerio de Energías, con el apoyo de la Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la GIZ y su Programa de Energías Renovables (PEERR), pone al alcance del sector eléctrico un “Estudio sobre la cuantificación de la línea base de las emisiones de GEI actuales y reducidas en Sistemas Aislados”, que a su vez, proporciona a los tomadores de decisiones, información sobre los avances que se lograrían con la implementación de las inversiones proyectadas hasta el año 2025.

El estudio tiene como alcance los Sistemas Aislados que cuentan con licencia de operación de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) a diciembre de 2018. En una primera fase, se realizó el estudio de cuantificación de emisiones de GEI del SIN, mismo que fue presentado en octubre de la gestión 2019.

De acuerdo con las características de cada uno de los Sistemas Aislados, como ser su capacidad instalada, tipo de combustible y proyectos a ejecutarse. Se seleccionaron y utilizaron las metodologías aprobadas de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) para cuantificar la línea de base y las reducciones de emisiones de GEI por la ejecución de proyectos energéticos en los Sistemas Aislados, siendo la presente Guía Técnica un resumen del estudio señalado.

A través de la presente guía se presentan los resultados para los siguientes escenarios:

Escenario de expansión y crecimiento sin proyectos: En los últimos años, a pesar de la incorporación de algunos sistemas al SIN, los Sistemas Aislados en Bolivia han tenido un crecimiento sostenido en cantidad de usuarios que en promedio es del 6,3%.

Bajo este escenario, el consumo de diésel en los Sistemas Aislados pasaría de 51,8 a 72,2 Millones de litros/año y el consumo de gas natural de 3.166,2 a 4.578,0 MMpc/año.

Los Sistemas Aislados aumentarán en un 45% en siete años, las emisiones de GEI pasarían de 300.690 tCO₂-e/año en el 2018 a 441.119 tCO₂-e/año al año 2025. El crecimiento será de 5,6% anual con factores de emisión que incrementarían de 0,69 tCO₂-e/MWh en el año 2018 a 0,68 tCO₂-e/MWh en el año 2025.

Escenario de expansión y crecimiento con proyectos: De acuerdo al escenario de expansión informado, se tiene una instalación de 8,3 MW en proyectos solares distribuidos en cinco (5)

Plantas en el Departamento del Beni y cuatro (4) interconexiones por extensión de líneas del SIN para Santa Cruz y Tarija, lo que en el periodo 2019-2025 generaría una reducción de 41,6 millones de litros de diesel y 6.057,2 MMpc de gas natural. Las emisiones de GEI se reducirían en 139.972 tCO₂-e para el periodo 2019-2025, así como los Factores de emisión mejorarían de 0,68 a 0,62 tCO₂-e/MWh para el año 2025.

Generación de energía con fuentes renovables (Solar) e Interconexiones: De acuerdo con información internacional, el costo de inversión en plantas de energía solar y eólica para el periodo 2010-2018 ha tenido una reducción muy importante; en el caso de plantas solares la reducción ha sido del 77%, desde 4.160 a 939 USD/kW-instalado, en el caso de plantas eólicas la reducción fue de 20%, desde 2.056 a 1.644 USD/kW-instalado.

Como resultado de la ejecución de los cinco (5) proyectos solares y la interconexión de cuatro (4) Sistemas Aislados, las emisiones de GEI y los Factores de Emisión se reducen por el desplazamiento de energía fósil e intensiva en carbono, por renovables que no emiten CO₂ y la energía de la red (SIN) que es menos intensiva en carbono, siendo los porcentajes: Pando: 7,15%, Beni: 6%, Santa Cruz: 22,14%, Tarija: 32,75% y Total Bolivia SA: 17,72%.

Proyecto de Interconexión Norte Amazónico: El Proyecto de Interconexión Norte Amazónico, considera el tendido de una línea de transmisión de 988 km en 230 kV desde Trinidad hasta Cobija, permitiendo la interconexión al SIN de los tres mayores Sistemas Aislados (Riberalta, Guayaramerín y Cobija). La inversión estimada alcanza a 203 MMUSD, y de tomarse la decisión de ejecución, podría entrar en operación el año 2027.

En un análisis hasta el año 2040 (14 años) los ahorros resultantes de las actividades de este proyecto serían una inversión evitada (que no sería necesaria) en la expansión de instalaciones de generación en 85 MW y diésel no utilizado en un total de 925 millones de litros.

La viabilidad de este proyecto depende del precio considerado para el diésel, cuyo análisis se realiza en la tercera sección de la presente Guía, donde se muestran tres escenarios (generación en SA con un precio de gas oíl de 1,10 Bs/litro con IVA, precio de mercado interno de 3,72 Bs/litro con IVA y precio internacional de 8,88 Bs/litro con IVA).





OBJETIVOS

Objetivo General

Proporcionar al sector eléctrico de Bolivia y los tomadores de decisiones, los resultados del estudio sobre la cuantificación de la línea base de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero actuales de Sistemas Aislados en Bolivia, las reducciones de emisiones como efecto de inversiones en energía renovable, interconexiones al Sistema Interconectado Nacional y Eficiencia Energética.

Objetivos Específicos

- Detallar las metodologías, procedimientos y herramientas para cuantificar las emisiones y reducción de emisiones de proyectos energéticos en el país, mediante la aplicación de las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).
- Presentar los resultados del estudio, en términos de reducción de emisiones en toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂-e), por la implementación actual y futura de energías renovables y alternativas: solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica.
- Plasmar la proyección y crecimiento para el periodo 2019-2025, y estimación de las emisiones de GEI para este periodo, considerando los probables incrementos de potencia, proyectos de hibridación y la incorporación de estos al SIN.





PRIMERA SECCIÓN

CAMBIO CLIMÁTICO

1.1 Organismos, instituciones y acuerdos

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC): Tiene como objetivo prevenir la interferencia humana “peligrosa” con el sistema climático. En 1992, la Cumbre para la Tierra dio lugar a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), como primer paso para afrontar el problema. Actualmente, cuenta con una composición casi universal con 197 países que han ratificado la convención, convirtiéndose en partes de la misma. Bolivia la ratificó en 1994 mediante Ley N° 1576.

Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC): Fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), con el objetivo de proporcionar una fuente objetiva de información científica y autorizada a nivel mundial sobre el cambio climático.

Protocolo de Kyoto: Protocolo de la CMNUCC, adoptado en 1997 en Kyoto, Japón. Obliga jurídicamente a los países desarrollados que son parte, a cumplir metas de reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El primer período de compromiso comenzó en 2008 y finalizó en 2012. El segundo período inició en 2013 y concluirá en 2020. Actualmente 192 países son partes de este acuerdo. Bolivia ratificó el Protocolo de Kyoto a través de la Ley 1988, el año 1999.

Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra (APMT): Fue creada en octubre de 2012, bajo la dependencia del Ministerio de Medio Ambiente y Agua (MMAYA). Desarrolla, administra, opera y ejecuta la Política de Cambio Climático a nivel nacional a través de sus mecanismos operativos de carácter técnico, metodológico y financiero con relación a la mitigación y adaptación al Cambio Climático.



Acuerdo de París: Acuerdo de la CMNUCC, entró en vigor en noviembre de 2016 durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21 en París). Sin embargo, su aplicabilidad será a partir del año 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kyoto. A diferencia del Protocolo de Kyoto, en este acuerdo las partes en la CMNUCC alcanzaron un acuerdo histórico. Este acuerdo comprende que todos los países desarrollados, en vías de desarrollo y no desarrollados se comprometen a la implementación de medidas de mitigación al cambio climático, con el objetivo de combatirlo, acelerar e intensificar las acciones y las inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

1.2 Problemática del cambio climático

Según el último informe especial “Calentamiento Global de 1,5°C”, del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), se define como cambio climático, al cambio en el estado del clima que puede identificarse mediante modificaciones en la media y/o la variabilidad de sus propiedades y que persiste durante un período prolongado, generalmente décadas o más. Puede deberse a procesos internos naturales o externos, tales como cambios de los ciclos solares, erupciones volcánicas y cambios antropogénicos que incidan en la composición de la atmósfera.

Según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se define como “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”.

El cambio climático es un efecto del calentamiento global generado por los Gases de Efecto Invernadero (GEI), componentes gaseosos de la atmósfera (naturales o antropógenos) que absorben y emiten radiación generada por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes. Esta propiedad ocasiona el efecto invernadero, que garantiza una menor pérdida de calor desde la superficie de la Tierra, que se mantiene más caliente de lo que ocurriría si no existieran dichos gases, lo cual a su vez asegura la supervivencia de la vida en el planeta.



Los GEI primarios de la atmósfera son el dióxido de carbono (CO_2), vapor de agua (H_2O), óxido nitroso (N_2O), metano (CH_4) y ozono (O_3). Además, la atmósfera contiene cierto número de Gases de Efecto Invernadero enteramente antropógenos, como los halocarbonos u otras sustancias que contienen cloro y bromo, contemplados en el Protocolo de Montreal. El Protocolo de Kyoto contempla además de los GEI primarios, al hexafluoruro de azufre (SF_6), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC). (Fuente: IPCC)

La concentración media global en la atmósfera de la Tierra debería mantenerse en aproximadamente 400 partes por millón (ppm), donde cada parte por millón representa 2,13 mil millones de toneladas de carbono en la atmósfera (Fuente: Carbon Dioxide Information Analysis Center. Oak Ridge National Laboratory). Sin embargo, en 2018, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) revelaron que la concentración media mundial de dióxido de carbono (CO_2) pasó de 280 partes por millón (ppm) en la era preindustrial a 379 ppm en el año 2005; a 400,1 ppm en 2015; y a 415 ppm en 2019. Estos valores alcanzaron cifras históricas desde hace más de 3 millones de años, debido principalmente a la quema de combustibles fósiles, a la agricultura, el cambio de uso de la tierra, deforestación, entre otros.

En la imagen a continuación se pueden observar los valores de radiación solar que atraviesan la atmósfera, la fracción absorbida por la tierra debido a la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI).



Fuente: Primer Informe de Evaluación del IPCC, 1992



Según el último informe especial del IPCC denominado “Calentamiento Global de 1,5°C” (2019), a la fecha el calentamiento inducido por el hombre alcanzó aproximadamente 1°C por encima de los niveles preindustriales, aumentando a 0,2°C por década. Este efecto se traduce en grandes perturbaciones en ecosistemas fundamentales para la supervivencia del ser humano, entre ellas la pérdida de glaciares, extinción de los bosques amazónicos, acidificación de océanos con la consecuente afectación de ecosistemas marinos. También, la disminución de productividad agrícola, variabilidad atmosférica con episodios extremos de tormentas, inundaciones y sequías; todo ello con un efecto directo sobre la seguridad alimentaria y acceso al agua potable.

Los países en desarrollo se encuentran más expuestos (vulnerables) a los efectos del cambio climático y tienen menos capacidad de reacción a sus efectos. Sin embargo, los países desarrollados se encuentran en mejores condiciones para hacer frente a los efectos del calentamiento global.

En el informe señalado, el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) subraya las evidencias del Cambio Climático y la urgencia de actuar para limitar cambios del clima, que conllevan graves consecuencias para la humanidad, especialmente para los países vulnerables.

1.3 Acuerdo de París

En el Día de la Tierra (22 de abril de 2016), 175 líderes mundiales firmaron el Acuerdo de París en la sede de las Naciones Unidas. Este fue el acuerdo internacional que más países firmaron en una sola jornada. Desde entonces, otros también lo firmaron, llegando actualmente a 184 países.

El principal objetivo del Acuerdo de París es limitar el calentamiento global en un máximo de 2°C y procurar que éste no supere los 1,5 °C.

- Asimismo, tiene como objeto fortalecer considerablemente los esfuerzos nacionales de mitigación y adaptación, incluso mediante el apoyo y cooperación internacional.
- Reconoce el principio de responsabilidades comunes, pero diferenciadas a la vez. Los países desarrollados deben apoyar a los países en vías de desarrollo para poder implementar las medidas de mitigación y adaptación al cambio climático.

- Los países industriales se comprometieron a movilizar al año 2020 un valor de 100 billones de dólares americanos, siendo la herramienta central para la canalización, el Fondo Verde para el Clima (GCF por sus siglas en inglés). A partir del 2020, el Fondo Verde debe canalizar anualmente 100 billones de dólares americanos a proyectos.

Cada país puede recibir fondos a través de una Autoridad Nacional Designada (AND). En Bolivia se tienen dos autoridades nacionales designadas:

- » El Ministerio de Planificación del Desarrollo, se constituye en el punto focal político.
- » El Ministerio de Medio Ambiente y Agua, punto focal técnico (Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra).

Bolivia busca cumplir los objetivos del Acuerdo de París y la agenda al 2030, integrando sus estrategias a los planes nacionales de desarrollo.

1.4 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC)

Son las principales herramientas del Acuerdo de París, que se traducen en compromisos que los países firmantes del acuerdo establecen voluntariamente para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Se tienen 2 tipos de objetivos de las NDC:

- Incondicionales son los que planea alcanzar un país con fondos propios.
- Condicionales son los que un país planea alcanzar, pero requiere apoyo de la cooperación internacional.

Más adelante, en la segunda sección se detallan las NDC que Bolivia asume con la firma del Acuerdo de París.



1.5 Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) en Bolivia

Para la reducción de GEI y cumplimiento de los compromisos asumidos con la firma del Acuerdo de París, Bolivia propone en su NDC soluciones estructurales, marca objetivos y define acciones.

Para el sector eléctrico, en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC), Bolivia propone los siguientes objetivos incondicionales:

- Incrementar la participación de energías renovables a 79% al año 2030, respecto al 39% del 2010.
- 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.
- Incrementar la potencia del sector eléctrico a 13.387 MW al año 2030 respecto de 1.625 MW el 2010.
- Reducir las Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) por cobertura de electricidad de 14,6% el año 2010 a 3% el año 2025.
- Desarrollar 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.
- Reducir la pobreza moderada al 13,4% al año 2030 y erradicar 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.
- Contribuir 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 el sector eléctrico 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 plantas 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 favorecerá el acceso universal de energías limpias con énfasis en la población con mayor pobreza.
- » Ampliación de redes de tendido eléctrico para transmisión y cobertura de servicios de distribución.
- » Participación del Estado Plurinacional en la generación energética, generando renta e implementando políticas de distribución y redistribución de riqueza.
- » Promoción de exportación de energía adicional proveniente de fuentes de energía renovables, posicionando a Bolivia como centro energético regional con energías limpias.



Fuente: Planta de generación San Matías - archivo VMEEA



SEGUNDA SECCIÓN

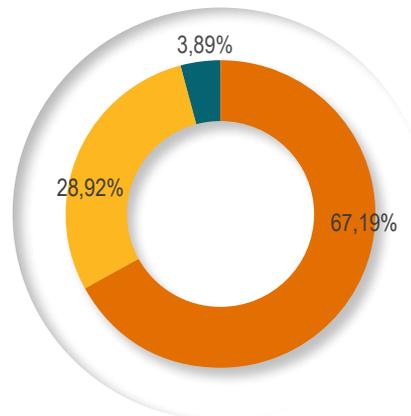
SISTEMAS AISLADOS EN BOLIVIA

2.1 Sistema Eléctrico de Bolivia

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provee de energía eléctrica a las poblaciones interconectadas y los Sistemas Aislados que abastecen a las regiones distantes del eje troncal.

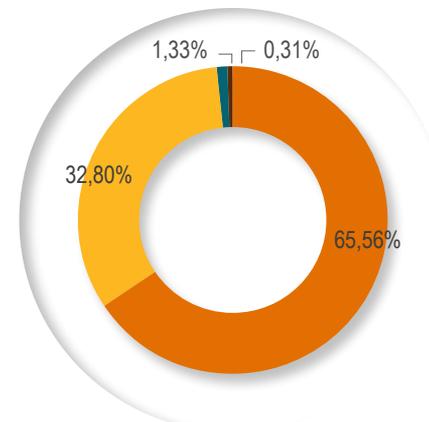
Actualmente, el sistema eléctrico nacional se encuentra fuertemente dominado por sistemas de generación basados en fuentes fósiles, el 67,19% de energía generada proviene de centrales termoeléctricas que utilizan como principales combustibles gas natural y diésel (Anuario Estadístico AE, 2018).

Potencia Instalada por tipo de tecnología (MW)
Gestión 2018 – Sistema Interconectado Nacional



■ Termoeléctrica ■ E. Alternativas ■ Hidroeléctrica

Potencia Instalada por tipo de tecnología (MW)
Gestión 2018 – Sistemas Aislados



■ Termoeléctrica ■ Fotovoltaica ■ Biomasa ■ Hidroeléctrica



El Sistema Interconectado Nacional (SIN) cubre la demanda total de los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Chuquisaca. Parcialmente cubre la demanda de los departamentos de Santa Cruz, Beni y Tarija. Actualmente, el único departamento aún no interconectado al SIN es Pando. La potencia instalada de las empresas generadoras en el SIN, al 2018 fue de 2.382,52 MW. (Anuario Estadístico AE, 2018)

Los Sistemas Aislados cubren la demanda de las regiones que se encuentran alejadas de esta red de interconexión nacional, estos sistemas se encuentran en los departamentos de Pando, Beni, Santa Cruz y Tarija. La potencia instalada de las empresas generadoras en los Sistemas Aislados, al 2018, fue de 187,4 MW. (Anuario Estadístico AE, 2018).

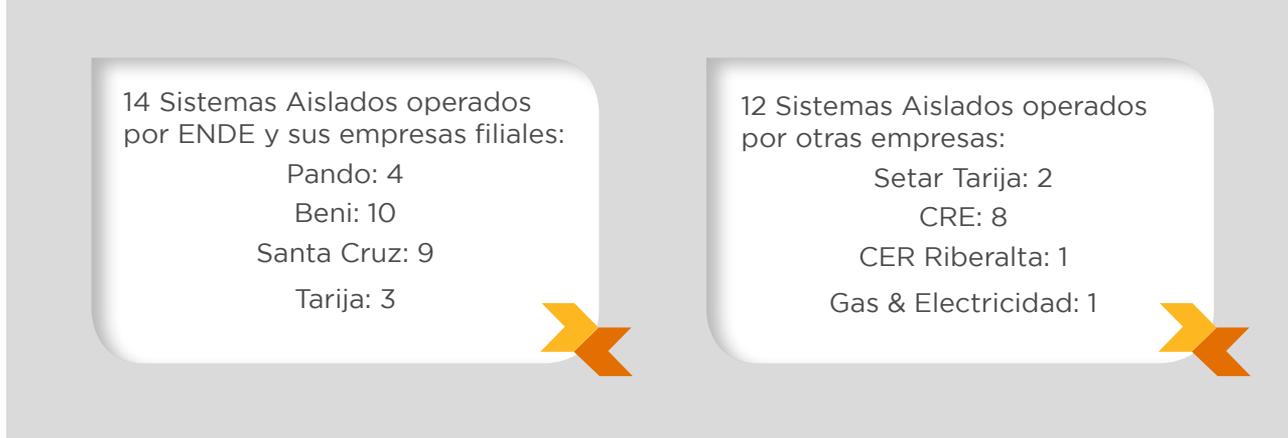
2.2 Sistemas Aislados de Bolivia

Los Sistemas Aislados (SA), son sistemas que suministran energía eléctrica a un pueblo, hogar o ciudad específicos, y no están conectados con ninguna otra planta de energía fuera de su jurisdicción o red de transmisión.

Un Sistema Híbrido, es aquel que combina en una sola instalación varias fuentes energéticas, conectadas a una mini-red de distribución. Están compuestos generalmente por una fuente de generación renovable y otra de generación fósil, además de un sistema que controla la operación de ambas fuentes para abastecer una demanda determinada, pueden incluir baterías para acumular la energía producida.

Actualmente, en Bolivia existen 26 Sistemas Aislados, de los cuales quince (15) operan con diésel, once (11) con gas natural y cuatro (4) con energía solar.

En el periodo 2014-2018, la demanda de energía eléctrica en Sistemas Aislados creció en un 4.9% anual, se atienden 173.763 usuarios con un crecimiento anual de 6,5%. El consumo promedio de cada usuario es de 178 kWh/mes-usuario, 36% más baja que un usuario del SIN.



Fuente: Elaboración propia con datos de la Autoridad de Electricidad y tecnología Nuclear (AETN)

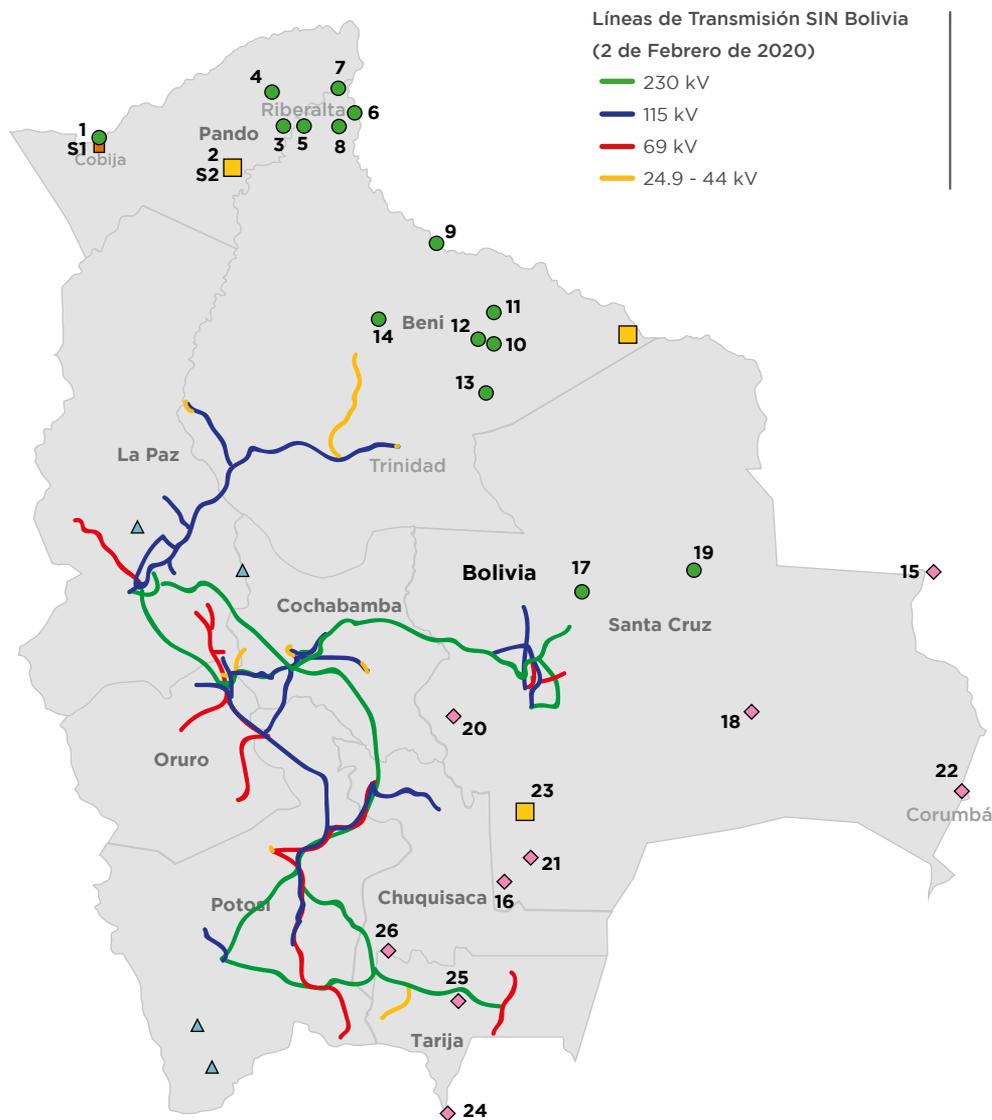


Potencia instalada: 187,4 MW (161,36 MW Potencia Efectiva en Sitio)

- Santa Cruz** con 95,60 MW de los cuales solo 0,06 MW son renovable (solar)
- Tarija** con 19,06 MW
- Pando** con 33,44 MW de los cuales 5,5 MW son renovables (solar)
- Beni** con 39,28 MW

2.3 Distribución Geográfica de los Sistemas Aislados

Los Sistemas Aislados (SA) que cuentan con licencia de generación, distribución o integrada para generación y distribución de electricidad destinada a usuarios y hogares, geográficamente se encuentran ubicados en los departamentos de Pando, Beni, Santa Cruz y Tarija, tal como lo muestra la figura a continuación:



Centrales Generadoras de los Sistemas Aislados para el Año 2020

- Generador Diesel Oil
- ◇ Termoeléctrica
- Solar Fotovoltaica
- ▲ Micro Central Hidroeléctrica
- Solar Híbrido

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija
2	Pando	Madre de Dios	El Sena
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva
S1	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija
S2	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena
5	Beni	Vaca Diez	Ríberalta
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata
9	Beni	Mamore	Puerto Ustáñez
10	Beni	Itenez	Baures
11	Beni	Itenez	Bella Vista
12	Beni	Itenez	Huacaraje
13	Beni	Itenez	El Carmen
14	Beni	Yacuma	Exaltación
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua
22	Santa Cruz	German Bush	German Bush
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Ríos
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente

Fuente: Geo portal VMEEA (<http://sigymeea.minenergias.gob.bo/maps/60/view>)
con complemento del Ing. Eduardo Paz Castro

Potencia Instalada en Sistemas Aislados por Departamento

	Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	Potencia Instalada				Potencia Efectiva a Temp. media				
							(MVA)				°C	(MW)			
							Hidro	Termo eléctrica	E. Alternativas	Total		Hidro	Termo eléctrica	E. Alternativas	Total
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		22,56		22,56	40°		19,50		19,50
2	Pando	Madre de Dios	El Sena	ENDE	Diesel	El Sena		2,22		2,22	40°		1,30		1,30
3	Pando	Madre de Dios	Puerto Gonzalo Moreno	ENDE	Diesel			1,35		2,22	40°		0,79		0,79
4	Pando	Federico Roman	Municipio de Villa Nueva	ENDE	Diesel			0,90		1,35	40°		0,53		0,53
S1	Pando	Nicolas Suarez	Planta Solar Cobija	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar Cobija			5,10	5,10	31°			4,80	4,80
S2	Pando	Madre de Dios	Planta Solar El Sena	ENDE Guaracachi S.A.	Solar	Planta Solar El sena			0,40						
Total Pando								27,03	5,50	33,44			22,12	4,80	26,92
5	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		16,12		16,12	37°		15,78		15,78
6	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		17,26		17,26	36°		15,45		15,45
7	Beni	Vaca Diez	Cachuela Esperanza	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Cachuela Esperanza		0,65		0,65	36°		0,52		0,52
8	Beni	Vaca Diez	Rosario del Yata	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Rosario del Yata		0,97		0,97	36°		0,77		0,77
9	Beni	Mamore	Puerto Ustárez	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Puerto Ustárez		0,19		0,19	34°		0,14		0,14
10	Beni	Itenez	Baures	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Baures		1,81		1,81	33°		1,43		1,43
11	Beni	Itenez	Bella Vista	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Bella Vista		1,43		1,43	33°		1,11		1,11
12	Beni	Itenez	Huacaraje	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Huacaraje		0,46		0,46	33°		0,40		0,40
13	Beni	Itenez	El Carmen	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	El Carmen de Iténez		0,13		0,13	32°		0,10		0,10

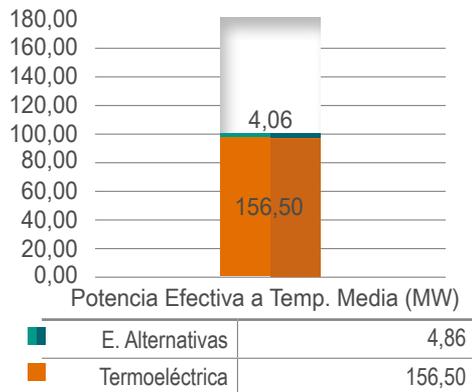


							Potencia Instalada				Potencia Efectiva a Temp. media				
Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	(MVA)				°C	(MW)				
						Hidro	Termo eléctrica	E. Alternativas	Total		Hidro	Termo eléctrica	E. Alternativas	Total	
14	Beni	Yacuma	Exaltación	ENDE DEL BENI S.A.M.	Diesel	Exaltación		0,28		0,28	36°		0,23		0,23
Total Beni								39,28	0,00	39,28			35,93	0,00	35,93
15	Santa Cruz	Angel Sandoval	San Matías	ENDE Guaracachi S.A.	Gas	San Matías		8,68		8,68	25°		7,32		7,32
16	Santa Cruz	Cordillera	Camiri	CRE Ltda.	Gas	Cordillera		12,67		12,67	35,5°		11,75		11,75
17	Santa Cruz	Guarayos	Las Misiones	CRE Ltda.	Gas/Diesel	Las Misiones		21,35		21,35	32°		19,05		19,05
18	Santa Cruz	Chiquitos	Roboré y Santiago de Chiquitos	CRE Ltda.	Gas	Chiquitos		7,54		7,54	35°		7,20		7,20
19	Santa Cruz	Jose Miguel de Velasco	San Ignacio de Velasco	CRE Ltda.	Diesel	San Ignacio de Velasco		7,84		7,84	30°		6,79		6,79
20	Santa Cruz	Vallegrande	Valles Cruceños	CRE Ltda.	Gas	Valles		11,64		11,64	35°		9,56		9,56
21	Santa Cruz	Cordillera	Charagua	CRE Ltda.	Gas	Charagua		2,55		2,55	35°		2,19		2,19
22	Santa Cruz	German Bush	German Busch	CRE Ltda.	Gas	German Busch		23,20		23,20	33,5°		19,10		19,10
23	Santa Cruz	Cordillera	El Espino	CRE Ltda.	Solar/Diesel	(1) El Espino		0,06	0,06	0,12	35,5°		0,07	0,06	0,07
Total Santa Cruz								95,54	0,06	95,60			83,03	0,06	83,03
24	Tarija	Aniceto Arce	Bermejo	SETAR	Gas	Bermejo		14,44		14,44	30°		11,55		11,55
25	Tarija	Burnet O'Connor	Entre Rios	SETAR	Gas	Entre Ríos		2,70		2,70	25°		2,28		2,28
26	Tarija	Eustaquio Mendez	El Puente	Gas & Electricidad S.A.	Gas	El Puente		1,92		1,92	25°		1,60		1,60
Total Tarija								19,06	0,00	19,06			15,43	0,00	15,43
Total Bolivia								180,91	5,56	187,39			156,50	4,86	161,36

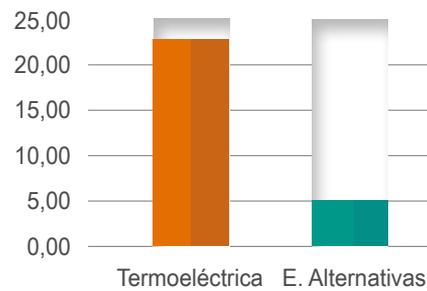
Fuente: Autoridad de Electricidad y tecnología Nuclear (AETN)

2.4 Potencia Instalada de los Sistemas Aislados

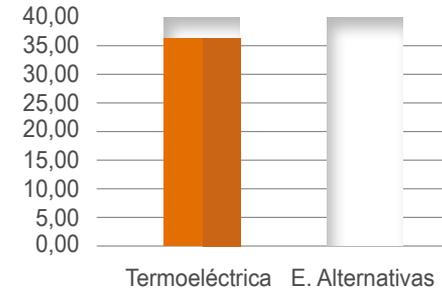
Potencia Efectiva Sistemas Aislados (MW)
Total Bolivia



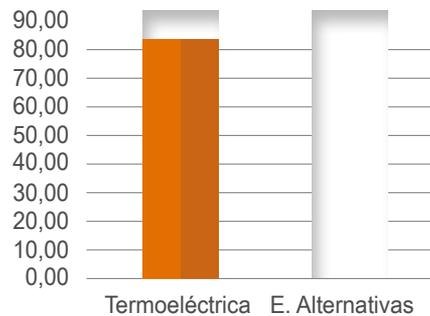
Potencia Efectiva Sistemas Aislados (MW)
Departamento de Pando



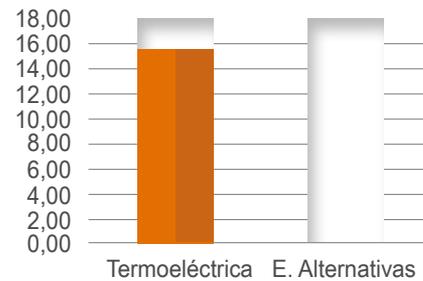
Potencia Efectiva Sistemas Aislados (MW)
Departamento de Beni



Potencia Efectiva Sistemas Aislados (MW)
Departamento de Santa Cruz



Potencia Efectiva Sistemas Aislados (MW)
Departamento de Tarija



Fuente: Elaboración propia

2.5 Combustible utilizado para los Sistemas Aislados

El año 2018 alcanzó a 51.8 millones de litros de diésel



El gas natural utilizado alcanzó a 3,116.2 MMpc



CUANTIFICACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ACTUALES Y REDUCIDAS EN SISTEMAS AISLADOS

3.1 Definiciones, parámetros y datos importantes para el cálculo del factor de emisión y reducción de emisiones en Sistemas Aislados

Para la aplicación de las metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), se utilizaron los parámetros y fórmulas en su versión publicada originalmente en inglés. A continuación, se detallan las definiciones de los principales parámetros considerados en el cálculo, insertando en el paréntesis la abreviación utilizada en adelante:

Sistema Eléctrico (red): Sistema Interconectado Nacional (SIN) boliviano.

Factor de Emisión (EF): El factor de emisión se define como un valor representativo que intenta relacionar la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera con una actividad asociada a la emisión del contaminante. Estos factores son expresados como la masa del contaminante dividido por una unidad de peso, volumen, distancia o duración (EPA, 2015b).

Proyectos con categoría pequeña escala: Se encuentran aquellos sistemas aislados (SA) que tienen una potencia menor de 15 MW (se considera generalmente dentro de esta categoría los proyectos de energía solar, eólica, así como mini hidroeléctricas).

Proyectos con categoría gran escala: Sistemas aislados (SA) que tienen 15 MW o más instalados.



3.2 Metodologías

La cuantificación de la línea base de emisiones de GEI actuales en los sistemas aislados, las reducciones como efecto de las inversiones en energía renovable, la interconexión al SIN y mejora en la eficiencia energética fue realizada en base a la aplicación de las siguientes metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC):

- AMS-I.A: “Generación de Electricidad por parte del Usuario”, metodología para proyectos categorizados como pequeña escala, comprende unidades de generación de electricidad renovable, como la energía solar fotovoltaica, hidroeléctrica, eólica y biomasa renovable que suministra electricidad a hogares/usuarios individuales o grupos de hogares/usuarios.
- AMS0045: “Conexión a la red de sistemas eléctricos aislados”, metodología para proyectos categorizados como gran escala, aplicable a sistemas aislados que abastecen a hogares que cuentan con electricidad, expansión de una red eléctrica interconectada a sistemas aislados y generación intensiva de energía desde la red interconectada.

3.3 Selección Metodológica

Paso 1:

Categorizaron los SA en pequeña y gran escala (< o > a 15 MW o más instalados)

Paso 2:

Tipología de proyectos informados para el periodo 2019-2025

- » Energía Renovable, por la instalación de Plantas Solares
- » Energía más baja en carbono, por la interconexión al SIN

Paso 3:

Selección de metodologías

- » Para pequeña escala y proyectos solares: AMS-I.A, AMS-I.D, AMS-I.F, AMS-I.L, AMS-III.AW, AMS-III.BB, AMS-III.BL.

- » Para gran escala y proyectos de interconexión: AM0045 y AM0104

Se seleccionaron las metodologías

- » AMS-I.A, para pequeña escala y proyectos solares
- » AM0045 para gran escala y/o proyectos de interconexión

CARACTERÍSTICA	AMS-I.A	AMS-I.D	AMS-I.F	AMS-I.L	AMS-III.AW	AMS-III.BB	AMS-III.BL	AM0045	AM0104
Escala	Pequeña Escala							Gran Escala	
El Proyecto desplaza electricidad en un SA intensivo en emisiones del GEI, por la introducción de energía renovable.	SI	Se aplica a proyectos dedicados a inyectar la energía a una red troncal (SIN).	Se aplica a proyectos que desplazan electricidad de una red o mini red (SIN) (*).	Se aplica cuando las comunidades no cuentan con electricidad antes de la implementación del proyecto.	Se aplica a proyectos de electrificación de comunidades rurales por extensión de red.	Se aplica a proyectos de electrificación de una comunidad a través de la extensión de una red o construcción de una nueva red.	Se aplica a comunidades rurales que reciben electricidad de sistemas de energía renovables y/o híbridos de la red.	SI	Se aplica a proyectos de interconexión de redes eléctricas en países con despacho de orden de mérito económico.
Considera la existencia de un SA que abastece a hogares que cuentan con electricidad.	SI							SI	
El Proyecto considera la interconexión al SIN para proveer a la población.	NO aplicable a proyectos de interconexión							SI	

(*) Ver página 11 de la metodología AMS-IF



3.4 Procedimiento para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de Sistemas Aislados

Descripción del procedimiento metodológico para el cálculo de las emisiones gases de efecto invernadero de sistemas aislados

Terminología empleada

SA = Sistema Aislado

GEI = Gases de Efecto invernadero

j = Tipo de combustible utilizado para la combustión

i = Tipo de unidades de generación de electricidad

bl, ini = Línea base energética

y = año para la estimación del Factor de Emisión

Σ = Sumatoria de datos

$GEN_{j,bl}$ = Electricidad generada por el sistema aislado de la fuente j (gas natural o diésel), los últimos tres años previo a la implementación del proyecto expresado en MWh

$F_{i,j,bl}$ = Cantidad de Combustible i (masa o volumen) consumido por la fuente j (planta) expresado en MMBTU

EF_{bl} = Línea de Base del Factor de Emisiones del sistema aislado (tCO_{2e}/MWh) al momento de la interconexión a la red expresado en tCO_{2e}/MWh

$COEF_{ij}$ = Coeficiente de emisiones de CO_2 del combustible expresado en gCO_{2-e}/BTU

BE_y = Línea de Base de emisiones de GEI expresada en $tCO_{2e}/año$

EG_y = Electricidad abastecida al sistema Aislado en el año (y) expresada en MWh

Datos necesarios

- Potencia instalada (MW)
- Energía neta generada por año por unidad de generación eléctrica expresada en MWh
- Tipo de Combustible
- Cantidad de Combustible utilizado expresado en miles de litros
- Categoría del sistema aislado
- Para el cálculo de emisiones de GEI se requiere información histórica de al menos un año de operación (3 a 5 años recomendable) de la generación de electricidad de cada sistema aislado (SA) con categoría gran escala, para proyectos de categoría pequeña escala el Coeficiente de emisiones de CO₂ de combustible se obtiene de tablas.
- Los Factores de Emisión de los combustibles fósiles aplicables son:

Gas Natural:	0,05729 gCO ₂ /BTU
Diésel:	0,07660 gCO ₂ /BTU

DETERMINACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UTILIZAR

- ▶ Antes de empezar el cálculo de emisiones de GEI de cualquier sistema aislado, se debe determinar la metodología a utilizar que se encuentra en función de la potencia del sistema.
- ▶ Se considera que los sistemas aislados son categorizados de dos formas:
 - < 15MW = Pequeña escala
 - > 15MW = Gran escala
- » Dentro de la categoría pequeña escala se encuentran aquellos sistemas aislados (SA) que tienen una potencia menor de 15 MW (se considera generalmente dentro de esta categoría los proyectos de energía solar, eólica, así como mini hidroeléctricas) por lo que corresponde aplicar la metodología 1.
- » Dentro de la categoría gran escala se encuentran los sistemas aislados (SA) que tienen 15 MW o más instalados, por lo que corresponde aplicar la metodología 2.

Es importante tomar en consideración que todo los sistemas aislados con proyectos de interconexión al SIN, son proyectos de gran escala por lo que corresponde la aplicación de la metodología AM0045.



METODOLOGÍA 1: CÁLCULO DE LINEA BASE DE LAS EMISIONES GEI DE SISTEMAS AISLADOS CON CATEGORÍA GRAN ESCALA

1. Determinación de emisiones de los sistemas aislados en Gran Escala

<p>Paso 1.- La cantidad de combustible debe ser expresada en MMBTU, para esto se requiere convertir los datos que se tienen mediante la siguiente formula:</p>	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="background-color: #008080; color: white; border-radius: 50%; width: 40px; height: 40px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 10px;">1</div> <div> $F_{i,j,bl} = \frac{\text{Combustible} \times 33710 \text{ (BTU/Litro)}}{1000}$ </div> </div>	<p>Donde:</p> <p>$F_{i,j,bl}$ = Cantidad de Combustible i (masa o volumen) consumido por la fuente j, de los últimos tres años previo a la implementación del proyecto expresado en MMBTU.</p> <p><i>Combustible</i> = cantidad de combustible fósil utilizado por una fuente de generación eléctrica expresado en miles de litros</p>
<p>Paso 2.- Se determina la actor de emisiones del sistema aislado reemplazando el resultado de la Formula 1 en la siguiente Formula.</p>	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="background-color: #008080; color: white; border-radius: 50%; width: 40px; height: 40px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 10px;">2</div> <div> $EF_{bl,ini} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \times COEF_{i,j}}{\sum GEN_{j,bl}}$ </div> </div>	<p>Donde:</p> <p>$EF_{bl,ini}$ = Factor de Emisiones del sistema aislado expresado en tCO_{2-e}/MWh.</p> <p>$F_{i,j,bl}$ = Cantidad de Combustible i (masa o volumen) consumido por la fuente j, de los últimos tres años previo a la implementación del proyecto, expresado en MMBTU:</p> <p>$COEF_{i,j}$ = Coeficiente de emisiones de CO_2 del combustible (Diésel = $0,0766 \text{ gCO}_{2-e}/BTU$, Gas Natural = $0,05729 \text{ gCO}_{2-e}/BTU$),</p> <p>$GEN_{j,bl}$ = Electricidad generada por el sistema aislado de la fuente j (gas natural o diésel), se deben considerar la sumatoria de al menos los últimos tres años de operación, expresado en MWh.</p>
<p>Paso 3.- Para SA con dos o más fuentes de generación de Electricidad (renovable y no renovable) se procede a la sumatoria para determinar la cantidad de electricidad total generada. Mediante la aplicación de Fórmula 3</p>	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="background-color: #008080; color: white; border-radius: 50%; width: 40px; height: 40px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 10px;">3</div> <div> $EG_y = GEN_{i,bl} + \text{generacion otra fuente}$ <p style="text-align: center; font-size: small;">(por ejemplo solar, en MWh)</p> </div> </div>	<p>Donde:</p> <p>EG_y = Electricidad abastecida por el Sistema Aislado (SA) en un año (y), expresado en MWh.</p> <p>$GEN_{i,bl}$ = Electricidad generada por el sistema aislado de la fuente "j" (gas natural o diésel), expresado en MWh/año.</p> <p><i>generacion otra fuente</i> = Electricidad generada por fuente renovable expresada en MWh/año</p>
<p>Paso 4.- Se determina las emisiones de GEI para el Sistema Aislado con categoría gran escala reemplazando el valor obtenido de la Formula 2 y Formula 3, en la Formula 4.</p>	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="background-color: #008080; color: white; border-radius: 50%; width: 40px; height: 40px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin-right: 10px;">4</div> <div> $BE_y = EG_y \times EF_{bl,ini}$ </div> </div>	<p>Donde:</p> <p>BE_y = Emisiones de GEI del SA expresado en tCO_{2-e}/MWh.</p> <p>EG_y = Electricidad abastecida por el sistema Aislado (SA) en el año y, expresada en MWh.</p> <p>$EF_{bl,ini}$ = Factor de Emisiones del sistema aislado expresado en tCO_{2-e}/MWh.</p>

METODOLOGÍA 2: CÁLCULO DE LINEA BASE DE EMISIONES GEI DE SISTEMAS AISLADOS CON CATEGORÍA PEQUEÑA ESCALA

Paso 1.- Se determina la cantidad de combustible consumido por el sistema aislado (SA), mediante la aplicación de la siguiente formula:

5

$$FC_{i,y} = GEN_{i,bl} \times Consumo\ específico$$

(litros/kWh)

Donde:

$FC_{i,y}$ = Cantidad de combustible "i" (masa o volumen) consumido por la fuente "j" (gas natural o diésel), expresada en Litros/año.

$GEN_{i,bl}$ = Electricidad (kWh) generada por el sistema aislado de la fuente "j", expresada en kWh/año.

Consumo específico = Cantidad de combustible para la generación de 1 kwh expresada en litros/kWh ó PC/kWh

Nota.- La fórmula 5 se utiliza para determinar la cantidad de combustible consumida en un año por el sistema aislado (SA), en caso de no contar con esta información.

Paso 2.- Para determinar las emisiones de los sistemas aislados en pequeña escala se utiliza el resultado obtenido de la Formula 5 remplazando en la siguiente formula.

6

$$BE_y = \sum FC_{j,y} \times NCV_j \times EF_{CO2,j}$$

Donde:

BE_y = Emisiones de GEI del SA expresado en tCO_{2-e}/MWh.

$FC_{j,y}$ = Cantidad de combustible "i" (masa o volumen) consumido por la fuente "j" (gas natural o diésel) en un año (y) expresada en Litros/año.

NCV_j = Poder calorífico inferior del combustible "j", este valor es obtenido en tablas de poder calorífico. (en el caso del diésel es de 33.710,0 BTU/litro) y 940 BTU/PC en el caso del gas).

$EF_{CO2,j}$ = Coeficiente de emisiones de CO_{2-e} del combustible:

Gas Natural: 0,05729 gCO_{2-e}/BTU

Diésel: 0,07660 gCO_{2-e}/BTU

DETERMINACIÓN DE EMISIONES DE GEI POR LAS ACTIVIDADES DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

Paso 1.- Se realiza el cálculo de la energía total generada por los proyectos de energía solar, mediante la aplicación de la siguiente formula:

7

$$E_{BL,y} = \sum_i EG_{i,y} / (1 - TDL)$$

$E_{BL,y}$ = Energía total generada por las actividades del proyecto, expresada en MWh.

$EG_{i,y}$ = Energía total consumida por los usuarios del SA resultante de las actividades del proyecto, expresada en MWh.

TDL (%) = Relación entre la Energía Generada y la Energía Vendida a los usuarios del SA

Paso 2.- Cálculo de las emisiones de GEI de proyectos de generación de energía solar, para esto es necesario utilizar el valor obtenido en la **Formula 8** reemplazándola en la **Formula 9**.

8

$$BE_{CO_2,y} = E_{BL,y} \times EF_{CO_2,y}$$

Donde:

$BE_{CO_2,y}$ = Emisiones de GEI de proyectos de generación de energía solar expresado en tCO_{2-e}/MWh .

$E_{BL,y}$ = Energía total generada por las actividades del proyecto en un determinado año y, expresado en MWh.

$EF_{CO_2,y}$ = Factor de Emisiones del sistema aislado, expresado en tCO_{2-e}/MWh .

DETERMINACIÓN DE EMISIONES DE GEI POR ACTIVIDADES DE PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN AL SIN

Paso 1. El factor de emisión de los proyectos de interconexión se determina aplicado la siguiente fórmula:

9

$$EF_p = (EF_{OM,y} \cdot \omega_{OM}) + (EF_{BM,y} \cdot \omega_{BM})$$

Donde:

EF_p = Es el factor de emisión de la red interconectada (SIN)* expresado en tCO_{2-e}/MWh .

$EF_{OM,y}$ = Es el factor de emisión del margen de operación del Sistema Eléctrico (SIN) expresado en tCO_{2-e}/MWh .

$EF_{BM,y}$ = Es el factor de emisión del margen de construcción expresado en tCO_{2-e}/MWh .

ω_{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.

ω_{BM} = Es el factor de ponderación del factor de emisión del margen de construcción. Este valor es 0,25 para proyectos de generación con energía eólica y solar, y 0,5 para cualquier otro tipo de proyecto.

Nota 1.- La cuantificación del factor de emisión de GEI del SIN fue realizada en base a la aplicación de las metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). La herramienta metodológica para calcular el Factor de Emisión de un sistema eléctrico se conoce como Tool 07 y se encuentra disponible en el sitio web de la CMNUCC: (<https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>).

Nota 2.- Mediante la aplicación de las metodologías de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) se ha calculado el factor de emisión para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), siendo este un valor de $EF_y = 0,48 (t CO_{2-e}/MWh)$ es decir que por cada kWh que consumimos se emiten 480 kg de CO2 a la atmósfera. Este factor de emisión, es utilizado bajo el enfoque del inventarios de emisiones de GEI en Bolivia sin embargo a efectos de aplicación de proyectos se debe utilizar como factor de emisión 0,40 ($t CO_{2-e}/MWh$).

CÁLCULO DE LAS EMISIONES DE GEI DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN AL SIN DE SISTEMAS AISLADOS

Paso 1.- Cálculo de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año, para esto se reemplaza el valor obtenido de la **Formula 7**.

10

$$PE_y = (EG_y \times EF_p) \times (TL + 1) + PE_{SF6,y}$$

Donde:

PE_y = Es el valor de las emisiones directamente relacionadas al Sistema Aislado con interconexión al SIN en un determinado año (y), expresado en tCO_{2-e}/MWh .

EG_y = Electricidad abastecida al sistema aislado (SA) por la red (SIN) en un año (y), expresado en MWh.

EF_p = Factor de Emisión de la red (SIN). Expresado en tCO_{2-e}/MWh .

TL (%) = Perdidas de energía en la red de transmisión del SIN. (Según el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), las pérdidas alcanzan al 2.68%)

$PE_{SF6,y}$ = La red de transmisión nueva no tiene SF6 y el mantenimiento de equipos de patio que utilizan SF6 es controlada por las autoridades ambientales, por lo que se asume que $PE_{SF6,y} = 0 tCO_2$.

CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

El procedimiento de cálculo de reducción de emisiones de GEI sigue la metodología de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y se aplica tanto para sistemas aislados como a proyectos de interconexión al SIN.

Paso 1.- Determinar las emisiones reducidas por las actividades del proyecto, para esto es necesario utilizar el factor de emisión según el tipo de proyecto, si el proyecto es de un sistema aislado con categoría gran escala se utiliza las **Formulas 4 y 10**.

11

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

En caso de ser un sistema aislado de menor escala utilizar los resultados de las **Formula 6 y 10**.

Donde:

ER_y = Emisiones reducidas por las Actividades del Proyecto en un determinado año y, expresado en tCO_2-e .

BE_y = Emisiones de GEI del sistema en determinado año y, expresado en tCO_{2-e} .

PE_y = Es el valor de las emisiones directamente relacionadas al proyecto en un determinado año y, expresado en tCO_{2-e} .

L_y = Posibles Emisiones potenciales por deforestación, expresado en tCO_{2-e} .

Para sistemas aislados (SA) como para proyectos de interconexión al SIN consideramos < 1%, por lo que usamos valor de cero (0).

3.5 Resultados

3.5.1 Departamento de Pando:

Pando tiene cuatro Sistemas Aislados, Cobija, El Sena, Puerto Gonzalo Moreno y Villa Nueva.

Los últimos dos (2) iniciaron operaciones a finales del año 2018. Dos de estos sistemas tienen generación renovable, plantas solares: Cobija (5,5 MW) y El Sena (0,4 MW). En estos Sistemas Aislados, no se tiene previsto nuevos proyectos de expansión y crecimiento.

Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Pando: SA Cobija

Demanda Máxima: 12,36 MW

Usuarios: 17.092 usuarios

Consumo usuario: 269 kWh/mes-usuario

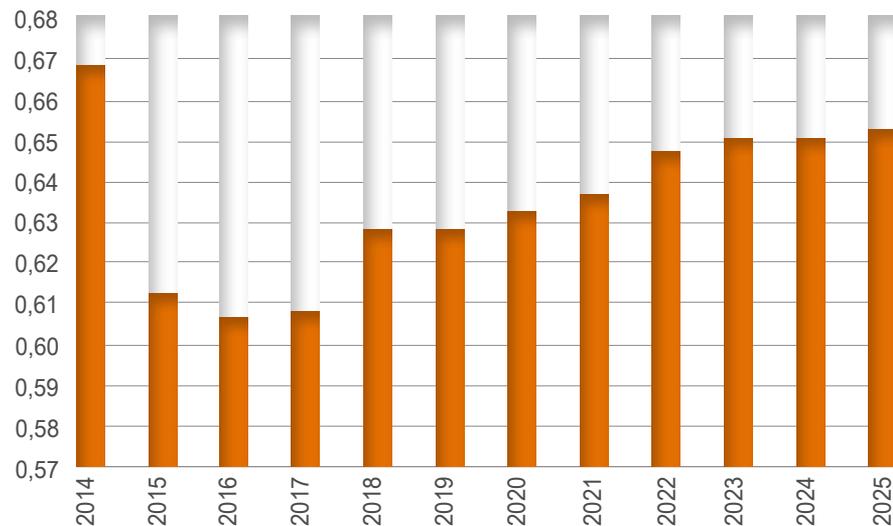
FE proyectado: 0,64 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 40.000 y 57.000 tCO_{2e}/año.

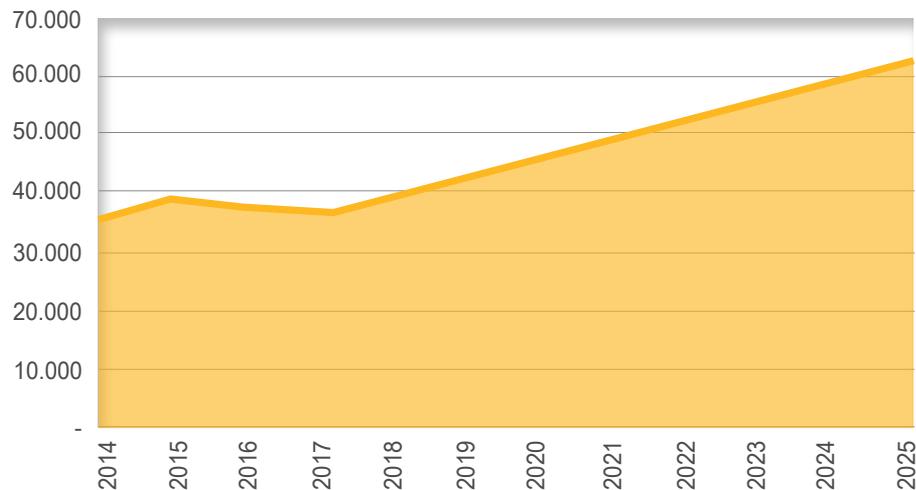
Ficha Técnica

Departamento	Pando
Provincia	Nicolas Suarez
Sistema eléctrico	Cobija
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	28,2
Potencia Instalada (MW)	22,56
Potencia a temperatura Media (MW)	19,5
Consumo específico (litros/kWh)	0,27
Energía Renovable	Si-Planta Solar
Potencia Instalada (MVA)	5,1
Potencia Instalada (MW)	5,1
Potencia a Temperatura Media (MW)	4,8
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5%
Energía vendida/Generación Bruta	89,7%

Línea de Base Factor de Emisiones Sistema Aislado Cobija (tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Cobija (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Pando: SA El Sena

Demanda Máxima: 0,67 MW

Usuarios: 976 usuarios

Consumo usuario: 180 kWh/mes-usuario

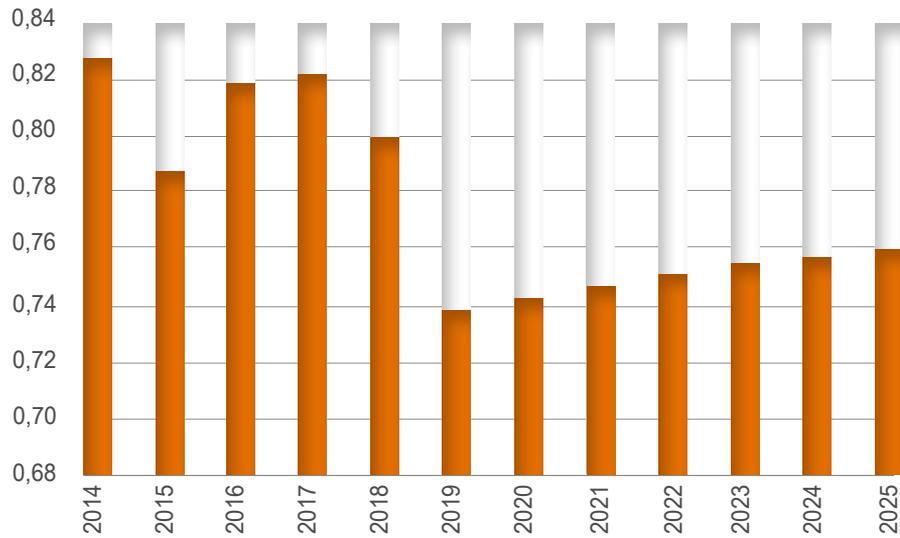
FE proyectado: 0,75 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 1.700 y 2.500 tCO_{2e}/año.

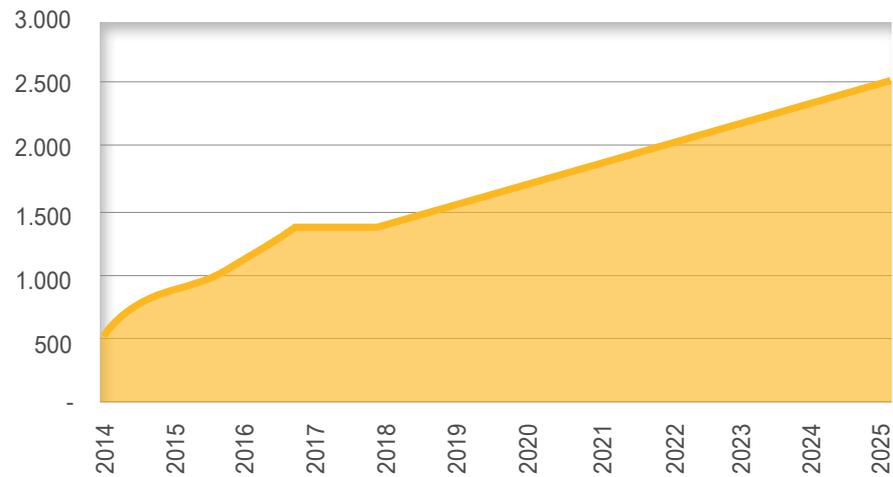
Ficha Técnica

Departamento	Pando
Provincia	Madre de Dios
Sistema eléctrico	El Sena
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	2,8
Potencia Instalada (MW)	2,2
Potencia a temperatura Media (MW)	1,3
Consumo específico (litros/kWh)	0,31
Energía Renovable	Planta Solar
Potencia Instalada (MVA)	0,40
Potencia Instalada (MW)	0,40
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,38
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,7%

Línea de Base Factor de Emisiones Sistema Aislado El Sena (tCO₂/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Sena (tCO₂/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Pando: SA Gonzalo Moreno

Demanda Máxima: N/D

Usuarios: 20 usuarios

Consumo usuario: 550 kWh/mes-usuario

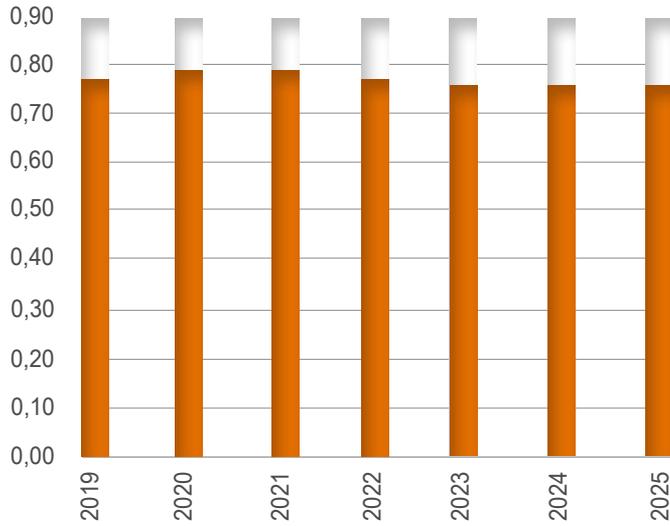
FE proyectado: 0,77 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 140 y 185 tCO_{2e}/año.

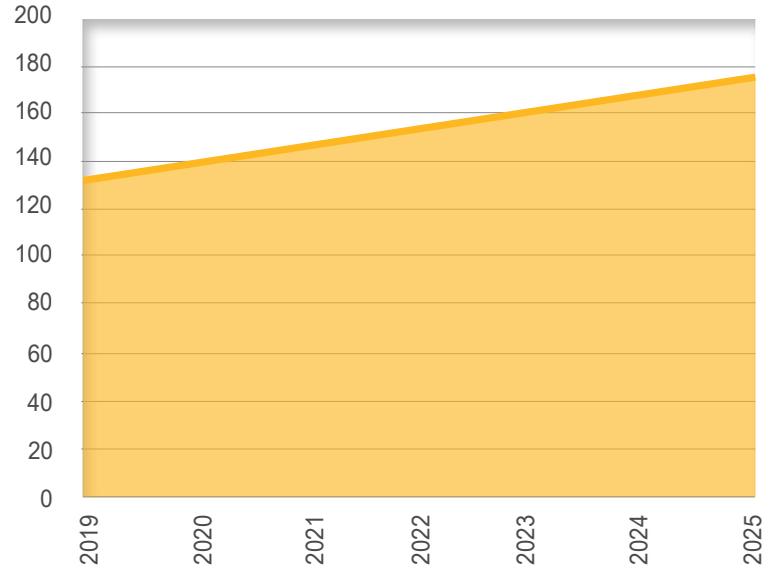
Ficha Técnica

Departamento	Pando
Provincia	Madre de Dios
Sistema eléctrico	Puerto Gonzalo Moreno
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,69
Potencia Instalada (MW)	1,35
Potencia a temperatura Media (MW)	0,79
Consumo específico (litros/kWh)	0,30
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	75,1%

Línea de Base Factor de Emisiones Sistema Aislado Gonzalo Moreno (tCO₂/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Gonzalo Moreno (tCO₂/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Pando: SA Villanueva

Demanda Máxima: N/D

Usuarios: 196 usuarios

Consumo usuario: 17 kWh/mes-usuario

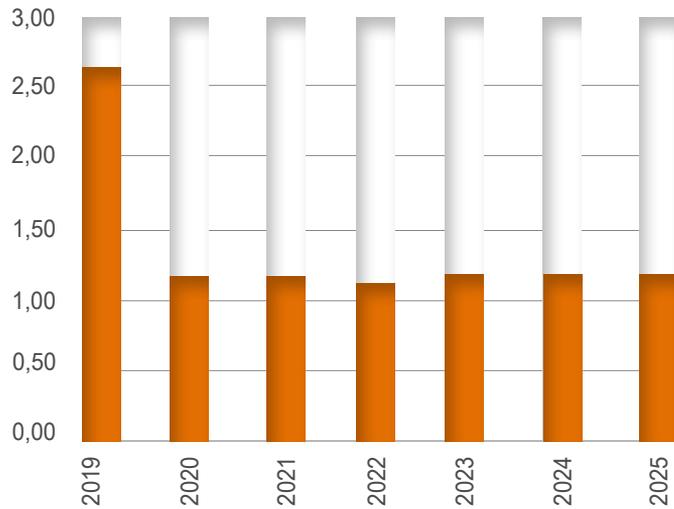
FE proyectado: 1,17 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 75 y 100 tCO_{2e}/año.

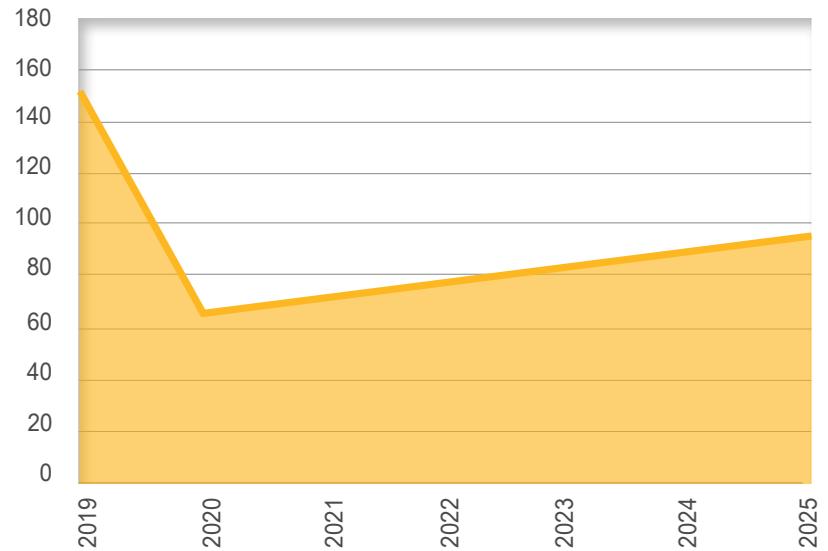
Ficha Técnica

Departamento	Pando
Provincia	Federico Romám
Sistema eléctrico	Municipio de Villa Nueva
Empresa Operadora	ENDE
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,12
Potencia Instalada (MW)	0,90
Potencia a temperatura Media (MW)	0,53
Consumo específico (litros/kWh)	0,45
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	65,9%

Línea de Base Factor de Emisiones Sistema Aislado Villa Nueva (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Villa Nueva (tCO_{2e}/año)



➤ 3.5.2 Departamento de Beni

Beni tiene diez (10) sistemas aislados, Riberalta, Guayaramerín, Cachuela Esperanza, Rosario del Yata, Puerto Ustárez, Baures, Bella Vista, Huacaraje, El Carmen y Exaltación. Solo uno (1) de estos sistemas cuenta con sistemas de generación renovable, Baures, con una Planta Solar de 0,17 MW, si embargo se tienen previstos proyectos de expansión y crecimiento en los Sistemas Aislados de: Riberalta, Guayaramerín, Bella Vista, Huaracaje y El Carmen.

Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Riberalta

Demanda Máxima: 9,82 MW

Usuarios: 21,407 usuarios

Consumo usuario: 184 kWh/mes-usuario

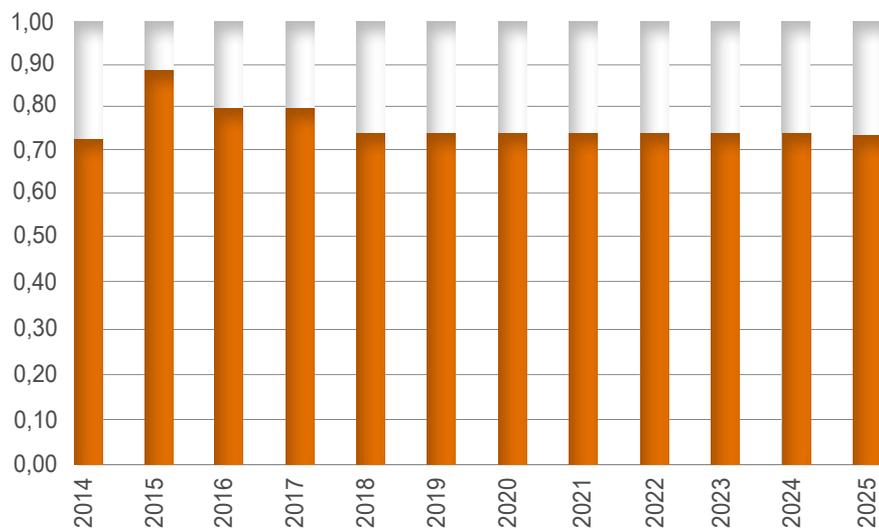
FE proyectado: 0,75 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 40.000 y 63.000 tCO_{2e}/año.

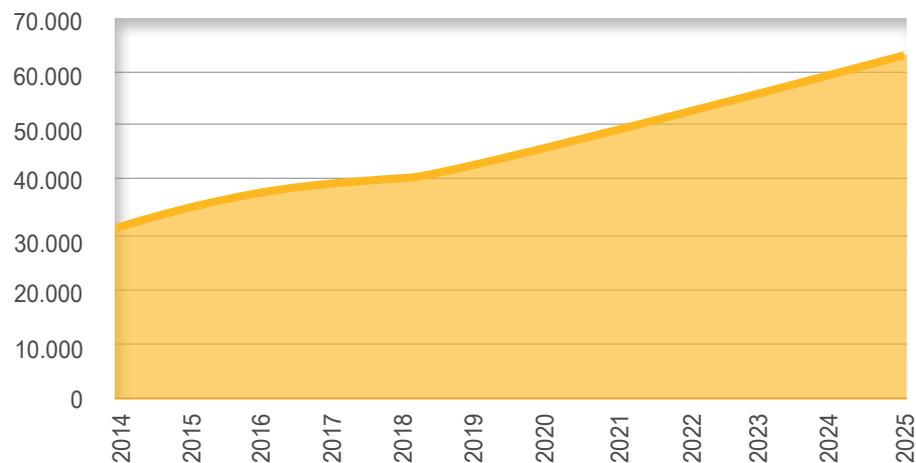
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diaz
Sistema eléctrico	Riberalta
Empresa Operadora	CER Ltda.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	22,03
Potencia Instalada (MW)	16,12
Potencia a temperatura Media (MW)	15,78
Consumo específico (litros/kWh)	0,29
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	6,3%
Energía vendida/Generación Bruta	88,3%

Línea de Base Factor de Emisiones Sistema Aislado Riberalta (tCO₂/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Riberalta (tCO₂/año)



Escenario de expansión y crecimiento con proyectos

Beni: SA Riberalta

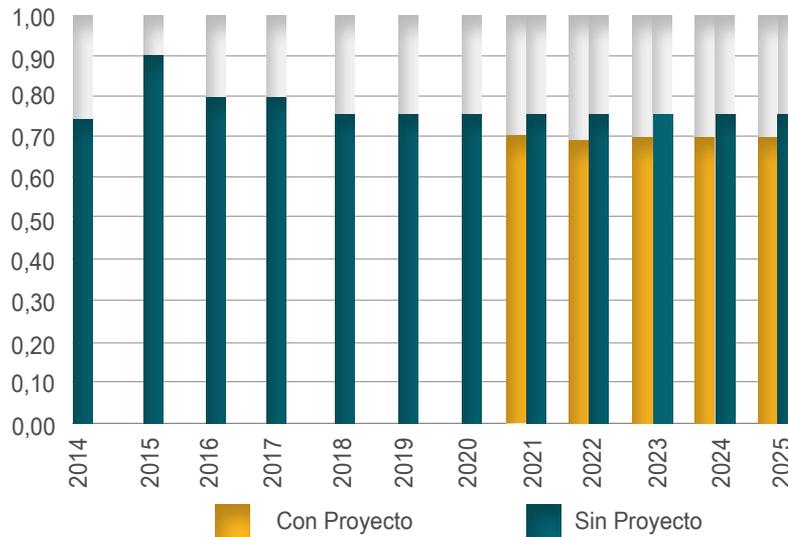
Aplicando metodología AMS-I.A:

Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 4,283 tCO_{2e}/año

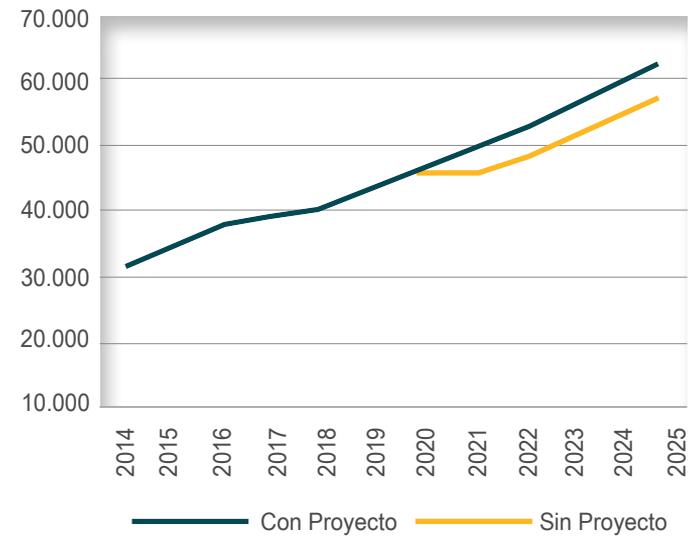
Factor Emisión bajaría de 0,75 a 0,69 tCO_{2e}/MWh

Ficha Técnica	
Proyecto	Planta Solar Riberalta
Potencia Instalada (kw)	5000
Potencia a Temperatura Media (kw)	4750
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Riberalta (tCO_{2e}/MWh)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Riberalta (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Guayaramerín

Demanda Máxima: 5,14 MW

Usuarios: 9,030 usuarios

Consumo usuario: 207 kWh/mes-usuario

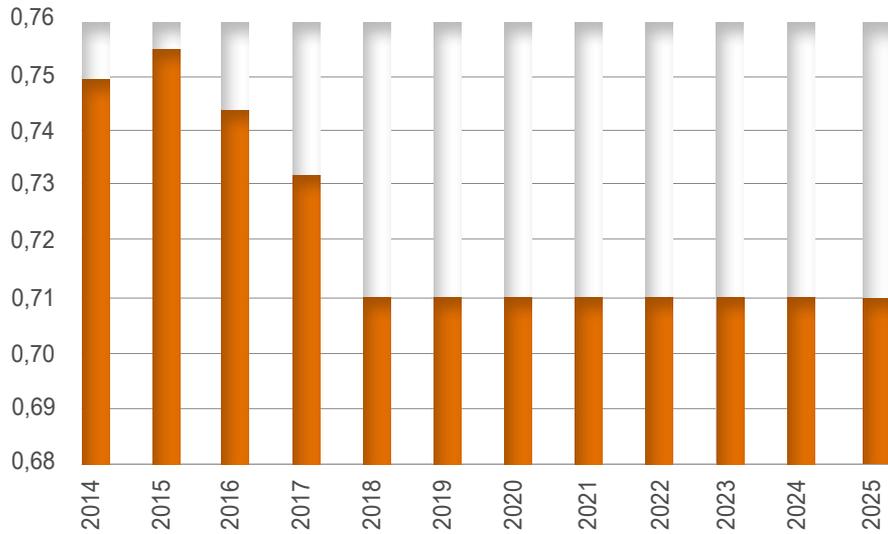
FE proyectado: 0,71 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 20.000 y 30.000 tCO_{2e}/año.

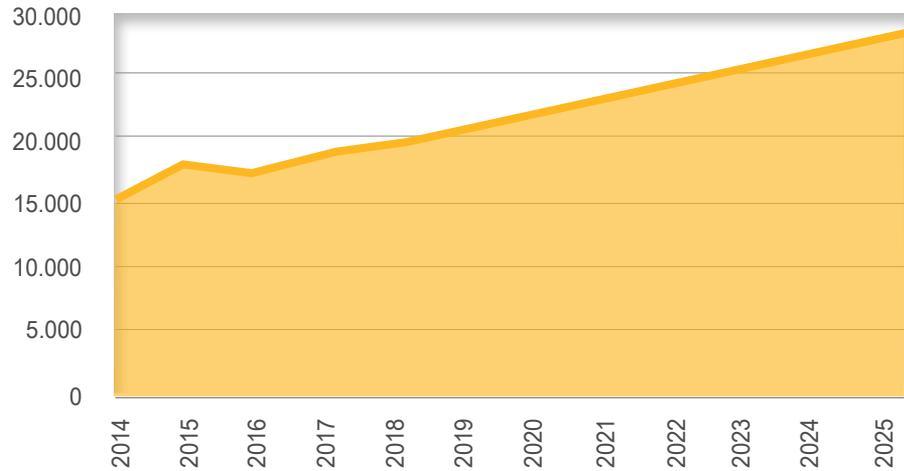
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Vaca Díaz
Sistema eléctrico	Guayaramerín
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	22,35
Potencia Instalada (MW)	17,255
Potencia a temperatura Media (MW)	15,466
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	82,5%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Guayaramerín (tCO₂/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Guayaramerín (tCO₂/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Beni: SA Guayaramerín

Aplicando metodología AMS-I.A:

Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 2.032 tCO_{2e}/año

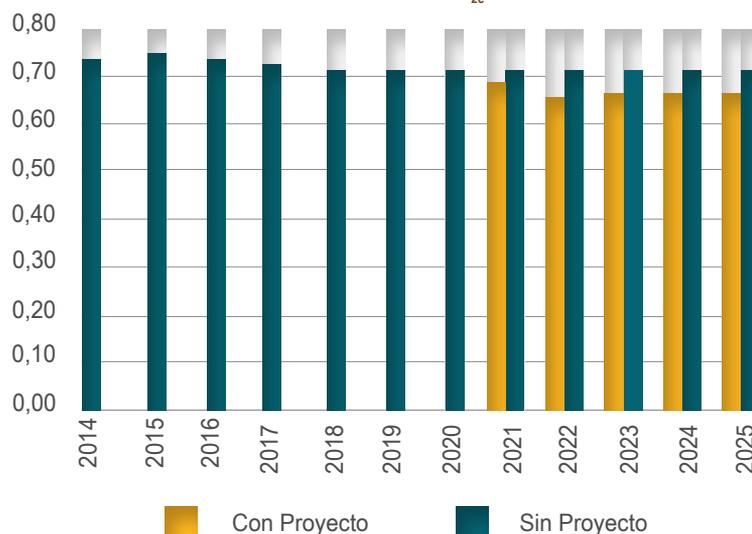
Factor Emisión bajaría de 0,71 a 0,66 tCO_{2e}/MWh



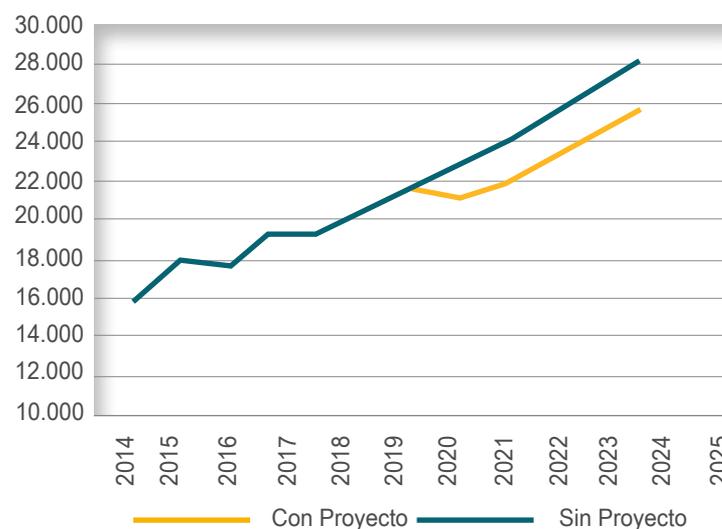
Ficha Técnica

Proyecto	Planta Solar Guayaramerín
Potencia Instalada (kw)	2500
Potencia a Temperatura Media (kw)	2375
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Guataramerín (tCO_{2e}/MWh)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Guataramerín (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Cachuela Esperanza

Demanda Máxima: 0,47 MW

Usuarios: 148 usuarios

Consumo usuario: 77 kWh/mes-usuario

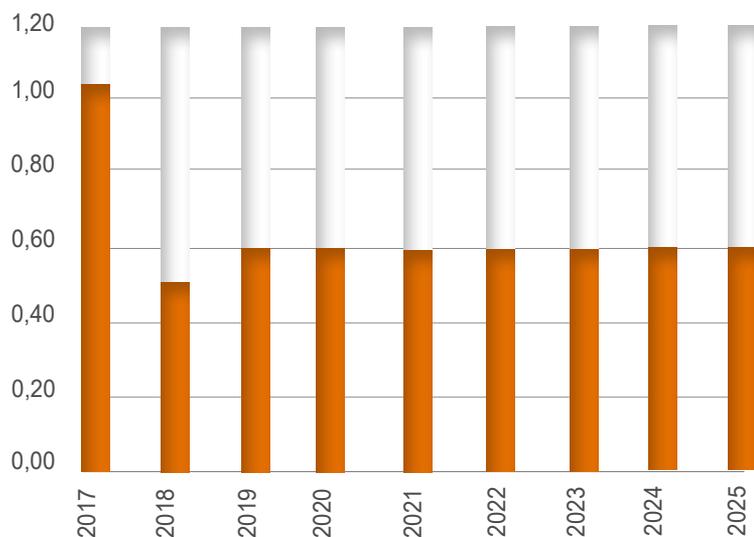
FE proyectado: 0,59 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 200 y 300 tCO_{2e}/año.

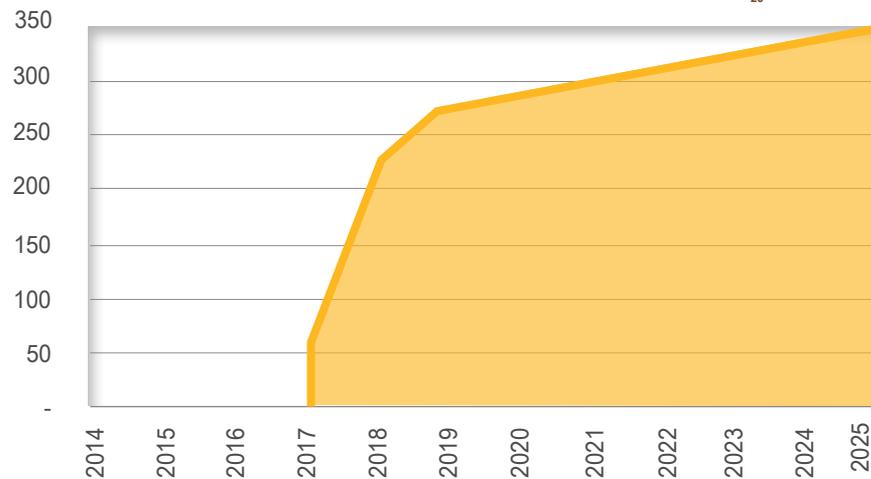
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Vaca Diaz
Sistema eléctrico	Cachuela Esperanza
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,81
Potencia Instalada (MW)	0,65
Potencia a temperatura Media (MW)	0,52
Consumo específico (litros/kWh)	0,23
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	39,2%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Cachuela Esperanza (tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Cachuela Esperanza (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Rosario del Yata

Demanda Máxima: 0,48 MW

Usuarios: 148 usuarios

Consumo usuario: 74 kWh/mes-usuario

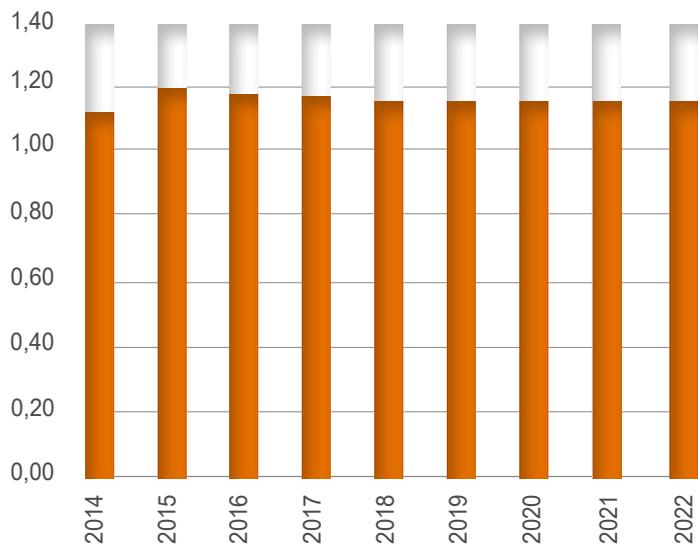
FE proyectado: 1,17 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 200 y 300 tCO_{2e}/año.

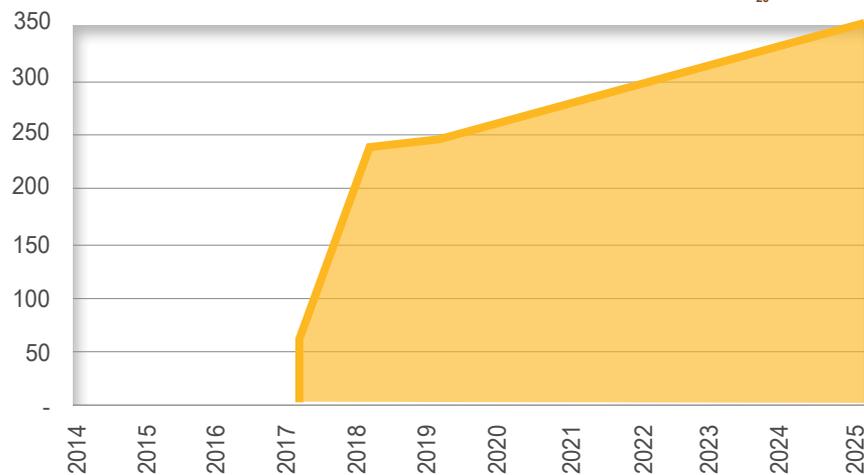
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Vaca Díaz
Sistema eléctrico	Rosario del Yata
Empresa Operadora	ENDE DEL BENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1,21
Potencia Instalada (MW)	0,97
Potencia a temperatura Media (MW)	0,77
Consumo específico (litros/kWh)	0,45
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	77,3%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Rosario del Yata
(tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Rosario del Yata (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Puerto Ustarez

Demanda Máxima: 0,0089 MW (8,9kW)

Usuarios: 45 usuarios

Consumo usuario: 63 kWh/mes-usuario

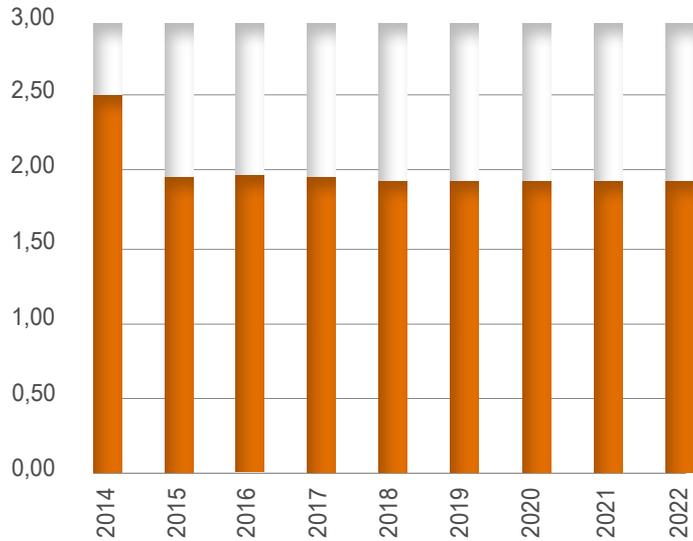
FE proyectado: 1,97 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 100 y 600 tCO_{2e}/año.

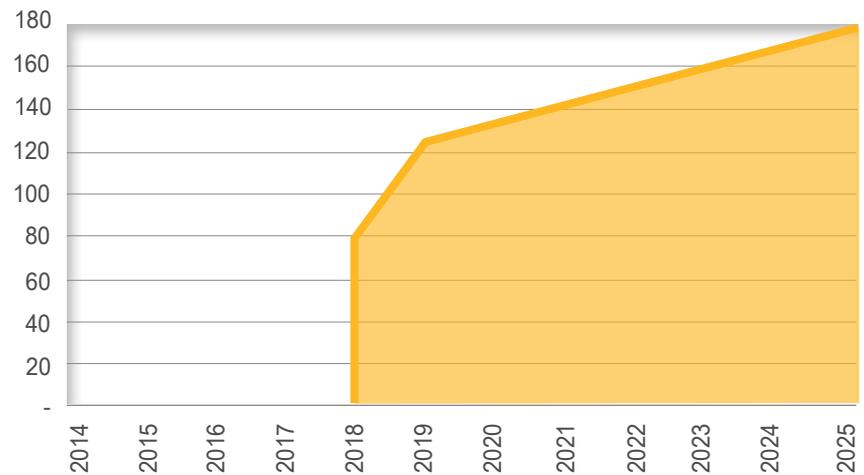
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Mamoré
Sistema eléctrico	Puerto Ustárez
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,24
Potencia Instalada (MW)	0,19
Potencia a temperatura Media (MW)	0,14
Consumo específico (litros/kWh)	0,76
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	65,2%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Puerto Ustarez
(tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Puerto Ustarez (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Baures

Demanda Máxima: 0,210 MW (8,9kW)

Usuarios: 953 usuarios

Consumo usuario: 93 kWh/mes-usuario

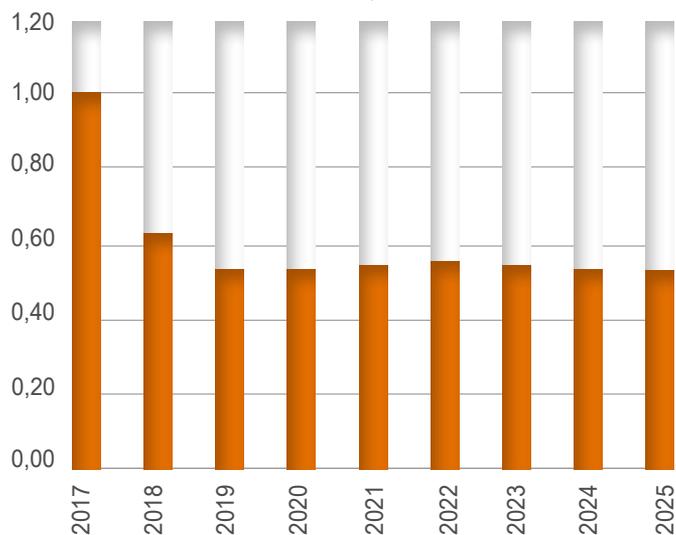
FE proyectado: 0,55 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 800 y 1,100 tCO_{2e}/año.

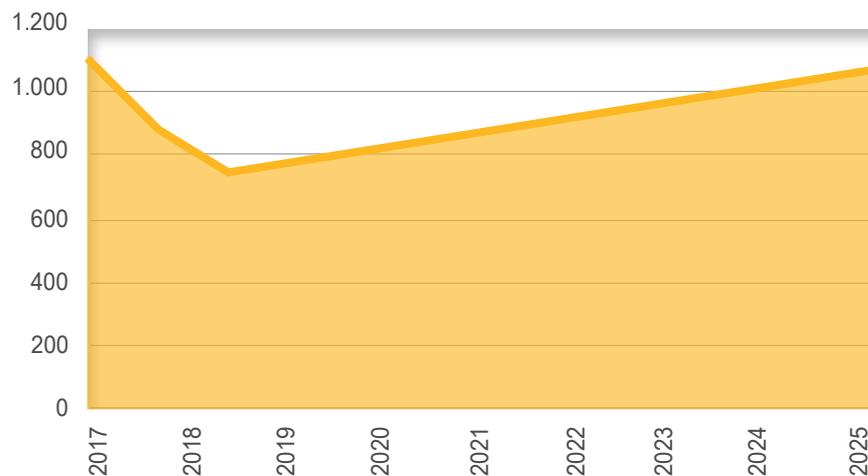
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema eléctrico	Baunes
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	2,26
Potencia Instalada (MW)	1,81
Potencia a temperatura Media (MW)	1,43
Consumo específico (litros/kWh)	0,24
Energía Renovable	
Potencia Instalada (MVA)	166,50
Potencia Instalada (MW)	165,50
Potencia a Temperatura Media (MW)	158,18
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	82,5%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Baures
(tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Baures (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Bella Vista

Demanda Máxima: 0,200 MW (200 kW)

Usuarios: 702 usuarios

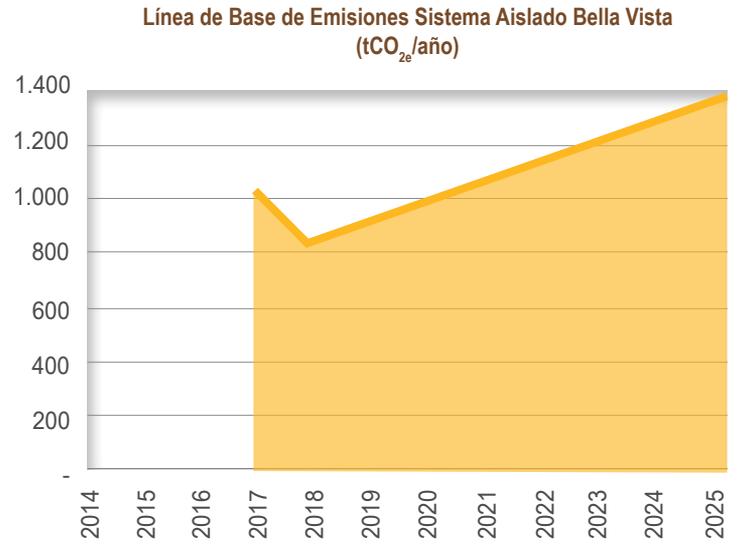
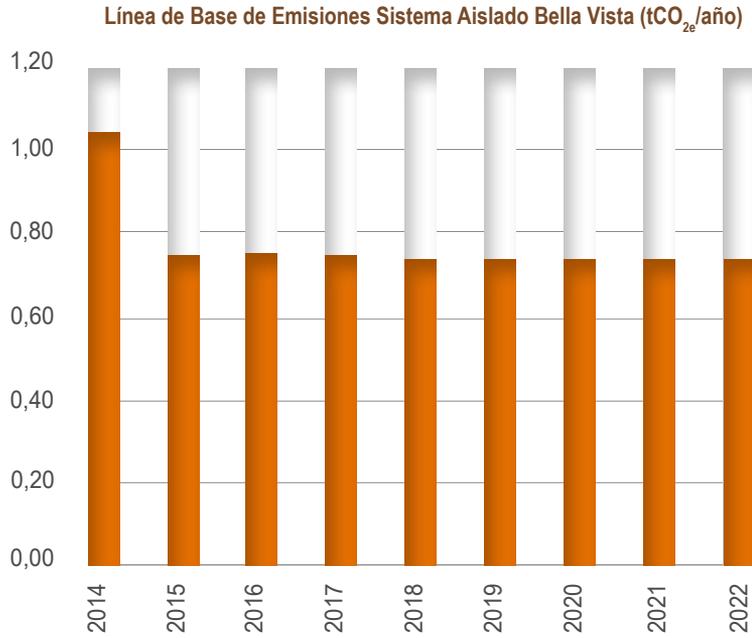
Consumo usuario: 85 kWh/mes-usuario

FE proyectado: 0,76 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 700 y 1.200 tCO_{2e}/año.

Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema eléctrico	Bella Vista
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	1.774
Potencia Instalada (MW)	1,43
Potencia a temperatura Media (MW)	1,11
Consumo específico (litros/kWh)	0.29
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	8,1%
Energía vendida/Generación Bruta	81,4%



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Beni: SA Bella Vista

Aplicando metodología AMS-I.A:

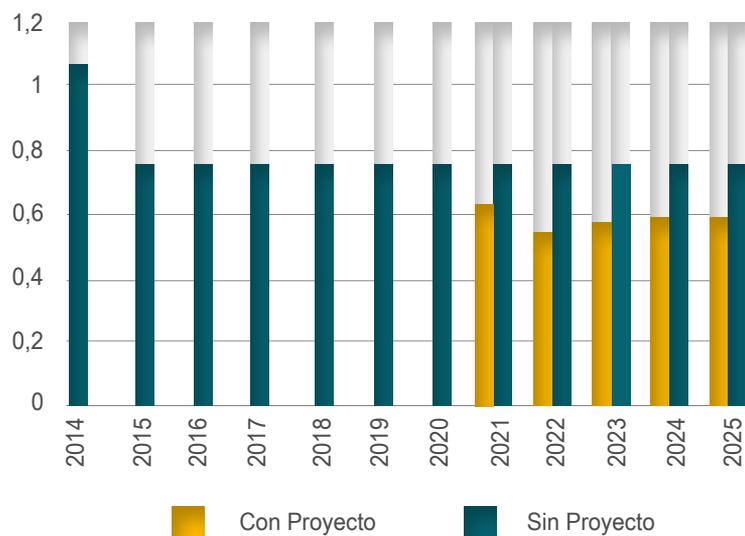
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 253 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,76 a 0,58 tCO_{2e}/MWh

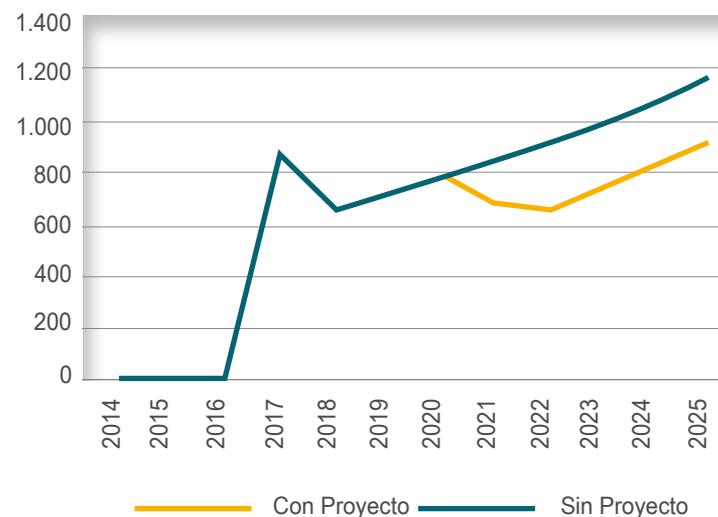
Ficha Técnica

Proyecto	Planta Solar Bella Vista
Potencia Instalada (kw)	360
Potencia a Temperatura Media (kw)	342
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Bella Vista (tCO_{2e}/MWh)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Bella Vista (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Huacaraje

Demanda Máxima: 0,160 MW (160kW)

Usuarios: 505 usuarios

Consumo usuario: 98 kWh/mes-usuario

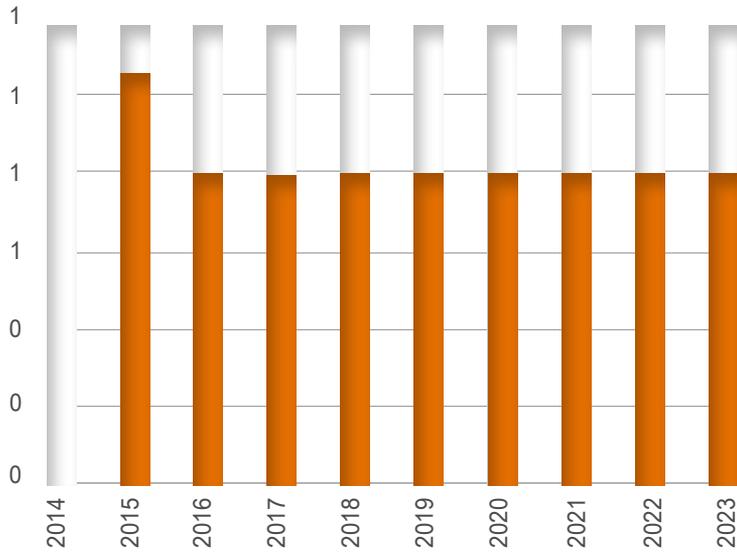
FE proyectado: 0,81 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 500 y 600 tCO_{2e}/año.

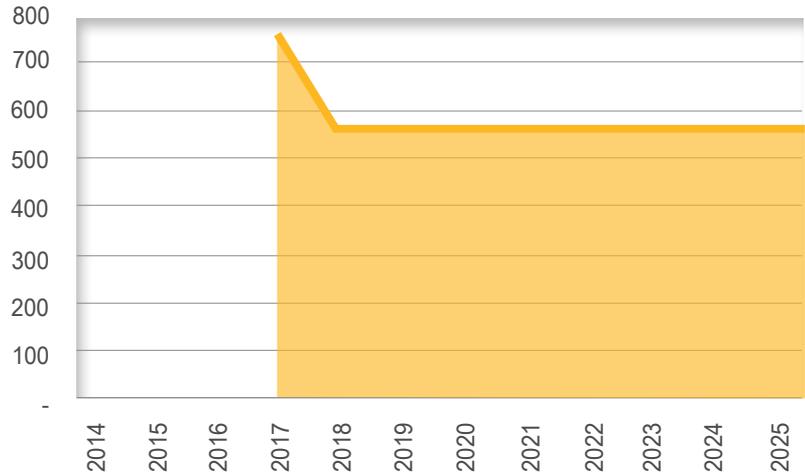
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema eléctrico	Huacaraje
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,58
Potencia Instalada (MW)	0,46
Potencia a temperatura Media (MW)	0,40
Consumo específico (litros/kWh)	0,31
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	0,2%
Energía vendida/Generación Bruta	86,2%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Huacaraje (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Huacaraje (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Beni: SA Huacaraje

Aplicando metodología AMS-I.A:

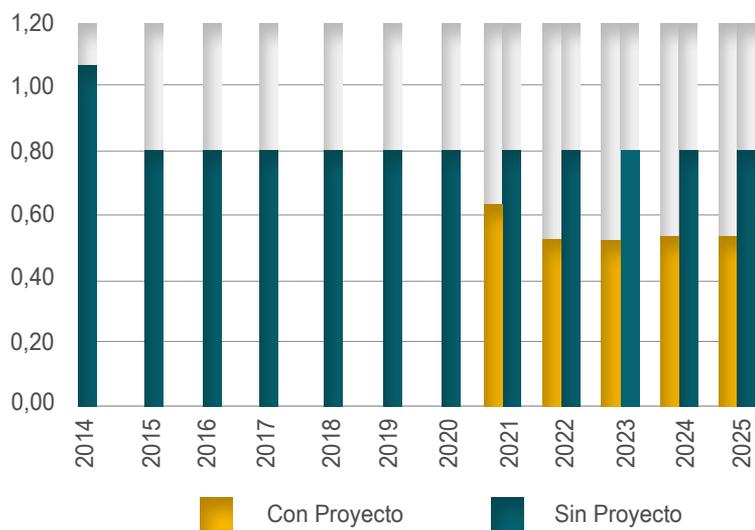
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 199 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,81 a 0,52 tCO_{2e}/MWh

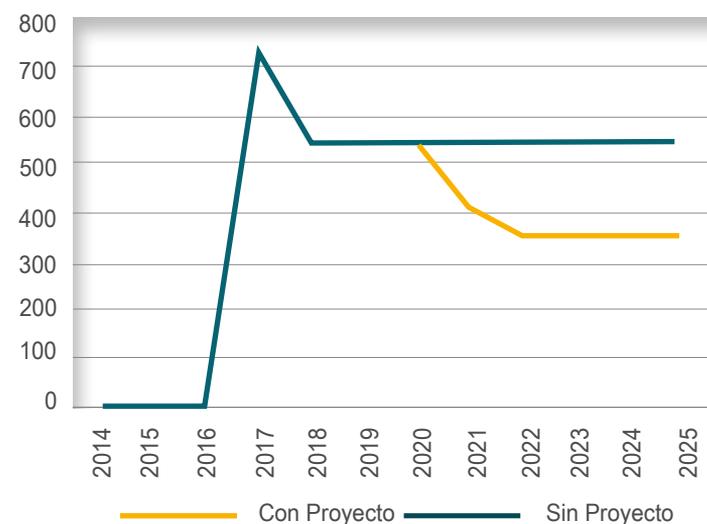
Ficha Técnica

Proyecto	Planta Solar Huacaraje
Potencia Instalada (kw)	250
Potencia a Temperatura Media (kw)	238
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Huacaraje (tCO_{2e}/MWh)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Huacaraje (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA El Carmen del Iténez

Demanda Máxima: 0,077 MW (200 kW)

Usuarios: 218 usuarios

Consumo usuario: 78 kWh/mes-usuario

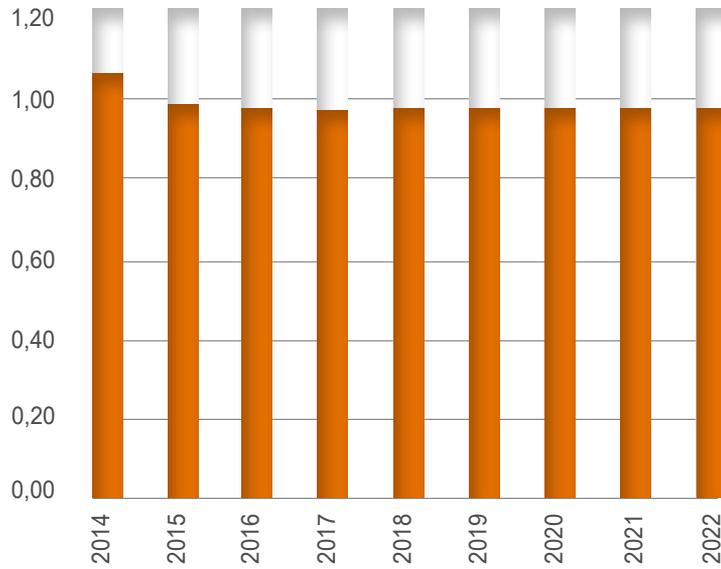
FE proyectado: 0,97 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 200 y 350 tCO_{2e}/año.

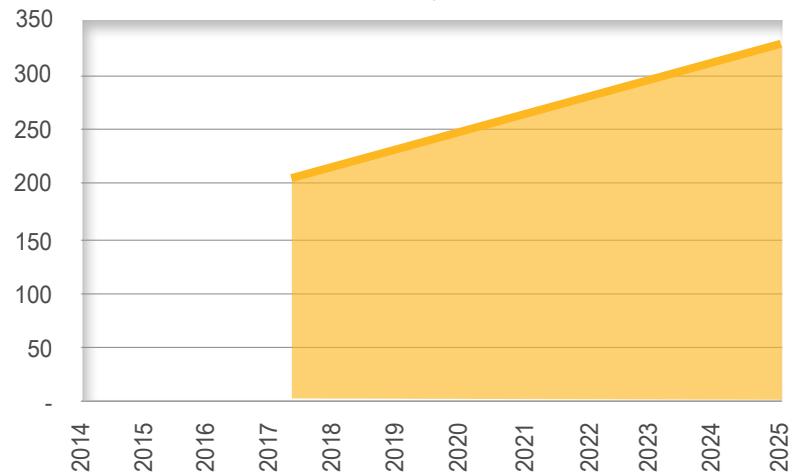
Ficha Técnica

Departamento	Beni
Provincia	Itenez
Sistema eléctrico	El Carmel del Iténez
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,16
Potencia Instalada (MW)	0,13
Potencia a temperatura Media (MW)	0,10
Consumo específico (litros/kWh)	0,58
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	85,2%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Carmen del Iténez
(tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Carmen del Iténez
(tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Beni: SA El Carmen del Iténez

Aplicando metodología AMS-I.A:

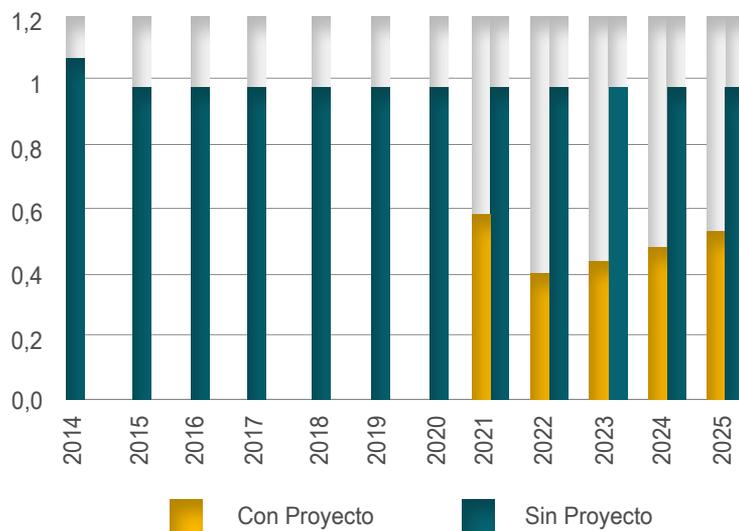
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 166 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,97 a 0,48 tCO_{2e}/MWh

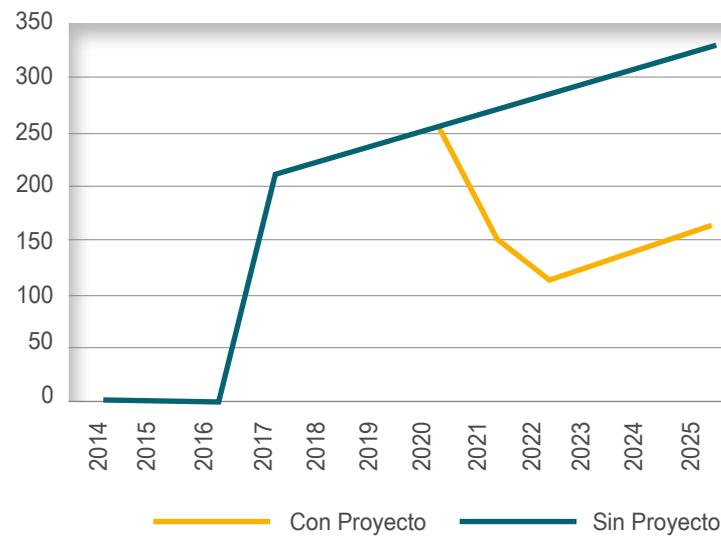
Ficha Técnica

Proyecto	Planta Solar El Carmen del Iténez
Potencia Instalada (kw)	175
Potencia a Temperatura Media (kw)	166
Mes/Año de puesta en operación	may-21
Factor de Planta	0,14
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado El Carmen del Iténez (tCO_{2e}/año)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado El Carmen del Iténez (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Beni: SA Exaltación

Demanda Máxima: 0,074 MW (74 kW)

Usuarios: 159 usuarios

Consumo usuario: 107 kWh/mes-usuario

FE proyectado: 1,05 tCO_{2e}/MWh

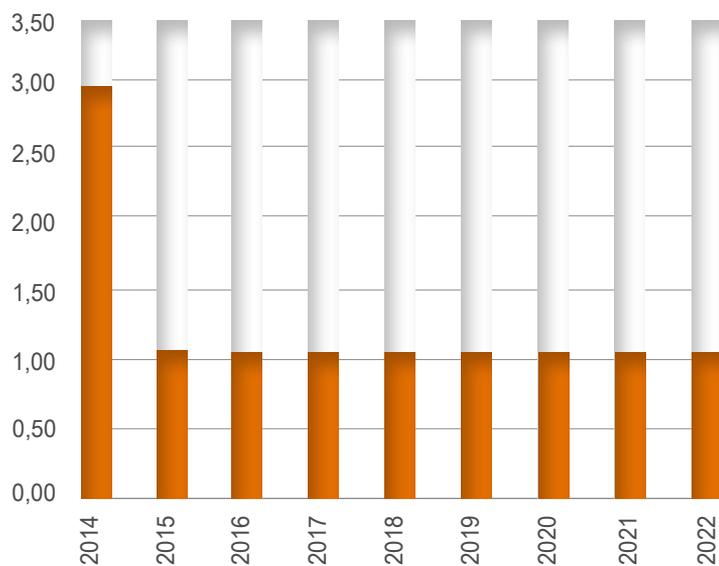
Emisiones proyectadas: Entre 200 y 350 tCO_{2e}/año.

Ficha Técnica

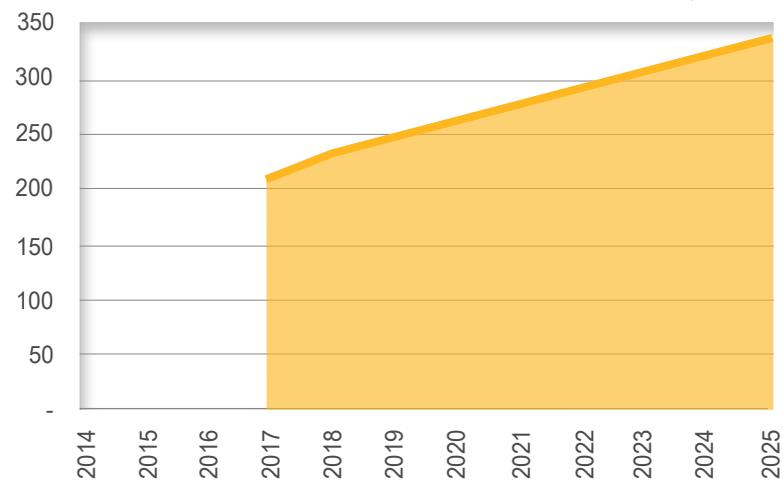
Departamento	Beni
Provincia	Yacuma
Sistema eléctrico	Exaltación
Empresa Operadora	ENDE DELBENI S.A.M.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,35
Potencia Instalada (MW)	0,28
Potencia a temperatura Media (MW)	0,23
Consumo específico (litros/kWh)	0,40
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	94,5%



**Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Exaltación
(tCO_{2e}/MWh)**



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Exaltación (tCO_{2e}/año)



➤ 3.5.3 Departamento de Santa Cruz: Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos y Con Proyectos

Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA German Bush

Demanda Máxima: 10,25 MW

Usuarios: 10.771 usuarios

Consumo usuario: 409 kWh/mes-usuario

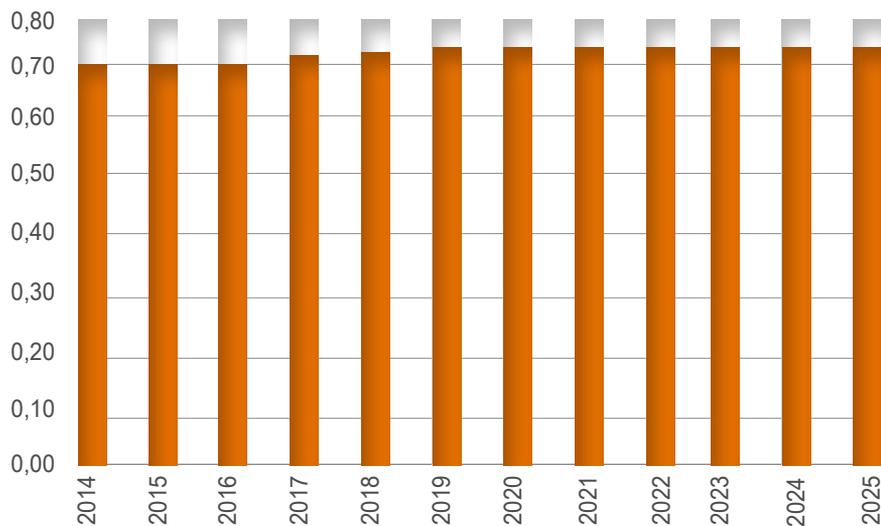
FE proyectado: 0,73 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 40.000 y 61.000 tCO_{2e}/año.

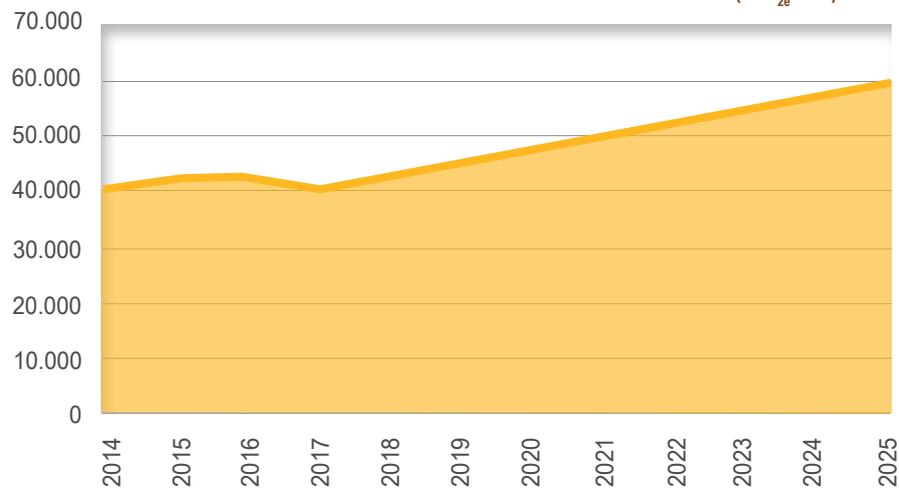
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	German Busch
Sistema eléctrico	German Busch
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas Natural
Potencia Instalada (MVA)	28,99
Potencia Instalada (MW)	23,20
Potencia a temperatura Media (MW)	19,10
Consumo específico (litros/kWh)	13,48
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	91,8%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado German Busch (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado German Busch (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA Las Misiones

Demanda Máxima: 11,74 MW

Usuarios: 28.263 usuarios

Consumo usuario: 154 kWh/mes-usuario

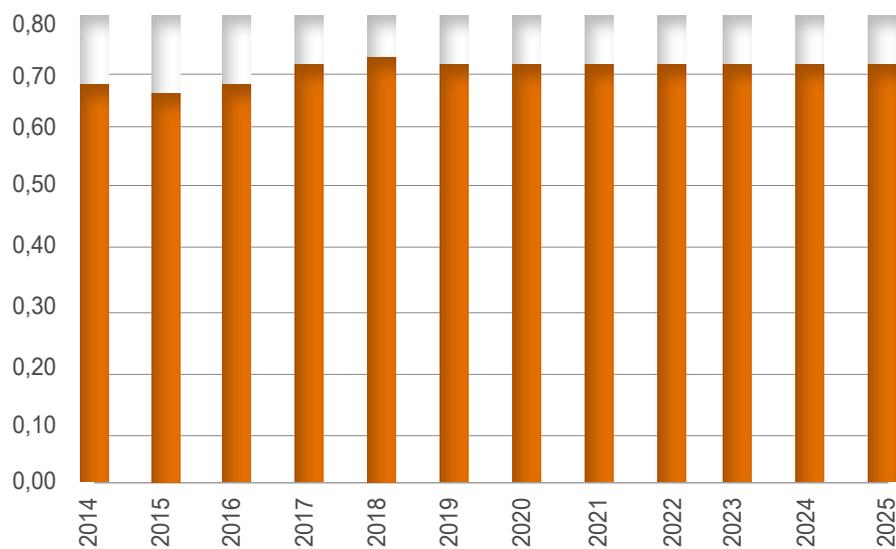
FE proyectado: 0,71 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 40.000 y 64.000 tCO_{2e}/año.

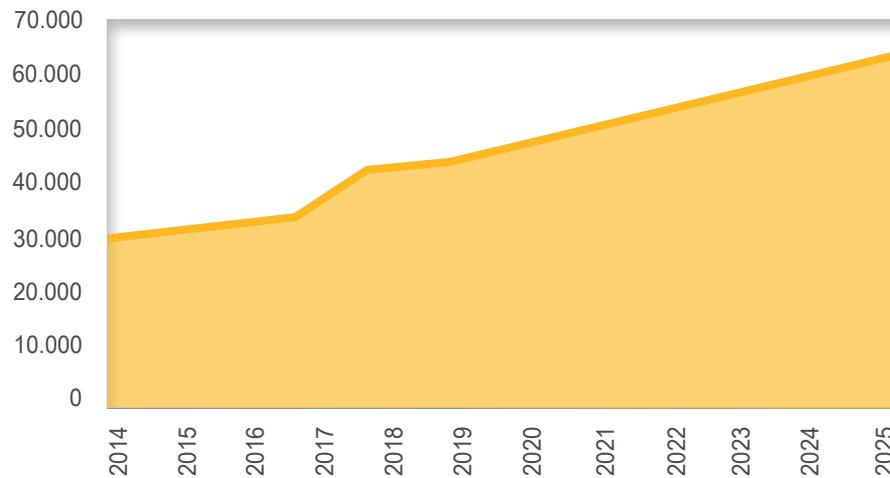
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Guarayos
Sistema eléctrico	Las Misiones
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas Natural/Diesel
Potencia Instalada (MVA)	27,80
Potencia Instalada (MW)	21,35
Potencia a temperatura Media (MW)	19,05
Consumo específico (pc/kWh)	13,23
Consumo específico (lt/kWh)	0,28
Energía Renovable	
Potencia Instalada (MVA)	No tiene
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	6,3%
Energía vendida/Generación Bruta	85,3%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Las Misiones (tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Misiones (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Santa Cruz: SA Las Misiones

Aplicando metodología AM0045:

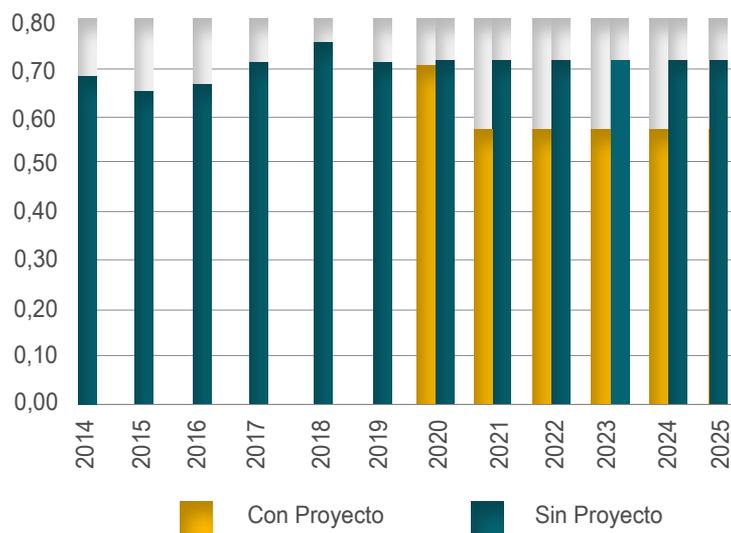
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 12.241 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,71 a 0,56 tCO_{2e}/MWh

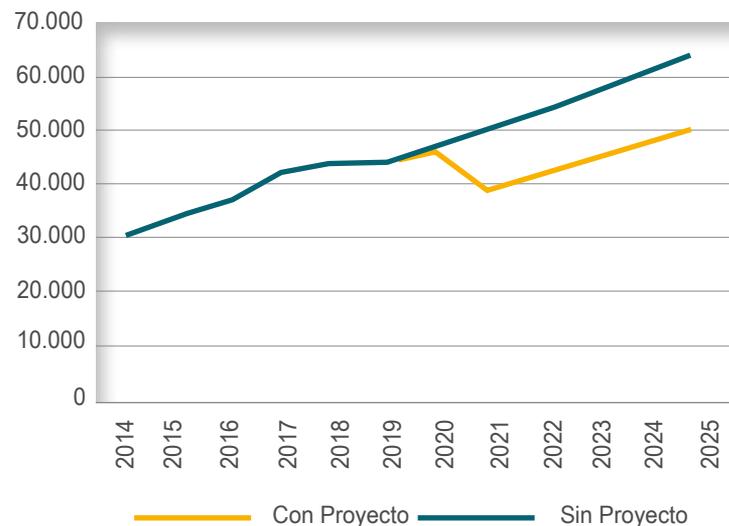
Ficha Técnica

Proyecto	Conexión al SIN Las Misiones
Línea	230 kV (Los Troncos - Guarayos)
Mes/Año de puesta en operación	dic-20
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

Línea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Las Misiones (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Las Misiones (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA Camiri

Demanda Máxima: 6,38 MW (200 kW)

Usuarios: 14.957 usuarios

Consumo usuario: 150 kWh/mes-usuario

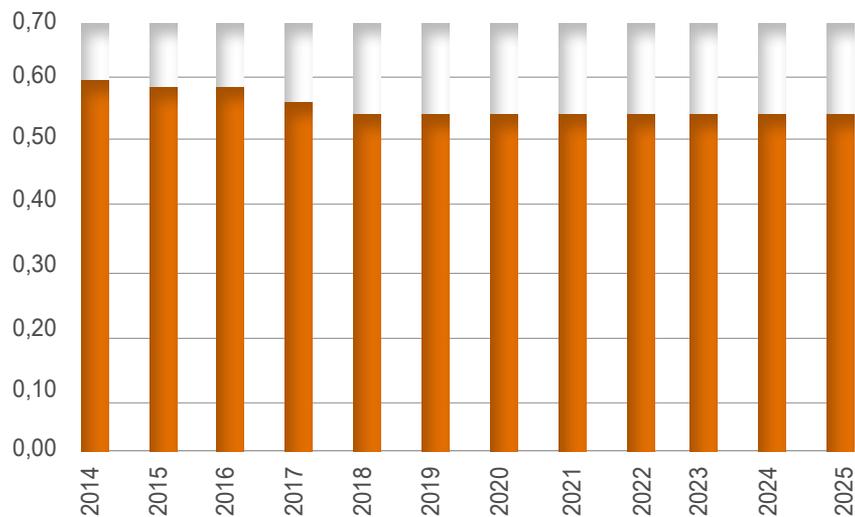
FE proyectado: 0,55 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 18.000 y 27.000 tCO_{2e}/año.

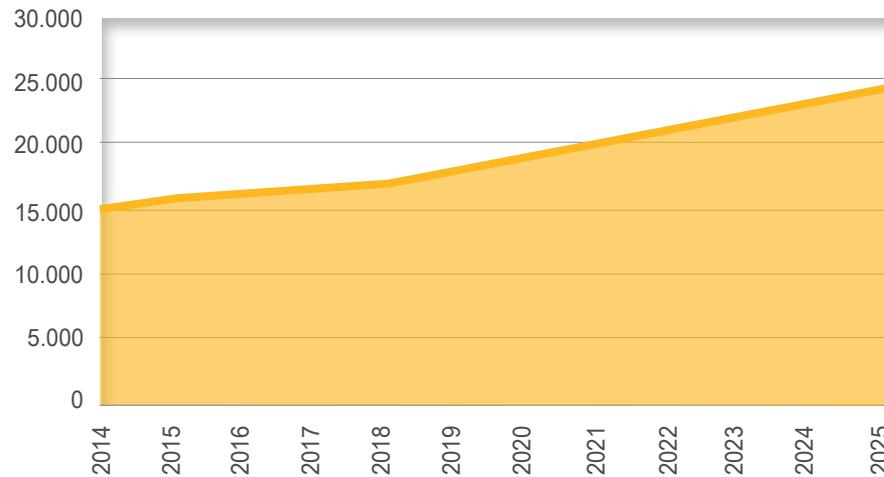
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema eléctrico	Camiri
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	15,83
Potencia Instalada (MW)	12,67
Potencia a temperatura Media (MW)	11,75
Consumo específico (litros/kWh)	9,99
Energía Renovable	No Tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	5,4%
Energía vendida/Generación Bruta	83,6%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Camiri (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Camiri (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Santa Cruz: SA Camiri

Aplicando metodología AM0045:

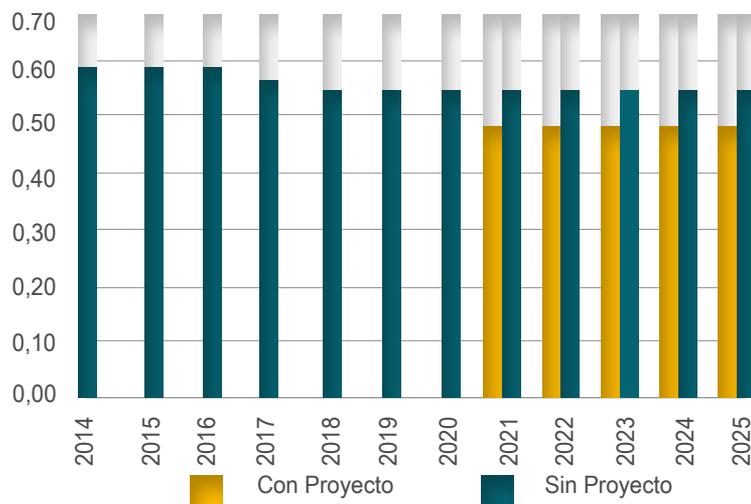
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 1.559 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,55 a 0,51 tCO_{2e}/MWh

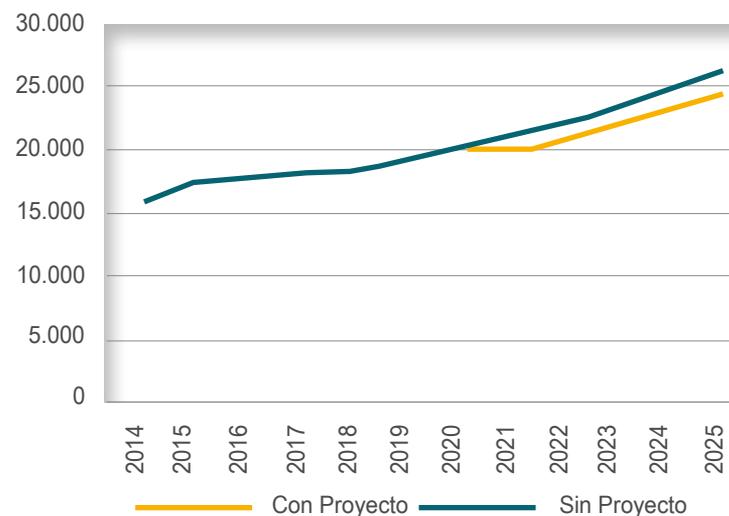
Ficha Técnica

Proyecto	Conexión al SIN Camiri
Línea	115 kV (Padilla - Monteagudo - Camiri)
Mes/Año de puesta en operación	abr-21
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Camiri (tCO_{2e}/año)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Camiri (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA Valles

Demanda Máxima: 6,34 MW

Usuarios: 23.104 usuarios

Consumo usuario: 103 kWh/mes-usuario

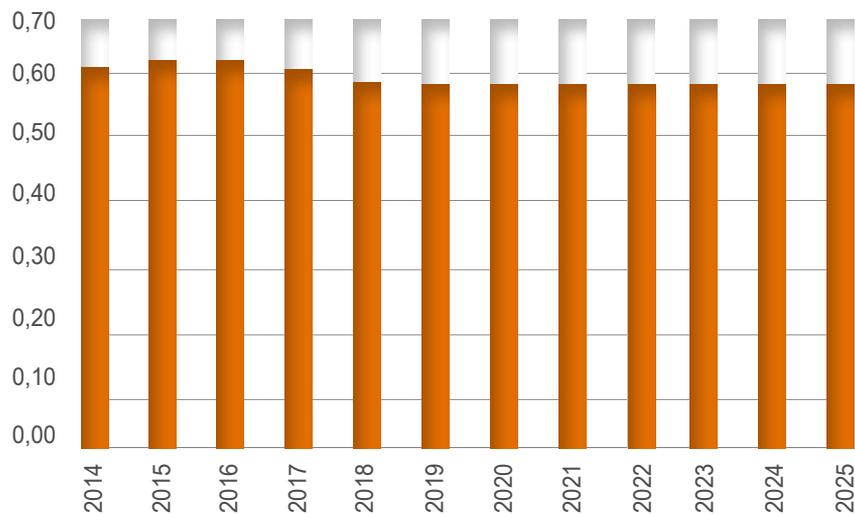
FE proyectado: 0,59 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 20.000 y 36.000 tCO_{2e}/año.

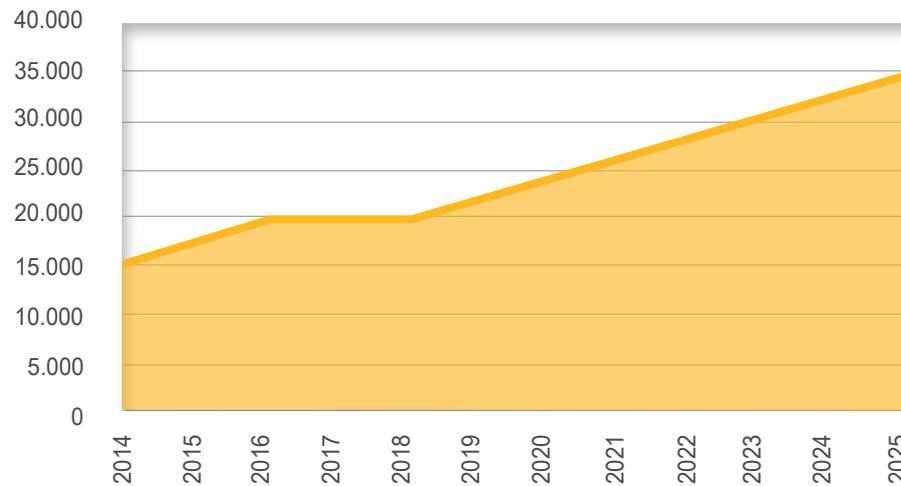
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Vallegrande
Sistema eléctrico	Valles Cruceños
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	14,55
Potencia Instalada (MW)	11,64
Potencia a temperatura Media (MW)	9,56
Consumo específico (pc/kWh)	10,98
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
Energía Alternativa	
Potencia Instalada (MVA)	No tiene
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	8,2%
Energía vendida/Generación Bruta	83,9%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Valles (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Valles (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz: SA San Matías

Demanda Máxima: 1,68 MW

Usuarios: 2.875 usuarios

Consumo usuario: 203 kWh/mes-usuario

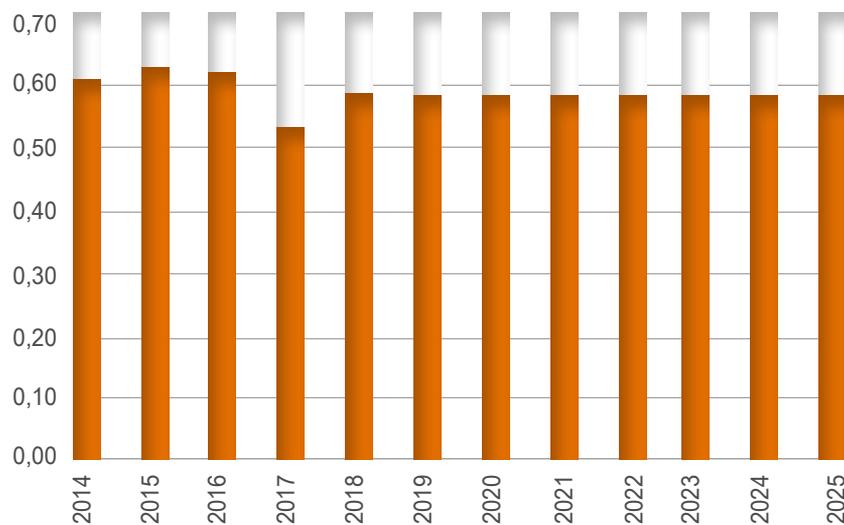
FE proyectado: 0,58 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 4,500 y 7,000 tCO_{2e}/año.

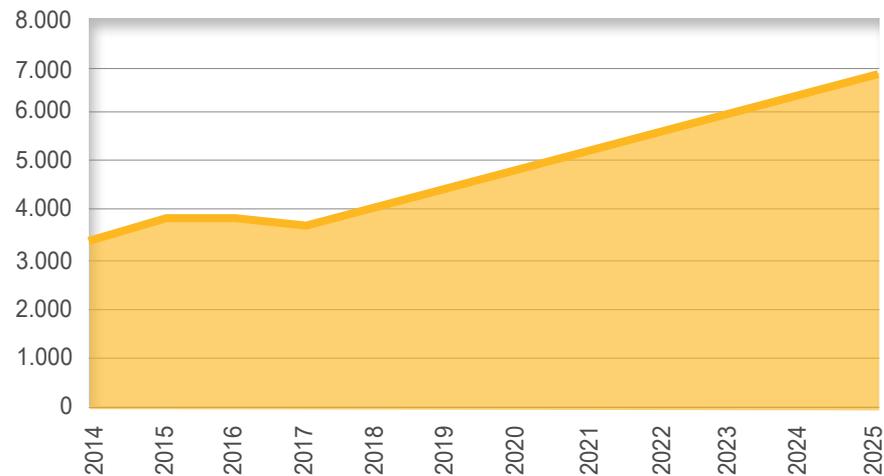
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Ángel Sadoval
Sistema eléctrico	San Matías
Empresa Operadora	ENDE Guarachi S.A.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	10,56
Potencia Instalada (MW)	8,68
Potencia a temperatura Media (MW)	7,32
Consumo específico (pc/kWh)	10,31
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
Energía Renovable	
Potencia Instalada (MVA)	No tiene
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,3%
Energía vendida/Generación Bruta	83,2%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado San Matías (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado San Matías (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA Chiquitos

Demanda Máxima: 4,38 MW

Usuarios: 8.470 usuarios

Consumo usuario: 181 kWh/mes-usuario

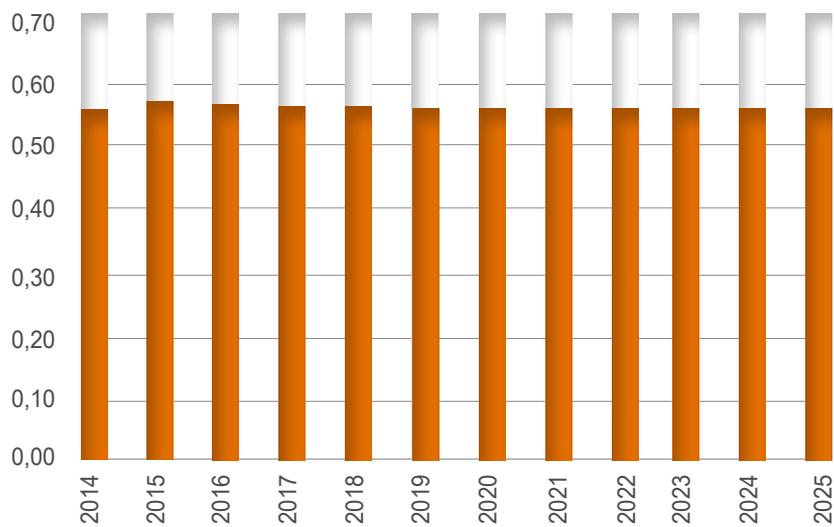
FE proyectado: 0,59 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 13.000 y 20.000 tCO_{2e}/año.

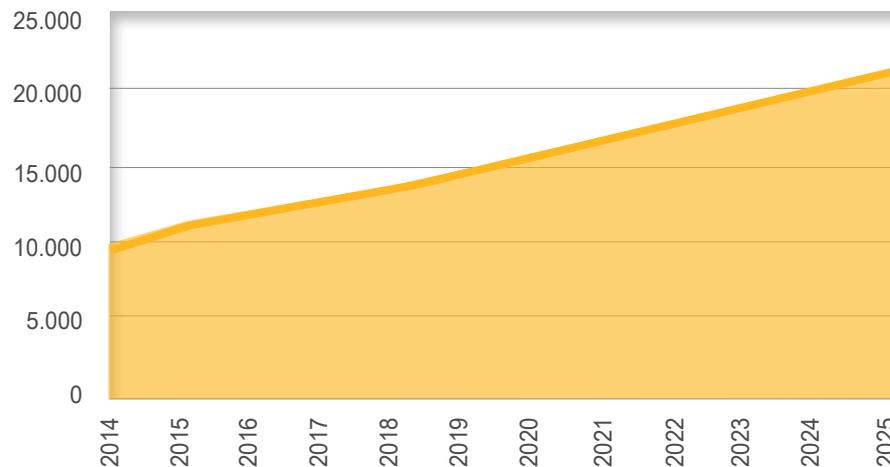
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Chiquitos
Sistema eléctrico	Roboré y Santiago de Chiquitos
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	9,88
Potencia Instalada (MW)	7,54
Potencia a temperatura Media (MW)	7,20
Consumo específico (pc/kWh)	10,92
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	6,1%
Energía vendida/Generación Bruta	83,6%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Chiquitos (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Chiquitos (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA San Ignacio de Velasco

Demanda Máxima: 5,05 MW

Usuarios: 12,184 usuarios

Consumo usuario: 156 kWh/mes-usuario

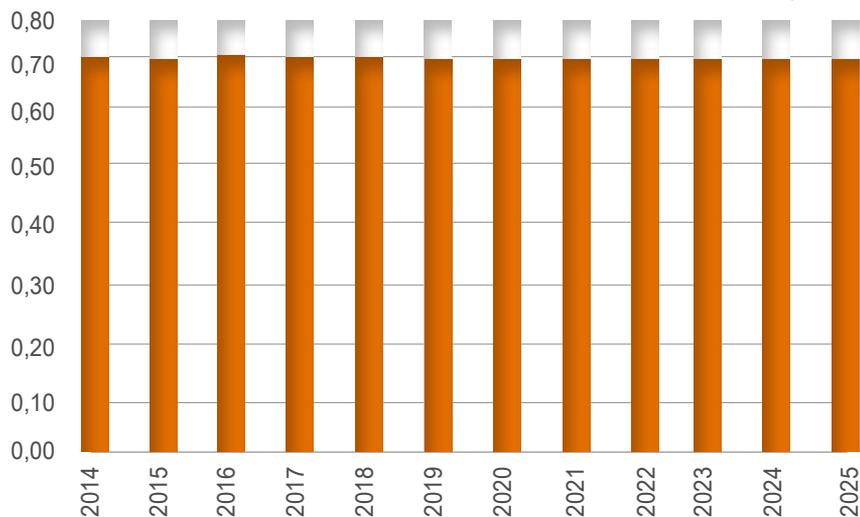
FE proyectado: 0,72 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 18,000 y 29,000 tCO_{2e}/año.

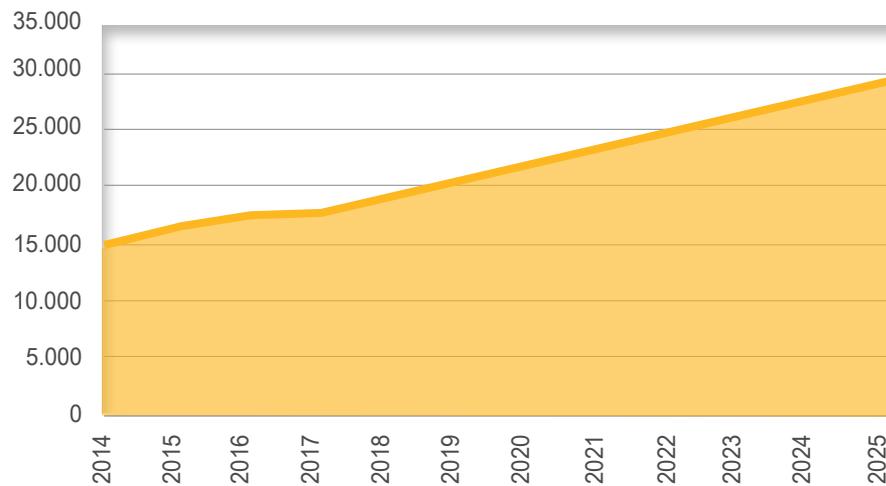
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	José Miguel de Velasco
Sistema eléctrico	San Ignacio de Velasco
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Diesel
Potencia Instalada (MVA)	9,80
Potencia Instalada (MW)	7,84
Potencia a temperatura Media (MW)	6,79
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045
% Crecimiento Anual	6,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,3%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado San Ignacio de Velasco (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado San Ignacio de Velasco (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Santa Cruz: SA San Ignacio de Velasco

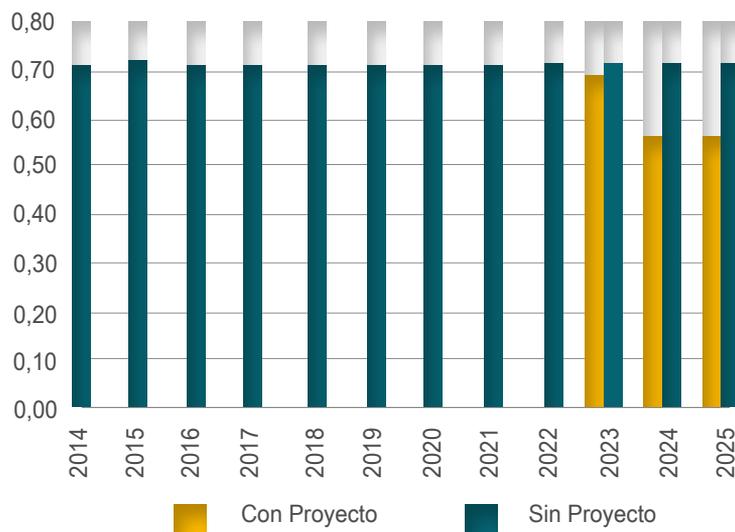
Aplicando metodología AMS-I.A:

Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 6.097 tCO_{2e}/año

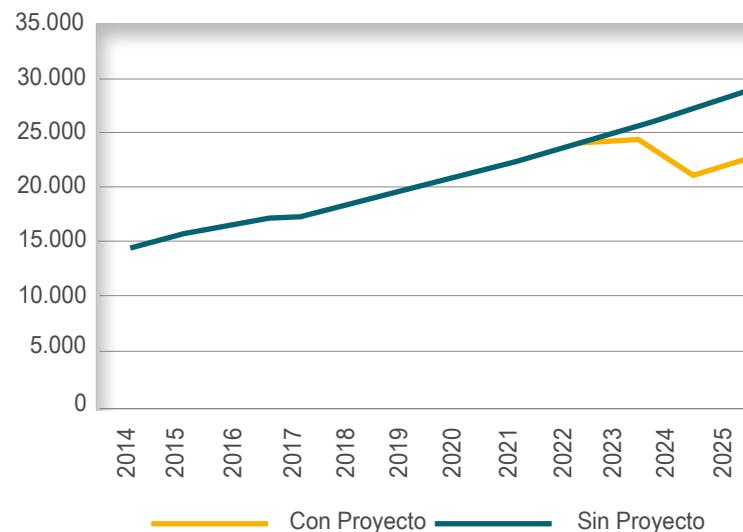
Factor Emisión bajaría de 0,72 a 0,56 tCO_{2e}/MWh

Ficha Técnica	
Proyecto	Conexión al SIN San Ignacio de Velasco
Línea	230 kV (Los Troncos - San Ignacio)
Mes/Año de puesta en operación	nov-23
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado San Ignacio de Velasco (tCO_{2e}/MWh)



Linea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado San Ignacio de Velasco (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA Charagua

Demanda Máxima: 1,11 MW

Usuarios: 3.253 usuarios

Consumo usuario: 109 kWh/mes-usuario

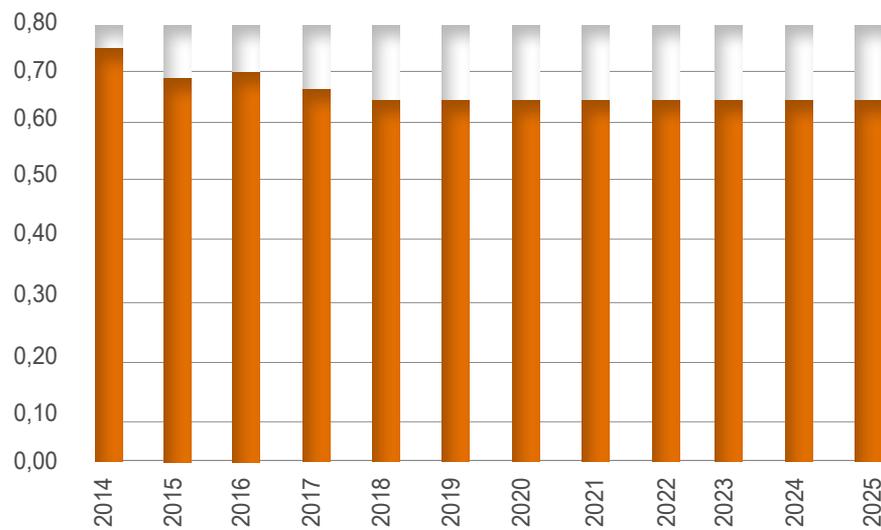
FE proyectado: 0,63 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 3.000 y 5.000 tCO_{2e}/año.

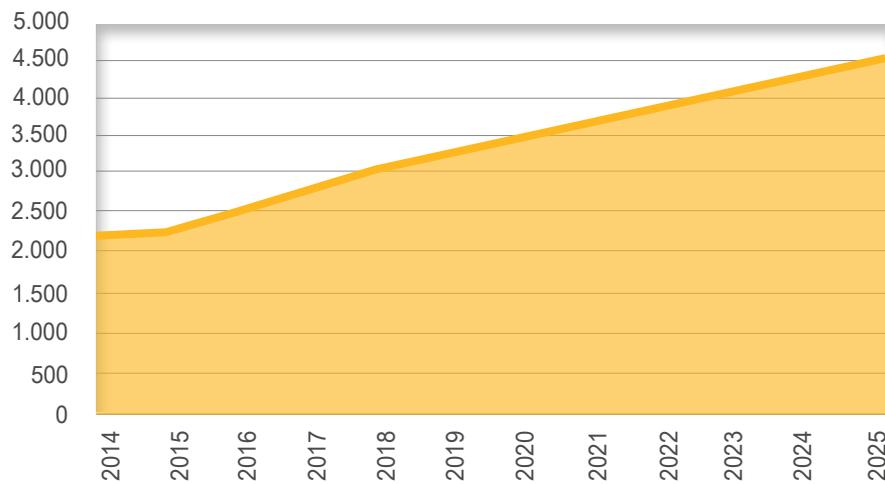
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema eléctrico	Charagua
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	3,13
Potencia Instalada (MW)	2,55
Potencia a temperatura Media (MW)	2,19
Consumo específico (pc/kWh)	11,71
Consumo específico (litros/kWh)	0,28
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	86,3%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Charagua (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Charagua (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Santa Cruz SA El Espino

Demanda Máxima: 0,032 MW (32 kW)

Usuarios: 133 usuarios

Consumo usuario: 70 kWh/mes-usuario

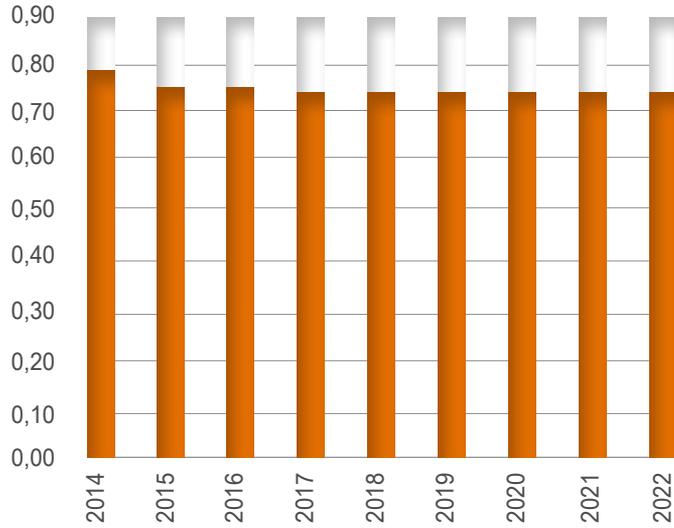
FE proyectado: 0,63 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 3.000 y 5.000 tCO_{2e}/año.

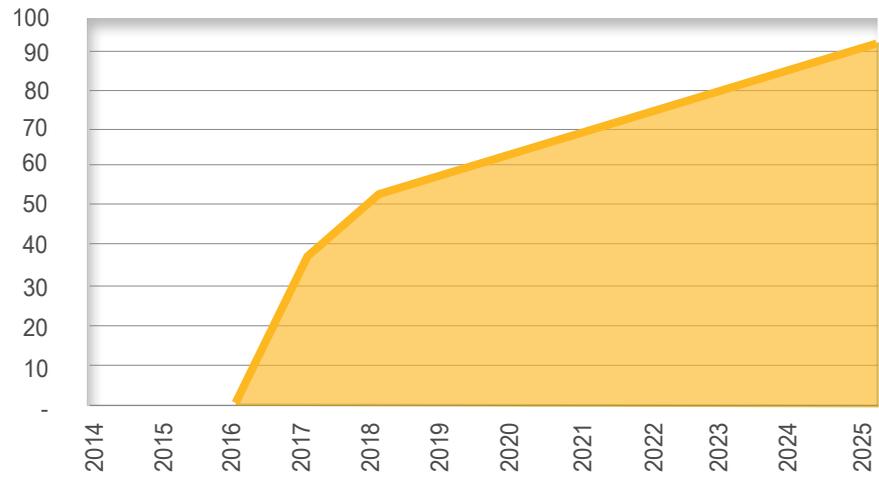
Ficha Técnica

Departamento	Santa Cruz
Provincia	Cordillera
Sistema eléctrico	El Espino
Empresa Operadora	CRE Ltda.
Combustible fósil	Solar/Diesel
Potencia Instalada (MVA)	0,1
Potencia Instalada (MW)	0,1
Potencia a temperatura Media (MW)	0,065
Consumo específico (litros/kWh)	0,29
Energía Renovable	Solar
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	0,06
Potencia a Temperatura Media (MW)	0,06
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	88,9%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Espino (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Espino (tCO_{2e}/año)



➤ 3.5.4 Departamento de Tarija

Tarija tiene tres (3) Sistemas Aislado, Bermejo, Entre Ríos y El Puente. El SA Bermejo tiene previsto en su escenario con proyecto la interconexión al SIN. Ninguno de estos sistemas cuenta con sistemas de generación renovable.

Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Tarija SA Bermejo

Demanda Máxima: 6,10 MW

Usuarios: 12.941 usuarios

Consumo usuario: 148 kWh/mes-usuario

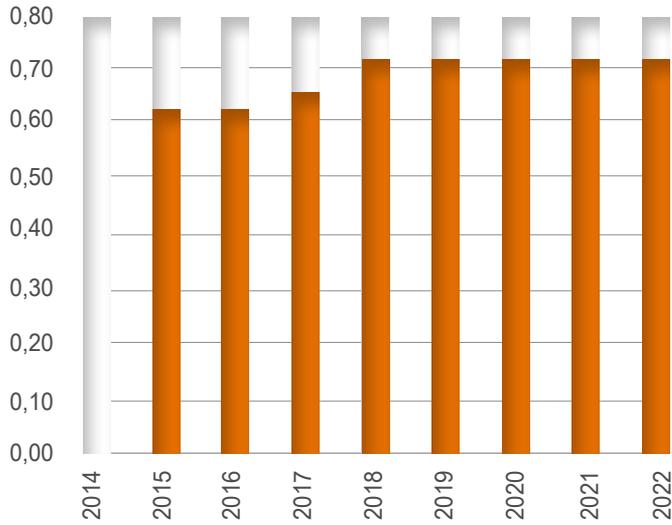
FE proyectado: 0,71 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 20.000 y 30.000 tCO_{2e}/año.

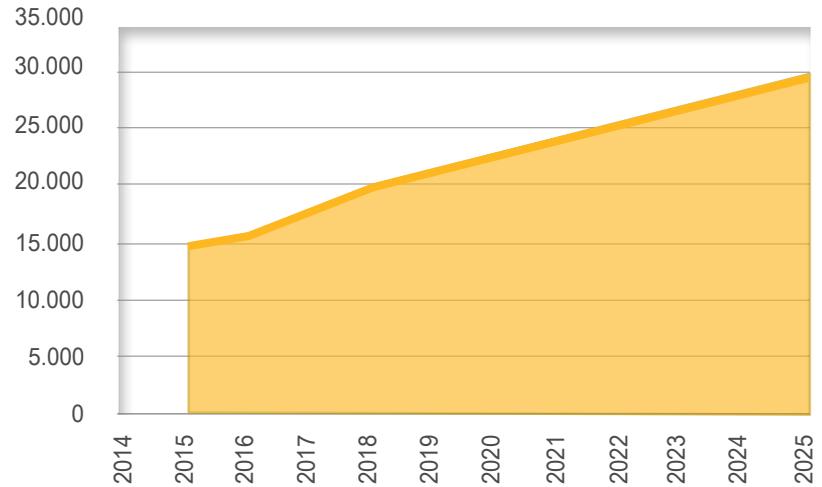
Ficha Técnica

Departamento	Tarija
Provincia	Aniceto Arce
Sistema eléctrico	Bermejo
Empresa Operadora	SETAR
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	18,06
Potencia Instalada (MW)	14,44
Potencia a temperatura Media (MW)	11,55
Consumo específico (litros/kWh)	13,25
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AMS0045
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	80,6%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Bermejo
(tCO_{2e}/año)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Bermejo (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento con Proyectos

Tarija: SA Bermejo

Aplicando metodología AM0045:

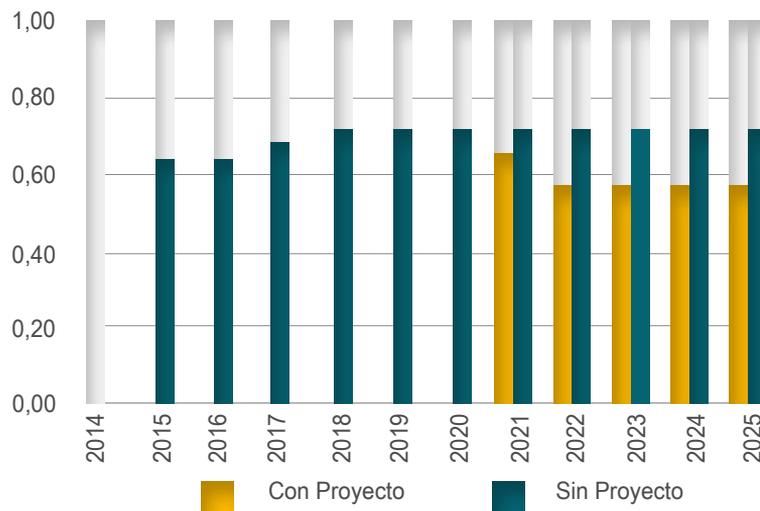
Reducción de emisiones por actividades del proyecto: 4.932 tCO_{2e}/año

Factor Emisión bajaría de 0,71 a 0,56 tCO_{2e}/MWh

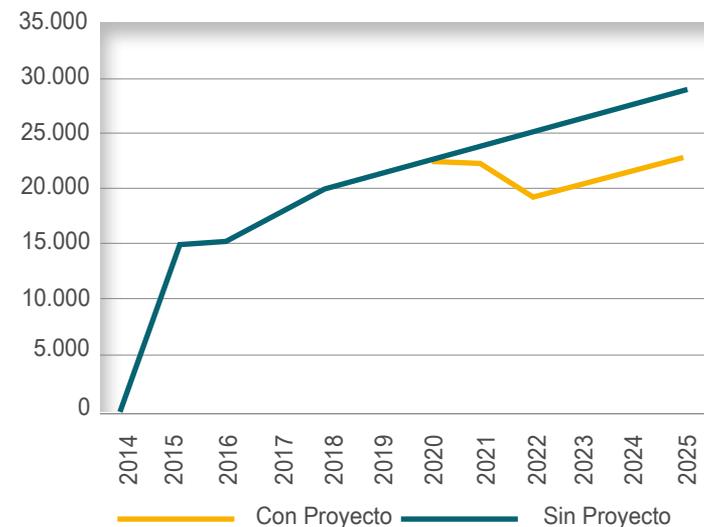
Ficha Técnica

Proyecto	Conexión al SIN Bermejo
Línea	115 kV (Tarija - Bermejo)
Mes/Año de puesta en operación	oct-21
Categoría	Gran Escala
Metodología Aplicable	AM0045

Línea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Bermejo (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones de GEI con y sin Proyecto Sistema Aislado Bermejo (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Tarija SA Entre Rios

Demanda Máxima: 1,70 MW

Usuarios: 4.436 usuarios

Consumo usuario: 87 kWh/mes-usuario

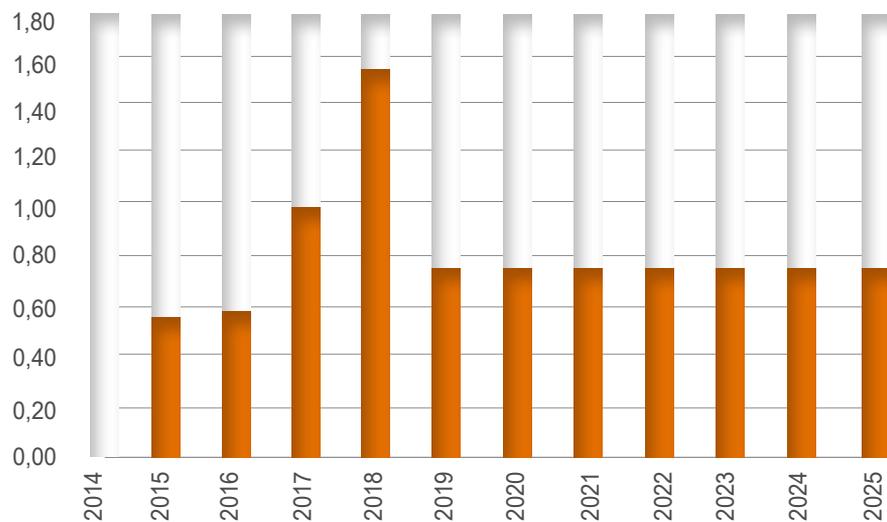
FE proyectado: 0,72 tCO_{2e}/MWh

Emisiones proyectadas: Entre 5.000 y 9.000 tCO_{2e}/año.

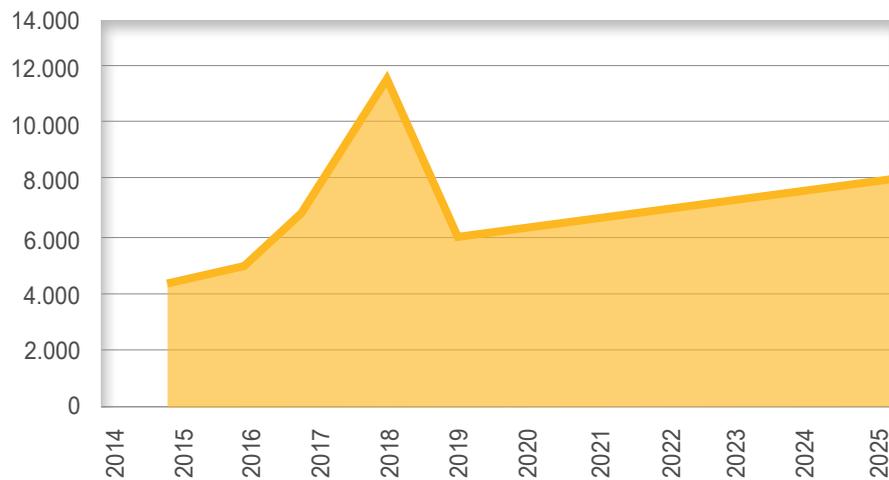
Ficha Técnica

Departamento	Tarija
Provincia	Bunnet O'Connor
Sistema eléctrico	Entre Ríos
Empresa Operadora	SETAR
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	2,97
Potencia Instalada (MW)	2,70
Potencia a temperatura Media (MW)	2,28
Consumo específico (pc/kWh)	13,87
Energía Renovable	No tiene
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	76,3%

Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Bermejo (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado Entre Ríos (tCO_{2e}/año)



Escenario de Expansión y Crecimiento sin Proyectos

Tarija SA El Puente

Demanda Máxima:

Usuarios: N/D

Consumo usuario: N/D

FE proyectado: 0,72 tCO_{2e}/MWh

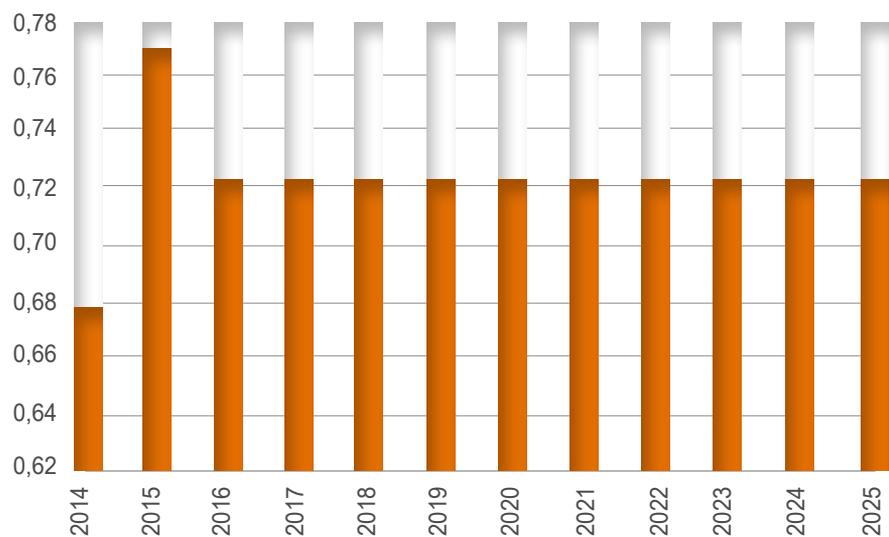
Emisiones proyectadas: Entre 2.500 y 4.000 tCO_{2e}/año.

Ficha Técnica

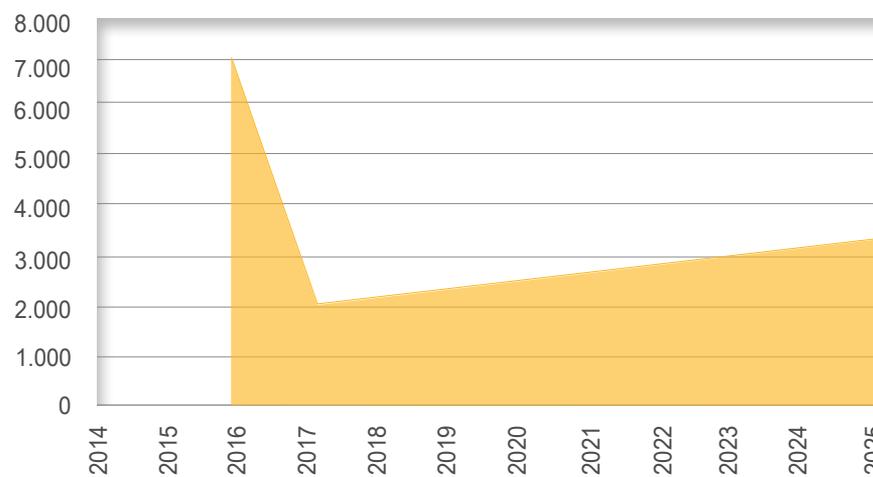
Departamento	Tarija
Provincia	Eustaqui Méndez
Sistema eléctrico	El Puente
Empresa Operadora	Gas & Electricidad S.A.
Combustible fósil	Gas
Potencia Instalada (MVA)	2,20
Potencia Instalada (MW)	1,92
Potencia a temperatura Media (MW)	1,60
Consumo específico (pc/kWh)	13,42
Energía Renovable	
Potencia Instalada (MVA)	
Potencia Instalada (MW)	
Potencia a Temperatura Media (MW)	
Categoría	Pequeña Escala
Metodología Aplicable	AMS I.A
% Crecimiento Anual	5,5%
Energía vendida/Generación Bruta	



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Puente (tCO_{2e}/MWh)



Línea de Base de Emisiones Sistema Aislado El Puente (tCO_{2e}/año)

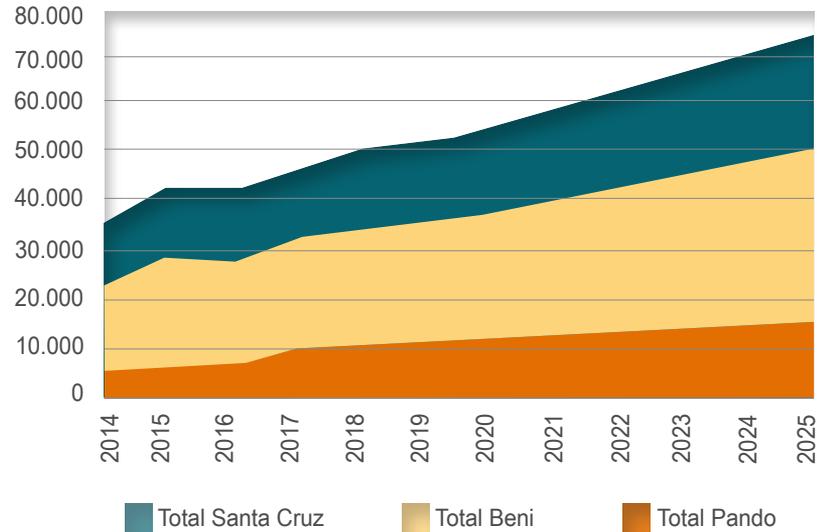


➤ 3.5.5. Consumo de combustible fósil diésel, sin proyectos

El consumo de diésel pasará de 51,8 Millones de litros el año 2018 a 75,2 Millones de litros el año 2025

Beni: 46,63%
Pando: 32,08%.
Santa Cruz: 21,29%

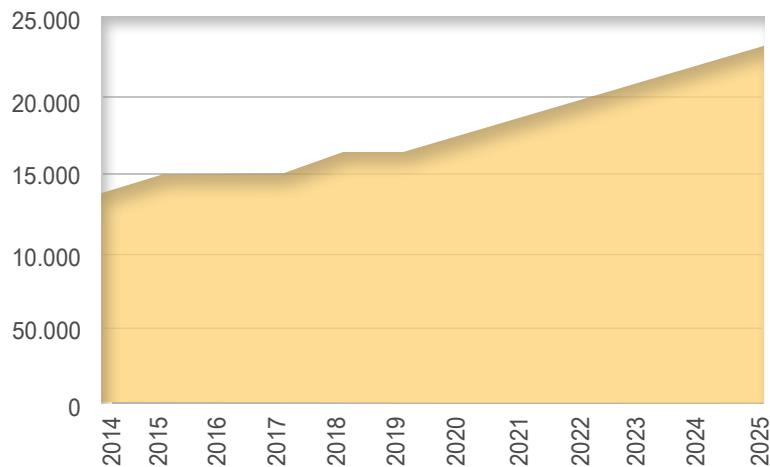
**Combustible Fósil Diésel Histórico y Proyectado
Sistemas Aislados Total Bolivia (Miles de Litros)**



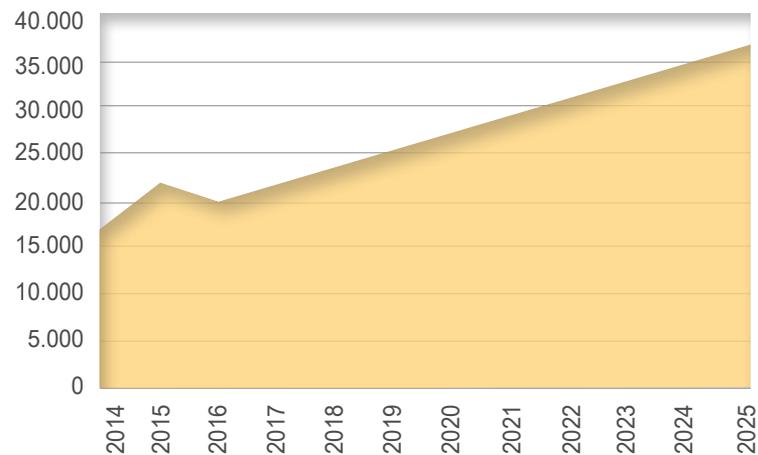
En el caso del Departamento de Tarija, el consumo de diésel no existe dado que todos sus sistemas aislados operan con combustible fósil gas natural.



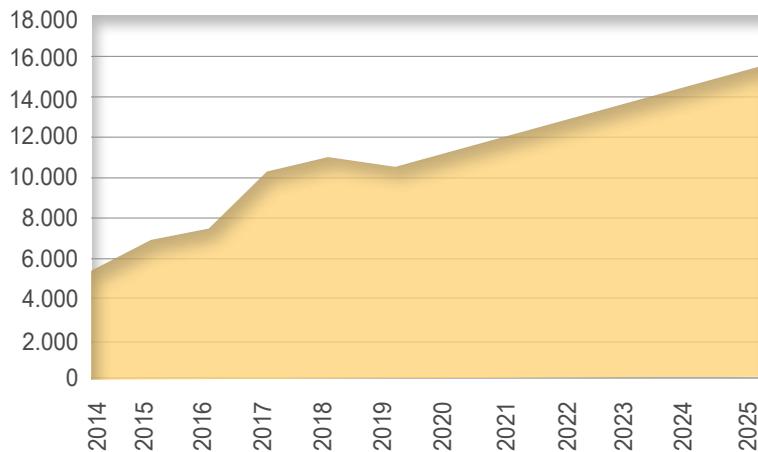
**Combustible Fósil Diésel Departamento de Pando
(Miles de Litros)**



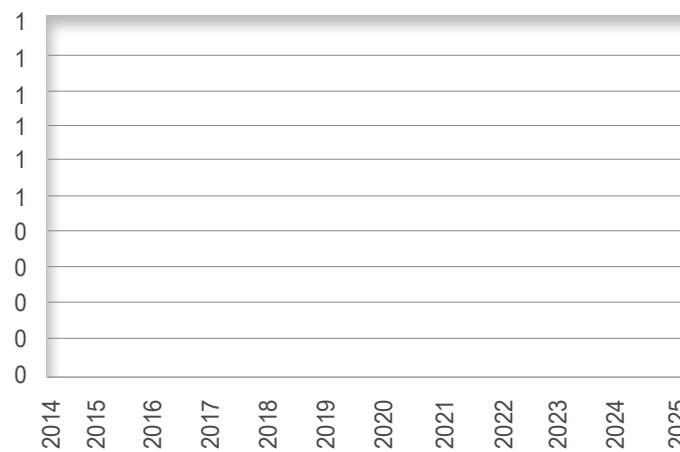
**Combustible Fósil Diésel Departamento del Beni
(Miles de Litros)**



**Combustible Fósil Diésel Departamento de Santa Cruz
(Miles de Litros)**



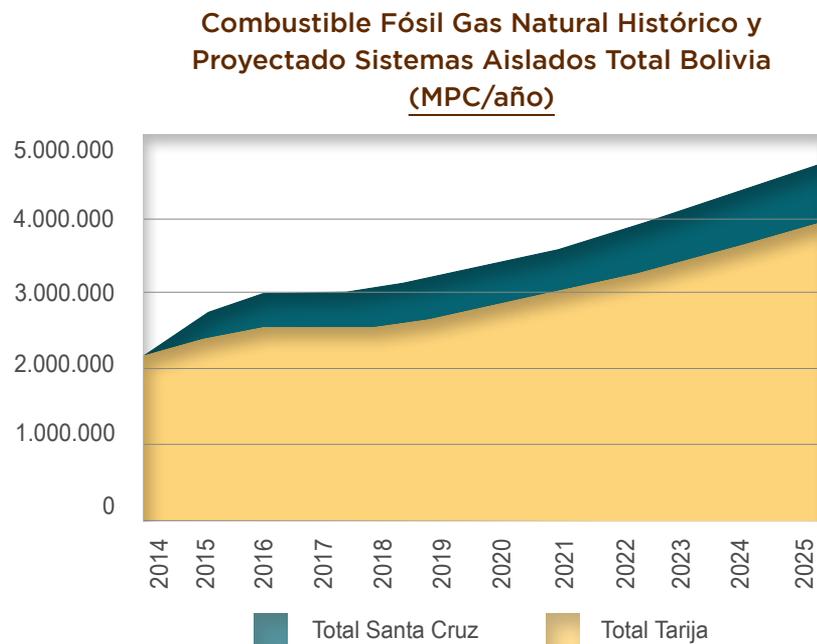
**Combustible Fósil Diésel Departamento de Tarija
(Miles de Litros)**



➤ 3.5.6. Consumo de combustible fósil gas natural, sin proyectos

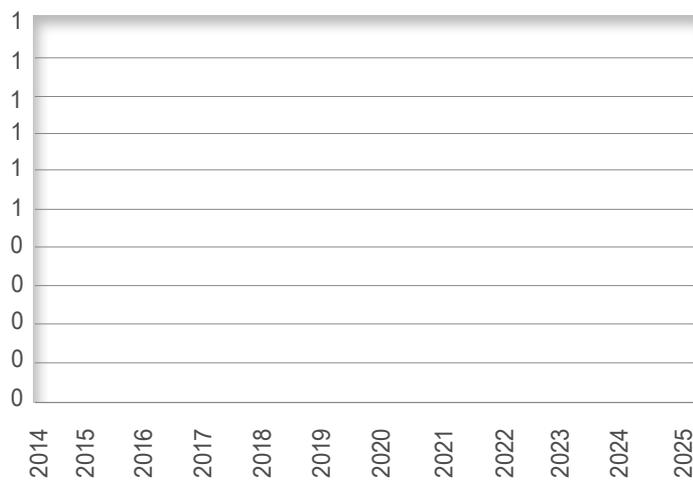
El consumo de gas natural pasará de 3.166,2 MMpc el año 2018 a 4.578,0 MMpc el año 2025

Santa Cruz: 83,4%
Tarija: 16,6%

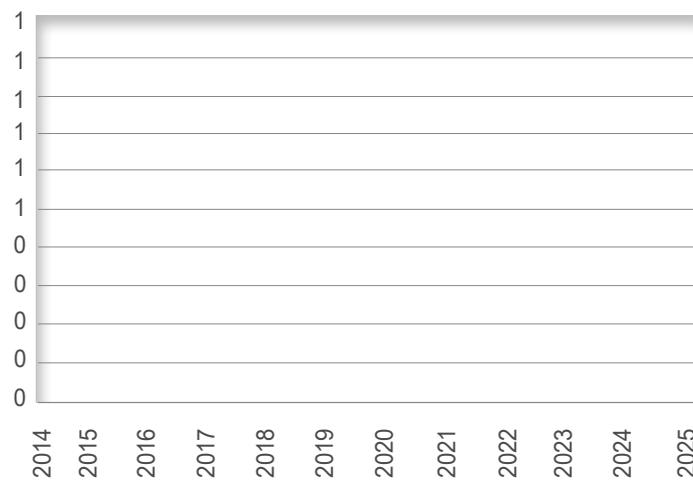


En el caso de los Departamentos de Pando y Beni, el consumo de gas natural no existe dado que todos sus sistemas aislados operan con combustible fósil diésel.

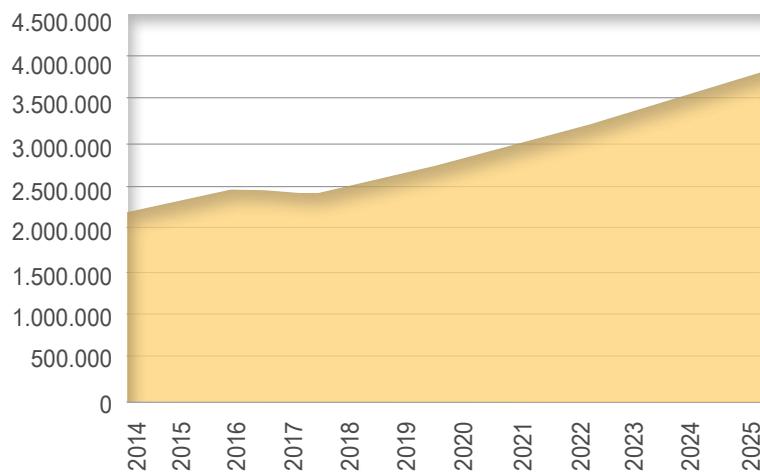
Combustible Fósil Gas Natural Departamento de Pando (MPC/año)



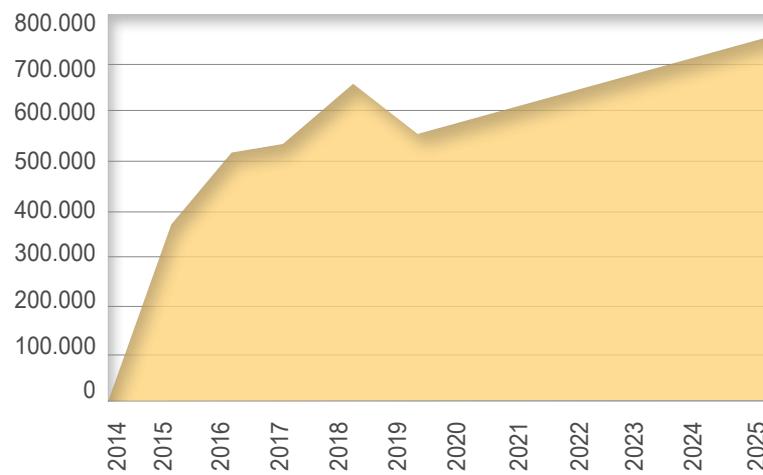
Combustible Fósil Gas Natural Departamento del Beni (MPC/año)



Combustible Fósil Gas Natural Departamento de Santa Cruz (MPC/año)



Combustible Fósil Gas Natural Departamento de Tarija (MPC/año)



➤ 3.5.7.Emisiones de GEI, sin proyectos



Las emisiones de GEI pasarán de 300.690 tCO_{2e} el año 2018 a 441.119 tCO_{2e} el año 2025

Pando: 13,60

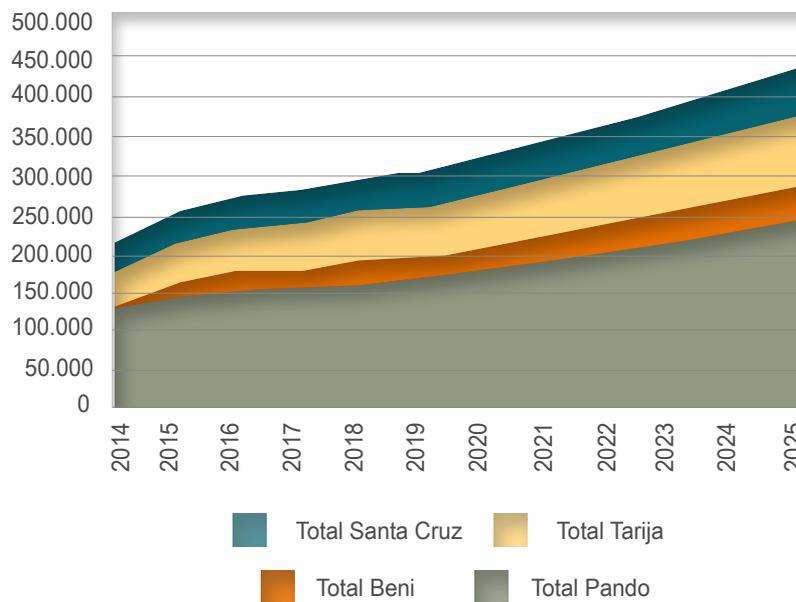
Beni: 21,45%

Santa Cruz: 55,65%

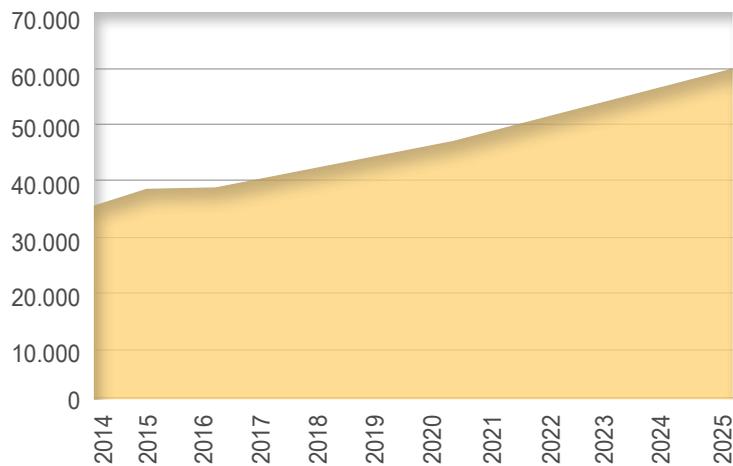
Tarija: 9,30



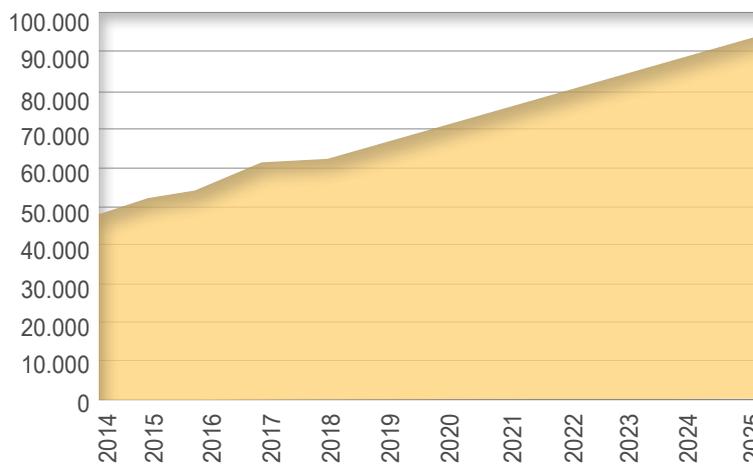
Emisiones de GEI sin proyectos
Total Bolivia Sistemas Aislados (tCO_{2e}/año)



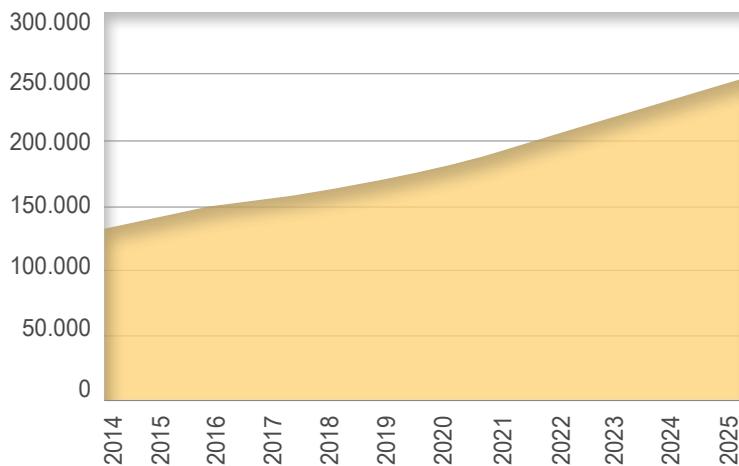
Emisiones de GEI sin proyectos Departamento de Pando (tCO_{2e}/año)



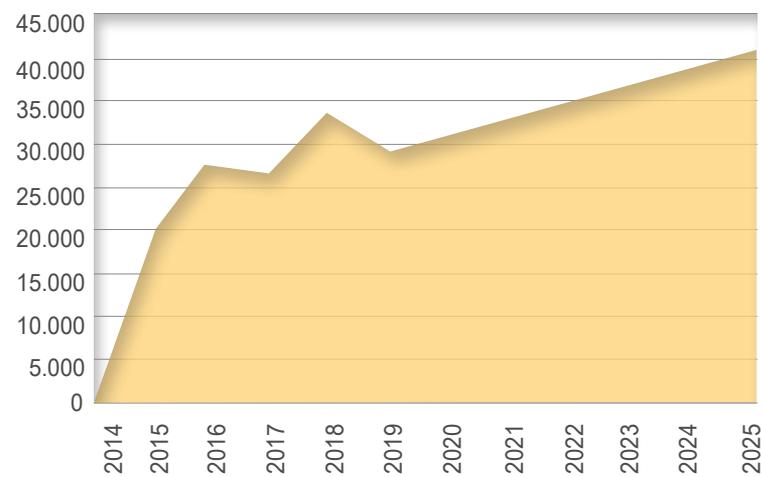
Emisiones de GEI sin proyectos Departamento del Beni (tCO_{2e}/año)



Emisiones de GEI sin proyectos Departamento de Santa Cruz (tCO_{2e}/año)



Emisiones de GEI sin proyectos Departamento de Tarija (tCO_{2e}/año)



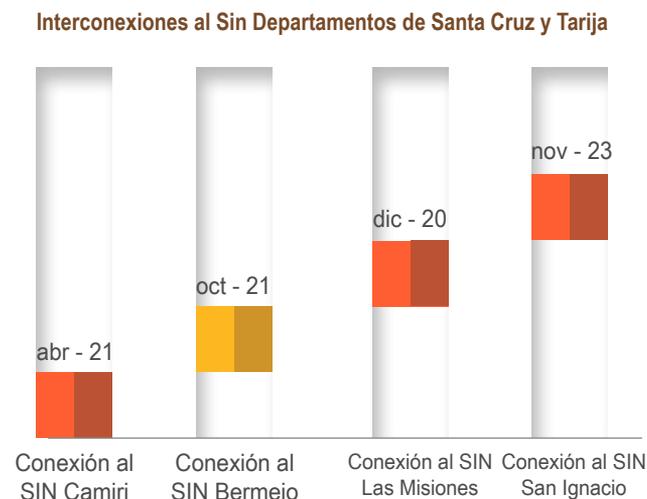
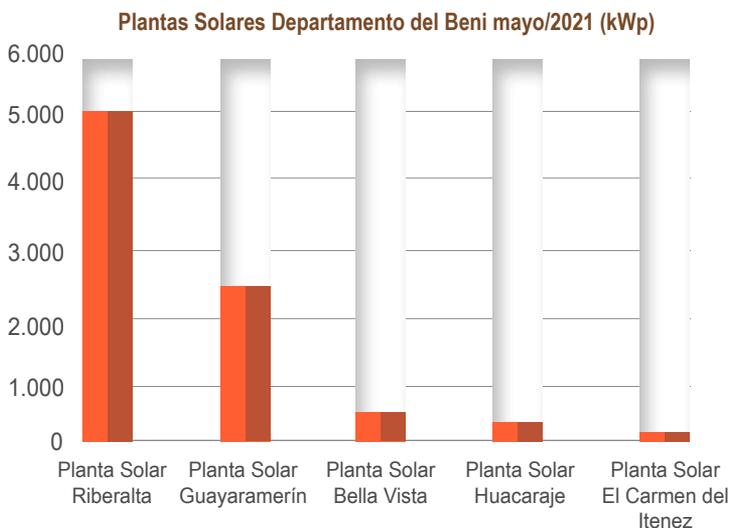
➤ 3.5.8. Escenario de expansión y crecimiento con proyectos



Nueve (9) proyectos, para el periodo 2019 - 2025:

Cinco (5) Plantas Solares
Cuatro (4) proyectos de interconexión

PROYECTOS PREVISTOS HASTA EL 2025				
Proyectos Hibridación/Plantas Solares				
1	Planta Solar Riberalta	kWp	5.000	may-21
2	Planta Solar Guayaramerín	kWp	2.500	may-21
3	Planta Solar Bella Vista	kWp	342	may-21
4	Planta Solar Huacaraje	kWp	250	may-21
5	Planta Solar El Carmen del Itenez	kWp	175	may-21
Total Plantas Solares		kWp	8.267	
Proyectos de Interconexión al SIN				
6	Conexión al SIN Camiri	115 kV (Padilla - Monteagudo - Camiri)		abr-21
7	Conexión al SIN Bermejo	115 kV (Tarija - Bermejo)		oct-21
8	Conexión al SIN Las Misiones	230 kV (Los Troncos - Guarayos)		dic-20
9	Conexión al SIN San Ignacio	230 kV (Los Troncos - San Ignacio)		nov-23



3.5.8.1. Generación de energía con fuentes renovables (Solar) e Interconexiones



La Energía Renovable y menos intensiva en CO₂-e, con la ejecución de proyectos empezaría a ser relevante y representaría los siguientes % sobre el total:

Pando: 7,15%

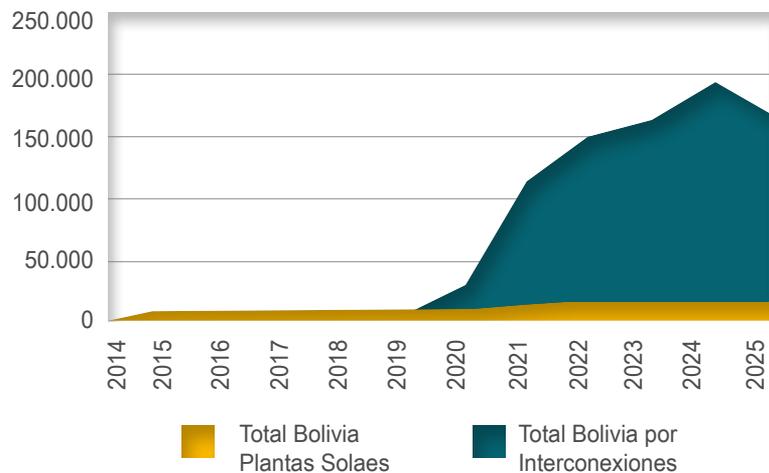
Beni: 6%

Santa Cruz: 22,14%

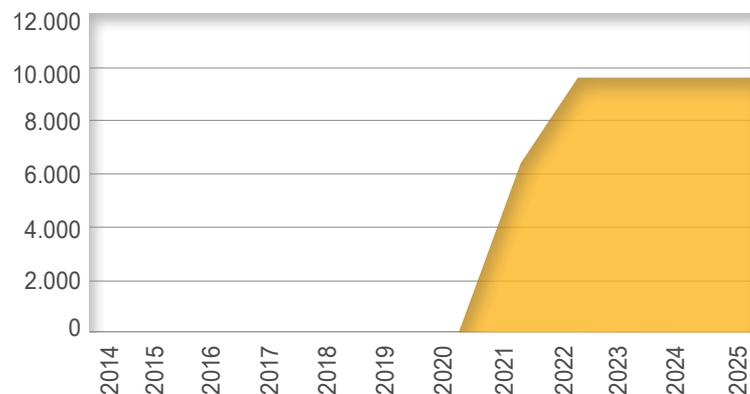
Tarija: 32,75%

Total Bolivia SA: 17,72%

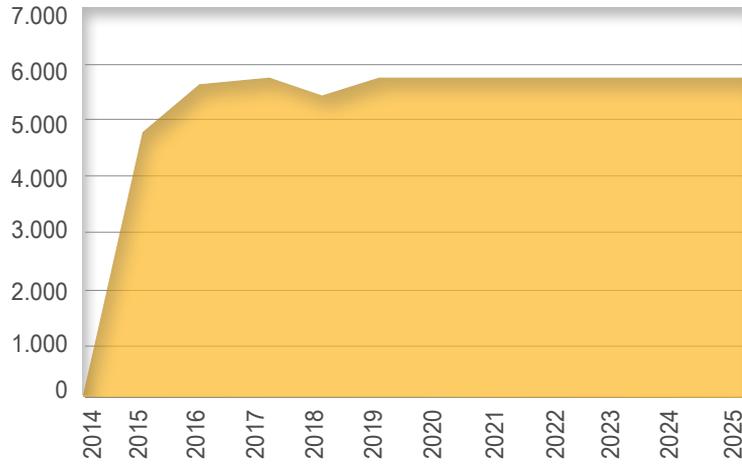
Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Total Bolivia (MWh)



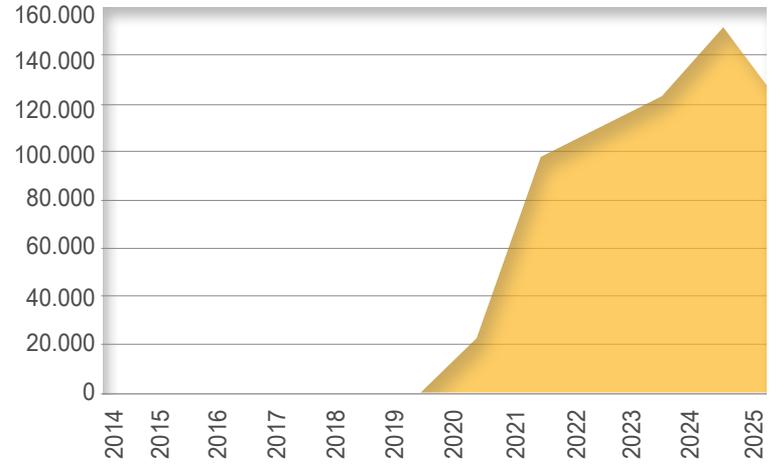
Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Departamento del Beni (MWh)



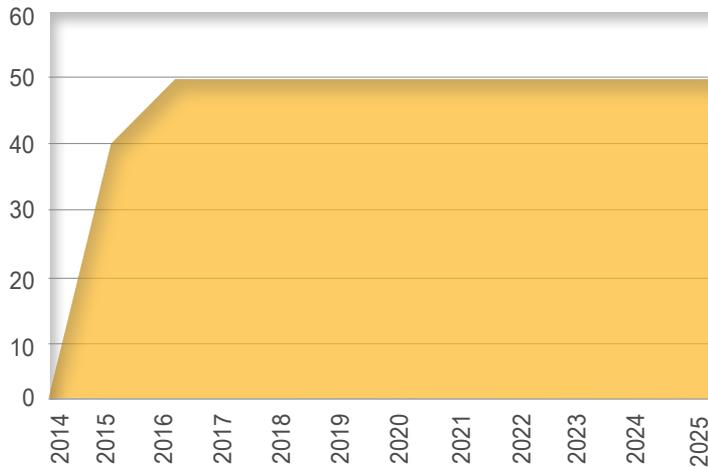
Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Departamento de Pando (MWh)



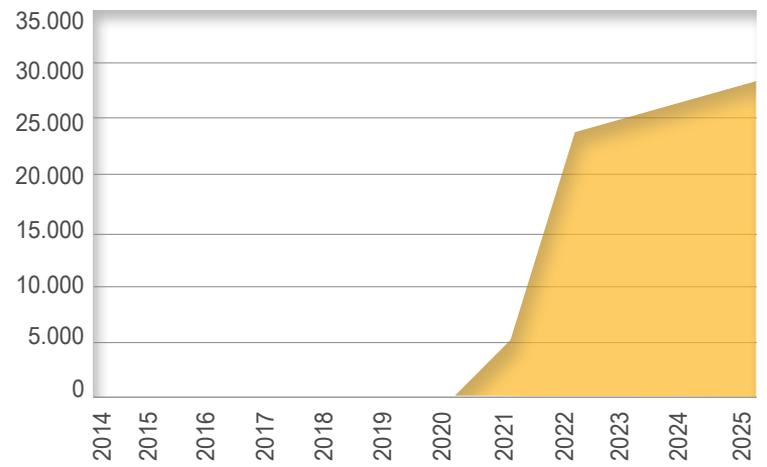
Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Departamento de Santa Cruz (MWh)



Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Departamento de Pando (MWh)



Generación Energía Renovable Sistemas Aislados Departamento de Santa Cruz (MWh)



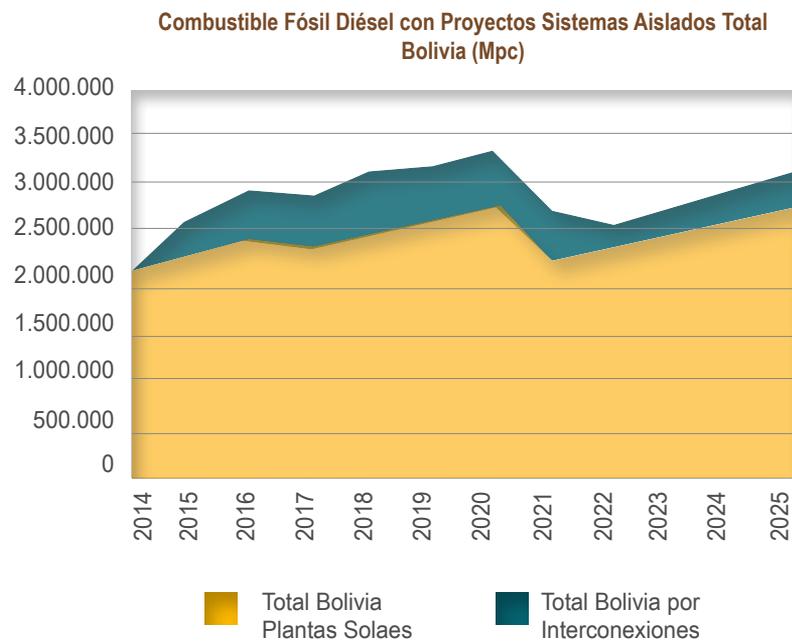
3.5.8.2. Consumo de combustible fósil diésel, con proyectos

El consumo de diésel pasará de 51,8 Millones de litros el año 2018 a 61,9 Millones de litros el año 2025

Para el año 2025, sería:

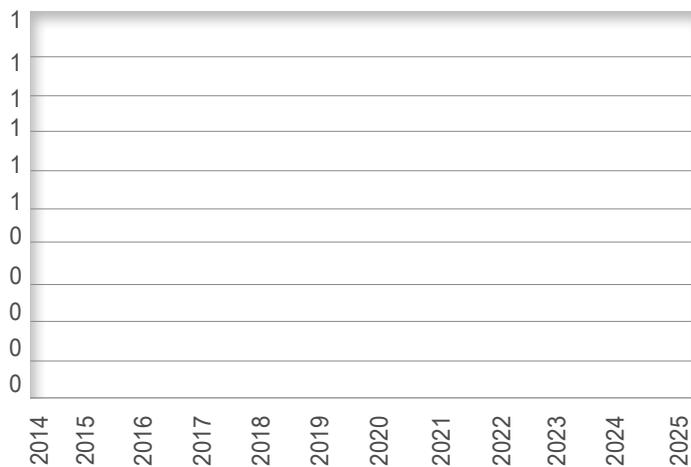
Santa Cruz: 88%

Tarija: 12%

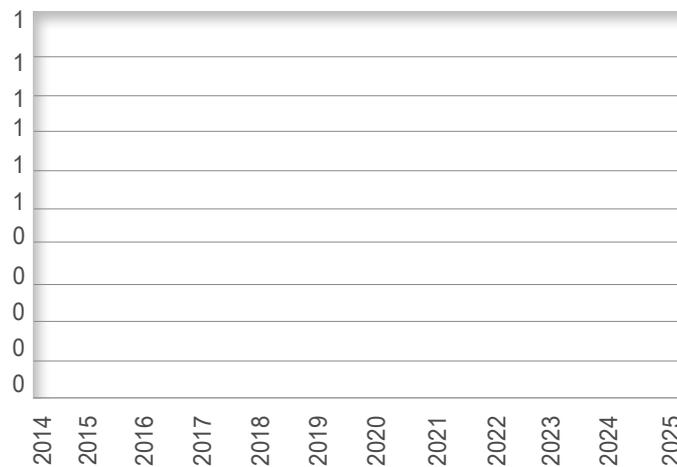


En el caso de los Departamentos de Pando y Beni, el consumo de gas natural no existe dado que todos sus sistemas aislados operan con combustible fósil diésel.

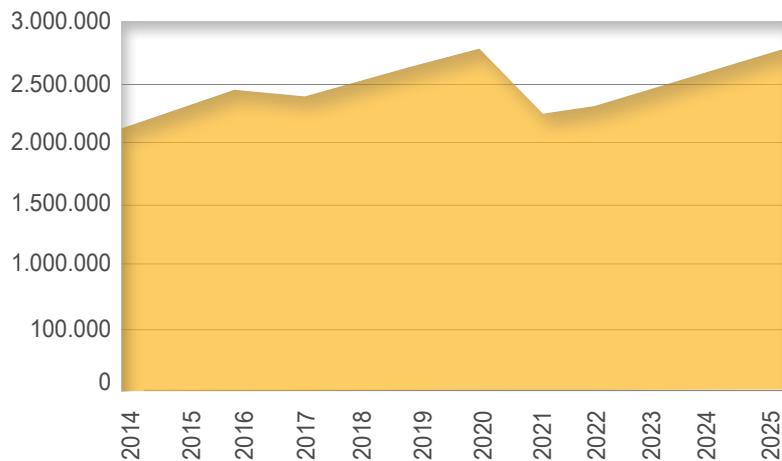
Combustible Fósil Gas Natural con Proyectos Departamento de Pando (Mpc)



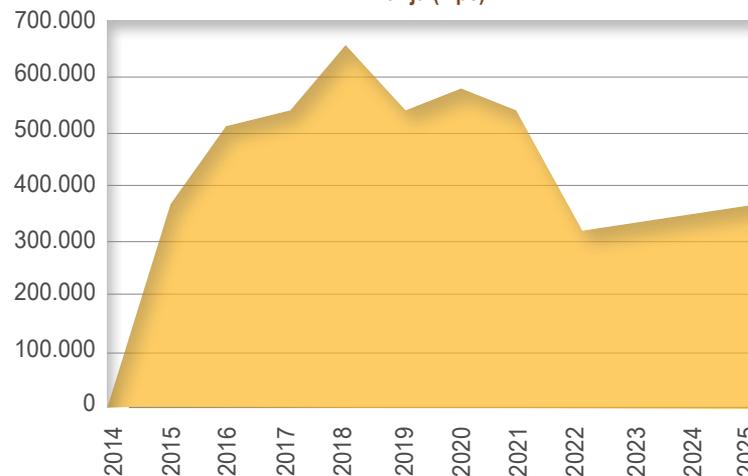
Combustible Fósil Gas Natural con Proyectos Departamento del Beni (Mpc)



Combustible Fósil Gas Natural con Proyectos Departamento de Santa Cruz (Mpc)



Combustible Fósil Gas Natural con Proyectos Departamento de Tarija (Mpc)



3.5.8.3. Emisiones de GEI, con proyectos



Las emisiones de GEI pasarán de 300.690 tCO_{2e} el año 2018 a 405.997 tCO_{2e} el año 2025

Pando: 14,70%

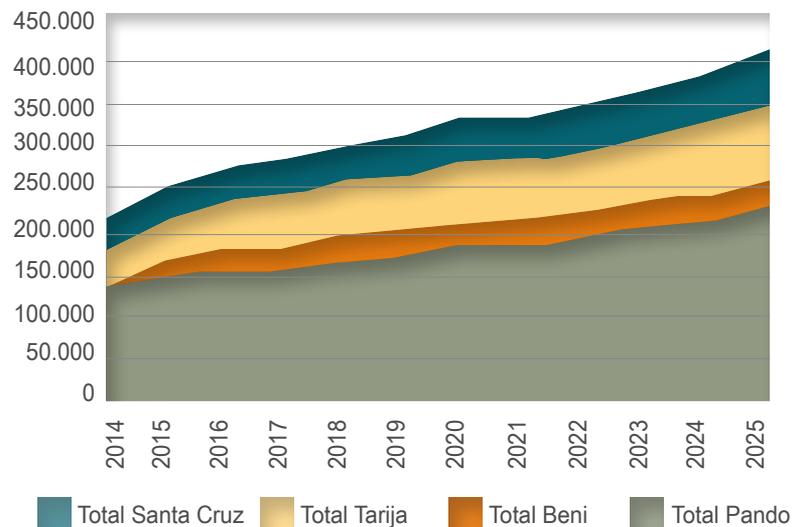
Beni: 21,60%

Santa Cruz: 55,08%

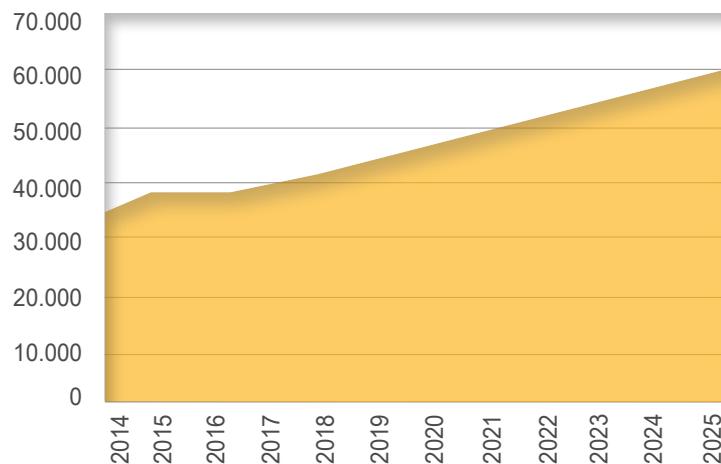
Tarija: 8,55%



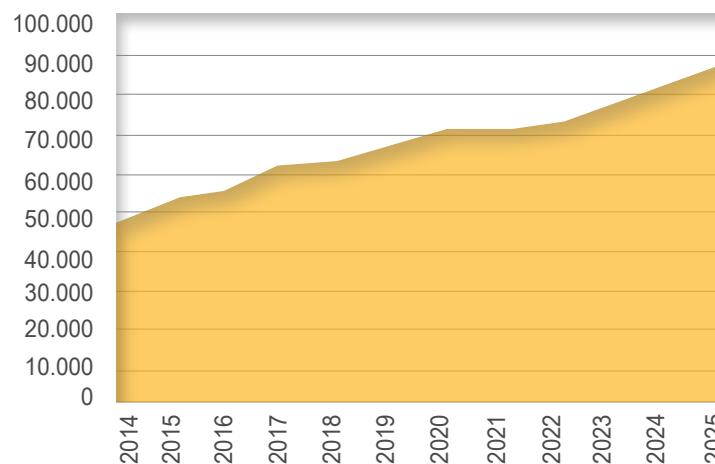
Combustible Fósil Gas Natural con Proyectos Sistemas Aislados Total Bolivia (Mpc)



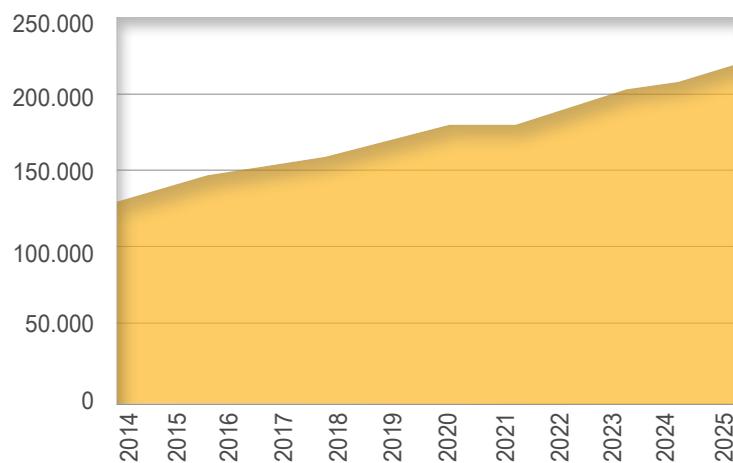
**Emissiones de GEI con proyectos Departamento del Pando
(tCO_{2e}/año)**



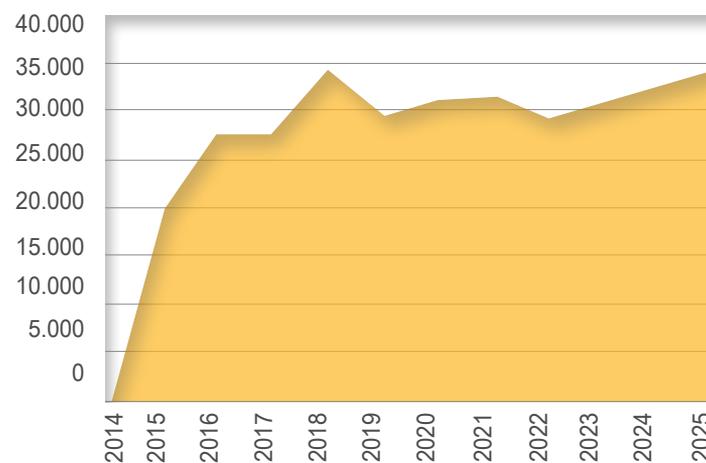
**Emissiones de GEI con proyectos Departamento del Beni
(tCO_{2e}/año)**



**Emissiones de GEI con proyectos Departamento de Santa Cruz
(tCO_{2e}/año)**



**Emissiones de GEI con proyectos Departamento de Tarija
(tCO_{2e}/año)**



3.5.8.4. Factores de Emisión de GEI, con proyectos



El factor de Emisión de GEI del conjunto de los SA, bajaría a 0,62 tCO₂/MWh

Pando: 0,63 el año 2018 a 0,65 tCO_{2e}/MWh el año 2025

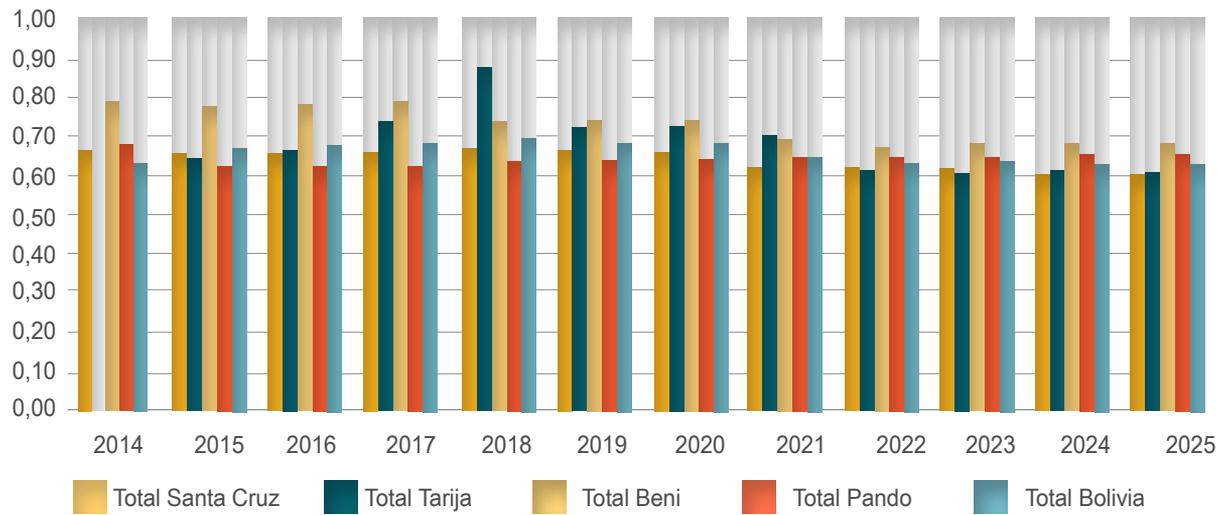
Beni: 0,74 el año 2018 a 0,68 tCO_{2e}/MWh el año 2025

Santa Cruz: 0,66 el año 2018a 0,60 tCO_{2e}/MMWh el año 2025

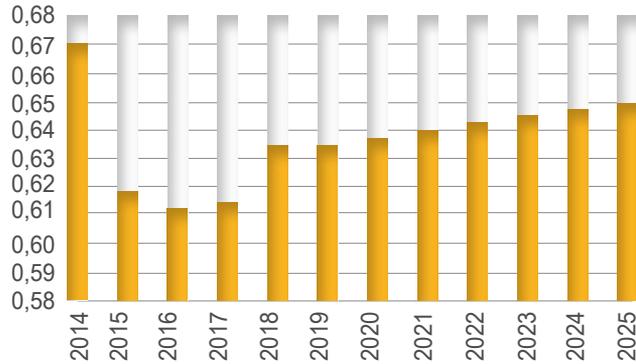
Tarija: 0,87 el año 2018a 0,61 tCO_{2e}/MWh el año 2025



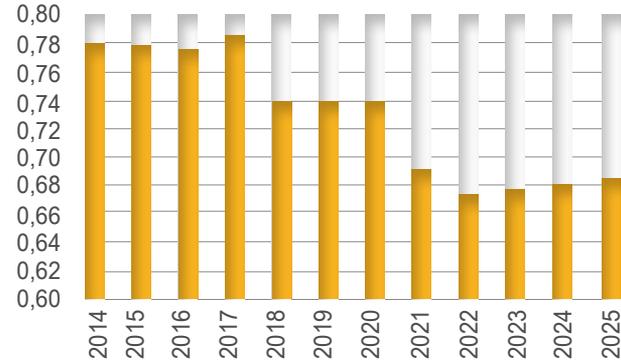
Factores de Emisiones de GEI con proyectos Sistemas Aislados Total Bolivia (tCO_{2e}/MWh)



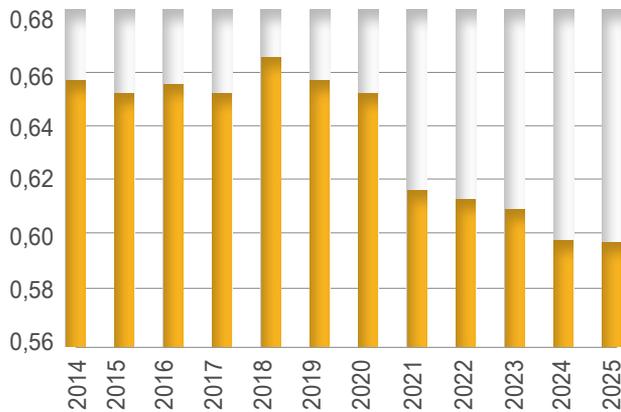
Factores de Emisiones de GEI con proyectos Departamento de Pando (tCO_{2e}/MWh)



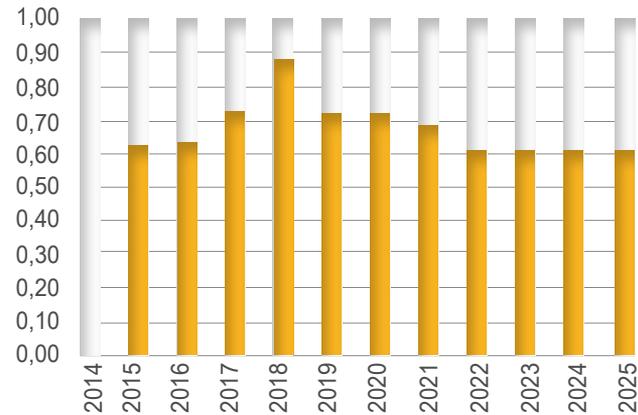
Factores de Emisiones de GEI con proyectos Departamento del Beni (tCO_{2e}/MWh)



Factores de Emisiones de GEI con proyectos Departamento de Santa Cruz (tCO_{2e}/MWh)



Factores de Emisiones de GEI con proyectos Departamento del Tarija (tCO_{2e}/MWh)



➤ 3.5.9. Análisis con y sin las actividades de proyectos

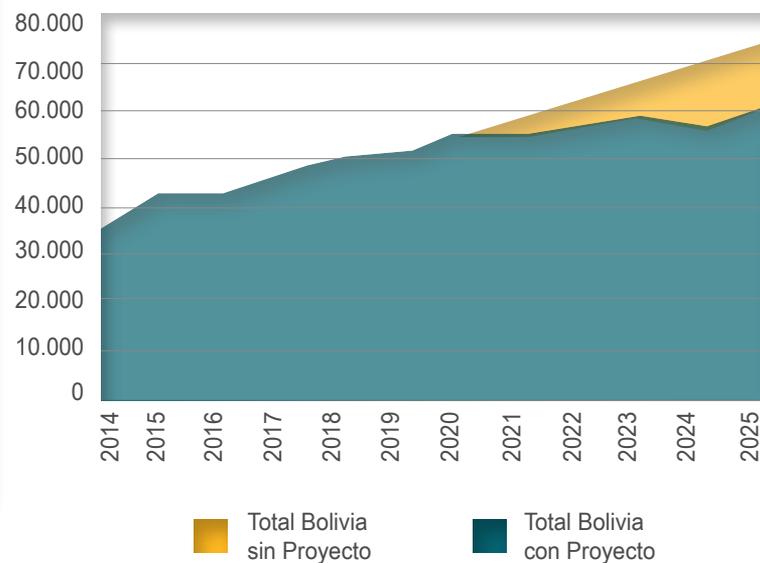
Se muestra a continuación la diferencia en las variables de análisis (Consumo de Diesel, Gas Natural, Emisiones de GEI y Factor de Emisiones) considerando la situación sin proyectos o línea de base y la situación con la ejecución de los proyectos propuestos.

3.5.9.1. Consumo de diésel con y sin actividades de proyectos

El consumo de diésel por las actividades de los proyectos, se reduciría en 9,33% en el periodo 2019-2025:

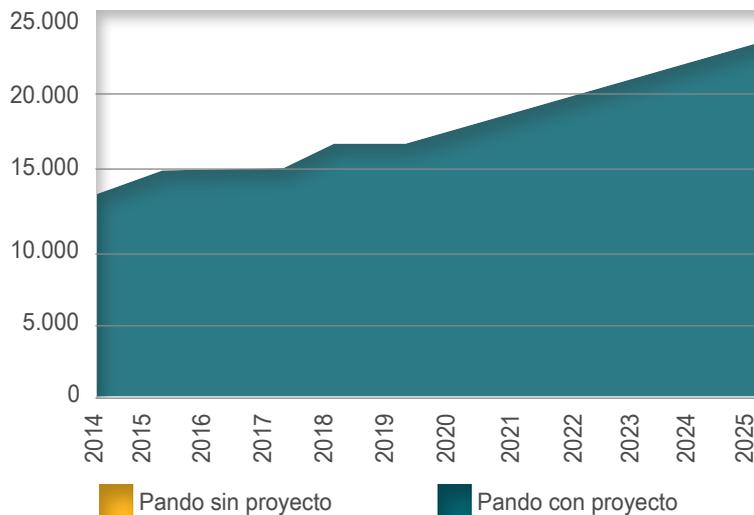
- Beni: 12,7 MM litros
- Santa Cruz: 28,9 MM litros
- Total Bolivia SA: 41,6 MM litros

Consumo de diésel con y sin proyecto Sistema Aislado Total Bolivia (Miles de Litros)

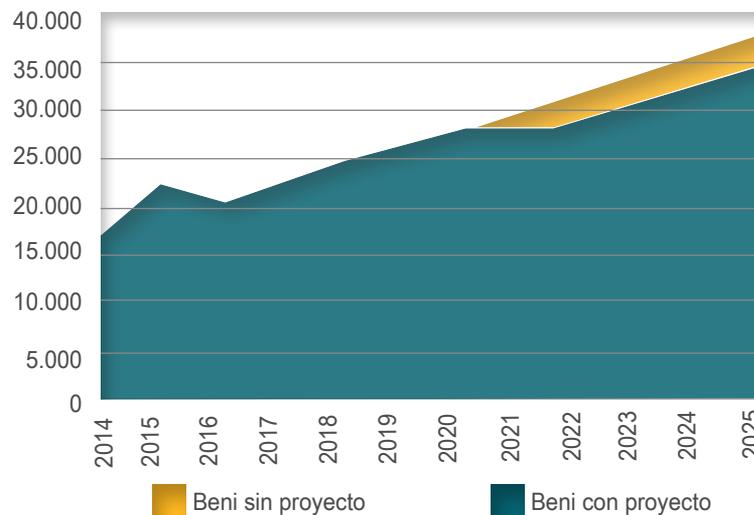


En el caso del Departamento de Tarija, el consumo de diésel no existe dado que todos sus sistemas aislados operan con combustible fósil gas natural.

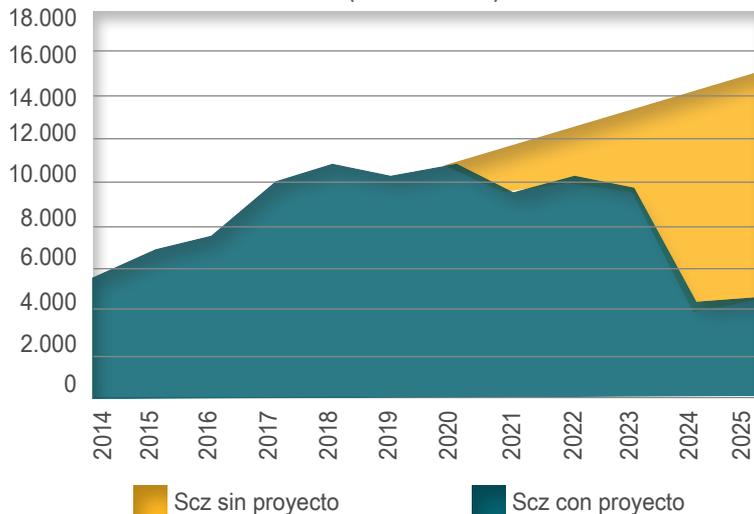
**Consumo de diésel con y sin proyecto Sistema Aislado Pando
(Miles de Litros)**



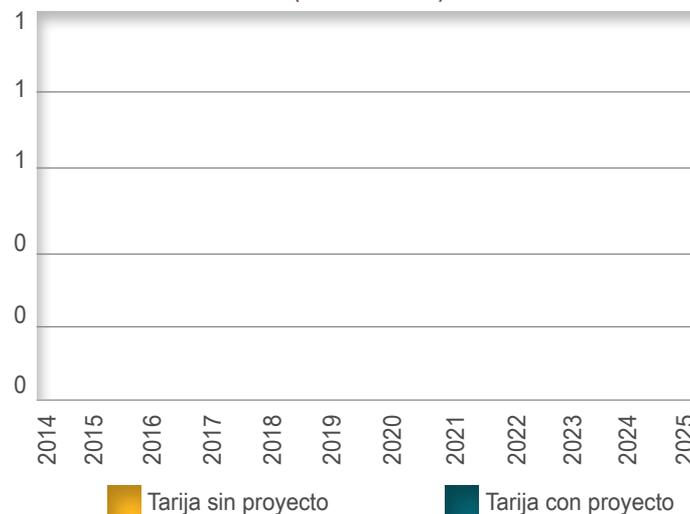
**Consumo de diésel con y sin proyecto Sistema Aislado Beni
(Miles de Litros)**



**Consumo de diésel con y sin proyecto Sistema Aislado Santa Cruz
(Miles de Litros)**



**Consumo de diésel con y sin proyecto Sistema Aislado Tarija
(Miles de Litros)**



3.5.9.2. Consumo de gas natural con y sin actividades de proyectos

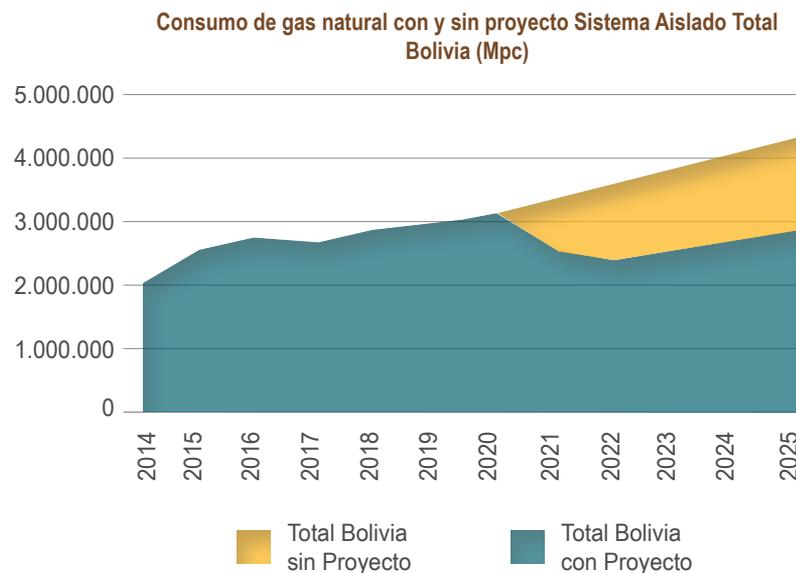


El consumo de gas natural por las actividades de los proyectos, se reduciría en 22,40% en el periodo 2019-2025:

Santa Cruz: 4.576,6 MMpc

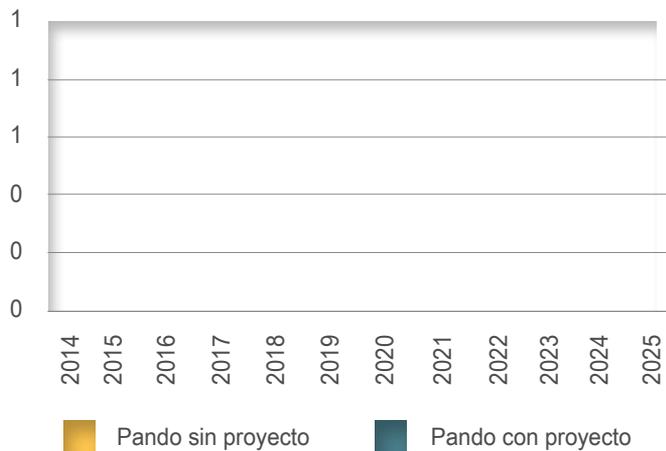
Tarija: 1.480,6 MMpc

Total Bolivia SA: 6.057,2 MMpc

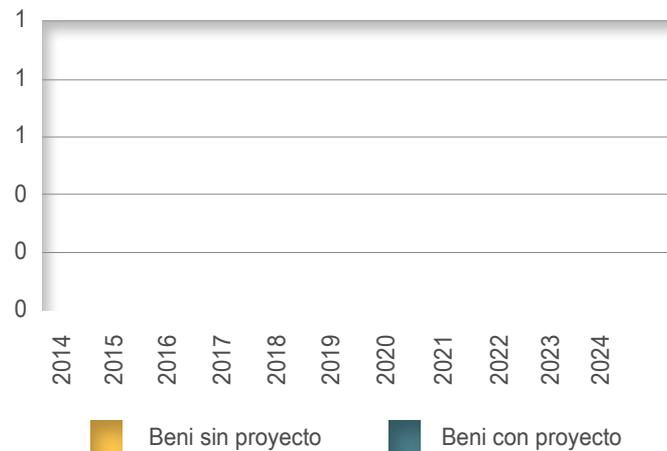


En el caso de los Departamentos de Pando y Beni, el consumo de gas natural no existe dado que todos sus sistemas aislados operan con combustible fósil diésel.

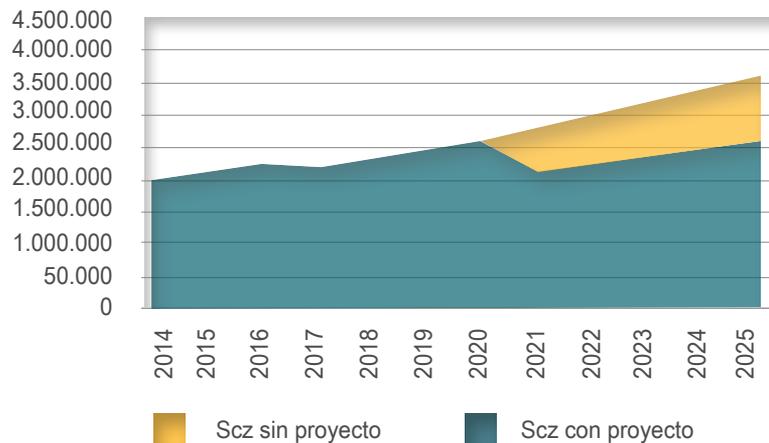
Consumo de gas natural con y sin proyecto Sistema Aislado Pando (Mpc)



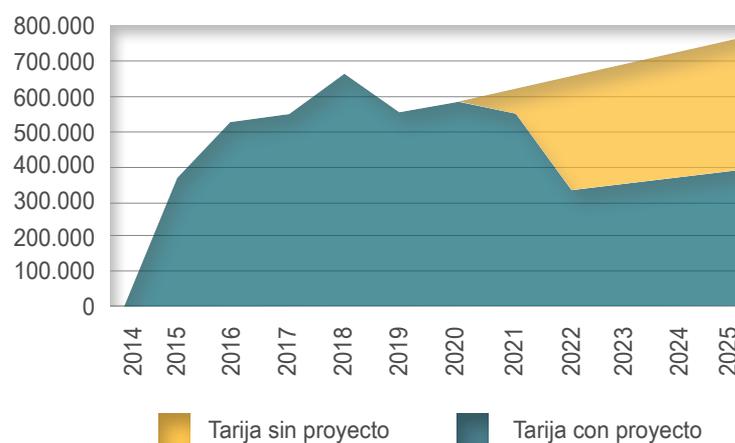
Consumo de gas natural con y sin proyecto Sistema Aislado Beni (Mpc)



Consumo de gas natural con y sin proyecto Sistema Aislado Santa Cruz (Mpc)



Consumo de gas natural con y sin proyecto Sistema Aislado Tarija (Mpc)

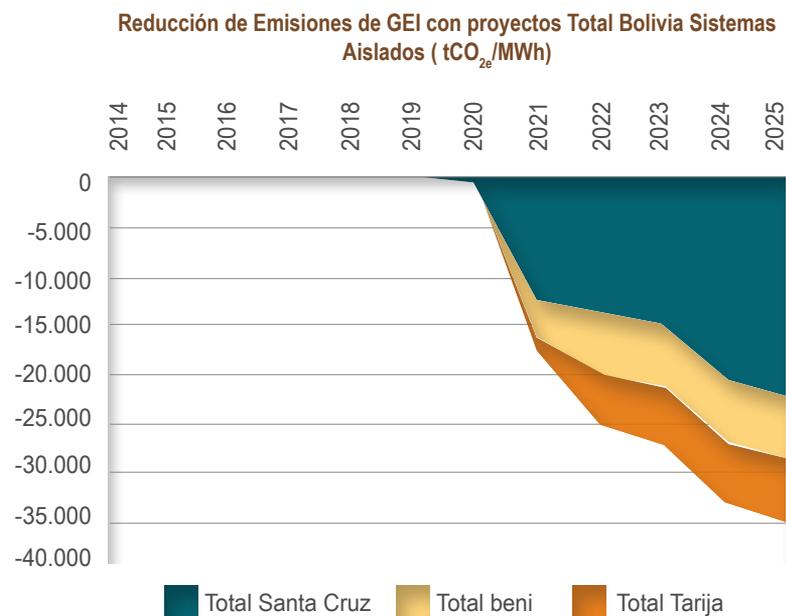


3.5.9.3. Reducciones de emisiones de GEI, por las actividades de proyectos

La reducción de emisiones de GEI para el periodo 2019-2025 en los SA, alcanzaría a 139.972 tCO_{2e}

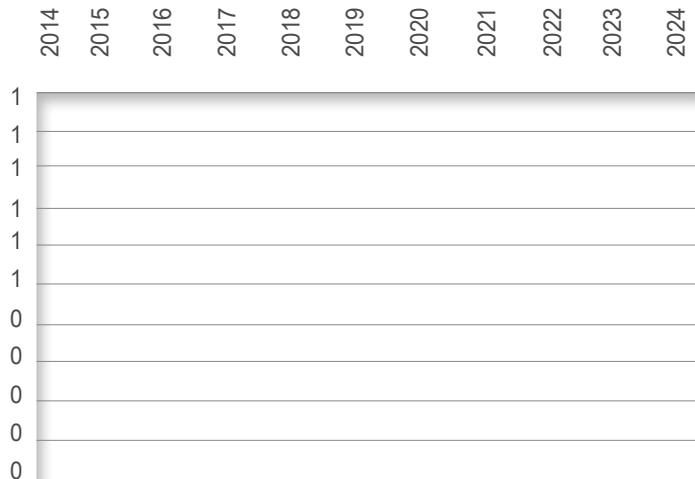
La reducción de emisiones 2019-2025, sería:

- Beni: 32.350 tCO_{2e}
- Santa Cruz: 82.964 tCO_{2e}
- Tarija: 24.659 tCO_{2e}

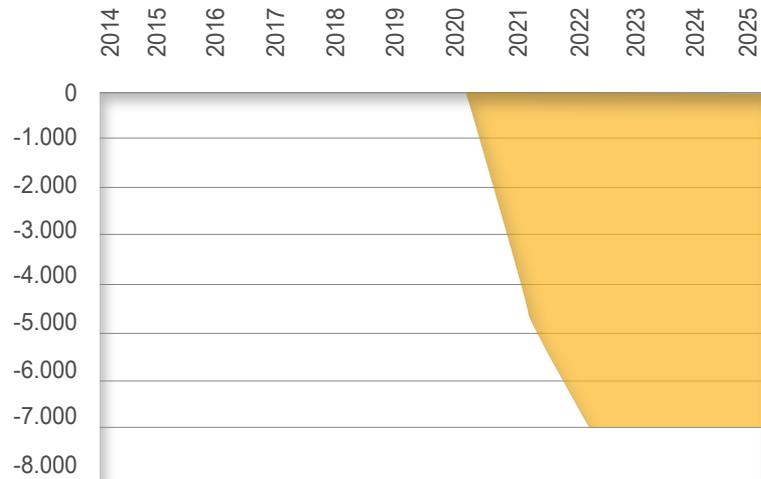


En el caso del Departamento de Pando, no existen cambios en la emisión de GEI, debido a que no se reportaron proyectos para el periodo de análisis considerado.

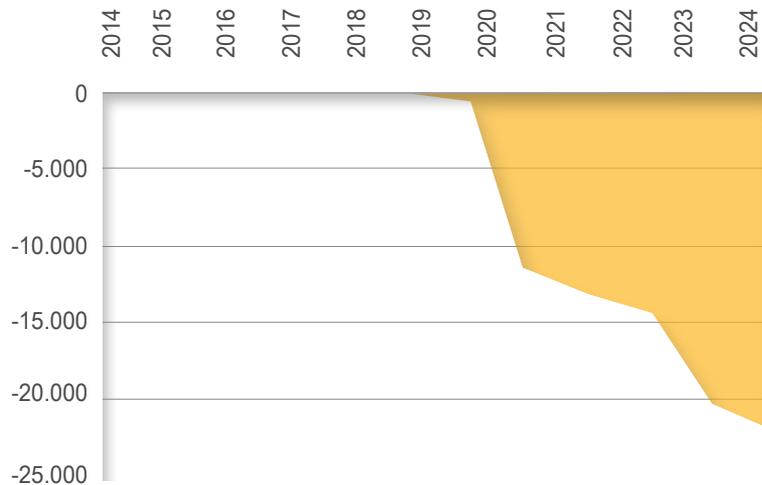
Reducción de Emisiones de GEI con proyectos Departamento de Pando (tCO_{2e}/MWh)



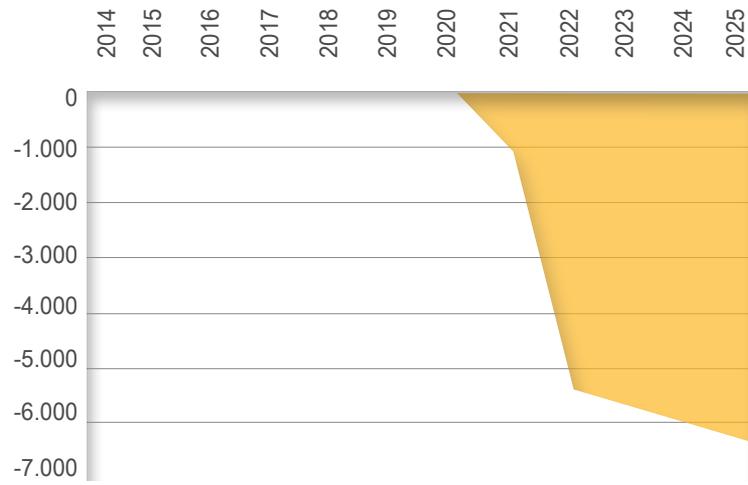
Reducción de Emisiones de GEI con proyectos Departamento del Beni (tCO_{2e}/MWh)



Reducción de Emisiones de GEI con proyectos Departamento de Santa Cruz (tCO_{2e}/MWh)



Reducción de Emisiones de GEI con proyectos Departamento de Tarija (tCO_{2e}/MWh)





La reducción del factor de emisión de GEI para el año 2025 en los SA, alcanzaría a 0,05 tCO_{2e}/MWh

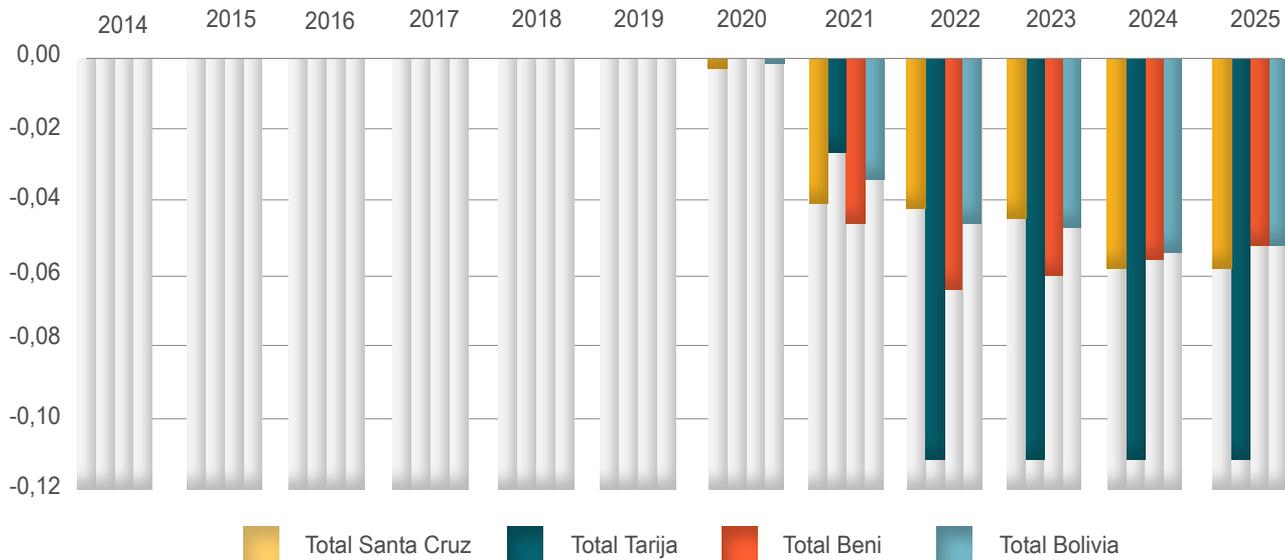
La reducción del factor de emisión al año 2025, sería:

Pando: 0 tCO_{2e}/MWh

Beni: 0,05 tCO_{2e}/MWh

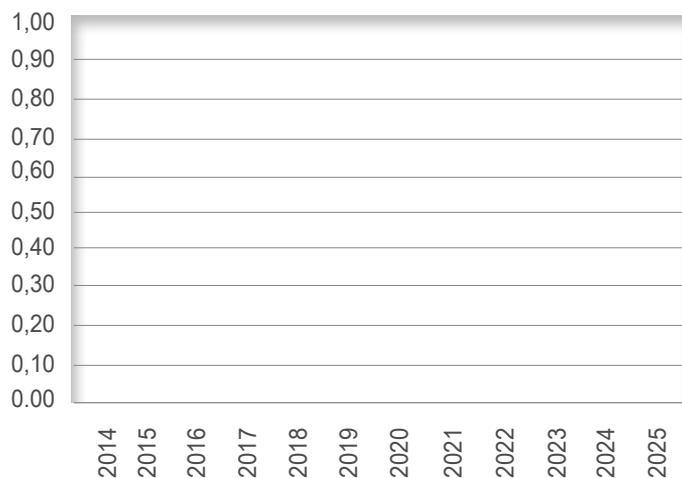
Santa Cruz: 0,06 tCO_{2e}/MWh

Tarija: 0,11 tCO_{2e}/MWh

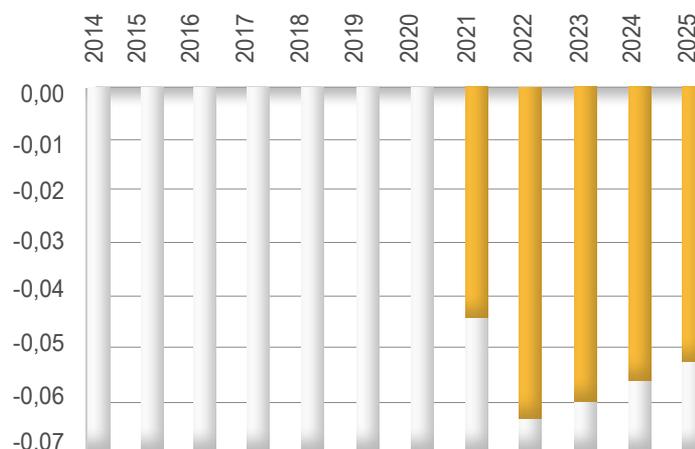


En el caso del Departamento de Pando, no existen cambios en los factores de emisión de GEI, debido a que no se reportaron proyectos para el periodo de análisis considerado.

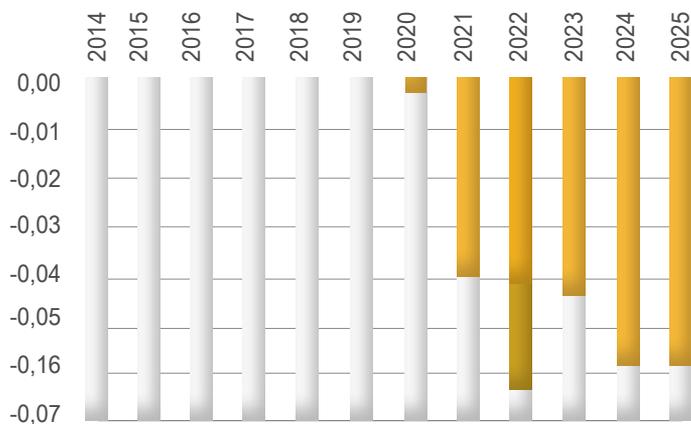
Reduccion Factores de Emisiones de GEI por efecto de proyectos Departamento de Pando (tCO_{2e}/MWh)



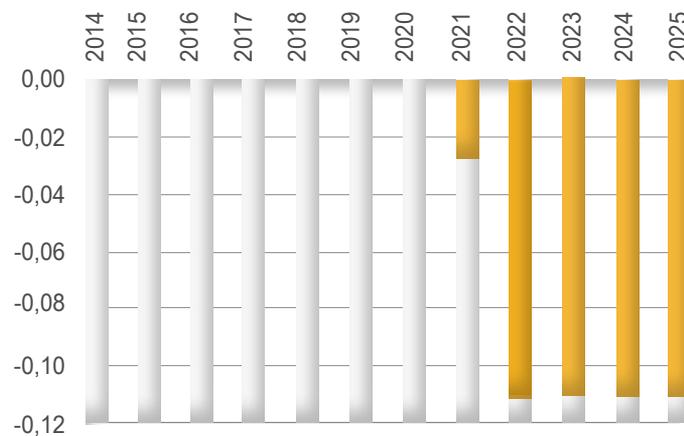
Reduccion Factores de Emisiones de GEI por efecto de proyectos Departamento del Beni (tCO_{2e}/MWh)



Reduccion Factores de Emisiones de GEI por efecto de proyectos Departamento de Santa Cruz (tCO_{2e}/MWh)



Reduccion Factores de Emisiones de GEI por efecto de proyectos Departamento de Tarija (tCO_{2e}/MWh)



➤ 3.5.10. Proyecto de Interconexión Norte Amazónico

Esta es una alternativa de interconexión del proyecto (pueden visualizarse otras). Las principales ciudades interconectadas: Cobija, Riberalta y Guayaramerín. Se asume una inyección del SIN de 70% de la necesidad de generación.



Distancia total: 988 km

Tensión: 230 kV

Subestaciones: 6

Año de ingreso en
operación: 2027

Horizonte de análisis: 2040



3.5.10.1. Datos de Inversiones

Costos estándares de inversiones en Proyecto de Interconexión

INVERSIONES LINEAS DE TRANSMISIÓN SIMPLE TERNA A PRECIO ESTÁNDAR							
Equipo	Proyectos	Tensión	Longitud	Capacidad	\$us/Km	\$us/Bahia	Total (\$us)
		(kV)	(Km)	(MW)			
LT	Tinidad - San Ramon	230	197	160	194.518		38.320.082
TR	San Ramon	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	San Ramon - Puerto Siles	230	89	160	194.518		17.401.597
TR	Puerto Siles	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	Puerto Siles - SE - Riberalta	230	237	160	194.518		46.108.590
LT	Riberalta - Guayamerín	230	89	74	194.518		17.312.118
TR	Riberalta	230/115				1.810.278	1.810.278
LT	Riberalta - El Sena	230	220	160	194.518		42.794.001
TR	El Sena	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	El Sena - Porvenir	230	128,11	160	194.518		24.919.725
TR	Porvenir	230/69				1.810.278	1.810.278
LT	Porvenir - Cobija	230	27,7	160	194.518		5.388.154
TR	Cobija	230/69				1.810.278	1.810.278
			988			Total:	203.105.937

Fuente: Precios de referencia para líneas de interconexión



Costos estándares de inversiones en generación aislada

INVERSIONES EQUIPOS DE GENERACION A PRECIO ESTANDAR			
	Motores a Diesel precio estandar	800	\$us/kW-instalado
	Precio de Diesel Seleccionado	8,88	Bs/Litro (con IVA)
1	Diesel Subsidiado para generacion sistemas aislados (Gas oil)	1,1	Bs/litro con IVA
2	Diesel Subsidiado (Mercado Interno)	3,72	Bs/litro con IVA
3	Diesel precio internacional (Fijado por la ANH)	8,88	Bs/litro con IVA
	Tasa de descuento utilizada Para Inversiones Publicas	12,67%	



De no interconectarse estos sistemas, la necesidad de potencia sería:

Pando:

Potencia 2018: 22,56 MW

Potencia 2040: 69,51 MW

Riberalta:

Potencia 2018: 16,12 MW

Potencia 2040: 63,16 MW

Guayaramerín:

Potencia 2018: 17,26 MW

Potencia 2040: 32,36 MW

Total SA:

Potencia 2018: 59,94 MW

Potencia 2040: 164,89 MW,

Con la interconexión se evitarían las siguientes inversiones:

Pando: 35,36 MW

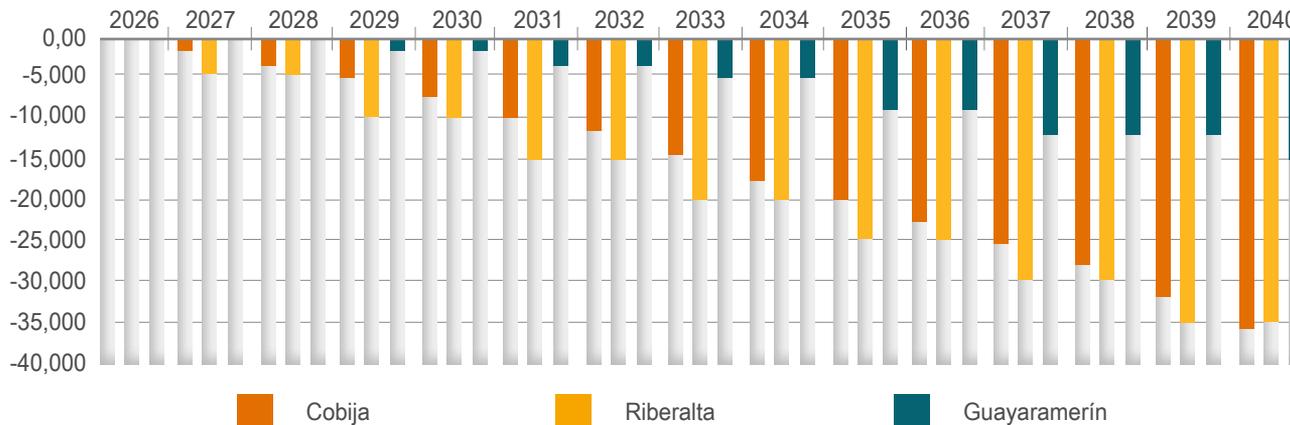
Riberalta: 35 MW

Guayaramerín: 15 MW

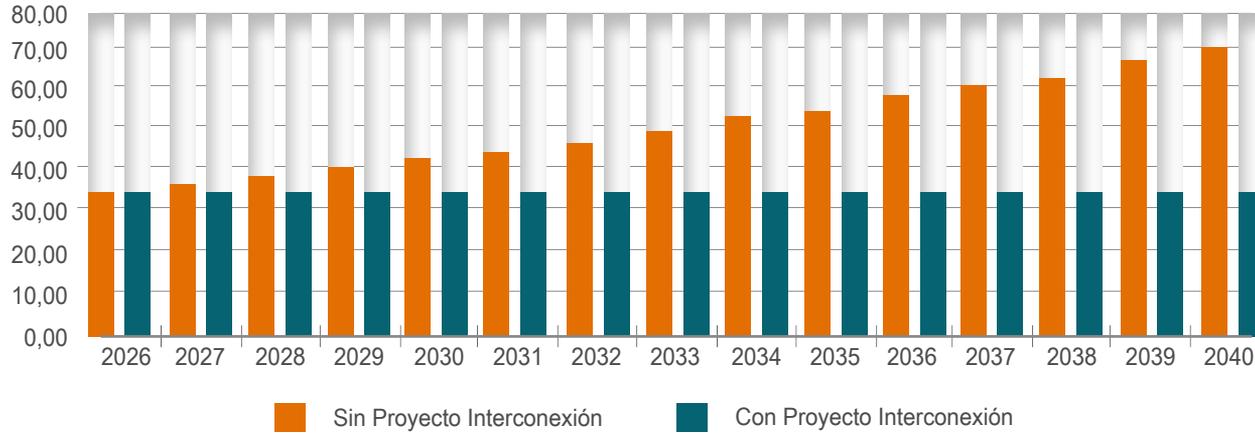
Total SA: 85,36



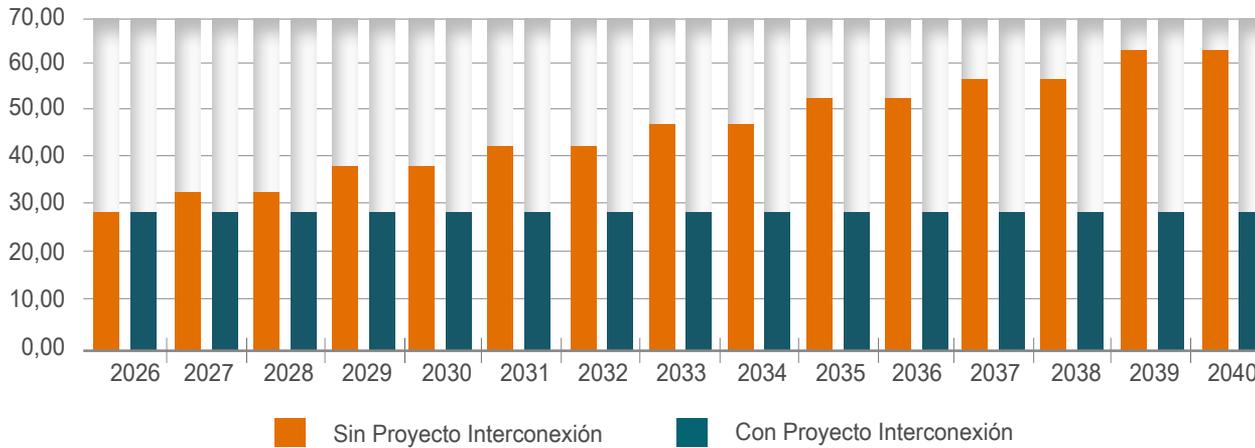
Necesidades de Potencia con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico (MW)



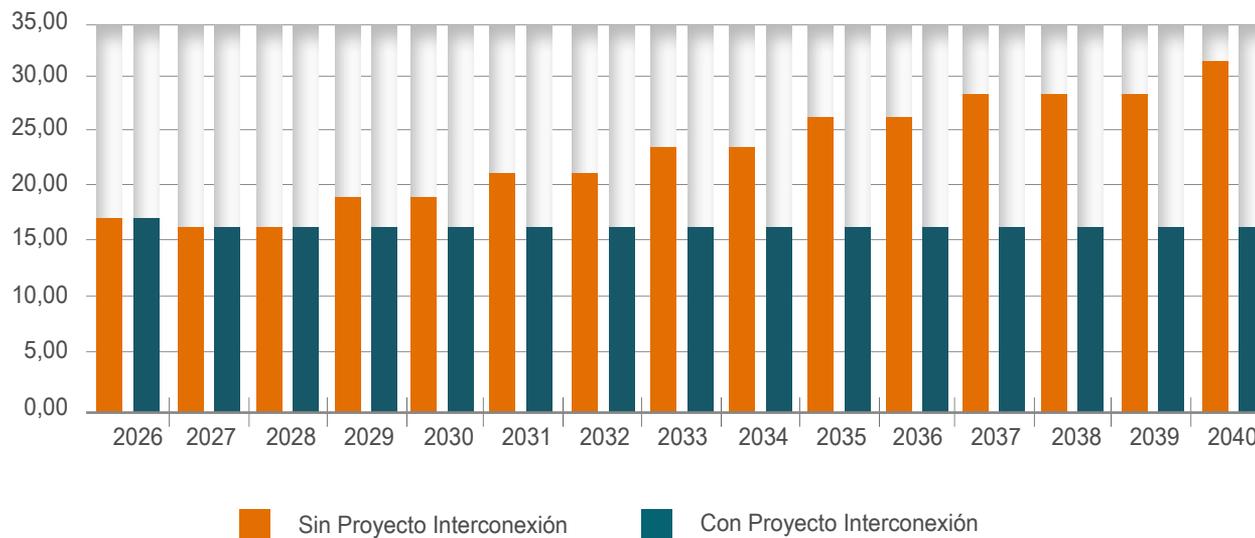
Necesidades de Potencia con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Cobija (MW)



Necesidades de Potencia con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Riberalta (MW)



Necesidades de Potencia con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico (MW)





CONSUMO DE DIÉSEL CON Y SIN PROYECTO

De no interconectarse estos sistemas, el consumo de diésel sería:

Pando:

Diesel 2018: 15,9 MM de litros
Diesel 2040: 47,4 MM de litros

Riberalta:

Diesel 2018: 15,7 MM de litros
Diesel 2040: 59,1 MM de litros

Guayaramerín:

Diesel 2018: 7,3 MM de litros
Diesel 2040: 23,5MM de litros

Total SA:

Diesel 2018: 38,9 MM de litros
Diesel 2040: 130,0 MM de litros

Con la interconexión en el periodo 2027-2040, se evitaría el siguiente consumo de diésel:

Pando: 341,7 MMIt

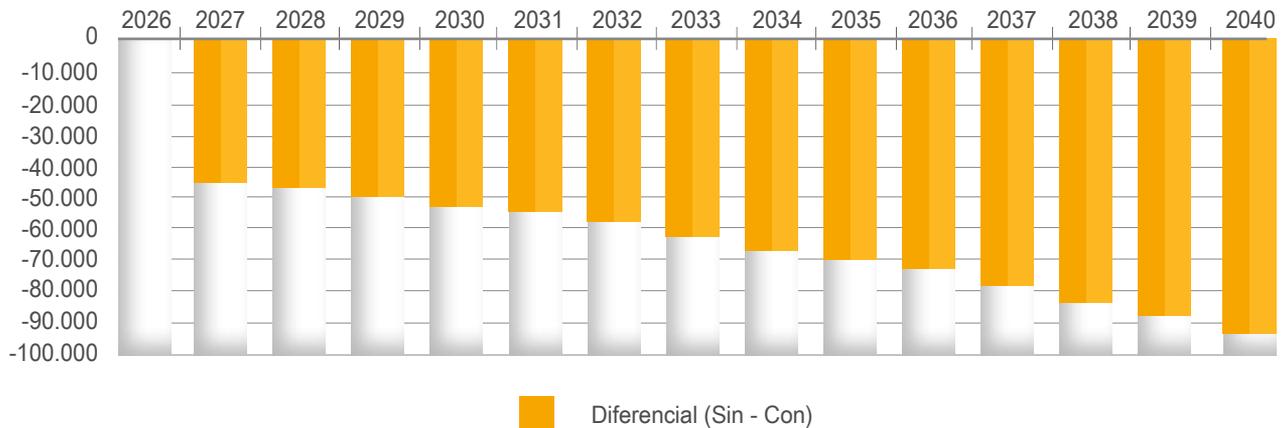
Riberalta: 411,5 MMIt

Guayaramerín: 171,9 MMIt

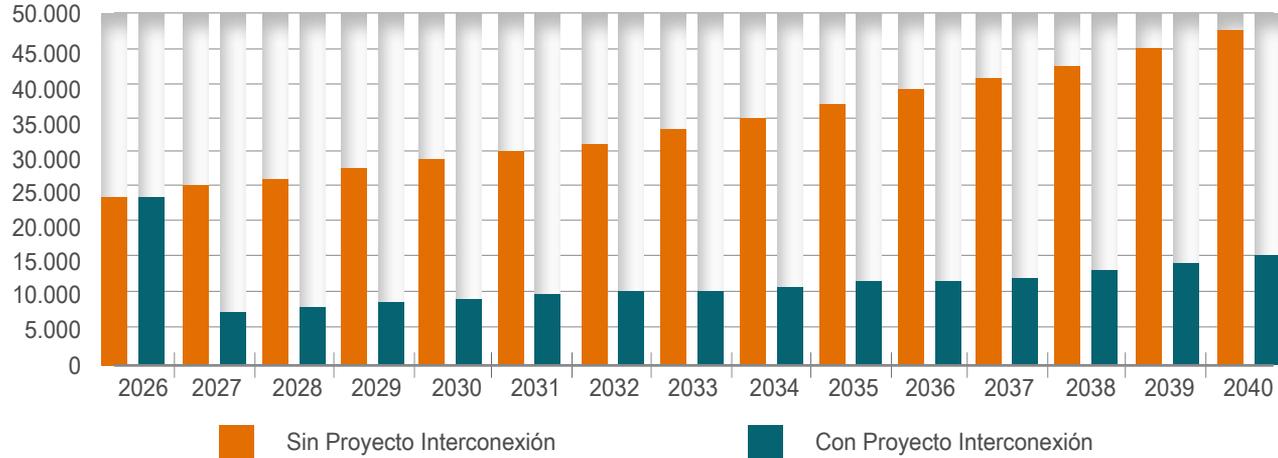
Total SA: 925,0 MMIt



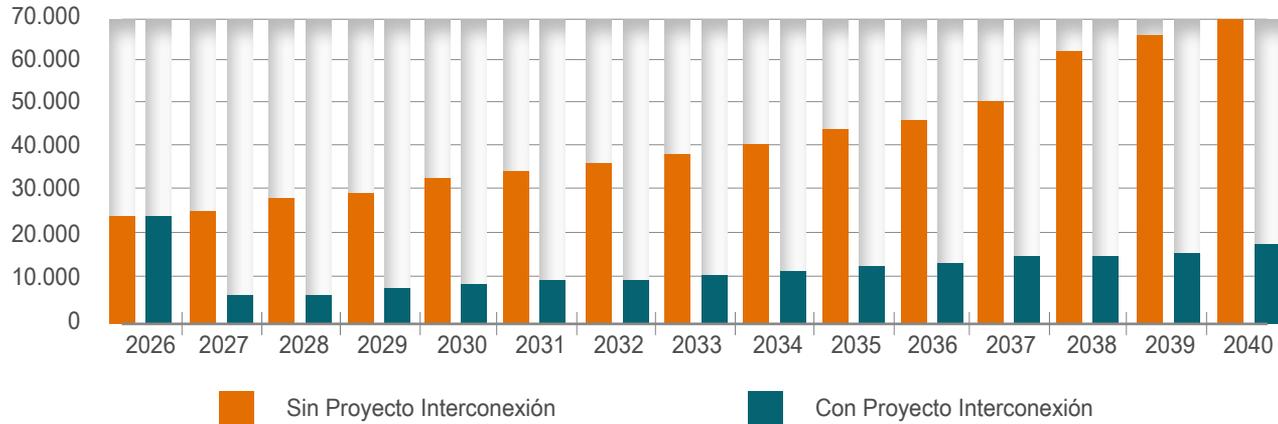
Reducción Consumo de Diesel con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico
(Miles de Litros)



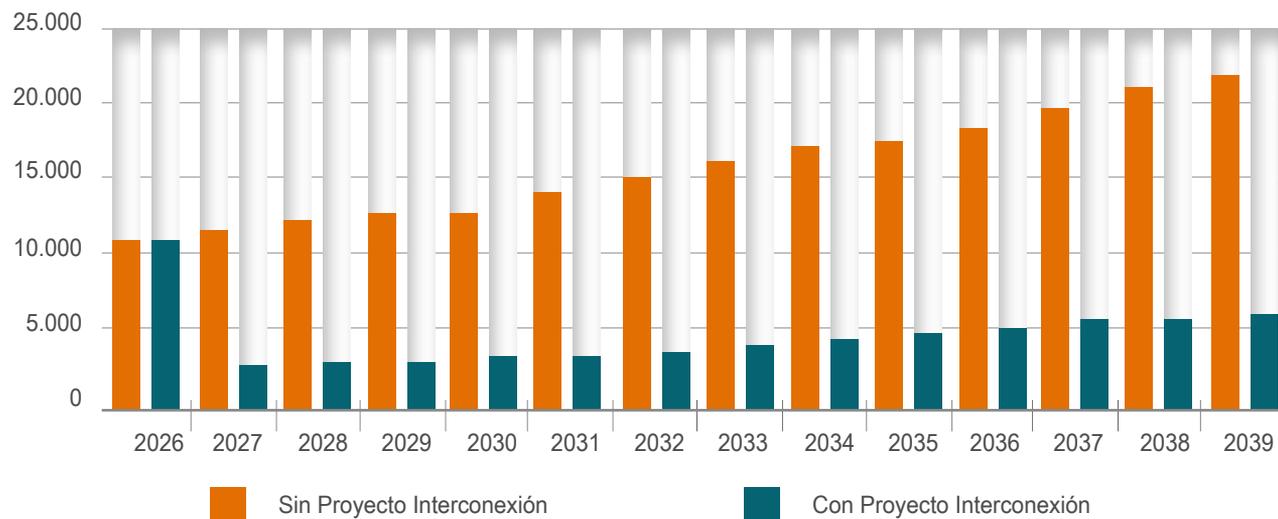
Reducción Consumo de Diesel con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Cobija (Miles de Litros)



Reducción Consumo de Diesel con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Riberalta (Miles de Litros)



Reducción Consumo de Diesel con y sin efecto del proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Guayaramerín (Miles de Litros)





De no interconectarse estos sistemas, las emisiones serían:

Pando:

Emisiones 2018: 39.731 tCO_{2e}
Emisiones 2040: 122.420 tCO_{2e}

Riberalta:

Emisiones 2018: 40.550 tCO_{2e}
Emisiones 2040: 152.544 tCO_{2e}

Guayaramerín:

Emisiones 2018: 19.274 tCO_{2e}
Emisiones 2040: 60.268 tCO_{2e}

Total SA:

Emisiones 2018: 99.555 tCO_{2e}
Emisiones 2040: 335.592 tCO_{2e}

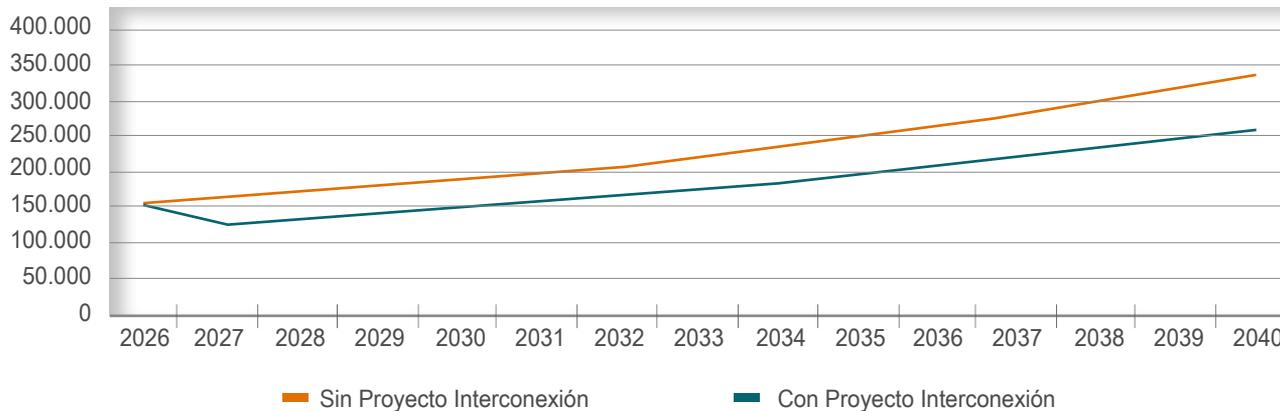
Con la interconexión en el periodo 2027-2040, se evitarían las siguientes emisiones:

Pando: 249.310 tCO_{2e}
Riberalta: 363.558 tCO_{2e}
Guayaramerín: 136.136 tCO_{2e}
Total SA: 749.004 tCO_{2e}

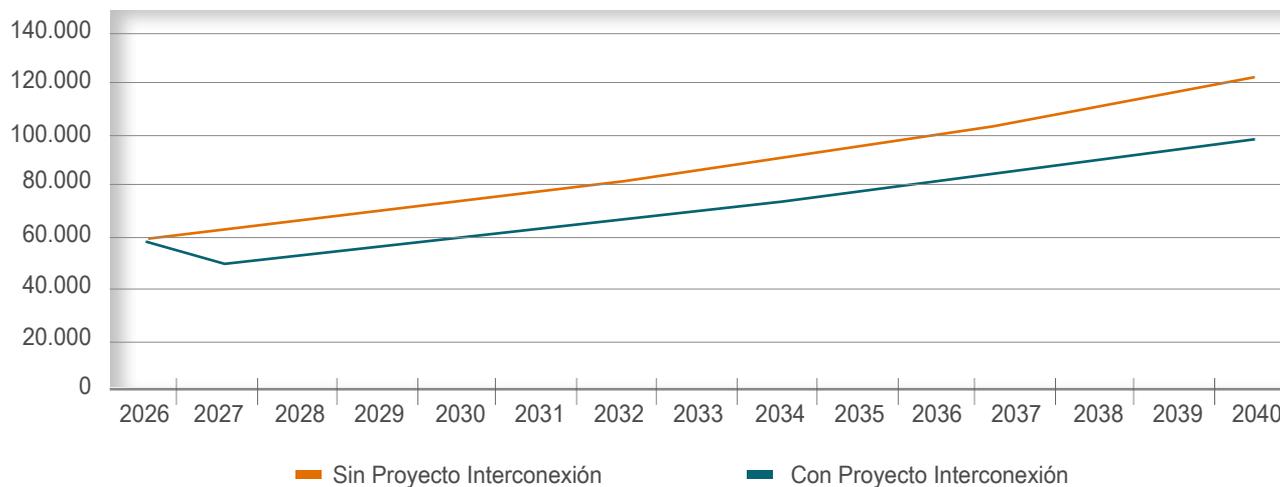


Factor de Emisión de GEI con y sin proyecto

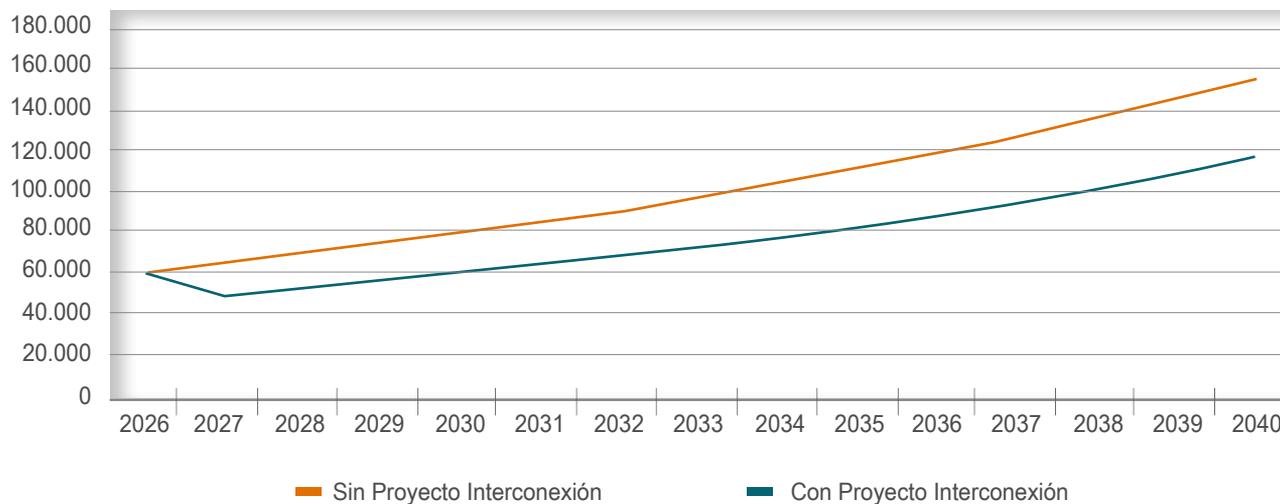
Emisiones de GEI con y sin proyecto Sistemas Aislado Norte Amazónico (tCO_{2e}/año)



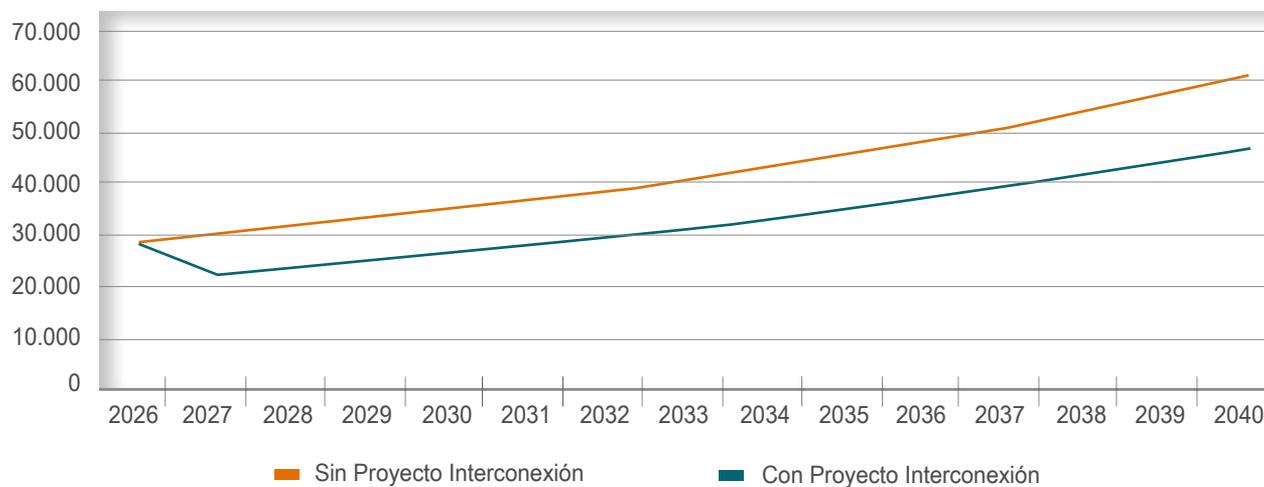
Emissiones de GEI con y sin proyecto Norte Amazónico - Sistemas Aislado Cobija (tCO_{2e}/año)



Emissiones de GEI con y sin proyecto Norte Amazónico - Sistemas Aislado Riberalta (tCO_{2e}/año)



Emissiones de GEI con y sin proyecto Norte Amazónico - Sistemas Aislado Guayaramerín (tCO_{2e}/año)





De no interconectarse estos sistemas, los factores de emisión serían:

Pando:

Factor Emisión 2018: $0,63 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Factor Emisión 2040: $0,67 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Riberalta:

Factor Emisión 2018: $0,75 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Factor Emisión 2040: $0,73 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Guayaramerín:

Factor Emisión 2018: $0,71 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Factor Emisión: 2040: $0,69 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Con la interconexión en el periodo 2027-2040, se evitarían las siguientes emisiones:

Pando: $-0,13 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

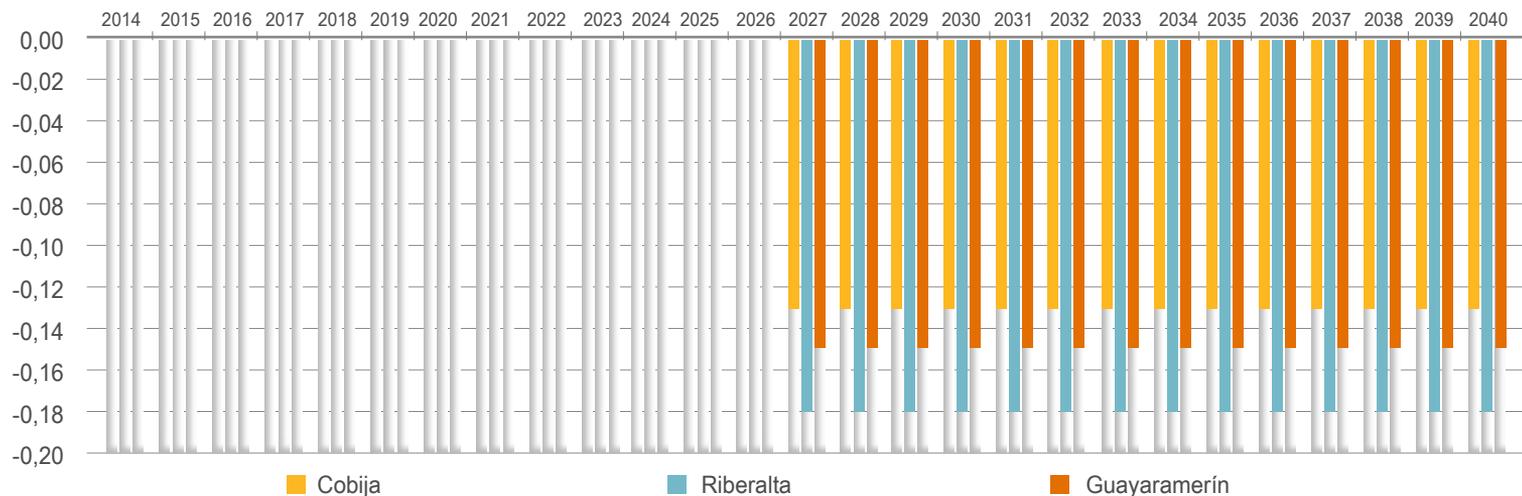
Riberalta: $-0,18 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

Guayaramerín: $-0,15 \text{ tCO}_{2e}/\text{MWh}$

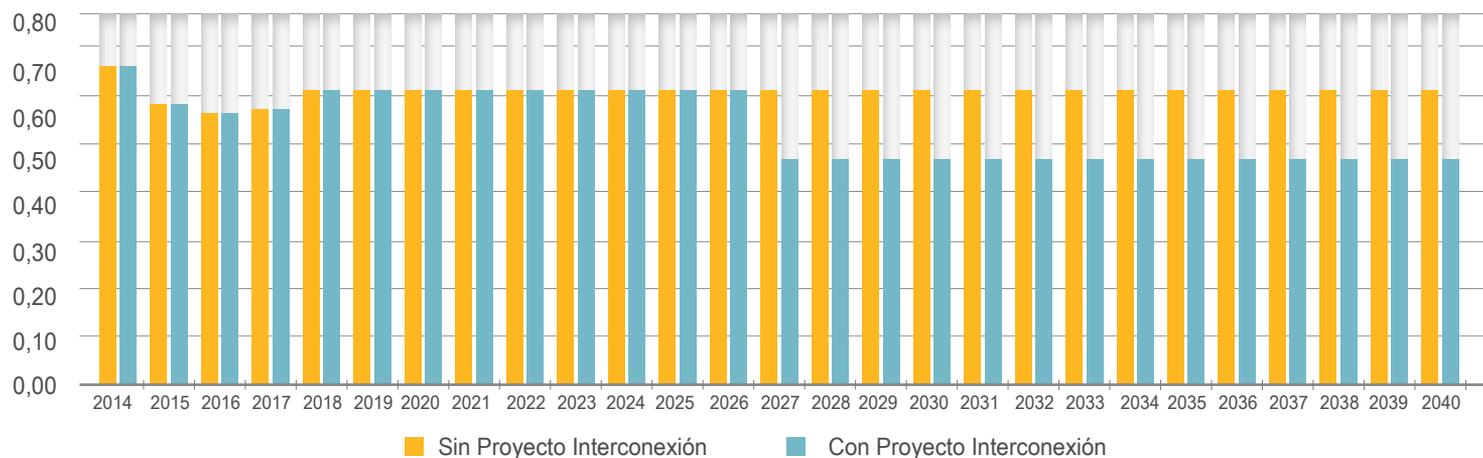


Factor de Emisión de GEI con y sin proyecto

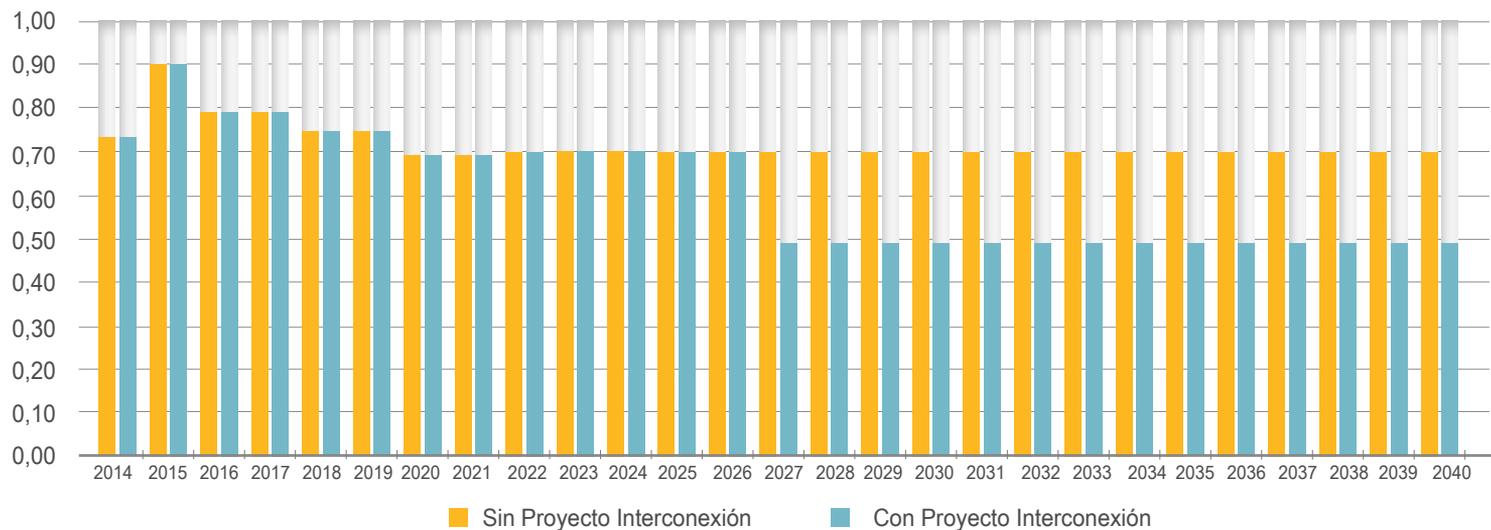
Factores de Emisiones de GEI con y sin efecto de proyecto Norte Amazónico Total (tCO_{2e}/MWh)



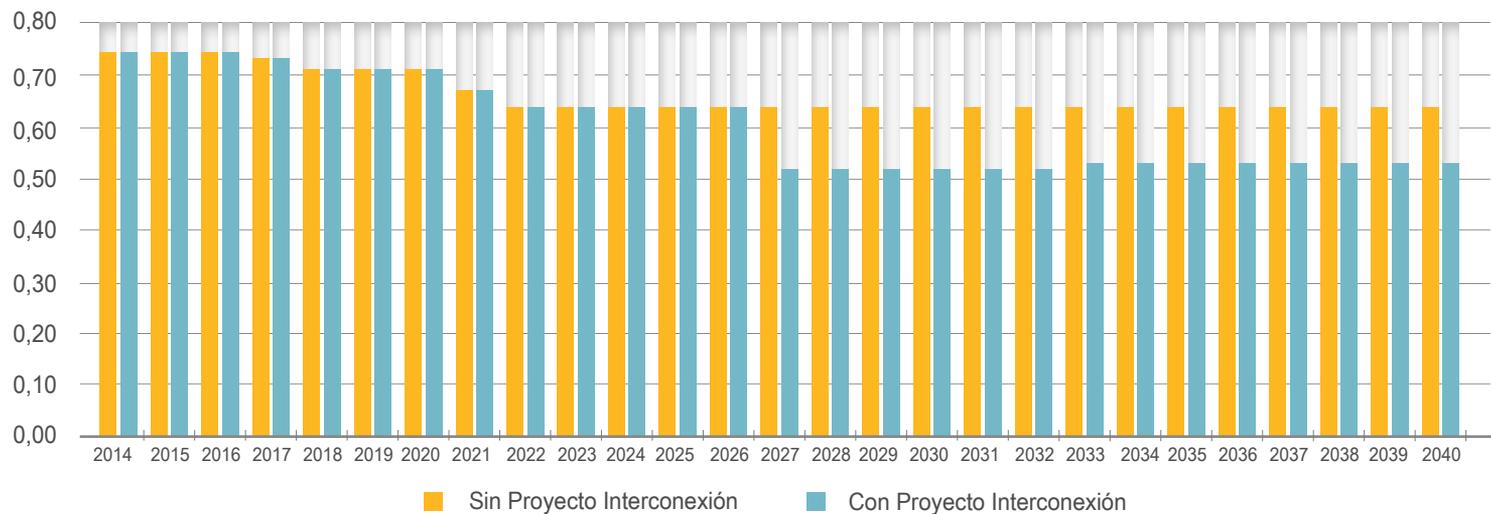
Factores de Emisiones de GEI con y sin efecto de proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Cobija (tCO_{2e}/MWh)



Factores de Emisiones de GEI con y sin efecto de proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Riberalta (tCO_{2e}/MWh)



Factores de Emisiones de GEI con y sin efecto de proyecto Norte Amazónico Sistema Aislado Guayaramerín (tCO_{2e}/MWh)



Potencia Instalada (MW)							Potencia Instalada sin Proyectos (MW)														
Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Sin Proyecto Interconexión																					
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija	34,15	35,96	37,86	39,85	41,94	44,13	46,44	48,86	51,40	54,06	56,86	59,80	62,88	66,11	69,51
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar	28,12	33,12	33,12	38,12	38,12	43,12	43,12	48,12	48,12	53,12	53,12	58,12	58,12	63,12	63,12
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín	17,26	17,26	17,26	19,26	19,26	21,26	21,26	23,26	23,26	26,26	26,26	29,26	29,26	29,26	32,26
Total Norte Amazónico							79,53	86,34	88,23	97,22	99,32	108,51	110,81	120,23	122,77	133,44	136,23	147,17	150,25	158,49	164,89

Potencia Instalada (MW)							Potencia Instalada sin Proyectos (MW)														
Departamento	Provincia	Sistema Eléctrico	Empresa	Combustible	Central	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Diferencial (Sin - Con)																					
1	Pando	Nicolas Suarez	Cobija	ENDE	Diesel	Cobija		1,81	1,90	1,99	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94	3,08	3,24	3,40
7	Beni	Vaca Diez	Riberalta	CER Ltda.	Diesel	El Palmar		5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00
8	Beni	Vaca Diez	Guayaramerín	ENDE DELBENI S.A.M.	Diesel	Guayaramerín		0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00	3,00	0,00	3,00	0,00	0,00	3,00
Total Norte Amazónico								6,81	1,90	8,99	2,09	9,19	2,30	9,42	2,54	10,67	2,80	10,94	3,08	8,24	6,40



Inversiones Evitadas (Miles de \$us)		5.446	1.518	7.193	1.673	7.356	1.843	7.535	2.031	8.532	2.238	8.749	2.466	6.589	5.118
Diesel Evitado (Miles de Litros)		44.755	47.339	50.071	52.958	56.011	59.238	62.650	66.257	70.072	74.105	78.369	82.879	87.647	92.690
Diesel Evitado (Miles de \$us)		20.811	52.546	55.578	58.783	62.172	65.754	69.541	73.546	77.779	82.256	86.990	91.995	97.288	102.886
Total Inversiones + Diesel Evitados (Miles de \$us)		26.457	23.530	30.476	26.298	33.401	29.389	36.667	32.841	41.115	36.697	45.191	41.005	47.345	48.219
Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado (Miles de \$us)	207.04														
Inversión en la Línea de Interconexión (Miles de \$us)	203.106														
Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)	3.940														

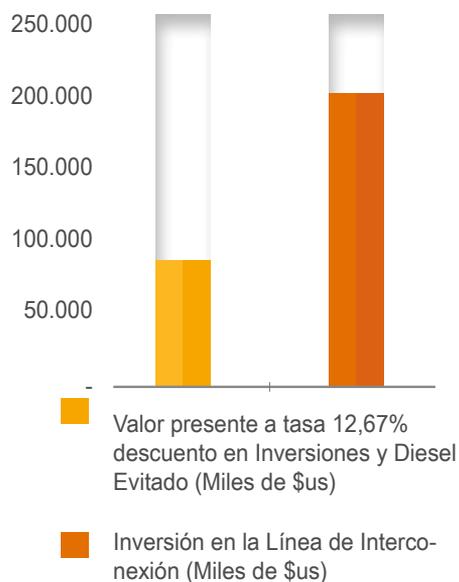


Se evaluó el proyecto con información disponible, valores estándares de inversión, costos y tasa social de descuento Bolivia en tres (3) escenarios de precios de diésel.

3.5.10.2. Evaluación de escenario en función al precio del diésel

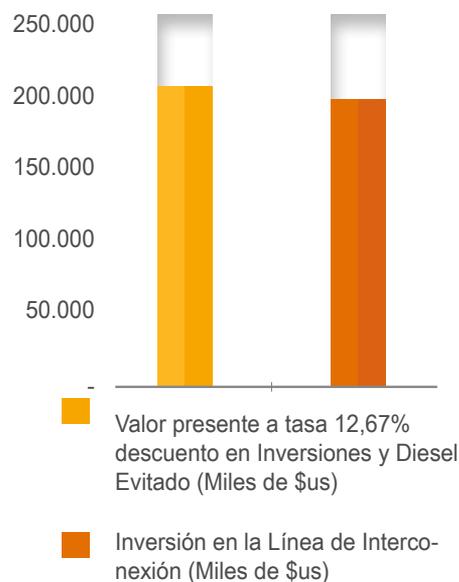
Subsidiado 1,10 Bs/litro c/IVA para generación en SA

Inversiones por Adición de Potencia y Consumo de Diesel (Miles de \$us)



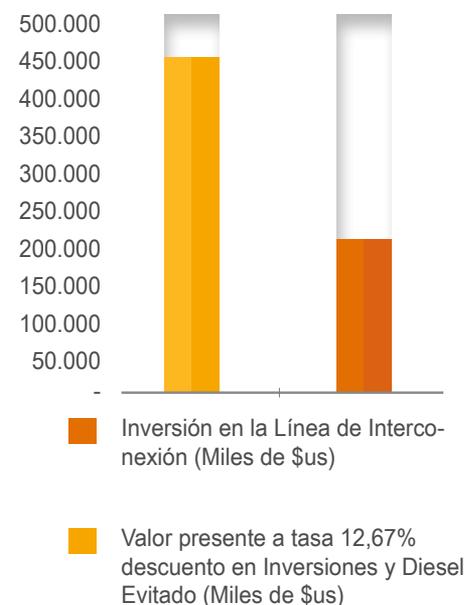
Subsidiado 3,72 Bs/litro c/IVA - Mercado Interno

Inversiones por Adición de Potencia y Consumo de Diesel (Miles de \$us)



Internacional fijado por ANH 8,88 Bs/litro c/IVA

Inversiones por Adición de Potencia y Consumo de Diesel (Miles de \$us)



Evaluación Resumen

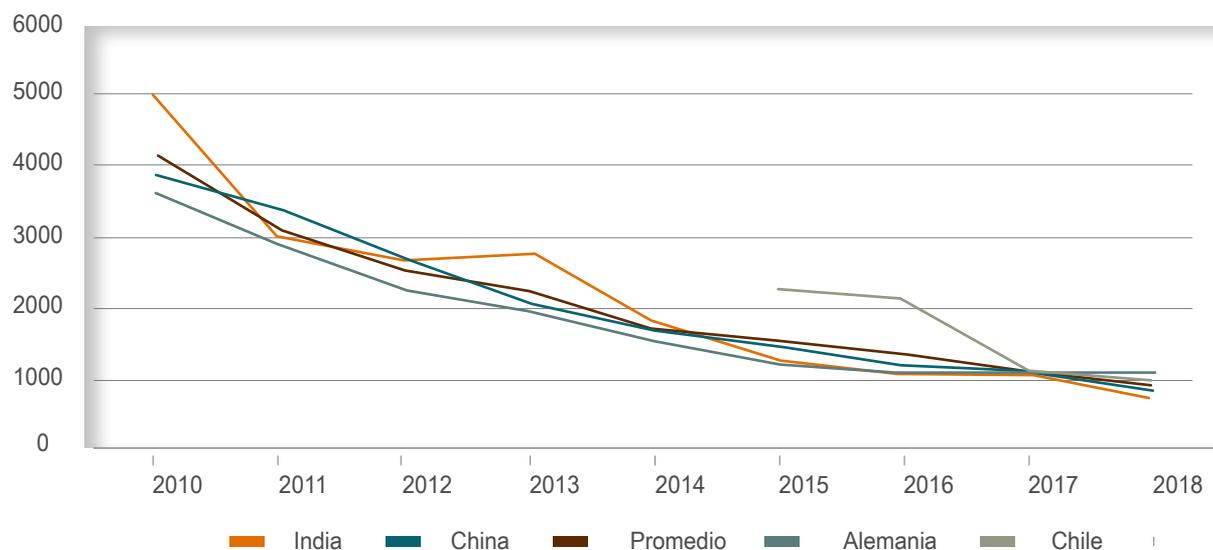
Detalle de escenarios	Diesel Subsidiado para generación de sistemas aislados (Gas oil) 1,10 Bs/litro con IVA	Diesel Subsidiado (Mercado Interno) 3,72 Bs/litro con IVA	Diesel precio internacional (Fijado por la ANH) 8,88 Bs/litro con IVA
Valor presente a tasa 12,67% descuento en Inversiones y Diesel Evitado (Miles \$us)	82.352	207.046	452.627
Inversión en la Línea de interconexión (Miles de \$us)	203.106	203.106	203.106
Beneficio del Proyecto (Miles de \$us)	-120.754	3.940	249.521



La evaluación muestra que la viabilidad del proyecto está sujeta al precio de diésel que se considere adecuado utilizar.

3.5.10.3. Evolución de costos de inversión en energías renovables solar y eólica

**Costo de Instalación Plantas Solares Fotovoltaicas en países seleccionados
(\$us/kW-instalado)**



Periodo 2010-2018, esta tecnología ha reducido sus costos de instalación en un 77%, pasando de 4,160 a 939 \$us/kW-instalado.



Energía Eólica

Tecnología Eólica (\$us/kW-Instalado) (*)

	China	India	Dinamarca	Alemania	España	Brasil	Chile	Promedio
2010	1456	1346	2334	2231	2407	2562	(**)	2056
2011	1417	1196	2510	2231	2341	2538		2039
2012	1386	1425	2023	2027	2054	2577		1915
2013	1316	1465	2202	2003	2045	2570		1933
2014	1337	1395		1976	1722	2183		1722
2015	1298	1252	1867	1939	1628	1894	2300	1740
2016	1293	1151	1867	1902	1604	1986	2100	1700
2017	1225	1139	1720	1902	1761	1704	1800	1607
2018	1173	1201	1891	1833	2214	1823	1370	1644
Reducción (2010-2018)	19%	11%	19%	18%	8%	29%	40%	20%

(*) Fuente: Irena-Renewable Power Generation Costs in 2018

(**) Fuente: Chile, solo tiene datos oficiales a partir de 2015 (ver. www.cne.cl)

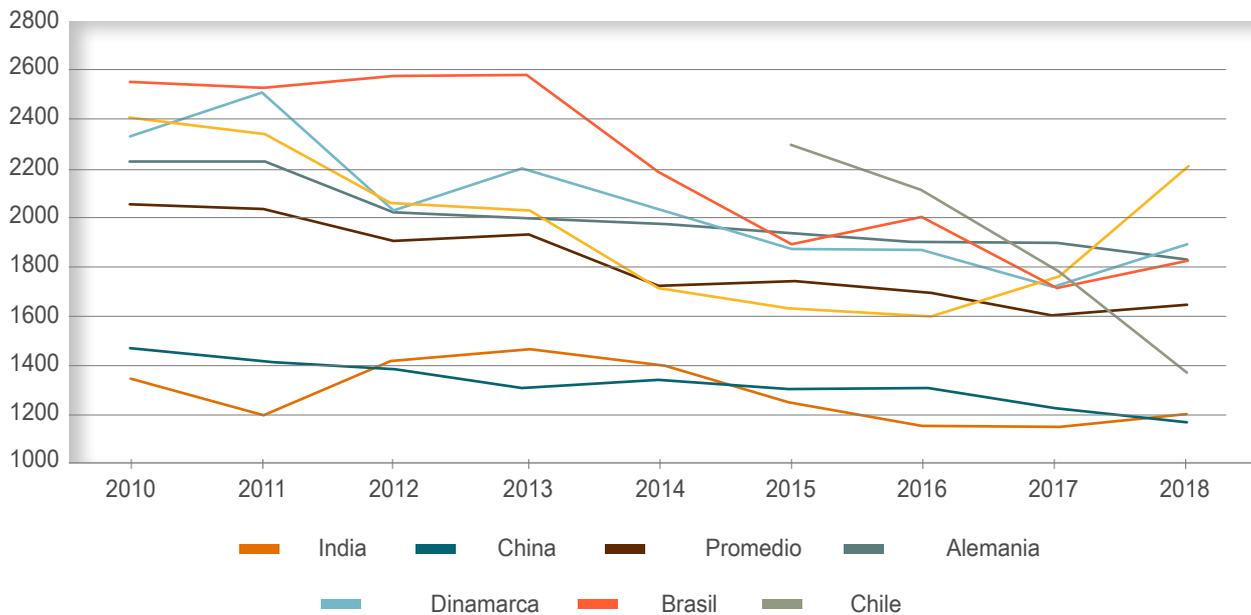
Tecnología Solar Fotovoltaica (\$us/kW-Instalado) (*)

	China	Alemania	India	Chile	Promedio
2010	3878	3640	4963	(**)	4160
2011	3357	2907	3057		3107
2012	2694	2300	2682		2559
2013	2080	1972	2761		2271
2014	1732	1572	1874		1726
2015	1486	1257	1277	2200	1555
2016	1212	1141	1099	2100	1388
2017	1137	1095	1091	1200	1131
2018	879	1113	793	970	939
Reducción (2010-2018)	77%	69%	84%	56%	77%

(*) Fuente: Irena-Renewable Power Generation Costs in 2018

(**) Fuente: Chile, solo tiene datos oficiales a partir de 2015 (ver. www.cne.cl)

Costo de Instalación Plantas Eólicas en países seleccionados (\$us/kW-instalado)



Periodo 2010-2018, esta tecnología ha reducido sus costos de instalación en un 20%, pasando de 2.056 a 1.644 \$us/kW-instalado





La reducción de 139.972 tCO_{2e}/año por la implementación de proyectos de expansión y crecimiento en los Sistemas Aislados por la incorporación de plantas solares fotovoltaicas e integración de algunos al Sistema Interconectado Nacional



A no utilizar 48.100 vehículos durante un año
(considerando que la emisión promedio de un vehículo es de 2,91 tCO_{2e}/año)



A 736.695 personas que no generen residuos en un año
(considerando que una persona genera 0.19 tCO_{2e}/año)



La reducción de 749.004 tCO_{2e}/año por la interconexión de Cobija, Riberalta y Guayaramerín al Sistema Interconectado Nacional



A no utilizar 257.340 vehículos durante un año
(considerando que la emisión promedio de un vehículo es de 2,91 tCO_{2e}/año)



A 3.942.695 personas que no generen residuos en un año
(considerando que una persona genera 0.19 tCO_{2e}/año)



3.6. Conclusiones

- Bolivia, a diciembre 2018, tienen 26 Sistemas Aislados, los cuales se caracterizan por tener altas tasas de crecimiento, ubicación dispersa y altos costos de operación.
- Los 26 sistemas aislados operan con combustibles fósiles: diésel y gas natural
 - » Quince (15) operan con Diésel.
 - » Once (11) con gas natural.
 - » Solo cuatro (4) cuentan con energía renovable (solar).
- Los 26 sistemas aislados fueron clasificados en pequeña y gran escala de acuerdo a la potencia instalada:
 - » Siete (7) son de gran escala (> a 15 MW instalados) – Metodología AM0045.
 - » Diecinueve (19) de pequeña escala – Metodología AMS-I.A.
- La línea de base muestra que sin proyectos:
 - » Consumo de diésel pasaría de 51,8 a 72,2 Millones de litros/año.
 - » Consumo de gas natural de 3.166,2 a 4.578,0 MMpc/año.
 - » Crecerían 45% en siete años.
 - » Las emisiones de GEI, pasarían de 300.690 tCO_{2e}/año en el 2018 a 441.119 tCO_{2e}/año el año 2025, crecerían al 5.6% anual.
 - » Los factores de emisión el 2018 son 0,69 tCO_{2e}/MWh y llegaría a 0,68 tCO_{2e}/MWh el año 2025.
- En el escenario de expansión informado:
 - » Instalación de 8,3 MW solares distribuidos en cinco (5) Plantas en el Departamento del Beni.
 - » Cuatro (4) interconexiones por extensión de líneas del SIN para Santa Cruz y Tarija.



- » La reducción de uso de diésel en el periodo 2019-2025, alcanzaría a 41,6 Millones de litros del combustible que no serían utilizados para la generación de energía
- » De igual manera, la reducción de uso de gas natural en el periodo 2019-2025, alcanzaría a 6.057,2 MMpc que no se emplearían para la generación de energía.
- » Las emisiones de GEI se reducirían en 139.972 tCO_{2e} para el periodo 2019-2025.
- » Los factores de emisión mejorarían de 0,68 a 0,62 tCO_{2e}/MWh para el año 2025
- Proyecto de Interconexión “Norte Amazónico” en un horizonte de catorce (14) años (2027-2040):
 - » Evitaría el consumo de 925 Millones de litros de Diésel.
 - » Evitaría nuevas inversiones en proyectos de generación por 68.3 MMUSD.
 - » Comparado con la inversión estimada 203.1 MMUSD, tendría un resultado positivo de 3.9 MMUSD.
- Costo de inversión en plantas de energía solar y eólica periodo 2010-2018:
 - » Plantas solares la reducción ha sido del 77%, desde 4.160 a 939 USD/kW-instalado.
 - » Plantas eólicas es de 20%, desde 2,056 a 1.644 USD/kW-instalado.

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central,
Casa Grande del Pueblo piso 17
Teléfono: +591 (2) 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: +591 (2) 2188800

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Programa de Energías Renovables (PEERR)

Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
Teléfono: +591 (2) 2119499
E - mail: johannes.kissel@giz.de
www.giz.de



Implementada por:

