



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



Imagen: GIZ/PEERR (Parque Eólico Qollpana)

Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas

TOMO II: GENERACIÓN EÓLICA

Marzo 2018

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

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

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



Implementada por:





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



Imagen: GIZ/PEERR (Parque Eólico Gollpana)

Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas

TOMO II: GENERACIÓN EÓLICA

Marzo 2018

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Energías

y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Resumen de complementaciones para el informe consolidado	1
1.2	Antecedentes de la consultoría	2
1.3	Objetivo y alcance.....	2
1.4	Situación de las energías renovables en Bolivia	3
2	ANÁLISIS DEL MARCO NORMATIVO BOLIVIANO	6
2.1	Marco legal del sector eléctrico	6
2.2	Antecedentes normativos con relación a costos de generación.....	9
2.2.1	Formación de Precios de Generación	10
2.3	Marco legal para las energías alternativas.....	13
2.3.1	Mecanismo de remuneración para proyectos de energías alternativas	15
3	VALIDACIÓN DEL CONCEPTO GENERAL DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (OM&A) DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS	17
3.1	Concepto general.....	17
3.2	Clasificación de los Costos Totales en proyectos de energías renovables	17
3.3	Clasificación y Descripción general de los Costos Fijos de OM&A.....	18
3.3.1	Costos de operación.....	18
3.3.2	Costos de mantenimiento	20
3.3.3	Costos de administración y otros costos relacionados.....	21
3.3.4	Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental	22
4	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	24
4.1	Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales para la tecnología eólica.....	24
4.2	Descripción de las tareas para la determinación de los Costos Fijos referenciales de Operación y mantenimiento	24
4.2.1	Metodología para la determinación de los Costos Fijos Referenciales de OM&A para Bolivia: VAN del Flujo de Fondos y Costo Nivelado de Electricidad (LCOE).....	27
5	ESTIMACIÓN DE COSTOS FIJOS DE O&MA PARA PLANTAS EÓLICAS EN BOLIVIA	29
5.1	Descripción de la tecnología.....	29
5.2	Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración fijos	31
5.3	Cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de Referencia (USD/MWh)	43
6	CONCLUSIONES	47
7	RECOMENDACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA	53
7.1	Incentivos – Experiencias en países de la región	53
7.2	Contratos de suministro de energía.....	53
8	ANEXO 1: METODOLOGÍA WACC “WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL”	55
9	FUENTES DE INFORMACIÓN	57

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Resumen de complementaciones para el informe consolidado

El presente informe ha sido ampliado en base a las observaciones realizadas por ENDE Corporación, la Autoridad de Fiscalización y Control Social y Electricidad (AE), la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) luego de la presentación y la defensa del mismo ante el VMEEA, la GIZ y la AE el día 08 de mayo de 2018.

A continuación, se presentan las complementaciones/ampliaciones realizadas, que consistieron en las siguientes tareas:

- Se hizo referencia a la Resolución AE 368/2016.
- Se corrigió concepto "tarifa dignidad" en el capítulo 3.
- Se justificó el "peaje de transmisión" en "costos indirectos".
- Incorporación de curvas de costos fijos/potencia Instalada.
- Actualización los costos de personal con información proporcionada por ENDE Corani.
- Identificación de economías de escala en los cálculos de costos fijos (seguridad, contrato de mantenimiento, y personal de operación).
- Relacionar y justificar los costos de inversión en Bolivia en comparación con otros países.
- Ajuste del factor de planta para el parque eólico de Qollpana y los Proyectos de Santa Cruz.
- Actualización costos de inversión para Bolivia (con los últimos proyectos).
- Ajuste de costos de mantenimiento de Qollpana (considerando la garantía hasta 2 años).
- Comparación de los costos de mantenimiento con parques con caja multiplicadora.
- Análisis e incorporación del costo de personal administrativo en los costos fijos administrativos.
- Análisis de razonabilidad de las tasas de descuento.
- Simulación en base a fuentes de financiamiento locales.

Adicionalmente a lo solicitado, el consultor incluyó las siguientes ampliaciones:

- Se incorpora en un tercer escenario (además de los parques de 30 y 60 MW) para parques de 100 MW de potencia instalada.
- Se actualizaron los costos de los siguientes ítems: vehículos, seguros y otros.

- Se adicionó un ítem de costos fijos para el mantenimiento de terreno y caminos.
- Se incorporó un resumen de la metodología WACC (Weighted Average Costo of Capital, por sus siglas en inglés) como referencia de cálculo de la tasa de descuento.

1.2 Antecedentes de la consultoría

La normativa del sector eléctrico boliviano, que data de 1994, fue diseñada pensando en centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural y/o diésel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y carece de los mecanismos para la fijación de precios para la remuneración de la generación de electricidad en base a fuentes de energía renovable alternativas, como son la solar, eólica y biomasa.

Para viabilizar la implementación de este tipo de proyectos, el gobierno de Bolivia emitió en 2014 una normativa que, entre otras cosas, establece que los precios para la remuneración de este tipo de generación serán fijados por la Autoridad de Electricidad (AE) para cada caso.

Apegado a los preceptos de la normativa original vigente, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) encargó en 2015 el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento VARIABLES NO COMBUSTIBLES de Generación con Base en Energías Alternativas" a la empresa Mercados Energéticos.

Para viabilizar el proyecto Parque Eólico Qollpana – Fase 2, en 2016 la Autoridad de Electricidad fijó el precio para su remuneración, basándose en el estudio citado para los costos variables y en información propia del ejecutor del proyecto, evaluada con criterio propio de la AE, para los costos fijos. Esto evidenció la necesidad de una referencia externa sobre los costos fijos de estos proyectos.

Ahora, la empresa boliviana Brücken Consult Bolivia S.R.L. fue seleccionada para realizar el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de Generación con base de Energías Alternativas", en el marco del Programa PEERR Energías Renovables de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Agencia La Paz, programa de apoyo de la Cooperación Alemana al gobierno de Bolivia para el desarrollo de las Energías Alternativas.

1.3 Objetivo y alcance

El objetivo es realizar un estudio técnico para la "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento FIJOS de Generación con base de Energías Alternativas" que complemente el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento VARIABLES NO COMBUSTIBLES de Generación con

Base en Energías Alternativas" realizado por la empresa Mercados Energéticos en el año 2015.

El estudio técnico comprenderá los análisis y evaluaciones que permitan determinar el valor representativo del Costo de Operación y Mantenimiento Fijo (O&M) de las plantas de generación de electricidad a partir del aprovechamiento de fuentes de Energías Alternativas, expresadas en USD/MWh.

El presente estudio parte de un análisis sobre las generalidades comunes y correspondientes a todas las tecnologías de generación con fuentes alternativas, el mismo que comprende los 3 primeros capítulos y, que, seguidamente aborda las particularidades propias de cada tecnología.

Las tecnologías de generación a evaluarse, de acuerdo a los términos de referencia, son la fotovoltaica, eólica y térmica con biomasa, cuyos valores unitarios, deberán resultar de un análisis técnico-económico, considerando los Costos Indirectos (costos de inversión, métodos de cálculo de los costos de depreciación, gastos generales y estimación global de los costos indirectos), Costos de dirección y administración y Estimación global de costos fijos, de acuerdo a lo establecido en el artículo 26 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

Para esto se considerarán los costos de proyectos de las tres tecnologías renovables en desarrollo, en ejecución o ejecutados en Bolivia y en países vecinos.

Con esta información se hará una relación de costos entre los proyectos locales y regionales para luego realizar la estimación de costos óptimos de Operación y Mantenimiento fijos.

Respecto a la magnitud de los proyectos a ser considerados en el análisis objeto del presente estudio, se incluirán sistemas de generación de escala pequeña (5 a 10 MW) y de mayor escala (hasta 60 MW).

1.4 Situación de las energías renovables en Bolivia

Hasta 1996, cuando se implementó la Ley de Electricidad 1604 vigente, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia abarcaba los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz y Oruro, Potosí y Chuquisaca, y tenía solamente 2 empresas que se encargaban de la generación de electricidad: la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE). En 1997 la demanda del SIN fue de 576 MW y 3.018 GWh, provistos en un 49% con generación térmica a gas natural y diésel y en 51% con generación hidroeléctrica.

Siguiendo la tendencia mundial, la Ley N° 1604 impuso en el SIN un ambiente propicio para la inversión privada en la generación de electricidad, con un criterio casi netamente económico para el despacho de las unidades

generadoras (uso de los generadores) y con remuneración fijada en base a la competencia de precios entre generadores (método de costo marginal).

Aunque la normativa de la Ley N° 1604 está muy bien desarrollada, tiene desde su inicio un problema interno y otro externo, los cuales no permiten el desarrollo de la generación con fuentes renovables (ni siquiera hidroeléctrica, para la cual fue pensada), e incluso restringió la inversión privada en generación térmica convencional.

El problema interno es que parte de la remuneración para la generación, la remuneración por Potencia se basa en la Potencia Firme de una unidad generadora, la cual es definida como la potencia que puede generar durante cuatro horas continuas del periodo de demanda de punta de la época seca, y no está prevista una discriminación para su aplicación. Los generadores eólicos y solares no pueden garantizar una Potencia Firme porque su fuente de energía primaria no es controlable y, por tanto, no reciben esta parte de la remuneración.

El problema externo es que el precio del gas natural, en el cual está basada la remuneración por Energía, en Bolivia está fijo, en un nivel muy inferior al precio del mercado internacional y al precio que representa su valor real. Por ello, el precio por Energía que reciben los generadores es muy bajo y no deja el margen necesario ni siquiera para incentivar la instalación de sistemas de generación convencionales por parte de empresas privadas.

Debido a esos dos problemas, las tecnologías renovables, que pueden tener un costo de operación menor, pero tienen un costo de inversión mayor que los turbogeneradores a gas natural, son económicamente inviables en Bolivia.

A consecuencia de ello, los proyectos de generación con fuentes renovables que se implementaron desde entonces son muy pocos y tienen condiciones u objetivos muy especiales para su implementación.

La demanda de electricidad del SIN alcanzó en 2016 los 1.434 MW y 8.576 GWh, y fue provista en 80% con generación térmica a gas natural y diésel y en 20% con generación renovable, siendo 95% de esta hidroeléctrica, 3,4% biomasa y 1,6% eólica.

Para mejorar el aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa, el gobierno emitió en 2014 el Decreto Supremo 2048, el cual permite al Mercado Eléctrico Mayorista pagar a nuevos proyectos de generación con fuentes alternativas una remuneración adicional a la que normalmente obtendrían en el marco de la Ley N° 1604. La remuneración adicional debe complementar la remuneración normal del MEM, hasta un precio final aprobado por la AE para cada proyecto.

En ese contexto, el primer proyecto que se benefició de esta remuneración adicional fue el Parque Eólico Qollpana – Fase 2 de 24 MW de la empresa ENDE-Corani, el cual empezó a operar en 2016, y el segundo fue el parque solar Yunchará de 5 MW de ENDE Guaracachi, el cual empezó a operar en 2017. En

la lista de proyectos candidatos a recibir la remuneración adicional están varios parques eólicos y solares de las mismas empresas estatales citadas.

En los Sistemas Aislados (no conectados al SIN), la generación de electricidad se realiza fundamentalmente con diésel, en algunos lugares con gas natural y solamente existen 2 instalaciones fotovoltaicas que conforman sistemas híbridos solar-diésel: una de 5 MWp en la ciudad de Cobija (departamento de Pando) y otra de 60 kWp en la comunidad El Espino (departamento de Santa Cruz), ambos implementados con el objetivo de reducir el consumo de diésel, el cual es importado del extranjero. Cabe resaltar que, con el mismo objetivo, en los últimos años se han realizado grandes inversiones para extender la red del SIN a poblaciones anteriormente aisladas.

Para los Sistemas Aislados de Cobija y Riberalta está en estudio la implementación de dos plantas de generación con biomasa de aproximadamente 10 MW cada una.

2 ANÁLISIS DEL MARCO NORMATIVO BOLIVIANO

2.1 Marco legal del sector eléctrico

Nueva Constitución Política del Estado

En febrero del 2009 es aprobada la nueva Constitución del Estado Plurinacional Boliviano (en adelante Nueva Constitución), que abroga a la hasta ese entonces vigente Constitución Política del Estado de 1967 y establece un nuevo régimen para el desarrollo y ejecución de las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución de energía en el país, estableciendo en primera instancia el acceso universal a la energía como un Derecho Fundamental en su artículo 20, párrafo I:

“Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones”

En el mismo precepto legal el Estado boliviano se atribuye la responsabilidad exclusiva de la provisión de estos servicios a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. El suministro eléctrico podrá ser realizado por empresas privadas a través de contratos suscritos con el Estado.

La Nueva Constitución, en su Artículo 378, declara a la Energía en sus diversas formas y fuentes un recurso estratégico y esencial para el desarrollo integral y social del país y establece que su aprovechamiento y explotación, así como su suministro deberán regirse por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del Medio Ambiente.

Con el objeto de determinar el alcance de la responsabilidad exclusiva del Estado sobre el suministro de energía la Constitución reconoce y determina la cadena productiva energética vertical extendiendo la facultad y la competencia del Estado a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía. Además, establece una clara prohibición de otorgar estas actividades en concesión a empresas privadas y de beneficiar a través de ellas exclusivamente intereses privados. Esto no excluye la participación privada en la realización de las actividades de la cadena energética, la cual sin embargo deberá ser regulada por ley especial.

Más allá de las actividades comunes de la cadena vertical de la industria energética, el Estado se atribuye la facultad y al mismo tiempo la obligación de desarrollar y promover fuentes de generación de energías alternativas, su uso e investigación, siempre que sean compatibles con la preservación del Medio Ambiente.

Toda energía generada deberá satisfacer y garantizar en primera instancia el consumo interno, pudiéndose exportar los excedentes de energía generada

únicamente cuando las reservas para asegurar el consumo interno se encuentren garantizadas.

En cuanto a la competencia estatal para el ejercicio de las actividades en el sector energético, sobre todo el desarrollo y la implementación de proyectos energéticos, la Nueva Constitución hace una importante diferenciación entre el nivel central del Estado, las entidades territoriales autónomas, los gobiernos departamentales y gobiernos municipales autónomos.

Sin ser muy explícita en cuanto al alcance de su competencia, esta Ley Fundamental faculta a los Gobiernos Departamentales para el desarrollo de proyectos de electrificación rural, proyectos de energía para sistemas aislados y proyectos de fuentes de energías alternativas de alcance departamental, siempre que preserven la seguridad alimentaria, entendiéndose vagamente que estos proyectos no podrán ser o estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional). Vale observar que la norma se limita al término "proyecto" excluyendo cualquier estipulación sobre la competencia para la realización de las actividades específicas de generación, transmisión y distribución de energía.

Respecto a los gobiernos municipales autónomos la Nueva Constitución reconoce su competencia para proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance municipal que preserven la seguridad alimentaria.

Finalmente, las así denominadas "autonomías indígenas originario campesinas" también tienen competencia para explotar fuentes de energías y desarrollar la electrificación de sistemas aislados, siempre que estén dentro de su jurisdicción y se realicen en el marco de la política del Estado.

Con referencia al desarrollo de fuentes de energías alternativas, el Artículo 379 establece que el Estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente. Este precepto genera a su vez la necesidad de una normativa espacial que establezca el alcance y tipo de estas fuentes de energía y sus mecanismos para ser desarrolladas.

De acuerdo con el Artículo 298, párrafo II.8, el nivel central del Estado se reserva la competencia exclusiva para establecer la política de generación, producción, control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado nacional.

Con relación a los hidrocarburos la Nueva Constitución en su Artículo 348 reconoce y declara a estos como recursos de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país. Y determina en el Artículo 349 que son de propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano, cuya administración corresponde al Estado en función del interés colectivo. Más allá de estas normas, y destacando su importancia, la Nueva Constitución dedica completo su tercer capítulo para los hidrocarburos estableciendo:

- Su propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado. Ningún convenio, tratado, norma o contrato puede modificar total o parcialmente esta disposición. (Art 356 I y II)
- El Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética. (Art. 360)
- YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (Arts. 361-362)
- La creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos

Ley de Electricidad

En Bolivia continua vigente la Ley N°1604 de 1994 instituida durante el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada como el instrumento regulador del sector eléctrico para un nuevo sistema económico establecido por el proceso de Capitalización, el cual trasladaba a empresas privadas, especialmente consorcios internacionales, la administración y el control de las empresas de los sectores claves de la economía nacional, entre ellos el sector eléctrico.

Esta Ley regula las actividades de la industria eléctrica, define los principios para el establecimiento y la fijación de los precios y tarifas de electricidad en el país en un marco de mercado abierto con libre competencia, en el que el rol estatal quedaría limitado a la planificación, regulación y administración de licencias y concesiones, su control y fiscalización y a las políticas de electrificación rural y universalización del suministro eléctrico.

A continuación, se detallan los principales aspectos regulatorios establecidos por esta ley, y que conformarían la nueva estructura y el funcionamiento de la industria eléctrica en Bolivia a partir de 1994:

- Establece un régimen de concesiones y licencias para el ejercicio de las actividades energéticas por empresas privadas nacionales y extranjeras.
- Garantiza la Libre Competencia en el desarrollo y la ejecución de las actividades de la industria energética.
- Determina la organización institucional, otorgando jurisdicción y competencia al Ministerio y a la Secretaria de Energía y a la Superintendencia de Electricidad.
- Faculta al Ministerio y a la secretaria para proponer normas reglamentarias de carácter general para su aprobación por el Poder Ejecutivo y para la

elaboración del Plan Nacional Referencial para el SIN (Sistema Integrado Nacional).

- Establece las atribuciones y competencias de la Superintendencia de Electricidad como el órgano regulador independiente del sector.
- Estructura el Sector Eléctrico Nacional estableciendo la separación vertical propietaria y societaria de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía, salvo en sistemas aislados.
- Garantiza el sistema de acceso abierto a las redes de transmisión para la utilización de las infraestructuras de transmisión para el transporte de energías para cualquier persona o empresa interesada.
- Crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el ente responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga.
- Regula el cálculo y la fijación de los precios máximos de la energía para generación y distribución y las tarifas máximas de transmisión y las tasas de retorno correspondientes.
- Otorga al Estado la competencia y la responsabilidad para la electrificación de poblaciones menores y rurales.

La mayoría de estos alcances han dejado de aplicarse y han sido sustituidos por decretos supremos o por los nuevos preceptos constitucionales mencionados arriba.

En cuanto a la regulación de los precios y tarifas de energía, el rol institucional ha cambiado, eliminando la Superintendencia de Electricidad y creando la AE (Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad).

La Ley de Electricidad no presenta normas que regulen la implementación de energías alternativas en el país, quedando un importante vacío legal no solo en lo concerniente a su desarrollo, construcción y conexión a los sistemas eléctricos, sino además respecto a la determinación de los precios para este tipo de energía, quedando tan solo como referencia las normas de determinación de los precios y costos para la generación convencional que se detalla más abajo.

En el Plan Eléctrico 2025, el Gobierno se ha planteado como una condicionante ineludible para alcanzar sus objetivos de Política Energética hasta el 2025, la creación de una nueva Ley de electricidad que establezca un marco para la inserción de sistemas de energías renovables con mecanismos de incentivos y medidas para su aprovechamiento, uso e investigación principalmente, no mencionando el resto de las actividades y aspectos que precisan ser normados.

2.2 Antecedentes normativos con relación a costos de generación

El artículo 26 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, y

modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008 establece los valores máximos de los costos variables que deben ser calculados para la determinación de los precios de energía por tipo de tecnología, de terminando los siguientes valores iniciales:

- Turbinas a gas operando en base: 1,08 USD/MWh
- Turbinas a gas operando en semibase: 1,51 USD/MWh
- Turbinas a gas operando en punta: 2,24 USD/MWh
- d) Motores Dual Fuel: 3,18 USD/MWh

Cabe resaltar, que esta disposición se limita a costos variables, quedando un vacío en lo que respecta a los costos fijos, los cuales, dependiendo del tipo de tecnología pueden tener una incidencia importante para la fijación de los precios de energía.

A su vez, esta norma no prevé los valores de los costos de tecnologías de generación alternativas, sin embargo, estipula que, para las unidades de generación de nueva tecnología incorporadas con posterioridad al inicio de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el valor representativo deberá resultar de un estudio técnico, basado en datos de fabricantes, proveedores de servicios de mantenimiento y costos estándar reconocidos. Esto ha dado lugar a la realización de un primer estudio sobre costos variables de energías alternativas en el año 2014.

En el caso de costos variables de no combustibles y haciendo referencia a la Resolución AE/368/2016, la AE aprueba los mismos mediante resolución como se puede apreciar para el periodo 2016 y 2017, como los más recientes, y deja sin efecto los de las gestiones anteriores. Esta aprobación se efectúa en base a estudios previamente contratados periódicamente para posibilitar la actualización de los ítems.

En coincidencia con los tipos de tecnologías ya previstas y citadas arriba, los costos para las nuevas tecnologías deberán ser fijados en Dólares Americanos por MWh.

2.2.1 Formación de Precios de Generación

- **Energía**

Los precios de energía son determinados sobre la base del costo marginal de corto plazo de energía; estos costos para satisfacer la demanda corresponden a la producción de la última máquina requerida en el despacho de costo mínimo. *“Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión... Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha*

unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora térmica más barata disponible (con el costo asociado a plena carga)”¹.

En relación con los precios del combustible, el año 2000 se emitió el Decreto Supremo N° 29510 en el cual se fijaba el precio máximo del gas natural para la generación termoeléctrica en 1,30 USD/MPC. Posteriormente, en el año 2008 el Gobierno Nacional emitió el Decreto Supremo N° 29510 en el cual se establece que el precio del gas natural para la generación eléctrica será único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC. Este precio se ha mantenido fijo en el valor de 1,30 USD/MPC.

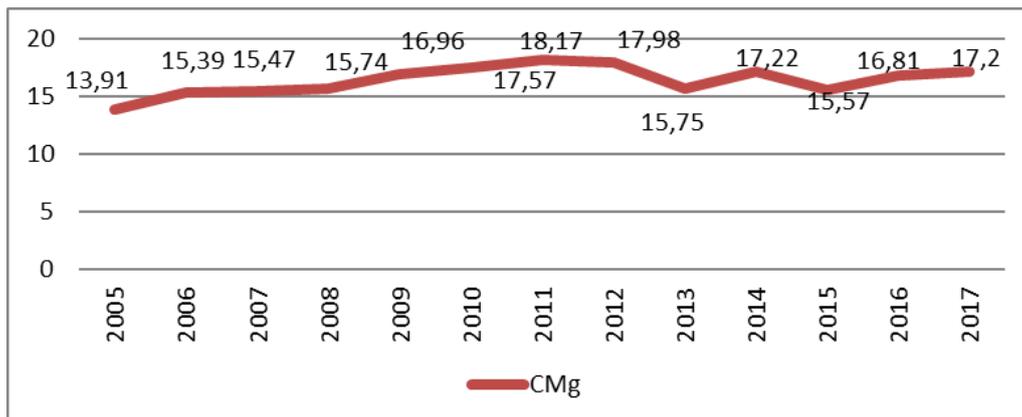
Tabla 1: Precios de combustibles noviembre 2016 – abril 2017

	Precio de gas USD/MPC	Poder calorífico BTU/PC	Costos no combustibles USD/MWh
Guaracachi: GCH01, GCH02, GCH04, GCH06	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Guaracachi: GCH09, GCH10, GCH11	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Guaracachi: GCH12	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Santa Cruz	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Bulo Bulo	1,30	926,50	Resolución AE N°368/2016
Carrasco CAR1, 2	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
Carrasco CAR3	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
V.Hermoso VHE 1,2,3,4	1,30	928,10	Resolución AE N°368/2016
V.Hermoso VHE 6,7,8	1,30	928,10	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez TG	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez MG	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez DF	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez DF (*)	0,53	37.289	Resolución AE N°368/2016
Kenko	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
El Alto ALTO1	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
El Alto ALTO2	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
Karachipampa	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Entre Rios	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
Termoeléctrica del sur	1,30	979,70	Resolución AE N°368/2016
Termoeléctrica de Warnes	1,30	910,40	Resolución AE N°368/2016
Moxos (*)	0,53	37.289	Resolución AE N°204/2016

Fuente: Informe Precio de Nodo noviembre 2016 – abril 2017. CNDCP

¹ http://www.cndc.bo/normativa/leyes/r_precta.pdf

Gráfico 1: Serie histórica de los Costos Marginales de Generación (Sin IVA) en USD/MWh



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga)

- **Potencia**

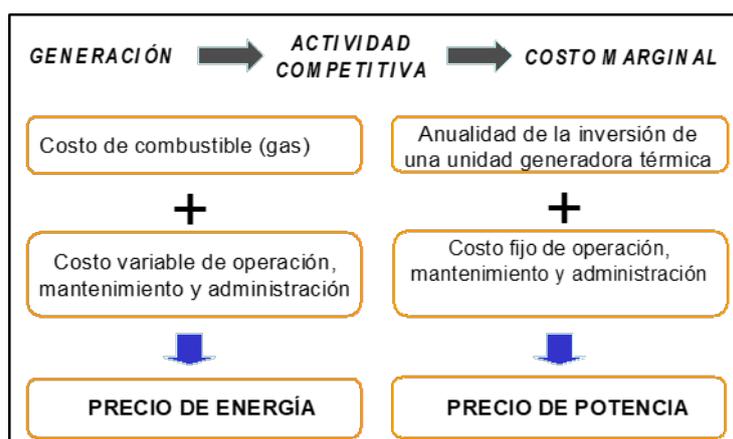
Los precios de potencia son determinados semestralmente a través de su costo marginal. el cálculo se realiza en base a la anualidad del costo de inversión de la unidad generadora más económica para entregar potencia adicional al sistema.

Con la información que presentan los agentes del mercado, el CNDC elabora los estudios de precios referenciales del Mercado Eléctrico Mayorista, que son revisados y aprobados por la AE, y en base a éstos, se aprueban semestralmente los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema, los precios de transmisión y las respectivas fórmulas de indexación.

Estos precios, excepto los de energía, constituyen los valores máximos que pueden ser transferidos a las tarifas de distribución. En cuanto a la energía, el precio spot de energía es el que termina transfiriéndose al consumidor.

El siguiente esquema, muestra el mecanismo de determinación del precio en generación. Este mecanismo hace una diferenciación entre el costo variable (costos operativos y costo del combustible) como factor determinante del precio de la energía y el costo fijo (reconocimiento de las inversiones) como factor determinante del precio de la potencia.

Figura 1: Formación de Precios Básicos del MEM



Fuente: Asociación de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

2.3 Marco legal para las energías alternativas

Es importante señalar que la Ley de Electricidad vigente no prevé ni contiene normas o estipulaciones para la implementación de fuentes de generación de energía renovables o alternativas, más allá de su Artículo 5, el cual dispone:

“El aprovechamiento de aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad se regulará por la presente ley y la legislación en la materia, teniendo en cuenta su aprovechamiento múltiple, racional, integral y sostenible.

En función de las dimensiones del mercado eléctrico y al racional aprovechamiento de los recursos primarios, el Poder Ejecutivo podrá definir la participación mínima hidroeléctrica en la capacidad de Generación del Sistema Interconectado Nacional”.

Esta norma se refiere principalmente a la utilización de plantas generadoras hidroeléctricas, dejando abierta complementariamente la posibilidad del aprovechamiento de otros recursos naturales renovables bajo los cuales, aunque la ley no especifica, bien pueden ser comprendidas las fuentes de energía eólicas, solares, geotérmicas o de biomasa. Debido a que esta norma no propone ningún mecanismo o sistema especial para la regulación de estos tipos de generación alternativa renovable de electricidad tales como su inyección garantizada a la red, incentivos o mecanismos de remuneración, no constituye el establecimiento de un marco legal adecuado para el desarrollo y uso de energías alternativas.

Existen algunas normativas posteriores a esta Ley que se han insertado en el Ordenamiento Legal de Bolivia con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables, especialmente en los Departamentos dependientes de sistemas aislados (no conectados al SIN) para su suministro eléctrico o con ciertas necesidades específicas. Tal es el caso de la Ley N° 2820 del 2004, que ordena el aprovechamiento de la energía eólica y solar para la extracción de aguas

subterráneas en el Departamento de La Paz, como una medida para el desarrollo de las actividades agrícolas y la mejora del acceso al agua para la satisfacción de necesidades básicas.

El 2005 se aprueban las Leyes N° 3152 y N° 3279, que declaran de necesidad nacional la implementación de fuentes de generación de energías alternativas en los Departamentos de Pando y Beni respectivamente, facultando al Poder Ejecutivo para tal efecto, la utilización de recursos del Tesoro General de la Nación y/o donaciones y créditos internacionales para su financiamiento. Además, estas normas liberan del pago de impuestos a las utilidades por cinco años a cualquier persona natural o colectiva que generan energías alternativas en este Departamento, así como al pago del IVA (Impuesto al Valor Agregado) y los impuestos de importación de aquellos equipos y tecnologías para la generación de estas energías. Estas normas han quedado sin efecto debido a la eliminación de concesiones a privados para la realización de actividades de la cadena energética y a la facultad exclusiva a Ende por propia cuenta o en sociedad para la realización de este tipo de generación, ambos previstos en la Nueva Constitución. De esa manera los incentivos fiscales planteados arriba no aplican.

También en el 2005 se aprueba el Decreto Supremo N° 28557 que establecía mecanismos de financiamiento a través de dos fondos existentes (FNDR o FONDESIF) para proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, micro centrales hidroeléctricas, densificación de redes y usos productivos, mecanismos que hoy en día no se encuentran más vigentes.

Recién el 2012, ya en la administración del Gobierno de Evo Morales, se prestará atención nuevamente a la necesidad de implementar energías alternativas en los sistemas aislados (especialmente el de Pando), aprobándose la Ley N° 239 consecuente, cuyo único artículo dispone brevemente: que “el Órgano Ejecutivo del Nivel Central del Estado, a través de las instancias competentes, priorizará la generación y suministro de energía eléctrica en el Departamento de Pando, a través de proyectos a corto, mediano y largo plazo”.

Nuevamente, esta norma, más allá del establecimiento de un lineamiento de política energética, no establece mecanismos concretos y definidos que permitan efectivamente la implementación de sistemas de energías alternativas en Pando.

No sería sino hasta el 2014 que se plantearía la realización de un primer proyecto con energías renovables: planta híbrida fotovoltaica-diésel en Cobija, capital de Pando, descrita en el presente trabajo entre los proyectos de energías alternativas, cuya realización no responde necesariamente a la existencia de la Ley N° 239 mencionada arriba.

El objetivo principal de estas normativas ha sido la reducción del consumo de diésel para generación eléctrica frente al creciente consumo de las poblaciones aisladas, y en algunos casos el aumento de la electrificación rural.

Estas leyes no lograron cumplir con sus objetivos y no constituyen por tanto instrumentos legales válidos y suficientes para el desarrollo y uso de energías alternativas en Bolivia.

El VMEEA está trabajando en un anteproyecto de Ley sobre Energías Alternativas que deberá en un futuro próximo normar específicamente su generación, transporte y distribución y establecer los mecanismos de incentivo para su desarrollo e implementación. Según se entiende, esta Ley estaría separada de una futura nueva Ley de Electricidad que reemplace la Ley N° 1604 de 1994.

2.3.1 Mecanismo de remuneración para proyectos de energías alternativas

En julio del 2014 el Gobierno aprueba el Decreto Supremo Nro. 2048 con el objeto de establecer un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN.

Este mecanismo consiste en la aplicación de un valor de ajuste adicional al precio nodo de la energía que será cubierto por los agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) proporcionalmente a su consumo de energía y atribuido a los proyectos de energías alternativas que hayan sido aprobados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía mediante Resolución Ministerial, con el objeto de adaptar económicamente los sistemas de energías alternativas que inyecten electricidad al SIN.

Este valor de ajuste de adaptabilidad deberá ser aprobado por la AE (Autoridad de Fiscalización y Control de la Electricidad) para cada caso y aplicado de acuerdo con los registros mensuales realizados por el CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga), el cual determinará la remuneración a ser aplicada. Para tal efecto la norma prevé la creación por las empresas distribuidoras de cuentas individuales de "Energías Alternativas" para cada agente, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías.

El MHE (Ministerio de Hidrocarburos y Energía), mediante Resolución Ministerial N° 004 de enero de 2015, reglamenta los criterios para la aplicación de los factores (entiéndase por este factor la base de cálculo para la determinación de los valores de ajuste de adaptabilidad mencionado arriba) de Energías Alternativas. Estos criterios son los siguientes:

- Las cuentas individuales permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot y no podrán tener saldos negativos para que los factores mencionados acumulen los valores necesarios para cubrir los valores de ajustes adicionales.
- Para el financiamiento de las energías alternativas estos factores forman parte de los Fondos de Estabilización de los precios y tarifas de energía tales

como: pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, consumos domiciliarios mayores a 1.000 kilovatios/hora (kWh) u otro nivel que sea aprobado por el ente regulador, subsidios focalizados, diferencia entre los precios de energía Spot y de aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse con esa finalidad.

- Las proyecciones y sus resultados deberán contemplar un horizonte de cuatro (4) años, para asegurar que en el corto y mediano plazo las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas aprobados por el MHE.

Esta norma establece además el procedimiento de aprobación de los factores de energías alternativas, el seguimiento y control de las cuentas individuales de energías alternativas, ambos a ser aplicados por la AE; y el procedimiento para la presentación de proyectos, evaluación, plazos y aprobación a ser aplicado por el MHE.

Actualmente, se cuentan con dos aprobaciones de precios para Energías Alternativas realizadas por la AE, las mismas que se detallan a continuación y constituyen las referencias legales que forman un primer marco regulatorio para el cálculo de costos y fijación de precio para este tipo de tecnología en Bolivia.

- Fijación de precio para el parque eólico Qollpana II. En base a la Resolución AE N° 375/2016 se aprueba el precio de generación de Qollpana, Fase II, junto a todos los detalles de técnico-económicos.
- Fijación de Precio para la Planta Solar Yunchará – Tarija. De acuerdo con la Resolución 521/2017 de la AE, se aprueba el precio de esta planta solar considerando que el proyecto esté incluido en el Plan Eléctrico 2025, la capacidad instalada y efectiva de la planta, la energía generada y su factor de planta, el costo de la inversión, el financiamiento y las condiciones del proyecto, los costos de operación y mantenimiento, depreciación y otros costos que razonables.

3 VALIDACIÓN DEL CONCEPTO GENERAL DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (OM&A) DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

3.1 Concepto general

Es importante recalcar que, en este apartado se describe de manera general y conceptual los ítems que integran los costos fijos de OM&A para las tres tecnologías renovables, y de manera más específica, en el capítulo 5, se detalla los ítems que compone cada tecnología y su correspondiente cuantificación, sustentada ya sea por medio de fuentes bibliográficas, por fuentes directas que tuvo el consultor.

Si bien, cada tecnología renovable tiene sus propias características en relación a los costos debido a la tecnología que se utiliza, esta sección tiene como objetivo realizar una descripción de los componentes que integran los costos fijos de operación mantenimiento y administración (OM&A) en plantas de generación.

Para estos fines, se tomará en cuenta la información otorgada en el estudio anterior encargado a la consultora "Mercados Energéticos" cuyo objetivo fue la "Determinación de costos variables de O&M" y que sirve como base para el presente trabajo, junto a otras fuentes bibliográficas que ayudaron a caracterizar los componentes de dichos costos.

Dicha caracterización intentará proporcionar información ordenada acerca de los factores relevantes para la cuantificación de cada uno de ellos, permitiendo la posterior adopción de criterios y metodologías para la clasificación de estos en las categorías requeridas por la regulación a los efectos de determinar los costos fijos de OM&A.

3.2 Clasificación de los Costos Totales en proyectos de energías renovables

Los costos totales de una planta de generación están compuestos por los costos de Inversión, más los Costos Fijos y los Costos Variables.

Con respecto a la Inversión, ésta incluye la inversión en maquinaria como la remuneración del capital más las depreciaciones.

En relación con los costos de OM&A, podemos ver que éstos se componen tanto de costos fijos como variables. Aquí nos referiremos a los Costos Variables como combustibles y no combustibles.

La siguiente ecuación resume los componentes de los costos totales de una central de generación:

$$CT = I + CFOM\&A + CVNC + CVC$$

Donde:

- CT: Costo Total
- I: Inversión
- CFOM&A: Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración.
- CVNC: Costos Variables No Combustibles
- CVC: Costos Variables de Combustibles

3.3 Clasificación y Descripción general de los Costos Fijos de OM&A

En esta sección se identifican y enumeran las principales características de los costos de generación para plantas en base a energías renovables.

El criterio adoptado es el de realizar una descripción conceptual de las principales funciones que se realizan en las centrales generadoras, agrupadas en operación, mantenimiento, administración. Para cada una de ellas se identifican y describen las principales actividades requeridas para lograrlo, modalidades de tercerización y los ítems de costo que comprende cada una de ellas.

La caracterización planteada es la que utiliza la mayoría de los entes reguladores de la región y aceptadas por los organismos reguladores de países que basan su mercado en costos de producción.

3.3.1 Costos de operación

a) Personal de operación

Se trata del personal propio de operación del generador que incluye a los operadores de turno (sala de control, operadores de campo, químicos, manejo del combustible primario) y al personal de mantenimiento que realiza tareas de mantenimiento siguiendo diagramas de turno.

Todas las tecnologías requieren personal de operación si bien en algunos casos la misma se puede realizar en forma remota.

Este costo depende de la cantidad de personas designadas a la actividad y su nivel de especialización.

Asimismo, es función de:

- La cantidad de máquinas,
- La localización de la planta,
- El tipo de combustible,
- Los auxiliares de planta,
- El grado de automatización, y

- Los regímenes legales y sindicales de contratación de mano de obra
- Régimen operacional de la unidad.

Podemos ver que los ítems anteriores no dependen de la producción de energía, por tanto, el Personal de Operación es un costo fijo para toda planta de generación.

b) Personal de operación de soporte

Personal que asiste o soporta la actividad de la operación ("staff"). Es el conjunto de personas que no trabajando de turno realizan tareas de relacionadas con la operación tales como preparar reportes, análisis de fallas, revisión de procedimientos y o normas de operación.

Registran la producción diaria y el consumo de combustible, así como los accidentes o cuasi accidentes operativos. Incluye también al gerente de operación y al ingeniero de Instrumentación y Control. Se trata de personal muy calificado y entrenado.

Todas las tecnologías requieren personal de operación de soporte, si bien en el caso de algunas centrales puede ser compartido entre varias unidades de generación y no están relacionados al volumen de producción de energía.

c) Contratos de operación

Hay empresas que por diversas razones deciden contratar a una empresa que se encargue de la función de operador.

En este caso, una vez determinado el límite de responsabilidades, y con ello el costo del contrato, normalmente los costos indicados anteriormente quedan reducidos a una estructura mínima de coordinación del contrato y administración de aquellas funciones o responsabilidades que no le fueron asignadas al operador.

d) Contrato de operación química

Las plantas que operan turbinas de vapor (caso de las centrales que operan biomasa) se requiere la producción de agua desmineralizada, dosificación de químicos, análisis químicos y manejo de efluentes con los costos asociados. En algunos casos estos procesos son tercerizados mediante un contrato a una empresa.

En este caso este costo reemplaza a costos de personal de operación y dependiendo del contrato también puede reemplazar el costo de los productos químicos. Como estos costos son variables (ya que están relacionados al volumen de la energía producida), no se tomarán en cuenta en este estudio.

e) Monitoreo de las emisiones

Para el caso de plantas de generación de energías renovables, la única tecnología que genera emisiones son las centrales de biomasa, como producto de la combustión. Sin embargo, esta emisión de CO₂ se compensa con la absorción de este por las plantas que originan la biomasa, generando un ciclo cerrado del carbono.

Si bien las emisiones varían con la producción de energía, el costo de medir, registrar e informar a los organismos de control ambiental generalmente está relacionado con la cantidad de mediciones que, independientemente del despacho que haya tenido la unidad, deben ser realizadas en forma periódica de acuerdo con la legislación vigente.

f) Tratamiento y disposición final de residuos

Estos costos no están asociados con una actividad relacionada a la principal del negocio, y por lo tanto las empresas usualmente lo contratan. El costo está directamente relacionado con la cantidad de residuos que a su vez se originan en la operación de la máquina.

Los mayores generadores de residuos son las centrales tipo biomasa, y en particular las cenizas de la combustión de la biomasa. Aunque la cantidad de residuos medidas en unidades de peso es función de la producción, el costo está asociado más al servicio de recolección y disposición que a la cantidad.

g) Tratamiento y disposición final de residuos peligrosos

Para el caso de las tecnologías renovables, no existen residuos "peligrosos" como los que podemos encontrar en otro tipo de industrias, como el caso de la minería. En este sentido, no habría un costo asociado a este tipo de tratamiento o disposiciones. Así mismo, los residuos considerados peligrosos dependen de la legislación del lugar, así como por las exigencias en el proceso de eliminación o disposición final.

3.3.2 Costos de mantenimiento

a) Mantenimientos mayores

Se trata de los trabajos importantes de reparaciones y cambios de partes realizados sobre los principales equipos de una planta de generación cualquiera sea su tecnología y tiene por finalidad restaurar las condiciones originales de diseño de la unidad.

Los componentes de costo de este tipo de mantenimiento son esencialmente tres:

- Mano de obra (es práctica usual realizar contrataciones específicas para este tipo de mantenimiento).

- Repuestos.
- Servicios de ingeniería, de supervisión y de reparaciones de equipos auxiliares tales como válvulas, motores, bombas.

La frecuencia entre mantenimientos mayores está dada por el número de horas equivalentes de operación, las que, a su vez, son función del régimen operativo al que está sometida la unidad.

b) Mantenimientos intermedios

La turbina de vapor y los generadores eléctricos es recomendable que entre dos mantenimientos mayores haya uno por lo menos intermedio destinado en particular a realizar un relevamiento detallado de las necesidades de repuestos.

c) Mantenimiento diario

En este caso lo más significativo es el costo de mano de obra, y del soporte de actividades de asistencia que brinda el personal de apoyo tales como programa, compras y contrataciones. También se incluye en este rubro el mantenimiento correctivo.

Todos los costos de mantenimiento de la unidad generadora están directamente relacionados al volumen de producción de energía.

Los costos de mantenimiento del paño de enlace y subestación transformadora para la conexión al sistema eléctrico no dependen del volumen de producción de energía.

d) Mejoras de funcionalidad de equipos y depreciaciones

Estos son costos de capital necesario para renovar equipo que llegan al límite de vida útil y por lo tanto no son costos operativos.

3.3.3 Costos de administración y otros costos relacionados

a) Costos de administración

Corresponden a la administración y están relacionados con los costos de personal dedicados a las actividades de administración de la planta.

Dentro de este ítem también se incluyen la limpieza y conservación de edificios, jardinería (corte de pasto y mantenimiento jardines), suministro y equipos de oficina, transporte de personal, alquileres, servicio de telefonía, transmisión de datos, apoyo profesional externo, viáticos, capacitación del personal, pagos por cargos exigidos por la regulación.

b) Seguros

El seguro por rotura de maquinaria, seguro de responsabilidad civil y por incendio, otros seguros.

c) Seguridad y salud ocupacional del personal

Son los gastos que origina el programa de seguridad y salud ocupacional del personal de operación y mantenimiento de la planta.

d) Sistema de protección y lucha contra el fuego

Son los gastos que origina el sistema de protección y lucha contra el fuego que se debe implementar en la planta de acuerdo con la normativa vigente.

e) Seguridad general de la planta y control de acceso

Son los gastos que origina el sistema de seguridad y control de acceso a la planta de generación. En principio y por definición los costos de administración y otros costos relacionados no dependen del volumen de producción de energía para la capacidad de la planta.

f) Costos Especiales: contribución al CNDC, tasa de regulación y costos de transmisión y aporte a tarifa dignidad

Son los cargos que en Bolivia debe atender un generador para poder vender su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Dichos costos, no son costos fijos ya que, su monto depende de los beneficios y por tanto de los niveles de producción, considerándose entonces como costos variables indirectos. Aun así, se tomarán en cuenta a la hora de calcular el costo unitario, ya que, por solicitud de los Términos de Referencia, se deben incluir en los costos indirectos.

3.3.4 Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental

Para el caso de parques eólicos, en base a información de la Comisión Nacional de Energía de Chile (2006) los impactos que pueden afectar a la fase operación son los siguientes:

a) Alteración del paisaje por intrusión de elementos artificiales

Existen métodos para evaluar el impacto adecuadamente. Por ejemplo, se debieran realizar visualizaciones digitales del proyecto eólico como el mostrado en la figura de abajo.

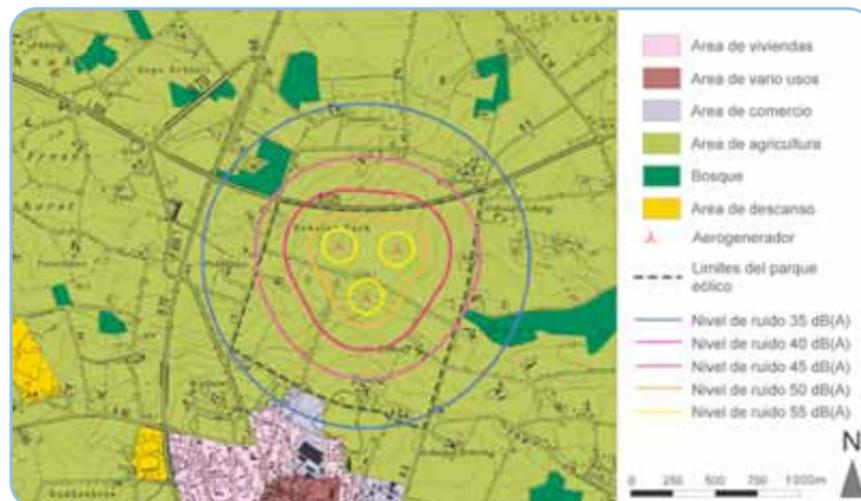
b) Emisión de ruido

El sonido producido por turbinas de viento tiene dos orígenes: el aerodinámico, producido por el flujo del viento sobre las aspas y otro mecánico, producido por los engranajes del sistema de transmisión y generación.

c) Sombra

La sombra que proyecta el aerogenerador, específicamente el parpadeo que puede generar debido al movimiento de las aspas puede generar impactos molestos en los vecinos del parque.

Figura 2: Impacto del ruido en tres aerogeneradores



Fuente: Foro Económico Internacional de las Energías Renovables (IWR)

Pero los mayores riesgos ambientales en la fase de operación están relacionados con eventos no deseados y espontáneos como la colisión de aves. La magnitud de los efectos, en caso de haberlos, dependerá del grado de amenaza en que se encuentren las especies afectadas.

4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales para la tecnología eólica

Para el levantamiento de la información, se utilizarán proyectos que se encuentran en pleno etapa de desarrollo o recién implementados, por tanto, tendrán una estructura de costos actualizada. Para los proyectos más antiguos, se podrá ajustar el valor de los costos, por medio de la tasa de inflación y otras variables a considerar.

En relación con los tamaños de cada proyecto, para tener una similitud de análisis con la mayoría de los mismo que está licitando el Gobierno Nacional, se priorizaran parques de 5 MW a 60 MW de potencia. Para cumplir con el objetivo de este trabajo, se buscará considerar proyectos por tipo de tecnología y país, de manera no limitativa ni exclusiva, a los siguientes:

Proyectos eólicos

- Bolivia: Parque Eólico Qollpana Fase II de 24 MW. Fuente: Resolución AE 375/2016; Información de Costos de 2017 y 2018 enviados por ENDE Corani en relación con el Parque Eólico Qollpana; Información de Costos de 2018 de los Proyectos de Santa Cruz.
- Brasil: Subastas de energías de energía nueva A-4 y A-6 2017. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Fuente: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.
- Argentina: Subastas de energía en el marco del programa RENOVAR 2.0. Fuente: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/20171129_renovarr2-adjudicacion_prensa.pdf
- EE. UU.: Informe del National Renewable Energy Laboratory (NREL), que a fines de 2017 publicó el Annual Technology Baseline (ATB), que representa un marco de referencia para identificar los parámetros de costo y rendimiento específicos de la tecnología de generación eléctrica. Fuente: <https://atb.nrel.gov/electricity/2017/summary.html>

La información recopilada será llenada en una planilla Excel que se enviará adjunta a este informe, cuyo nombre es "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_EÓLICA_25022018"

4.2 Descripción de las tareas para la determinación de los Costos Fijos referenciales de Operación y mantenimiento

A continuación, se describe en orden, el desarrollo metodológico y las tareas llevadas a cabo para la determinación de los costos referenciales para Bolivia:

- **Sistematización de la información:** La información recibida de los proyectos nacionales e internacionales, se integró en el archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_EÓLICO_25022018", que es la que agrupa toda la información y cálculo presentado en este trabajo. Cada proyecto está contenido en una solapa del archivo.
- **Estimación de Costos Fijos de OM&A (USD/año) y de Inversión (USD/MW):** En base a las características de las plantas eólicas recopiladas, tales como cantidad de personal, tecnología, necesidad de mantenimiento, y todo lo referente a los ítems que integran los costos de OM&A, se dimensionaron las necesidades en recursos humanos y técnicos para plantas de 30 MW y 60 MW para Bolivia, y se estimó el costo fijo medido en USD/año. Para tener una comparación tanto de proyectos nacionales como internacionales, se hace un benchmarking comparativo con ambos tamaños de plantas (ver punto 5.2.1). Una vez dimensionados y estimados sus costos correspondientes, la información se agrupó en la solapa "Estimación costos fijos de O&M". Lo mismo se realiza para los costos de inversión.
- **Armado del Flujo de fondos para el cálculo del Costo unitario fijo de OM&A referencial (USD/MWh):** Luego, con la información de los costos fijos de OM&A estimados, en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia" se modeló un flujo de fondos con el objetivo de calcular el valor referencial de Costo fijo unitario de OM&A, expresado en USD/MWh. El flujo se ha cargado con los valores anuales de costos fijos mencionados en el punto anterior (USD/año). Se realizaron dos flujos de fondos, uno para un parque de 30MW y otro para un parque de 60 MW, por ende, se calcularon dos valores de costos fijos referenciales (USD/MWh). Este flujo se puede ver en el archivo Excel, en la pestaña "Costo referencial OM&A Bolivia".

Para llenar el flujo de fondos, se listarán y asignarán los siguientes conceptos de costos:

- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M).
- Costos de Administración.
- Costos Indirectos: Estos costos, también llamados "comunes" o "generales", pueden ser fijos o variables. A continuación, se listan los que se incorporan en este estudio, ya que pese a ser variables, los mismos han sido incorporados en los Términos de Referencia debido a que impactan en el precio de generación.
 - Costos de Inversión.
 - Metodología de cálculo de los costos de depreciación.
 - Impuestos: Para el cálculo de impuestos, se tomarán en cuenta el Impuesto a la Utilidades Empresariales (IUE).
 - Tasas (AE, CNDC).

- Peaje de Transmisión: Se considera como un costo indirecto, ya que constituye un ítem que no forma parte directamente en la producción de la energía como un bien, sino que se aplica en una etapa posterior en la cadena vertical de la industria energética. Su objetivo es sostener económicamente el mantenimiento y reposición del sistema interconectado nacional, por tanto, está relacionado con fines de comercialización, más que de generación, tal como lo señala el Reglamento de precios y tarifas del CNDC (Artículo 29) "El peaje atribuible a cada generador será el resultado de la multiplicación del peaje unitario de los generadores por toda su energía inyectada y registrada en los medidores reconocidos por el CNDC para fines de transacciones comerciales de energía y potencia")².
 - Seguros.
 - Gasto financiero.
 - Gastos generales.
- Estimación global de los costos indirectos.
 - Estimación global de costos fijos.
 - Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.
- **Determinación de los costos referenciales de OM&A para Bolivia:** De manera concluyente, y una vez que se tengan computados todos los costos en el flujo de fondo durante la vida útil del proyecto (20 años), se procederá a realizar el cálculo del costo fijo unitario del OPEX (costo de operación) y del CAPEX (Costos de Inversión) así, como todos los costos indirectos relacionados con éste descritos arriba. Para llegar a este valor, se iteró una tarifa que hizo el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de fondos igual a cero (VAN=0). Luego, para confirmar el resultado, así como estimar los costos indirectos globales y Costos Fijos Globales, se utilizó la metodología del "Costo Nivelado de Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés). Los detalles de la metodología del cálculo referencial para los costos fijos de OM&A para Bolivia, se explican en el punto 4.2.1.
 - Estos datos, así como el resultado del Costo Unitario de generación, se compararán con la "Tabla resumen de datos" que sintetiza todos los proyectos relevados. Con esto tendremos variables comparativas con proyectos nacionales e internacionales.

En base a los resultados, se realizarán las conclusiones pertinentes, así como recomendaciones de política energética para Bolivia.

² <https://www.cndc.bo/normativa/rpt.php>

4.2.1 Metodología para la determinación de los Costos Fijos Referenciales de OM&A para Bolivia: VAN del Flujo de Fondos y Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

Debido a que existen varios costos indirectos que no los tenemos dados, ya que dependen de la tarifa, y por tanto de los ingresos (Impuestos y AE principalmente), se propone la estimación de los Costos Referenciales, se realicen en dos etapas.

- Primero, se buscará una tarifa que haga que el VAN del flujo de caja (Ingresos menos mi flujo de costos directos e indirectos) sea igual a cero. Esa tarifa será el Costo Fijo Unitario de OM&A expresado en USD/MWh, ya que cuando mi VAN se haga cero, significa que la suma de mis costos durante el ciclo de vida útil del proyecto, están cubiertos, actualizados a una tasa de descuento.
- Luego, para corroborar este cálculo y para realizar la estimación Global de Costos Fijos y de Costos indirectos, se utilizará la metodología del Costo Nivelado de la Electricidad (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés). El LCOE, es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de capital, etc. El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías. Este corresponde al costo de un inversionista asumiendo la certeza de los costos de producción y la estabilidad de precios de la electricidad. Para este fin, se actualiza el flujo de costos del ciclo de vida del proyecto, sobre la actualización del flujo de energía durante el mismo ciclo de vida. Para esto se utiliza una tasa de descuento que refleja el rendimiento del capital para un inversionista en un escenario de ausencia de riesgos de mercado específicos o de tecnología. El costo nivelado de energía representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. Su formalización matemática se puede resumir de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = gastos de inversión en el año t , $OM\&A_t$ = gastos de operación, mantención y administración, E_t = electricidad generada, r = tasa de descuento y t = tiempo de vida de la planta.

La expresión obtenida es la empleada por distintos organismos internacionales reconocidos para el cálculo de los costos nivelados de proyectos de generación de energías renovables tales como la IEA

(International Energy Agency) o el NREL (National Renewable Energy Laboratory), entre otros.

Típicamente el costo nivelado de la energía se calcula para el periodo del horizonte económico, el cual estará en función de la vida útil de la instalación para producir electricidad, y se da en unidades monetarias por kilovatio-hora, por megavatio –hora (USD/kWh, USD/MWh). Para los efectos de este trabajo y debido a que los Términos de Referencia lo solicitan, los resultados de los Costos Fijos de OM&A, se mostrarán en USD/MWh.

Los Costos nivelados de electricidad (LCOE) para realizar la Estimación Global de Costos Fijos y de Costos Indirectos

Tal como lo solicitan los TdR, se debe realizar la estimación global de los costos fijos e indirectos. Para tales fines, la metodología del LCOE es la más idónea.

En este sentido, y para el caso la estimación de global de costos fijos se dejará en el numerador la actualización de los costos fijos de OM&A (sin los costos indirectos) y en el denominador, la actualización del flujo de energía durante el ciclo de vida.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Para el caso de la estimación Global de los costos indirectos, se cambiará el numerador por la actualización del flujo de los costos indirectos, dejando el denominador igual.

5 ESTIMACIÓN DE COSTOS FIJOS DE O&MA PARA PLANTAS EÓLICAS EN BOLIVIA

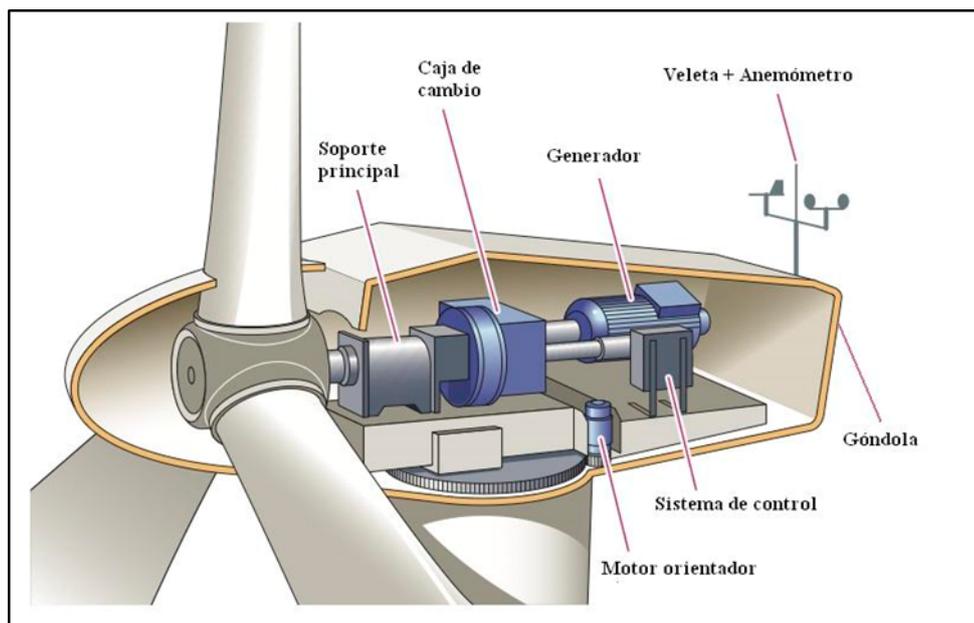
5.1 Descripción de la tecnología

Las plantas eólicas están constituidas básicamente por los aerogeneradores y transformadores elevadores de tensión.

Los aerogeneradores convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, captando la energía cinética en la hélice, cuyo eje está conectado al generador eléctrico, que es similar a un motor eléctrico, pero que en vez de recibir energía eléctrica y entregar energía mecánica, recibe energía mecánica y entrega energía eléctrica.

Hasta hace pocos años, la conexión de la hélice con el generador se realizaba a través de una caja de engranajes para amplificar la velocidad de giro a la velocidad requerida por el generador para producir la corriente alterna con la frecuencia de la red eléctrica. Sin embargo, en la actualidad, para reducir el tamaño y peso de la góndola (cabina que aloja los componentes principales del aerogenerador) y reducir la cantidad de componentes móviles, que son los que requieren mayor trabajo de mantenimiento, son cada vez más comunes los aerogeneradores que no tienen caja reductora y, en vez de ello tienen equipo electrónico estático que permite producir la corriente alterna con cualquier velocidad de hélice.

Figura 3: Esquema de un aerogenerador



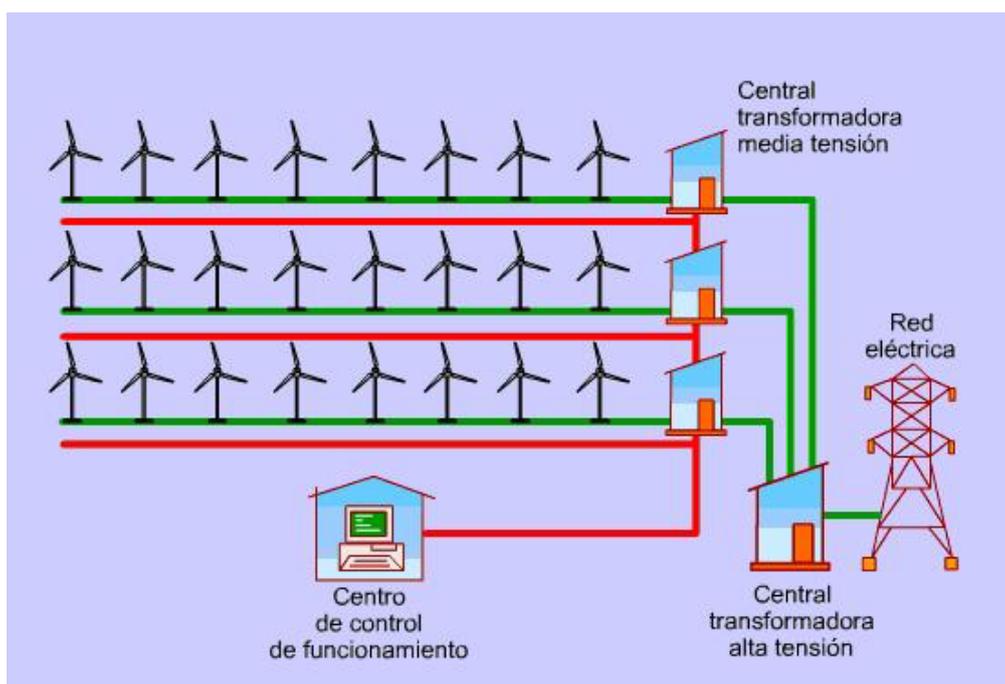
La góndola está alojada sobre la torre de metal, a una altura que depende de la potencia del aerogenerador. Las potencias usuales actuales para uso en tierra son de 3 a 5MW, con hélices de 80m de diámetro y alturas de eje de 120m o más (las de uso en el mar son de mayor potencia y tamaño).

En la base de la torre se encuentra el equipo electrónico, llamado inversor, y el transformador elevador de tensión.

Los parques eólicos están compuestos por varios aerogeneradores, ubicados estratégicamente para aprovechar al máximo el espacio de terreno disponible y reducir al mínimo las interferencias de flujo de viento entre ellos. En general se puede considerar que cada aerogenerador de 3 a 5 MW puede estar en el centro de un área de 300 m X 300 m, es decir 9 hectáreas, equivalentes de 2 a 3 hectáreas por MW.

La siguiente imagen resumen el esquema de funcionamiento de un parque eólico y sus principales componentes.

Figura 4: Esquema general de un Parque Eólico



Los parques actuales tienen tamaños desde unas cuantas decenas hasta centenas de MW. A la fecha existe en Bolivia solamente el parque eólico Qollpana de 27 MW, el cual tiene 2 aerogeneradores de 1,5 MW y 8 de 3 MW, y pertenece a la empresa estatal ENDE Corani. En el corto plazo está prevista la instalación de otros 3 parques de similares características en el Departamento de Santa Cruz. El proyecto eólico integra tres parques: Warnes, San Julián y el Dorado, que juntos prevén sumar 93 megavatios (MW) de potencia al Sistema Interconectado Nacional (SIN). San Julián estará ubicado en el municipio de Cotoca, Warnes, en el municipio del mismo nombre y El Dorado en Cabezas, según información publicada por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Figura 5: Aerogeneradores del Parque Eólico Qollpana



Fuente: ENDE Corani

5.2 Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración fijos

El presente estudio estima los costos del parque eólico Qollpana en sus dos fases, como el primer y único parque construido en Bolivia, y de los parques que serán construidos en el corto plazo. Se consideran dos escalas de parques, de 30 y 60 MW de potencia instalada, con el objetivo de contrastar las diferencias de costos.

Costos de operación

Los parques eólicos tienen equipamiento móvil, por lo cual requieren supervisión continua y mantenimiento frecuente.

La supervisión de la operación se realiza en las computadoras de control, las cuales capturan y almacenan los parámetros relevantes como temperaturas, valores eléctricos, vibraciones y alarmas.

En la operación normal no hay mucha actividad, pero la aparición de fallas y anomalías es común en máquinas rotativas, y en un parque eólico de 30 MW, que tiene 10 o más máquinas, la aparición de anomalías puede ser frecuente. En esas circunstancias, el personal de operación debe atender la operación normal y la anomalía.

Para las tareas de operación y mantenimiento (O&M) de un parque eólico, el personal mínimo que se debe tener es de 2 personas por cada 11 a 18 máquinas, incluyendo un jefe de planta (dato obtenido en base a entrevistas con el Experto Integrado en operación y mantenimiento del Parque Qollpana, Stephan Schäfer). Por tanto, tomaremos en cuenta que para operar 30 MW eólicos se necesitan 4 personas, con las siguientes tareas:

- 1 jefe de planta (ingeniero), encargado de coordinar la operación y mantenimiento.
- 4 técnicos operadores.
- 1 técnico administrativo.

Los costos de este personal mínimo estimados para Bolivia son los siguientes:

Tabla 2: Personal de operación

Ítem	Descripción	Cantida	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos /año	Aporte Patronal	Costo anual (USD)
1	Jefe de planta (Ingeniero)	1	2.300	14	17%	37.674
2	Operador (Técnico superior)	4	1.200	14	17%	78.624
3	Técnico administrativo	1	800	14	17%	13.104
Total						129.402

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de un parque de 60 MW se considera el mismo número de personal que para un parque de 30 MW, ya que el número de aerogeneradores se mantiene en el mismo rango (de 11 a 18), anteriormente mencionado. En ese sentido, para el caso de una planta de 100 MW, la cual incrementa el número de aerogeneradores (30 aprox.), se considera el doble de personal, manteniendo 1 jefe de planta.

Con respecto al área administrativa, se ha incluido el costo mínimo de los trabajos correspondientes (principalmente pago de sueldos y administración de contratos con terceros), el mismo que debe atribuirse a los costos de la planta y no a la estructura administrativa central del operador. Para el caso de plantas de 100 MW, se considerará el mismo costo de personal administrativo, siempre que las actividades administrativas descritas arriba sean similares y no generen mayor volumen de trabajo administrativo.

Para el cálculo de los sueldos, se tomó en cuenta la escala salarial de ENDE aprobada por medio de Resolución Ministerial 629, con fecha 7 de julio de 2017 y la información proporcionada, por ENDE.

Los otros costos de operación de parques eólicos, como son lubricantes y energía de autoconsumo son costos que están en directa relación con la producción de energía, por lo cual son costos variables y su estimación no es el objetivo de este trabajo, ya que fueron determinados en el estudio realizado por la consultora Mercados Energéticos, en el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con Base a Fuentes de Energía Alternativas", en el año 2015. De igual manera, éstos representan un mínimo impacto en el costo total de producción.

Costos de mantenimiento

En los costos de mantenimiento se incluyen los preventivos, correctivos, más la renovación de partes electrónicas en aerogeneradores.

Como se mencionó, hay aerogeneradores con caja de engranajes (que tienen un costo de mantenimiento relativamente mayor, debido a la cantidad de componentes móviles) y aerogeneradores “de accionamiento directo”³, que, en lugar de esta caja multiplicadora, tienen un equipo electrónico estático que permite producir la corriente alterna con cualquier velocidad de hélice. Estos últimos, son los que tienen mayor crecimiento de utilización hoy en día, debido al incremento de la confiabilidad (por eliminación del elemento con mayor índice de fallas), así como el hecho de que al no tener engranajes alivianan el peso de la góndola, bajando los costos de inversión y montaje.

Para parques eólicos se suele realizar un contrato de mantenimiento y de garantía de disponibilidad con el fabricante de los aerogeneradores. Estos contratos pueden realizarse en base a la energía producida por el parque o en valores fijos por aerogenerador anuales. El servicio abarca los costos de mantenimiento programado, reparaciones, consumibles y repuestos. Estos costos son escalonados, siendo menores en los años iniciales y aumentando con los años de funcionamiento.

Hoy, estos trabajos los proveen empresas especializadas que otorgan servicios integrales de monitoreo, en los que se ofrecen programas de mantenimiento predictivo para el monitoreo periódico, y principalmente continuo, de turbinas eólicas a través de monitoreo por Internet.

Por ser máquinas con partes móviles, los trabajos de mantenimiento están directamente relacionados con el tiempo e intensidad de su uso, por lo cual sus costos se relacionan directamente con el nivel de producción. Por ello, todos los costos de mantenimiento de parques eólicos son tomados como Costos Variables.

Ahora bien, para efectos de incorporar el costo de mantenimiento en este estudio y debido a que en el mercado mundial están tomando importancia los contratos fijos de mantenimiento con los fabricantes, se tomará el costo del contrato de mantenimiento firmado entre Ende Corani y ENERCON GmbH, el cual comenzará una vez que concluya el periodo de garantía de 3 años. El costo anual del contrato, para 24 MW, es de USD 427.280 anuales (Sin IVA) e incluye la “provisión de todos los consumibles y repuestos necesarios para los mantenimientos preventivos y correctivos de los aerogeneradores; así mismo, prevé la capacitación a los técnicos de Corani, para que efectúen los mantenimientos preventivos y correctivos, el monitoreo remoto del parque a través de su sistema SCADA y soporte a distancia posteriormente”⁴. Esto representa un costo unitario de 17.803 USD/MW.

³ <https://www.technologyreview.es/s/1139/las-turbinas-eolicas-se-despojan-de-sus-engranajes>

⁴ Resolución AE 200/2016

En relación con la tecnología, los aerogeneradores que tiene el parque Qollpana no tienen caja multiplicadora, por tanto, es un costo referencial de la tecnología que más se está utilizando en el desarrollo de parque eólicos.

Según información de Corani, el costo de mantenimiento de los aerogeneradores con caja multiplicadora y el costo de mantenimiento de los aerogeneradores sin caja multiplicadora son similares (18,834 USD/MW vs 17,803 USD/MW, respectivamente), por lo cual, siguiendo el principio de prudencia, para este estudio se tomarán los costos mayores.

Si comparamos estos valores con otros fabricantes europeos, vemos que son coherentes, ya que Gamesa (Empresa Eólica Española) ha informado que el costo medio de un contrato "full service" de mantenimiento en Europa es de 20.000 EUR/MW (2014)⁵.

Por tanto, para los costos de mantenimiento para parques de 30, 60 y 100 MW, se estiman los siguientes valores:

Tabla 3: Costos de Mantenimiento (USD/año)

Costos de Mantenimiento	Costo anual (USD)		
	30 MW	60 MW	100 MW
Contrato de Mantenimiento externo	565.013	1.130.025	1.883.375

Fuente: Elaboración propia

En base a la información proporcionada tanto por ENDE Corani y por el experto integrado especialista en O&M Stephan Schäfer, no existe economía de escala en los costos de mantenimiento externo, ya que el servicio se realiza por aerogenerador y por tanto es un trabajo unitario, no por la totalidad del parque.

Por otro lado, debido a que la mayoría de los parques están cubiertos por garantía de los fabricantes los primeros años, para el cálculo del costo unitario en USD/MWh, se toma en cuenta el costo de mantenimiento a partir del tercer año, tal y como está dispuesto en el contrato del parque Qollpana.

Costos Administrativos

Los costos de Administración se resumen en los costos de vigilancia, transporte, seguros, mantenimiento de terreno y caminos, y otros.

Para la vigilancia de un parque de 30 MW, se toma como referencia el costo de vigilancia que ha informado la empresa Corani para el año 2017, el cual es de 10.190 USD por año en promedio. Para las plantas de 60 MW, se estima un 40% de incremento máximo, observando el incremento que hubo entre las plantas solares de Yunchará y Uyuni, cuyo costo de seguridad no se rige ni por superficie ni por potencia instalada, sino que responde a condiciones de disponibilidad de personal y servicio. Considerando que la diferencia de tamaño en este caso es menor, es un porcentaje de aumento prudente. El mismo porcentaje de incremento se aplica a la diferencia entre parques de 60 y 100 MW.

⁵ <http://www.eleconomista.es/energia/noticias/6832985/06/15/Bajan-los-costes-de-mantenimiento-de-los-parques-eolicos.html>

Generalmente los costos de vigilancia de los parques eólicos son menores a los fotovoltaicos, ya que los equipos solares son más propensos al robo. Por esto, a parte del personal de seguridad, se necesitan insumos para efectuar una correcta vigilancia (cámaras de vigilancia en todo el perímetro, entre otros).

Para el transporte de personal para las inspecciones, limpieza y vigilancia de un parque de 30 MW, es necesario contar con una camioneta, cuyo costo anual podría estar alrededor de los 7.600 USD/año (Si consideramos el costo de una camioneta de 30.000 USD que se renueva a los 10 años, es una amortización de 3.000 USD al año, más 2.000 USD/año de combustible, 600 USD/año de seguro y 2.000 USD/año de repuestos y taller). Para plantas de Tanto para plantas de 60 como de 100 MW, se requieren al menos 2 camionetas.

El seguro de daños contra las máquinas aseguradas (Todo Riesgo, Rotura de Maquinaria, etc.) es el importante dentro de los costos administrativos y su valor depende del monto de inversión y del riesgo específico. En términos generales se puede decir que el costo anual de los seguros de todo riesgo está en el orden del 0,35% de la inversión, que fue la relación obtenida del monto del seguro para el parque Qollpana II (Resolución AE 200&/2016). Como el tamaño de un parque de 30 MW es similar, se utiliza el mismo porcentaje del valor del activo como costo anual del seguro. En base a información proporcionada por la empresa La Boliviana Seguros, para parques de 60 MW se asume un 0,31% del valor de inversión, y un 0,27% del mismo para el costo anual del seguro en plantas de 100 MW. Es decir, se pueden encontrar economías de escala en el valor del seguro.

Para los otros costos administrativos menores como suministros de oficina, servicios básicos, equipo de protección personal, etc., se considera un monto de 3.000 USD/año para parques de 30 MW, 4.000 USD/año para los de 60 MW y de 6.000 USD/año para los parques de 100 MW.

Resumen de costos de OMyA fijos estimados

El resumen de los costos de Operación, Mantenimiento y Administración explicados en los párrafos anteriores es el siguiente:

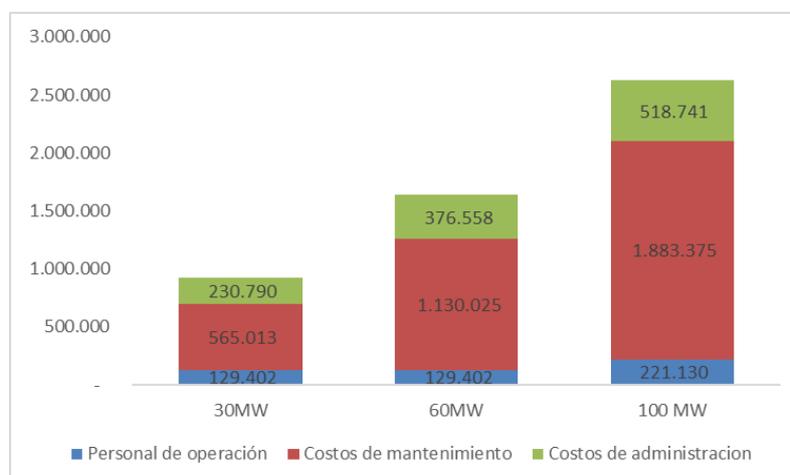
Tabla 4: Resumen Costos fijos de OM&A (USD/año)

Descripción	Costo anual fijo (USD/año)		
	30MW	60MW	100 MW
Costos de Operación			
Personal de operación	129.402	129.402	221.130
Insumos	Variable	Variable	
Costos de mantenimiento (contrato de mantenimiento externo)	565.013	1.130.025	1.883.375
Personal de mantenimiento	Variable	Variable	Variable
Servicio técnico especializado externo			
Repuestos			
Costos de administración	230.790	376.558	518.741
Vigilancia	10.190	14.266	19.972
Vehículo	7.600	7.600	15.200
Seguros	210.000	350.692	477.569
Otros (Artículos de oficina, servicios públicos, ropa de seguridad, etc.)	3.000	4.000	6.000
Mantenimiento Terreno y Caminos	10.500	21.000	29.400
TOTAL	925.205	1.635.985	2.623.246
COSTOS DE INVERSIÓN ESTIMADOS	60.000.000	113.861.111	179.537.037
COSTOS DE INVERSIÓN UNITARIO	2.000.000	1.897.685	1.795.370

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la tabla y en el grafico siguiente, el costo fijo de parques eólicos está determinado principalmente por el Costo de Mantenimiento, que para el caso de Qollpana y los nuevos parques eólicos de Santa Cruz, es un servicio externo que brinda el fabricante.

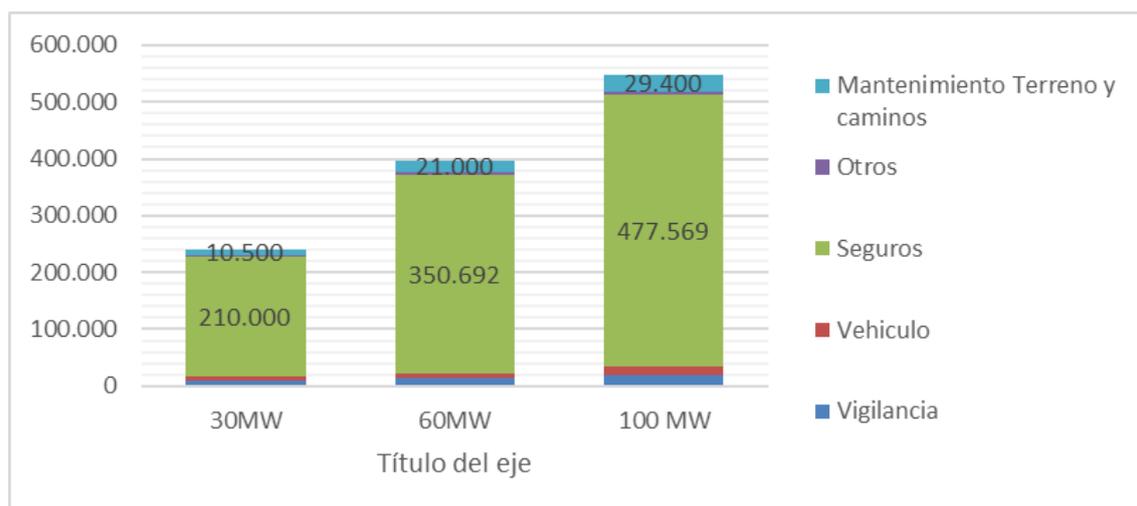
Gráfico 2: Desglose de costos fijos de OM&A (USD/año)



Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar, el seguro como costo administrativo, es el segundo ítem más importante dentro de los costos fijos.

Gráfico 3: Desglose de costos fijos de Administración (USD/año)



Fuente: Elaboración propia

Para verificar la razonabilidad de los costos citados, en la siguiente tabla se presentan algunos valores y relaciones de referencia, así como el Costo de OM&A fijo unitario en relación con la potencia instalada:

Tabla 5: Relaciones de los de OM&A fijos

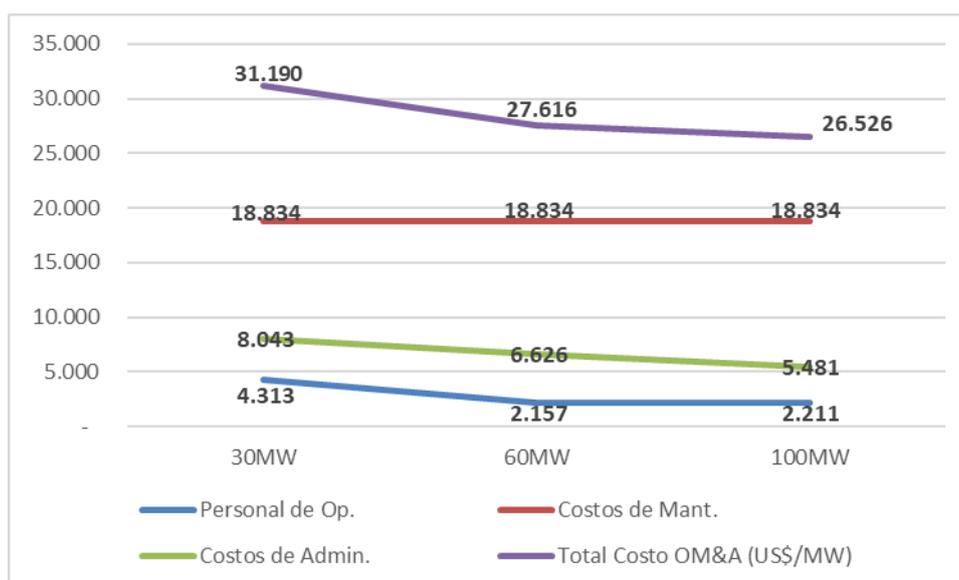
Descripción	Valor		
	30MW	60MW	100MW
Potencia instalada (MW)	30	60	100
Costo de implementación (USD/MW)	2.000.000	1.897.685	1.795.370
Inversión (USD)	60.000.000	113.861.111	179.537.037
Anualidad de la inversión a 20 años (5,75%)	5.125.410	9.126.414	15.336.862
Costo anual OM&A fijo (USD)	935.705	1.656.985	2.652.646
Costo anual I+OM&A fijo (USD)	6.061.114	11.383.400	17.989.328
Costo anual OM&A fijo / Costo anual I+OM&A fijo	15,4%	14,6%	14,7%
Costo anual OM&A fijo / Inversión	1,6%	1,5%	1,5%
Costo anual OM&A fijo unitario (USD/MW)	31.190	27.616	26.526

Fuente: Elaboración Propia

La tabla muestra valores razonables, que son comparables a los valores que indica la International Renewable Energy Agency (IRENA) en el estudio Renewable Power Generation Costs in 2017, donde para Latinoamérica se señalan costos de Oym fijos entre 15,000 y 50,000 USD/MW al año.

En relación con las economías de escala, si bien su efecto es menor que en solar, en el siguiente gráfico vemos la disminución del Costo unitario fijo de OM&A anual (USD/MW) total, que va de 31.190 USD a 26.526 USD en plantas de 30 a 100 MW.

Gráfico 4: Curva Costos unitarios fijos de OM&A (USD/MW-año)



Fuente: Elaboración propia

El único componente que no tiene economía de escala (reducción de costos unitarios) es el mantenimiento, ya que como hemos mencionado más arriba, este servicio se realiza por aerogenerador y por tanto es un trabajo unitario, no por la totalidad del parque.

Comparación con proyectos en Bolivia

En la siguiente tabla se presentan los costos de Operación, Mantenimiento y Administración fijos estimados en este estudio para un parque de 30 MW y los costos del parque eólico Qollpana II presentados por ENDE Corani a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad para la aprobación de su precio de generación.

Tabla 6: Comparación de costos estimados con el proyecto Qollpana II

Ítem	Descripción	Costo fijo de OM&A (USD/año)	
		Estimación 30MW	Qollpana II - 24MW
1	Costos de Operación		
1.1	Personal de operación	129.402	120.191
2	Costos de mantenimiento		
2.1	Contrato de Mantenimiento externo	565.013	427.280
3	Costos de administración		
3.1	Vigilancia	10.190	10.190
3.2	Vehículo	7.600	10.497
3.3	Seguros	210.000	176.106
3.4	Otros (insumos de oficina, servicios básicos, EPP, etc.)	3.000	
	Mantenimiento Terreno y Caminos	10.500	
	TOTAL	925.205	744.264

Fuente: Elaboración propia en base a RES AE 200/2016, RES AE 375/2016 e información suministrada por Ende Corani, 2017.

Como se puede observar, los valores parciales y el valor total estimado en este estudio están en el rango de los valores de Qollpana II. El costo fijo total para la estimación del parque de 30 MW es un poco más elevado, debido a la incorporación de los Ítems de "Otros" y "Mantenimiento de Terrenos y Caminos" y al aumento del contrato de mantenimiento y del seguro.

Costos de inversión (CAPEX) y comparación con proyectos internacionales

El Laboratorio Nacional de Energías renovables de Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés) define los gastos de capital (CAPEX) son los gastos necesarios para lograr la operación comercial en un año determinado. Estos gastos incluyen la turbina eólica, la preparación del lugar o "balance del sistema (BOS)" (por ejemplo, preparación del sitio, instalación e infraestructura eléctrica) y los costos financieros (por ejemplo, costos de desarrollo, equipo eléctrico in situ e interés durante la construcción).

Seguidamente se presentan los costos de inversión más importantes en el proyecto de un parque eólico terrestre (onshore), y su participación en el costo total.

- **Costos de estudios de viabilidad:** incluyen el estudio del recurso eólico, análisis del emplazamiento, diseño inicial, estudio de impacto ambiental, estudio de rentabilidad y gestión de proyecto, entre otros gastos iniciales. Involucran menos del 2 por ciento del gasto total.
- **Costos de equipamiento (aerogenerador):** incluyen los de producción de la turbina y equipos auxiliares y el transporte hasta el sitio de emplazamiento e instalación. Absorben entre el 65 y el 85 por ciento de los costos.
- **Costos de obra civil:** incluye el transporte dentro del emplazamiento de la turbina y la torre, la construcción de la cimentación y carreteras y otros costos relacionados con la infraestructura necesaria para la instalación y puesta en marcha de las turbinas. Pueden representar del 4 al 16 por ciento.
- **Costos de conexión a la red:** incluyen el cableado, las subestaciones y las líneas eléctricas necesarias. Absorben del 9 al 14 por ciento del total.
- **Otros costos de inversión:** por ejemplo, costos financieros durante la construcción, ingeniería, permisos legales y del uso del terreno, licencias, consultas, seguros y además los sistemas de monitoreo. Pueden ir del 4 al 10 por ciento del costo total.

El peso de cada componente en la inversión de un parque eólico se resume en el siguiente cuadro:

Tabla 7: Participación de cada componente en el costo de inversión total de un Parque eólico

Inversión en parque eólico – torre de acero				
	10 MW	50 MW	100 MW	200 MW
	Participación	Participación	Participación	Participación
Hub + Nacelle + Generador	32,0%	30,6%	32,5%	33,8%
Set de Palas	12,8%	12,2%	13,0%	13,5%
Torre	19,0%	18,2%	19,3%	20,1%
Transformadores MT	1,1%	1,0%	1,1%	1,2%
Montaje y Puesta en Marcha	3,2%	3,1%	3,3%	3,4%
Obras Civil – Caminaría	3,5%	3,3%	3,5%	3,7%
Obras Civil – Fundaciones	7,6%	7,2%	7,7%	8,0%
Distribución Interna Parque MT	1,6%	1,5%	1,6%	1,7%
Cables MT	2,2%	2,1%	2,2%	2,3%
Celdas MT	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%
Transformadores AT		1,1%	1,2%	1,3%
Subestación MT	5,7%			
Subestación AT		4,0%	2,8%	2,0%
Línea MT	2,9%			
Línea AT		5,6%	3,0%	1,6%
Puesto de Conexión y Medida	4,1%	4,7%	3,4%	2,4%
Instalación de Enlace		1,2%	0,9%	0,6%
Transporte	3,5%	3,3%	3,5%	3,7%
Seguros (0,25%)				
Desarrollo / Ingeniería (5%)				
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Fuente: Informe KPMG, 2015. Uruguay.

En relación con los costos de inversión del proyecto Qollpana II, en base a al Informe AE-DPT 246 y a la información que ha proporcionado la empresa Ende Corani, podemos ver que el Parque Qollpana tiene los siguientes costos de inversión:

Tabla 8: Costos de Inversión Proyecto Qollpana

CAPEX		
Ítem	Tipo	Monto USD
TERRENOS		
Adquisición de terrenos		44.446,78
Subtotal Terrenos		44.446,78
PARQUE EÓLICO LLAVE EN MANO		
Aerogeneradores	Enercon E83 E4 - 3MW	
Subtotal equipos e instalación		39.373.562,35
OBRAS CIVILES		
Subtotal Obras Civiles		3.813.001,12
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA		
Subtotal Subestación		4.018.891,35
MEDIO AMBIENTE		
Programa de prevención y mitigación		136.345,45
Gestión socioambiental del proyecto		145.032,77
Subtotal Medio Ambiente		281.378,23
ADMINISTRACIÓN		
Administración y Supervisión (Unidad)		717.630,78
Subtotal Administración		717.630,78
TOTAL INVERSIONES		48.248.910,61
Potencia Instalada		24MW
Inversión unitaria (USD/MW)		2.010.371,27

Si estos costos los comparamos con los que informa el Laboratorio Nacional de Energía Renovables de EE. UU. (NREL), y con las últimas licitaciones realizadas en Brasil, podemos ver que están un poco elevados, ya que los máximos valores unitarios de inversión para ambos casos, llega a los 1.750 USD/kW.

Tabla 9: Costos de inversión unitarios para tecnología eólica en EE. UU.

Escala de la Tecnología	Factor de Capacidad (Rango)		CAPEX (Rango de inversiones)	
	Min.	Max.	Min.	Max.
EÓLICA				
		(%)	(%)	(USD/kW)
	Land-based	11%	47%	USD 1.418,00
	Offshore	31%	50%	USD 3.478,00
				USD 8.331,00

Fuente: <https://atb.nrel.gov/electricity/2017/summary.html>

Tabla 10: Proyectos eólicos en Brasil - Extracto de resultados de la 25ava Subasta de Energía Nueva A-4 (18.12.2017)

Empresa	Estado	P inst.	Inversión		
			(R\$)	(USD)	USD/MW
A-4		(MW)			
Consorcio Voltalia Vila Paraiba II	RN	32	178.681.660	55.664.069	1.739.502
Consorcio Voltalia Vila Paraiba III	RN	32	178.681.660	55.664.069	1.739.502
A-6		(MW)	(R\$)	(USD)	USD/MW
EDPR	RN	35,5	190.003.770	59.191.206	1.667.358
EGP Santa Angela	PI	30,0	165.000.000	51.401.869	1.713.396
Forca Eólica	PB	31,5	254.146.170	79.173.262	2.513.437

Fuente: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-4-2017>

Ahora bien, considerando que son los primeros proyectos en desarrollarse en Bolivia (Qollpana se adjudica el 2016) y sumado a las complejidades en términos de logística que tiene el país, podemos concluir que esos valores son razonables para los efectos de estimar un costo de inversión.

Tabla 11: Estimación costos de inversión para Bolivia

Inversión unitaria (USD/MW)	Qollpana	2.010.371,27
Inversión unitaria (USD/MW)	Proyectos Brasil	1.874.639
Promedio		1.942.505,14

Fuente: Elaboración propia

Por tanto, para los ejercicios de estimación de plantas de 30 MW, utilizaremos el costo unitario de inversión de 2.000.000 USD/MW. Estos valores coinciden con la información publicada por IRENA (2017), la cual manifiesta que "Oceanía, América Central y el Caribe y América del Sur (excluyendo Brasil) son las regiones más caras, con promedios ponderados de entre USD 1.884 y USD 2.256 / kW en 2016"⁶.

Ahora bien, para plantas de mayor escala (100 MW), se utilizará el costo de inversión unitario de los parques a desarrollarse en Santa Cruz de 1.795.370 USD. Los mismos están conformados por:

- Parque Eólico Warnes, de 14,4 MW de potencia.
- Parque Eólico San Julián, de 39,6 MW de potencia.
- Parque Eólico El Dorado, de 54 MW de potencia.

En total estos parques suman una potencia de 108 MW, cuya tecnología y construcción, fue adjudicada a la empresa Vestas. El monto de inversión para este parque asciende a 193.900.000 USD, de los cuales 127 millones será financiado por el Banco Danés "Danske Bank A/S".

⁶ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Para parques de 60 MW, tomamos la media del costo unitario de parques de 30 MW y de 100 MW.

5.3 Cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de Referencia (USD/MWh)

Como dijimos anteriormente, los valores estimados están cargados en la planilla Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_EÓLICA_25022018" específicamente en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia", que se utilizó para armar el flujo de fondos para proyectos de 30 MW y 60 MW.

Una vez cargados los flujos de fondos con los valores estimados, se procederá al cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de referencia (USD/MWh), es decir, nuestros costos de producción unitarios. Tal como dijimos en la metodología, para efectuar dicho cálculo, primero se buscará una tarifa que haga que el VAN del flujo de caja (Ingresos menos mi flujo de costos directos e indirectos) sea igual a cero, que se resume en:

$$VAN = \frac{FN_t}{(1+r)^t}$$

Que es el flujo neto de fondos de cada año actualizado por una tasa de descuento.

Luego, para corroborar dicha tarifa, así como para realizar la estimación global de costos fijos e indirectos, utilizamos el valor actual del flujo de costos sobre el valor actual del flujo de energía, resumido en esta fórmula:

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Para los Costos Indirectos se adoptaron los siguientes criterios y/o valores:

- Tasa de Regulación de la Autoridad de Electricidad: 0,9% de los ingresos antes de impuestos indirectos, valor establecido en la Resolución AE-686/2017.
- Cargo Comité Nacional de Despacho de Carga: 0.128 USD/MWh, valor establecido para Qollpana II en la Resolución AE-200/2016.
- Peaje de transmisión: 3,24 USD/MWh, valor establecido en el Informe de Mediano Plazo mayo - octubre 2017, aprobado con la Resolución AE-280/2017.
- Impuesto a la Utilidad de Empresas: 25%, establecido en la legislación impositiva.

Resultado de la estimación para parque eólicos de 30, 60 y 100 MW

Establecer un valor único de costo fijo por MWh para las plantas eólicas es muy complejo, ya que el mismo depende de las variables de cada proyecto, (principalmente a la ubicación que determinará su factor de planta, condiciones de financiación y la tasa de descuento), por tanto, se ha realizado un ejercicio en el cual se estiman 9 escenarios de plantas eólicas para Bolivia.

Para los factores de planta, se tomaron en cuenta dos valores, correspondientes a las dos zonas en las cuales se están desarrollando o están ya instalados en Bolivia: 37,19%, para el caso de Qollpana (Resolución AE 375/2016) y de 47% en promedio estimados para los parques eólicos en Santa Cruz (en base a información proporcionada por ENDE Corani).

Los escenarios estimados son los siguientes:

Zona Qollpana: Factor de Planta de 37,19%

Parques de 30 MW de Potencia Efectiva

Parques de 60 MW de Potencia Efectiva

Parques de 100 MW de Potencia Efectiva

Zona Santa Cruz: Factor de Planta de 47%

Parques de 30 MW de Potencia Efectiva

Parques de 60 MW de Potencia Efectiva

Parques de 100 MW de Potencia Efectiva

Con Financiación:

Parques de 30 MW de Potencia Efectiva

Parques de 60 MW de Potencia Efectiva

Los cálculos de esta estimación se pueden ver en la solapa "Costos referencial OM&A Bolivia", del archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_EÓLICO_25022018". A continuación, se muestran los cuadros que resumen los resultados:

Inputs	Factor de Planta 37,19% (Zona Qllpana)		
Parámetro	Sin Financiación		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencia Efectiva (MW)	30	60	100
Factor de planta	37%	37%	37%
Inversión USD	60.000.000	113.861.111	179.537.037
Costo de Administración (USD/año)	241.290	397.558	548.141
Costo fijo de Operación (USD/año)	129.402	129.402	221.130
Costo fijo de Mantenimiento (USD/año)	565.013	1.113.025	1.883.375
Costo variable de Oym (USD/MWh)	-	-	-
Incremento salarial (en base a AE DPT 675)	3%	3%	3%
Costo CNDC (USD/MWh)	0,128	0,128	13%
Tasa AE (% de ingresos sin IVA)	0,9%	0,9%	1%
Peaje de Transmisión (USD/MWh)	3,24	3,24	3,24
Impuestos a las Utilidades de Empresas	25%	25%	25%
Tiempo de depreciación (años)	20	20	20
Financiación de la inversión (Apalancamiento)			
Plazo de deuda (años)			
Tasa de interés			
Tasa de descuento anual	6,56%	6,56%	6,56%
Tarifa (USD/MWh)	77,44	72,83	69,17

Outputs						
Parámetro						
Energía anual (MWh)	97.735		195.471		325.784	
VAN (USD)	0		0		0	
TIR	6,56%		6,56		6,56	
Desglose de costos unitarios						
Costo de inversión (USD/MWh)	55,98	72%	53,12	73%	50,25	73%
Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	8,96	12%	7,69	11%	7,36	11%
Costo Variable de OM&A (USD/MWh)	-	0%	0,00	0%		0%
Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc) (USD/MWh)	12,49	16%	12,02	17%	11,56	17%
Total (USD/MWh)	77,44	100%	72,83	100%	69,17	100%

Fuente: Elaboración propia

Inputs Parámetro	Factor de Planta 47% Zona Santa Cruz			Factor de Planta 47% Zona Santa Cruz	
	Sin Financiación			Con Financiación	
	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
Potencia Efectiva (MW)	30	60	100	30	60
Factor de planta	47%	47%	0%	47%	47%
Inversión USD	60.000.000	113.861.111	179.537.037	60.000.000	113.861.111
Costo de Administración (USD/año)	241.290	397.558	548.141	241.290	397.558
Costo fijo de Operación (USD/año)	129.402	129.402	221.130	129.402	129.402
Costo fijo de Mantenimiento (USD/año)	565.013	1.113.025	1.883.375	565.013	1.113.025
Costo variable de OyM (USD/MWh)	-	-	-	-	-
Incremento salarial (en base a AE DPT 675)	3%	3%	3%	3%	3%
Costo CNDC (USD/MWh)	0,128	0,128	13%	0,128	0,128
Tasa AE (% de ingresos sin IVA)	0,9%	0,9%	1%	0,9%	0,9%
Peaje de Transmisión (USD/MWh)	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
Impuestos a las Utilidades de Empresas	25%	25%	25%	25%	25%
Tiempo de depreciación (años)	20	20	20	20	20
Financiación de la inversión (Apalancamiento)					
Plazo de deuda (años)					
Tasa de interés					
Tasa de descuento anual	6,56%	6,56%	6,56%	6,56%	6,56%
Tarifa (USD/MWh)	61,98	58,34	55,44	54,70	51,43

Outputs										
Parámetro										
Energía anual (MWh)	123.516		247.032		411.720		123.516		247.032	
VAN (USD)	0		0		0		0		0	
TIR	6,56%		6,56%		6,56%		6,56%		6,56%	
Desglose de costos unitarios										
Costo de inversión (USD/MWh)	44,30	71%	42,03	72%	39,76	72%	13,29	24%	12,61	25%
Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	7,09	11%	6,09	10%	5,83	11%	7,09	11%	6,09	10%
Costo Variable de OM&A (USD/MWh)	-	0%	0,00	0%	-	0%	-	0%	0,00	0%
Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc) (USD/MWh)	10,60	17%	11,22	18%	9,85	18%	34,32	63%	32,74	64%
Total (USD/MWh)	61,98	100%	58,34	100%	55,44	100%	54,70	100%	51,43	100%

Fuente: Elaboración propia

6 CONCLUSIONES

En relación con los Costos Fijos de OM&A anuales (USD/MW)

El presente estudio nos muestra que los costos de OM&A fijos no están relacionados a la producción de energía de los parques eólicos, sino, a su potencia, incrementándose al aumentar el tamaño sus potencias (30 MW, 60 MW y 100 MW). Por otro lado, los parques eólicos de capacidad similar, instaladas en lugares con potencial eólicos diferentes, por tanto, con producciones de energía diferentes, pueden tener costos de OM&A fijos similares. Por ello, los costos unitarios de OM&A fijos de parques eólicos deben ser expresados en unidades monetarias por unidad de potencia instalada (por ejemplo, USD/MW).

Si bien los costos de mantenimiento son variables, ya que dependen de su nivel de producción, para incluirlos en el cálculo de los costos unitarios referenciales (USD/MWh), se tomó en cuenta el contrato de mantenimiento que tiene el parque Qollpana con los fabricantes, cuyo valor es fijo y anual. Un servicio ofrecido por los fabricantes de aerogeneradores y cada vez más demandado por operadores debido a las facilidades que ofrecen. Por esta razón, este costo se considera como fijo en este estudio.

Con relación a los Costos fijos unitarios de OM&A (USD/MW al año) los valores de 31.190 (para 30 MW), 27.616 (para 60 MW) y 26.526 (para 100 MW) nos muestran economías de escalas del siguiente orden: reducción de un 11% para los parques de 30 a 60 MW y tan solo 4% de 60 a 100 MW.

De los costos de fijos de OM&A, el Contrato de Mantenimiento el más significativo, cubriendo entre 60% y 70% de los mismos según la potencia instalada en cada parque.

Observando los costos que presentan los parques eólicos en Bolivia y parques similares en la región, se puede constatar que los valores estimados en el presente estudio son razonables y pueden ser como una referencia válida para los fines que correspondan. Sin embargo, se deben considerar variaciones por los cambios en el escenario global energético, pero también en proyectos que presenten particularidades especiales.

En relación con los Costos Fijos Unitarios Referenciales (de OM&A para Bolivia (USD/MWh)

Para fines de este estudio, el Costo Fijo unitario referencial representa el Precio de Generación estimado para los parques eólicos.

Para el cálculo de los factores de planta, se toma como dato la Resolución 375/2016 que aprueba el precio de generación para Qollpana II que muestra una proyección del 37,19%. Para la Zona Santa Cruz, se toma la información

suministrada por ENDE Corani de 47% en promedio basada en los parques a construirse en el mismo departamento.

Se realizaron en total 8 escenarios de costos fijos unitarios referenciales expresados en USD/MWh. De éstos, vemos que los precios de generación óptimos están relacionados a parques eólicos de mayor tamaño y de mayor factor de planta, obteniendo el precio más bajo el de una planta de 100 MW, ubicadas en la Zona Santa Cruz.

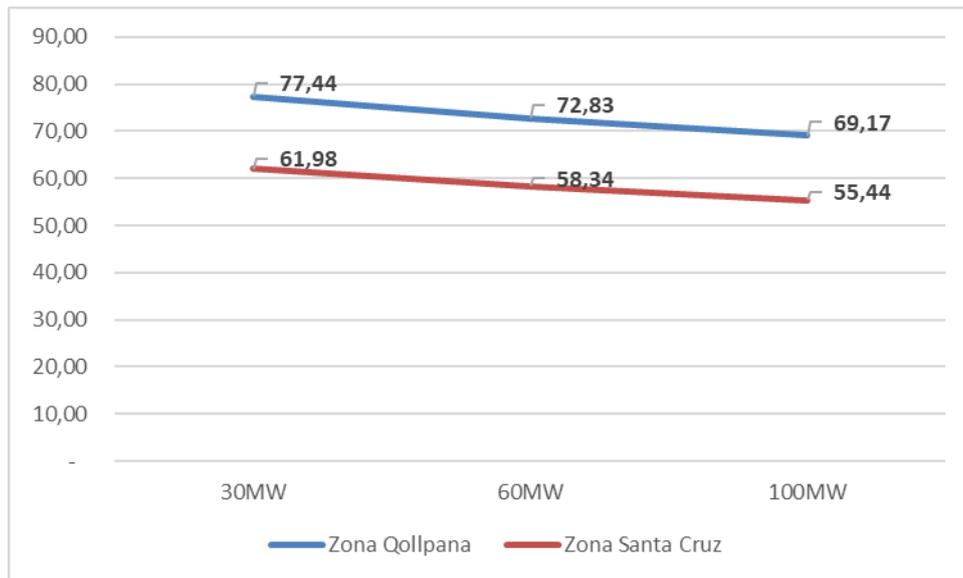
Inputs	Factor de Planta 37,19% (Zona Qollpana)		
Parametro	Sin Financiación		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencia Efectiva (MW)	30	60	100
Tarifa (USD/MWh)	77,44	72,83	69,17

Inputs	Factor de Planta 47% Zona Santa Cruz		
Parametro	Sin Financiación		
	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Potencia Efectiva (MW)	30	60	100
Tarifa (USD/MWh)	61,98	58,34	55,44

Inputs	Factor de Planta 47% Zona Santa Cruz	
Parametro	Con Financiación	
	Escenario 7	Escenario 8
Potencia Efectiva (MW)	30	60
Tarifa (USD/MWh)	54,70	51,43

Con relación al efecto de economías de escala, a continuación, se muestra una curva de Costo Fijo Unitario referencial / Potencia instalada. En el gráfico se puede ver el efecto de la disminución del costo fijo unitario a medida que se implementan parques más grandes. Esto se debe principalmente a la disminución de los costos de inversión y los costos de OM&A.

Gráfico 5: Economías de escala en el Precio de Generación

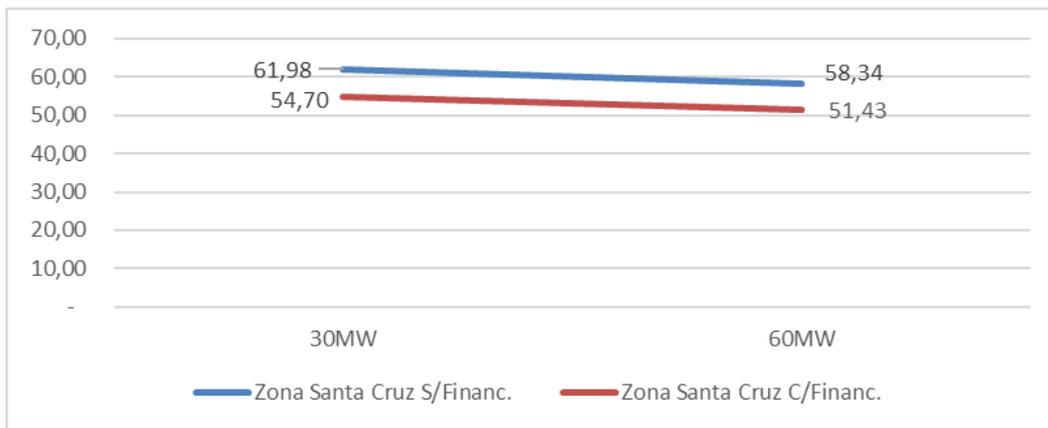


Fuente: Elaboración propia

El efecto de las economías de escala es menos notorio que en los Parques Solares FV, debido principalmente su menor efecto en los costos de inversión y su nulo impacto en el costo de mantenimiento (y más caro que para el solar).

Para analizar el efecto de la financiación, se tomaron en cuenta condiciones a las cuales ENDE podría acceder por medio de las Organismos Internacionales o Agencias de Cooperación. Se modelaron dos escenarios de Precios de Generación "con financiación" a una tasa del 5,03% y con 15 años plazo. El resultado muestra una reducción del 12% en el precio, para parques tanto de 30 como de 60 MW. Esta reducción es mayor que para los parques solares fotovoltaicos (5,3%), ya que el peso del costo de inversión en el precio de generación en los parques eólicos es mayor que en los solares fotovoltaicos (en promedio, 72% y 64% respectivamente), por tanto, el impacto de amortizar el costo de inversión en 15 años es mayor. Si estos proyectos tienen la oportunidad de financiarse a menores tasas, como las que puede obtener por medio del FINPRO, el costo unitario será aún menor.

Gráfico 6: Efectos de la financiación en el Precio de Generación (USD/MWh)



Fuente: Elaboración propia

Se observa que no se puede establecer un único valor de costo fijo referencial expresado en USD/MWh, ya que el mismo dependerá principalmente de:

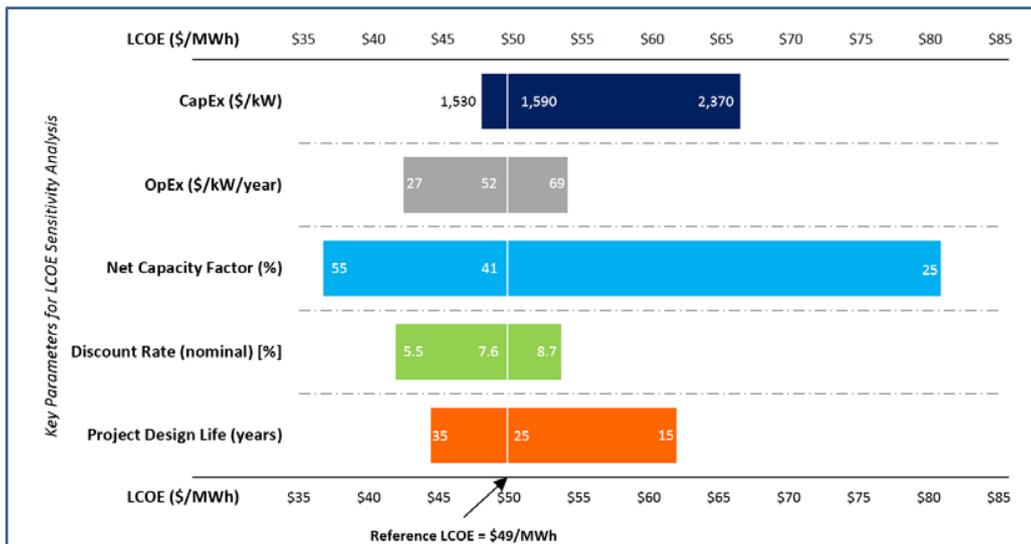
- Ubicación (Factor de Planta).
- Tasa de descuento.
- Costos de inversión (capacidad para adquirir la mejor tecnología al costo más bajo).

Si se pueden establecer referencias en cuanto a la optimización de implementar una planta eólica, las mismas serán más óptimas cuando:

- Se instalen en zonas donde tengan mayor factor de planta.
- Si se va a desarrollar el proyecto con financiación, conviene hacerlo en proyectos de menor escala y a las tasas descritas arriba, ya que el peso de la deuda no es tan grande y se pueden obtener valores unitarios más bajos que sin financiación.

En cuanto a la comparación con los valores internacionales, vemos que, para las zonas con mayor factor de planta y tamaño de los parques, los costos unitarios se aproximan a los valores internacionales. De hecho, en el siguiente cuadro, vemos los costos nivelados para tecnología eólica en EE. UU. cuyo valor medio es de 49 USD/MWh.

Figura 6: Costo Nivelado (LCOE) para parque eólicos en tierra



Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2016.

A nivel Regional, en la solapa “TABAL RESUMEN DE DATOS” del archivo Excel “Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_EÓLICO_25022018”, podemos observar que, en promedio, los precios de la licitación Renovar 2 en Argentina, (noviembre 2017) están en 41,17 USD/MWh, similares a los precios de las licitaciones en Brasil. Si comparamos estos valores con los obtenidos para Bolivia, podemos inducir que los mismos pueden ser más bajos ya que al ser subastas competitivas, los fabricantes y desarrolladores tratan de ser lo más eficiente posible para vender la energía al precio más competitivo posible, consiguiendo muchas veces considerables reducciones en los costos de inversión. Así mismo, este tipo de políticas van acompañadas de incentivos económicos por parte de los países que las realizan, para que se presenten la mayor cantidad de oferentes posibles, en este sentido, estas subastas públicas generalmente están acompañadas de políticas fiscales que ayuden a reducir el precio final de la energía (como amortización acelerada, exenciones fiscales, etc.). En el siguiente apartado, se desarrolla un punto de “recomendaciones de política”, en el cual se incorporarán algunas iniciativas que se pueden implementar en el país para lograr costos de generación más competitivos.

En relación con la naturaleza del estudio

La única variable que se modelizó de manera dinámica en este estudio, fueron los sueldos, con un aumento del 3% anual en base a la resolución que aprobó el precio para el parque eólico Qollpana. El resto de las variables a tomar en cuenta son variables estáticas, es decir, actualizadas para la fecha en que se entrega este estudio. Una de las más significativas, son los costos de inversión que representan más del 74% del costo unitario referencial (para los casos sin financiación).

Ahora bien, para que este estudio tenga una dimensión dinámica, se recomienda hacer una metodología de cálculo de costos, donde los mismos

puedan ser actualizados cada cierto periodo, de manera similar con lo que ocurre con los estudios tarifarios.

Para que dicho objetivo sea factible, es necesario definir ciertas variables externas que puedan dar criterios de homogeneidad a dichos cálculos. Estas variables a definir previamente son:

- Tasa de descuento.
- Tipo de financiación.
- Factor de planta.

Razonabilidad de las tasas de descuento: Metodología WACC

Para el valor de la Tasa de Descuento, el consultor utiliza como variable "exógena" la última tasa calculada por la AE para la aprobación del precio de generación para la Planta Solar Fotovoltaica de 60 MW en Uyuni, mediante Resolución AE 139/2018.

Debido a que han existido diferencias en el cálculo de la tasa de descuento entre la empresa operadora (ENDE) y el organismo regulador (AE) por un lado, y a que el valor de la tasa de descuento es uno de los factores más determinantes a la hora de calcular el precio de generación, se recomienda implementar oficialmente una metodología para el cálculo de tasa de descuento y la actualización de su valor cada año en concordancia con las variaciones de las variables financieras de la empresa y del mercado. Este tipo de normativas son utilizadas para varias *utilities* y Organismos Reguladores en Latinoamérica para determinar la rentabilidad de las nuevas unidades de negocios del sector energético que necesiten regularse. En este sentido, la implementación de una normativa metodológica evita que existan diferencias en el proceso de cálculo.

Si bien los términos de referencia del estudio no incorporan el cálculo de una tasa de descuento para los proyectos de energías renovables, el consultor ha querido incorporar un apartado teórico con la metodología internacional más comúnmente utilizada para calcular dicha tasa.

7 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA

7.1 Incentivos – Experiencias en países de la región

El presente estudio muestra que los costos fijos referenciales (USD/MWh) de plantas eólicas en Bolivia son levemente más elevados que los que podemos observar en las licitaciones efectuadas en países de la región tales como Brasil o Argentina.

Las diferencias con estos países tienen que ver, por un lado, con el valor de ciertos ítems relacionados a servicios, logística, seguros y otros, que debido a un número mayor de proyectos realizados han ido disminuyendo por economía de escala o competencia entre proveedores.

Por otro lado, el modelo de contratación por subastas de suministro de energía, que predomina en los países vecinos, otorga un contrato de compra de energía por un plazo de veinte años con precio garantizado a la mejor propuesta económica, lo cual obliga a los oferentes a entrar en una competencia de precios que garantiza una mayor negociación y mejores ofertas de todos los servicios y materiales a ser prestados y que configuran los costos fijos y variables de las plantas eólicas durante el plazo del contrato. En ese sentido, la determinación de los costos es responsabilidad exclusiva del oferente, teniendo este el incentivo necesario para mantenerlos al nivel más bajo posible.

Ahora bien, dichas subastas están acompañadas de una serie de políticas (arancelarias, fiscales, etc.) para incentivar la participación del mayor número posible de oferentes, con la intención de realizar una subasta lo más competitiva posible y por tanto que se puedan obtener los precios más bajos de suministro de energía. Siguiendo con lo anterior, se podría evaluar la inserción legal de incentivos fiscales que permitan optimizar los costos y por ende los precios por MWh de la electricidad proveniente de fuentes eólicas para suministro al SIN en Bolivia. Estos incentivos pueden ser:

- Exención de los impuestos arancelarios de importación, con el objetivo de así bajar los costos de inversión.
- Posibilidad de deducir la inversión en un porcentaje importante de los impuestos a las utilidades (IUE), cuyo impacto será bajar los costos indirectos.
- Establecer un régimen de depreciación acelerada, que permita el beneficio fiscal percibido en un plazo menor a los veinte años contabilizados como vida útil de la planta, por ejemplo, a un plazo de cinco años.
- Premio incentivo al ahorro por distancia de transmisión de la energía

7.2 Contratos de suministro de energía

El desglose de costos unitarios de operación, mantenimiento y administración de plantas eólicas muestra que el costo mayor es el de Costo de Inversión.

Paralelamente, la comparación de los montos de inversión y de los costos de producción de los proyectos realizados en Bolivia con los realizados en los países vecinos muestra una diferencia, la cual se debe a que los proyectos de los países vecinos son producto de licitaciones de suministro de energía, que obliga a los participantes a la reducción de costos, no solamente en la inversión, sino en todos los otros rubros también, lo cual converge en el menor precio de suministro de energía posible.

Por ello, para que el consumidor final reciba el mayor beneficio posible de este tipo de proyectos en Bolivia, y estos se realicen de forma sostenible, es recomendable implementar un mecanismo de licitación de suministro de electricidad a partir de fuentes de energía alternativa, como se hace en los países vecinos.

Si bien el desarrollo de proyectos de energía alternativa está normada por el Decreto 2048, el cual establece una remuneración especial para este tipo de proyectos, un proceso de licitación para contratar un PPA (por las siglas en inglés de Power Purchase Agreement o Acuerdo de Compraventa de energía) entre distintos oferentes y ENDE, puede ser una alternativa para que el Estado (por medio de ENDE), pueda proveerse de electricidad por medio de energías alternativas, en el cual la remuneración que se le otorgue por cuenta del "ajuste por adaptabilidad", sea el más eficiente posible.

Así mismo, este tipo políticas públicas puede tener distintas variantes en base a la visión estratégica que quiera darle el Estado en cuanto al grado de participación que desee tener éste en el sector energético. Para el caso de Bolivia, que por medio de ENDE quiere ser protagonista en la generación de energía, este tipo de iniciativa puede darse por medio de PPA con cláusulas que generen una Asociación Público-Privado para este tipo de iniciativas, como, por ejemplo, suministro de energía con contratos de operación conjunta. De esta manera, se pueden obtener precios lo más óptimos posibles sin interrumpir la política energética que el país está llevando a cabo.

8 ANEXO 1: METODOLOGÍA WACC “WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL”

Como se ha mencionado en las conclusiones, se ha querido incorporar un apartado con la metodología más utilizada internacionalmente para realizar el cálculo de la tasa de descuento. Esta es la metodología WACC “Weighted Average Cost of Capital”, que representa el Costo Promedio Ponderado entre:

- A. El costo de capital de terceros (Cost of Debt) y
- B. El costo del capital propio (Cost of Equity).

La expresión del WACC es la siguiente:

$$r = \frac{D}{D+E} \cdot r_d \cdot (1-t) + \frac{E}{D+E} \cdot r_{CAPM}$$

Donde:

- r = tasa de rentabilidad nominal, después de impuestos,
- D = nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo,
- E = Patrimonio Neto,
- r_d = tasa marginal de endeudamiento,
- r_{CAPM} = tasa de rentabilidad del capital propio,
- t = alícuota impositiva (impuestos a la renta).

A. Determinación del Costo de Capital de la Deuda

La determinación del Costo de la Deuda (r_d) se basa simplemente en la expresión de la tasa de financiamiento promedio ponderada neta de impuestos, específicamente el IUE. Se determina como:

$$r^d = r^{d'} \times (1 - tx)$$

Dónde: r_d es la tasa promedio ponderada nominal del financiamiento y tx es la tasa de impuestos, en este caso IUE = 25%.

B. Rentabilidad del Capital Propio (Costo del Equity)

Existen dos tipos de inversiones de las que se ocupa este método: un valor libre de riesgo, cuyo rendimiento durante el período se conoce con certeza, y un portafolio de acciones comunes de mercado, representado por todas las acciones disponibles que están en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

El método CAPM presupone la existencia de una relación directa entre el riesgo y el retorno esperado, en virtud de la cual una determinada inversión reportará un rendimiento proporcional a su riesgo “sistemático”, es decir al generado por diversos factores externos y macroeconómicos que afectan por igual a todas las empresas y que, por lo tanto, no puede evitarse mediante la diversificación

de la cartera. Cuanto mayor sea el riesgo sistemático de un activo, mayor será el rendimiento que los inversores esperarán de él.

El riesgo no sistemático es el que puede evitarse diversificando la cartera. Como depende del inversionista, no debe ser premiado. El método CAPM postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático y no con su riesgo total (sistemático + no sistemático).

Dado que Bolivia es un país emergente, en el que los inversores evalúan cuestiones como el ambiente político y financiero en general, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc., es recomendable analizar la forma en que el uso del CAPM se internacionalizó, tema de debate en ámbitos regulatorios y académicos.

En general se le adicionó un término de "spread", que representa el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La manera de estimarlo sigue en discusión debido a la inexistencia de recetas académicas o empíricas superadoras.

En el esquema general, la tasa de retorno del capital propio basado en los conceptos antes indicados se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = [r_f + r_{país} + \beta_d \cdot (r_m - r_f)]$$

Donde:

- r_{CAMP} = la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
- r_f = la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
- $r_{país}$ = la tasa adicional de riesgo país (en ocasiones se le agrega un adicional por riesgo cambiario).
- β_d = el riesgo sistemático de la industria bajo análisis (según como se lo compute, se puede agregar un suplemento por riesgo regulatorio).
- r_m = es el retorno de una cartera diversificada.

La expresión indica que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo.

El paréntesis ($r_m - r_f$) es el premio de mercado.

En la mayoría de los países latinoamericanos, las transacciones de empresas eléctricas son limitadas y no se dispone de registros históricos suficientes sobre el rendimiento de títulos. Por esta razón, para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria se deben utilizar estadísticas internacionales, práctica usual en las revisiones tarifarias de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

9 FUENTES DE INFORMACIÓN

Referencias Bibliográficas

- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga). "Informe Precio de Nodo noviembre 2016 – abril 2017". 2016.
- ENDE Corani. "Memoria Anual 2016".
http://www.endecorani.bo/images/memorias/MEMORIA_CORANI_2016.pdf
- ENDE Corporación. Panel de Noticias 25/09/2017.
<http://www.ende.bo/noticia/noticia/96>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). "Renewable Power Generation Costs in 2017". https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- KPMG - Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay. "Análisis de componente nacional e impacto económico y social que surge de la generación de energía eléctrica a partir de las siguientes fuentes: solar fotovoltaica, biomasa, eólica y gas natural en centrales de ciclo combinado". Dirección Nacional de Energía de Uruguay. 2015.
http://www.miem.gub.uy/documents/49872/7111763/Informe%203_E%C3%B3lico.pdf
- Mercados Energéticos. Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con base a fuentes de Energías Alternativas" (Costos O&M Variables). 2015.
- MIT Technologyreview. "Las turbinas eólicas se despojan de sus engranajes". 2010. <https://www.technologyreview.es/s/1139/las-turbinas-eolicas-se-despojan-de-sus-engranajes>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). "2016 Cost of Wind Energy Review". 2017. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70363.pdf>
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Resoluciones e informes de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

- Resolución AE 200/2016
- Informe AE DPT 510/2016
- Informe AE DPT 246/2016
- Informe AE DPT 283/2014

Interacción con instituciones y empresas

Institución	Tema y Resultado	Responsable	Fecha
AE	Presentación e inicio del Estudio y solicitud de informaciones	Daniel Rocabado, Enrique Birhuett	v06/12/2017
AE	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos Solar Yunchará y Eólico Qollpana	Alejandro Quispe, Jorge Tellez, etc.	04/01/2018
AE	Presentación de Avance del Estudio y discusión sobre Tasa de Descuento, Metodología, Resultados, etc.	Alejandro Quispe, Jorge Tellez, etc.	16/02/1028
Ende Guaracachi SA	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos solares Yunchará y Uyuni	Lic. Carlos Roca, Ing. Filiberto Soto, Ing. Virreira	08/02/2018
Ende Corani SA	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología para el proyecto eólico de Qollpana	Ing. Gerardo Borda, Ing. Mario Pereira	01/02/2018
Parque Eólico Qollpana	Visita técnica del Parque Eólico Qollpana y reunión sobre la actividad y los costos de Operación y Mantenimiento	Stephan Schäfer	31/01/2018
Guabirá Energía SA	Visita técnica y reunión sobre la actividad y los costos de Operación y Mantenimiento de la planta de Biomasa	Ing. Sergio Arnez	17/12/2018
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas	Presentación de Avance del Estudio	Raúl Villarroel, Johannes Kissel, Arturo Loayza	01/02/2018
GIZ	Inicio del Estudio	Johannes Kissel	05/12/2017
Saferay S.A.	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de una planta solar en Chile	Juan Fernández	15/12/2017
Gräss GmbH	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de plantas solares en Argentina y Brasil	Alejandro Koweindl	03/01/2018
Lübke Consultores S.A.	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de plantas solares en Brasil	Heiko Lübke	17/12/2017
Enercon S.A.	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de parques eólicos en Sudamérica	Carla Tapia	03/01/2018
FAAD S.A.	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos solares en Brasil Blue Field y Conerge	Fernando Augusto	15/12/2017
EIT Group	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de subastas de energías renovables en Argentina	Matías San Miguel	27/12/2017

Título: Estudio de determinación de Costos de Operación,
Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con
base en Energías Alternativas

TOMO II: GENERACIÓN EÓLICA

Autor(es): Brücken Consult Bolivia S.R.L.

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

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa Nø: 15.2035.2-001.0

Gestión: 2018

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

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

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central
Teléfono: 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

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

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

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

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

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

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

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



Implementada por:

