



PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE ENERGÍA RENOVABLE MISICUNI

BO-L1043 / 2238/BL-BO

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo de Proyecto Original: Emilio Sawada (ENE/CPR) y Alberto Levy Ferre (INE/ENE) Co-Jefes de Equipo; Alejandro Melandri (INE/ENE); Gastón Astesiano, Camilo López y Jorge Ordoñez (INE/ENE); Diego Buchara (LEG/SGO); Emmanuel Boulet y Jonathan Renshaw (VPS/ESG); Roberto Laguado, Mariano Perales y Marcelo Barros (CAN/CBO).

Equipo PCR: Sergio Ballón (ENE/CBO); Arturo Alarcon (ENE/CBR); Wilkferg Vanegas, Stephanie Suber y Cecilia Seminario (INE/ENE); Jimena Sanchez (CAN/CBO); Leonardo Corral (SPD/SDV); Steven Collins (VPS/ESG); y Monica Centeno (LEG/SGO).

ÍNDICE

Enlaces Electrónicos	iii
Enlaces Electrónicos Opcionales	iii
Acrónimos y Abreviaturas	iii
INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO	1
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO	4
2.1 Relevancia	4
a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País	4
b. Alineación Estratégica.....	5
c. Relevancia del Diseño.....	6
Tabla 1. Matriz de Resultados	8
2.2 Efectividad	9
a. Declaración de Objetivos de Desarrollo del Proyecto	9
b. Resultados Logrados	9
c. Análisis Contrafactual.....	12
d. Resultados Imprevistos	12
2.3 Eficiencia.....	12
2.4 Sostenibilidad.....	16
a. Aspectos Generales de Sostenibilidad	16
b. Salvaguardas Ambientales y Sociales.....	17
III. CRITERIOS NO CENTRALES.....	17
3.1 Desempeño del Banco	17
3.2 Desempeño del Prestatario	18
3.3 Calificación General.....	19
IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES.....	19
4.1 Dimensiones	19

Enlaces Electrónicos

1. [Resumen de la Matriz de Efectividad del Desarrollo \(DEM\)](#)
2. [Versión final del Informe de terminación del progreso \(PMR\)](#)
3. [Lista de verificación PCR](#)

Enlaces Electrónicos Opcionales

1. [Actas del Taller de Cierre del proyecto](#)
2. [Presentación realizada en el Taller de Cierre](#)

Acrónimos y Abreviaturas

BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPE	Constitución Política del Estado
CT	Cooperación Técnica
DS	Decreto Supremo
EIA	Estudios de Impacto Ambiental
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ER	Energía Renovable
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GT	Gerencia de Transmisión
GWh	Gigavatios-hora
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
INE	Instituto Nacional de Estadística
ITP	Informe de Terminación de Proyecto
KMkm	Kilómetros
KWh	Kilovatios-hora
Lps	Litros por segundo
LT	Línea de Transmisión
m	metro
m ³ /seg.	metro cúbico por segundo
msnm	metros sobre el nivel del mar
MW	Megwatt
O&M	Operación y Mantenimiento
OE	Organismo Ejecutor
PDES	Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social 2016-2020
PHM	Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni
PIB	Producto Interno Bruto
PMM	Proyecto Múltiple Misicuni
PMR	<i>Progress Monitoring Report</i> , por sus siglas en inglés
SIN	Sistema Interconectado Nacional

INFORMACIÓN BÁSICA DEL PROYECTO

NÚMERO (S) DE PROYECTO: **BO-L1043**

TÍTULO: **PROYECTO HIDROELÉCTRICO DE ENERGÍA RENOVABLE MISICUNI (PHM)**

INSTRUMENTO DE PRÉSTAMO:

PAÍS: **ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA**

PRESTATARIO: **ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA**

PRÉSTAMO: **2238/BL-BO**

SECTOR / SUBSECTOR: **NUEVOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

FECHA DE APROBACIÓN POR EL DIRECTORIO: **23 nov 2009**

FECHA DE EFECTIVIDAD DEL CONTRATO DE PRÉSTAMO: **24 MAY2010**

FECHA DE ELEGIBILIDAD PARA EL PRIMER DESEMBOLSO: **14 dic 2010**

MONTO (S) DEL PRÉSTAMO

CANTIDAD ORIGINAL: **US\$101.000.000**

CANTIDAD ACTUAL: **US\$101.000,000**

PARI PASSU AL INICIO DEL PROYECTO: **US\$13.100.000**

PARI PASSU AL FINAL DEL PROYECTO: **US\$39.875.219**

COSTO TOTAL DEL PROYECTO: **US\$140.875.219**

MESES EN EJECUCIÓN

DE APROBACIÓN: **66 MESES**

DE LA EFECTIVIDAD DEL CONTRATO: **60 MESES**

PERIODOS DE DESEMBOLSOS

FECHA ORIGINAL DEL DESEMBOLSO FINAL: **24 MAYO 2015**

FECHA ACTUAL DEL DESEMBOLSO FINAL: **24 DE MAYO 2017**

EXTENSIÓN ACUMULATIVA (MESES): **24**

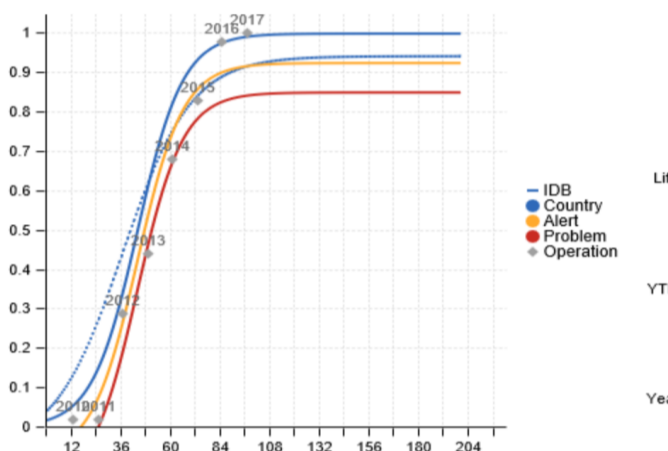
EXTENSIONES ESPECIALES (MESES): **0**

DESEMBOLSOS

CANTIDAD TOTAL DE DESEMBOLSOS HASTA LA FECHA: **US\$101.000.000**

Gráfico de Desembolsos

Accumulated Disbursements as Proportion of Total Amount



REDIRECCIONAMIENTO.

FONDOS RECIBIDOS DE OTRO PROYECTO [No]

FONDOS ENVIADOS A OTRO PROYECTO [No]

Calificaciones del Desempeño del Proyecto en los PMR

No.	PMR Fecha	Etapas de PCR	
1	Segundo período enero-diciembre 2013	-	Alerta
2	Segundo período enero-diciembre 2014	-	Alerta
3	Segundo período enero-diciembre 2015	-	Satisfactorio
4	Segundo período enero-diciembre 2016	-	Satisfactorio
5	Primer período enero-junio 2017	-	Satisfactorio

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO EX POST: **Evaluación Económica de Costo-Efectividad**

CLASIFICACIÓN DE EFECTIVIDAD DE DESARROLLO: **Exitoso**

PERSONAL DEL BANCO

Posiciones	en PCR	En la Aprobación
Vicepresidente VPS	Santiago Levy	Santiago Levy
Vicepresidente VPC	Alexandre Rosa	Roberto Vellutini
Gerente de país	Rafael de la Cruz	Alicia Ritchie
Gerente Sectorial	Agustin Aguerre	Alexandre Rosa
Jefe de División	Ariel Yépez	Leandro Alves
Representante de País	Alejandro Melandri	Baudoin Duquesne
Jefe de equipo del Proyecto	Sergio Ballón	Emilio Sawada
Jefe de equipo del PCR	Sergio Ballón	Alberto Levy

DECLARACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO DEL PROYECTO / PROGRAMA: El objetivo del Proyecto Múltiple Misicuni (PMM) es abastecer de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y al mismo tiempo, generar energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni. El objetivo específico del PHM, que forma parte del PMM, es agregar una capacidad instalada de generación de 80 Megawatts (MW) al SIN y producir anualmente 217 Gigavatios-hora (GWh) de energía eléctrica. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financiará el PHM.

I. INTRODUCCIÓN

El **Proyecto Múltiple Misicuni (PMM)** tiene por objetivo incrementar el abastecimiento de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba y generar energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Cochabamba es una región de Bolivia que ha venido enfrentando un creciente problema de escasez de agua tanto para consumo de su población como para la agricultura. Por otra parte, el país ha venido necesitando aumentar su capacidad de generación para hacer frente a la creciente demanda eléctrica. El PMM ha contribuido a satisfacer estas necesidades.

El PMM consiste en el represamiento y trasvase de las aguas del río Misicuni que se encuentra a unos 3.700 metros sobre el nivel del mar (msnm) hacia el valle de Cochabamba ubicado a unos 2.700 msnm. La canalización se realiza por un túnel de unos 20 kilómetros (km) de longitud a través de una zona montañosa en dirección contraria al flujo del río Misicuni. Este túnel se conecta a una tubería de presión que conduce el agua en una caída de aproximadamente 1.000 metros (m) hasta una casa de máquinas donde se genera energía eléctrica. El proyecto prevé para el futuro la construcción de túneles adicionales para aprovechar las aguas de los ríos Viscachas y Putucuni. Dada la magnitud de las inversiones de estos túneles no se espera su ejecución en el corto plazo.

El proyecto incluyó la construcción de una represa de relleno de grava y cara de concreto de 120 m de altura, una tubería de presión, la planta de generación eléctrica y obras complementarias. Un túnel de 20 Km de longitud (2,2 m a 2,6 m de diámetro) conecta el embalse con la tubería de presión (el túnel fue completado en 2005 con apoyo financiero del Gobierno de la República de Italia y la Corporación Andina de Fomento-CAF). La represa incluyó financiamiento del Tesoro General de la Nación, la Prefectura de Cochabamba y la CAF. La construcción de la represa, ejecutada por la Empresa Misicuni, se encuentra operativa desde el 2017 (restan completar algunas obras tales como el vertedero).

El préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2238/BL-BO) tuvo por objeto financiar el componente hidroeléctrico del PMM cuyo costo fue estimado en US\$114,1 millones, incluía extensión del túnel, una tubería de presión, una central de generación con 80 Megawatts (MW) de capacidad instalada, obras de transmisión eléctrica y obras complementarias. El BID tenía previsto contribuir con US\$101 millones y el resto con contrapartida local. La ejecución del componente hidroeléctrico estuvo a cargo de la empresa eléctrica estatal, Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). La ejecución de este componente se consideró fundamental para viabilizar el PMM, ya que permite el traslado de un volumen considerable de agua, desde la presa, hasta el valle de Cochabamba.

El componente hidroeléctrico del PMM, denominado Proyecto Hidroeléctrico Misicuni (PHM), consistió en el aprovechamiento de las aguas de la represa, que provee un caudal medio anual estimado en 3,2 m³/seg. (m³/seg). El PHM incluye: (i) extensión del túnel existente en 700 m en la zona de El Calio; (ii) tubería de conducción forzada de acero de 1,6 m de diámetro y 4,938 m de longitud; (iii) casa de máquinas situada en Molle a 2.740 msnm; (iv) embalse de compensación de 7 Hectáreas (ha) ubicado próximo a la planta de generación; y (v) una subestación y Línea de Transmisión (LT). Desde este embalse, el proyecto tenía previsto derivar unos 2 m³/seg. de agua hacia una planta potabilizadora para proveer al Servicio Municipal de Agua Potable y Alcantarillado (SEMAPA), y a otros municipios a fin de ampliar y mejorar el servicio de agua potable a la población, y 1 m³/seg. de riego para servir a unas 2.600 ha de tierras agrícolas.

El proyecto tenía previsto una capacidad instalada inicial de 80 MW con dos unidades de 40 MW, que iban a ser incrementados a 120 MW con la incorporación de una tercera unidad de 40 MW una vez se completaran los túneles adicionales para captar las aguas de los ríos Viscachas y

Putucuni (el proyecto de estos túneles aún no se ha iniciado). Sin embargo, cuando se licitaron los dos equipos se negoció con la firma ganadora de la licitación la tercera unidad obteniéndose un precio competitivo para esta unidad adicional por lo cual se decidió su compra e instalación. La tercera unidad contribuyó a un incremento en la capacidad instalada para todo el sistema, muy útil para el horario de punta, y significó además mayores ingresos para ENDE puesto que puede recibir una remuneración mayor por la potencia correspondiente a esta unidad.

El PHM contribuyó a: (i) incrementar la capacidad instalada de generación hidroeléctrica; (ii) mejorar la matriz energética incrementando la capacidad instalada de Energía Renovable (ER) y desplazando generación con plantas térmicas que operan a gas natural; (iii) reducir las emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) a la atmósfera, disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero; y (iv) liberar gas natural para exportación.

Ejecución del PHM. El préstamo del BID fue aprobado en noviembre de 2009. El Contrato de Préstamo con el BID fue firmado en mayo de 2010 y la elegibilidad para el primer desembolso se alcanzó en diciembre de 2010. Originalmente el plazo de ejecución del proyecto se estimó en cinco años. Sin embargo, se registraron diversos retrasos por lo cual la conclusión y comienzo de operación del proyecto fue en setiembre 2017 acumulando un retraso de dos años y cuatro meses.

El costo total del proyecto se incrementó de US\$114,1 millones a US\$141.2 millones. De esta diferencia, US\$6.0 millones correspondieron a la adquisición y montaje de la tercera unidad (turbina-generator), que permitió incrementar el alcance del proyecto; y aproximadamente US\$21 millones correspondieron a sobrecostos, debido fundamentalmente a los retrasos en la ejecución de distintos componentes de las obras contempladas desde el diseño de la operación. El monto de la contribución del BID se mantuvo en US\$101.0 millones. Los costos adicionales fueron cubiertos con recursos de contrapartida.

El resultado de la ejecución del proyecto puede considerarse satisfactorio especialmente si se considera la complejidad del proyecto y los numerosos desafíos que se tuvieron que enfrentar durante su construcción.

II. CRITERIOS CENTRALES. RENDIMIENTO DEL PROYECTO

2.1 Relevancia

a. Alineación con las Necesidades de Desarrollo del País

El PMM se desarrolló con el fin de incrementar el abastecimiento de agua potable y agua para riego en el valle de Cochabamba, y generar energía eléctrica para el SIN. El proyecto buscaba satisfacer las necesidades de la región de Cochabamba en cuanto al creciente problema de escasez de agua tanto para consumo de su población como para la agricultura. Por otro lado, el PMM a través de su componente hidroeléctrico, financiado por el préstamo 2238/BL-BO, también buscaba atender las necesidades del país de aumentar su capacidad de generación para hacer frente a la creciente demanda eléctrica. En la última década, la población de la región de Cochabamba creció de 1,255,882 habitantes (2008) a 1,514,346 habitantes (2017). Por su parte, la demanda eléctrica del SIN creció de 5.1 Gigavatios-hora (GWh) (2007) a 8.6 GWh (2017) registrando un ritmo de crecimiento del 6% anual en promedio.

El proyecto también se alinea acorde a las necesidades actuales del país consistente con las Políticas de Desarrollo del Estado Boliviano que destaca la importancia del acceso al agua para toda la población como asimismo de la energía como factor clave para el desarrollo económico y social del país.

La matriz del sector eléctrico en el 2008 era la siguiente: generación térmica 56% (fundamentalmente a gas), generación hidroeléctrica 44% y energías alternativas (renovables no convencionales) 0.0%. La capacidad instalada era de 1,285 MW y la demanda máxima registrada era de 895 MW.

En el 2017 la matriz alcanzada fue la siguiente: generación térmica 74,5% (fundamentalmente a gas), generación hidroeléctrica 25.5% y energías alternativas (renovables no convencionales). La capacidad instalada era de 2,245.1 MW y la demanda máxima registrada era de 1,458.5 MW. En este período se incrementó 956.6 MW de potencia.

La ejecución del PMM y de su componente hidroeléctrico han sido totalmente consistentes con las necesidades del país, y también hacia el futuro, como lo establece el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, que destaca la necesidad de diversificar la estructura de la generación de energía eléctrica del país. El PHM está contribuyendo a incrementar la capacidad de ER a la matriz eléctrica. La capacidad instalada de energía hidroeléctrica pasó de 481 MW (2008) a 619 MW (2017) reflejándose el impacto de los 120 MW del PHM. El PHM fue el primer proyecto hidroeléctrico en cerca de dos décadas en el país, lo que ayudó a generar capacidad técnica local para la ejecución de este tipo de proyectos.

El proyecto contribuye a la Agenda Patriótica 2025 y al plan de Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 (PDES) que articula las metas, resultados y acciones sectoriales para el mediano plazo, con los pilares de la Agenda Patriótica 2025. Para el sector eléctrico, el PDES establece las siguientes líneas de acción: (i) soberanía energética, a través de un suministro de electricidad seguro, continuo y confiable; (ii) universalización energética, mediante el incremento de la cobertura del servicio básico de electricidad a la población; (iii) eficiencia energética e incremento de la participación de las ER y las Energías Renovables No Convencionales (ERNC); (iv) integración energética a través de la exportación de los excedentes de electricidad; y (v) la seguridad energética, mediante la consolidación de la función protagónica del Estado en el desarrollo y planificación de la industria eléctrica.

El PHM también contribuye a los objetivos del Gobierno de Bolivia para cubrir el crecimiento de la demanda, reducir emisiones de CO₂ y lograr el acceso universal a la electricidad. El gobierno está impulsando un cambio en la matriz energética incorporando al 2020 una potencia de 1.858 MW de ER y ERNC al parque generador.

Asimismo, a través de la Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia para el Acuerdo Climático de París 2015, el país se comprometió, entre otros a: (i) incrementar la participación de ER a 79% al 2030 respecto al 39% del 2010; y (ii) incrementar la participación de las ERNC y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 en el total del sistema eléctrico, que implica un incremento de 1.228 MW al año 2030 respecto a 31 MW de 2010.

b. Alineación Estratégica

La Estrategia del BID para Bolivia para el período 2006-2010 (Documento GN-2485-2) que priorizaba los temas de pobreza, exclusión social y acceso a los servicios básicos de la población, identificando áreas de acción tales como la provisión de agua potable, apoyo a infraestructura productiva y la disponibilidad de insumos energéticos. El PHM fue consistente con estos lineamientos ya que contribuiría a proveer agua potable y de riego para el valle de Cochabamba, y energía eléctrica para el SIN. El incremento de la disponibilidad de agua contribuyó a mitigar uno de los factores más importantes que dificultan el desarrollo económico, social y cultural de Cochabamba.

Durante su ejecución, el proyecto mantuvo su alineamiento con la Estrategia del Banco con el País para 2011-2015 (GN2631-1) y sus objetivos estratégicos de incrementar la energía generada con fuentes de ER, y de extender la cobertura de agua y saneamiento básico; y con la Estrategia del Banco con el País para 2016-2020 (GN-2843) en cuanto al objetivo estratégico de mejorar la provisión de bienes y servicios públicos de calidad.

El proyecto es consistente con los objetivos prioritarios del Noveno Aumento General de Capital (GCI-9) de apoyar a países pequeños y vulnerables y de contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático. Bajo estas mismas consideraciones, el programa es consistente con la Actualización de la Estrategia Institucional 2010-2020 (AB-3008) y se alinea con el desafío de desarrollo de productividad e innovación, y con las áreas transversales de cambio climático y sostenibilidad ambiental. Adicionalmente, el programa está alineado con el Marco de Resultados Corporativos (CRF) 2016-2019 (GN-2727-6) a través de los indicadores de reducción de emisiones, y generación proveniente de fuentes de ER.

c. Relevancia del Diseño

El objetivo del PMM fue abastecer de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y al mismo tiempo, generar energía eléctrica para el SIN, mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni.

El objetivo específico del Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni (PHM), que forma parte del PMM, fue agregar una capacidad instalada de generación de 80 MW al SIN y producir anualmente 217 GWh de energía eléctrica.

El BID financió el PHM que contribuyó a: (i) incrementar la capacidad instalada de generación al SIN para hacer frente a la creciente necesidad de electricidad, especialmente en las horas de mayor demanda; y (ii) mejorar la matriz energética incrementando la participación de ER.

El proyecto comprendió dos componentes. El primero incluyó las obras de infraestructura y el segundo la ingeniería, supervisión, mitigación ambiental y social, y otros costos indirectos.

Componente I - Obras de Infraestructura:

- a. Extensión y blindaje del túnel de baja presión: construcción de 727 m faltantes del tramo final del túnel de aducción y blindaje con hormigón de este tramo más 692 m que están sin blindar;
- b. Chimenea de equilibrio: la cual consiste en un pozo vertical de 150 m de altura a partir del túnel de baja presión, con 2,60 m de diámetro;
- c. Válvula de seguridad: de tipo mariposa para el cierre del conducto forzado;
- d. Conducto forzado: con anclajes de hormigón, de longitud de 4,938 m y diámetro de 1,60 m, el cual operaría con un caudal de 9,8 m³/seg. y con una velocidad de aproximadamente 4,8 m/seg.;
- e. Casa de máquinas: ubicada a 2.740 msnm y albergará tres generadores acoplados a turbinas tipo Pelton, de 40 MW cada una (inicialmente se preveía solo la instalación de dos de ellas, pero la casa de máquinas estaba diseñada para tres unidades)

- f. Embalse de compensación impermeabilizado: ubicado aguas abajo de la casa de máquinas, almacenará el agua turbinada con una capacidad de 300.0000 m³, tiene 7 ha de extensión y una profundidad máxima de 9 m;
- g. Subestación y LT: para conectar la central al SIN a través de una línea de 230-kilovoltios (kV), 50 km de longitud (15 km dedicados al proyecto y 35 km forman parte de la futura línea que une a Cochabamba con La Paz).

Componente II – Otros Costos. Este componente cubre los costos de ingeniería y supervisión de las obras, contingencias, costos de compensación y mitigación de impactos ambientales y sociales:

El crecimiento de la demanda estimada (ver Sección 2.1) para el siguiente quinquenio al momento de aprobación del préstamo BID era del 6% anual. El crecimiento real registró dicha estimación ratificando la necesidad de incrementar la capacidad de generación para hacer frente a la demanda eléctrica del país. La ejecución del proyecto hidroeléctrico como parte del proyecto múltiple ha sido la solución adecuada para contribuir a incrementar la capacidad de generación en el sistema eléctrico del país.

Si bien el objetivo central del PHM es la generación de energía eléctrica, el mismo viabiliza los componentes de agua potable y riego, por lo que la lógica vertical del diseño desemboca en indicadores de resultado para capturar el pleno alcance del PMM. El indicador asociado a la mejora de productividad agrícola reconoce que el valor por hectárea de la tierra rural es igual a los beneficios descontados que se esperan de la producción agrícola. Dado que el riego incrementa dicha producción (por ejemplo, al permitir dos o tres cosechas por año, en lugar de una dependiente de la lluvia), el incremento en el valor por ha gracias a la disponibilidad de riego es adecuado y consistente con la lógica vertical de la intervención

Tabla 1. Matriz de Resultados

Indicadores	En aprobación			En elegibilidad + 60 días			Al terminar el proyecto (PCR)			Comentarios
	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	Meta (P)	Unidad de Medida	Línea de Base	(A)	
Objetivo específico de Desarrollo 1. Generar energía eléctrica para el SIN, mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni										
Resultados	Capacidad de generación de energía eléctrica incrementada									
Generación eléctrica por año.	GWh/año	0	217.2	GWh/año	0	217.2	GWh/año	0	63.7	La generación es menor dado que no se cuenta con infraestructura para potabilizar el agua para consumo y transportar a riego. Sin embargo, dado que la generación a octubre 2018 marcó 19.5GWh, se espera que la generación a 12 meses alcance 234GWh.
Objetivo específico de Desarrollo 2. Abastecer de agua potable (y agua para riego al valle de Cochabamba										
Resultados	Acceso a agua potable incrementado									
Volumen regulado para riego y agua potable.	m³/día	12.960	264.600	m³/día	12.960	264.600	m³/día	12.960	78,624	El volumen es menor dado que no se cuenta con infraestructura para potabilizar el agua para consumo y transportar a riego
Valor de las tierras beneficiadas.	US\$/m2	5	10	US\$/m²	5	10	US\$/m²	5	41	Promedio del costo US\$/m² a 20 y 1000 m del proyecto

2.2 Efectividad

Para efectos de comparación de la eficacia en cuanto a la implementación final del proyecto, es necesario efectuar una comparación entre los objetivos planteados al inicio y los resultados que se obtuvieron con el proyecto concluido y en operación.

a. Declaración de Objetivos de Desarrollo del Proyecto

El objetivo del PMM fue abastecer de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y al mismo tiempo generar energía eléctrica para el SIN, mediante el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Misicuni.

El objetivo específico del PHM que forma parte del PMM, fue agregar una capacidad instalada de generación de 80 MW al SIN y producir anualmente 217 GWh de energía eléctrica. El préstamo BID objeto de este PCR fue el apoyo al proyecto hidroeléctrico.

b. Resultados Logrados

Generación eléctrica. El proyecto hidroeléctrico tenía por objetivo agregar 80 MW de capacidad instalada al sistema y generar 217 GWh de energía por año.

Capacidad instalada. Aprovechando una circunstancia que surgió durante la ejecución (licitación llave en mano declarada desierta, posterior licitación de los equipos en un paquete separado y la oferta de la tercera unidad a un costo muy competitivo), en vez de las dos unidades de 40 MW que estaban previstas originalmente (80 MW), se decidió la incorporación de una tercera unidad totalizando una capacidad instalada de 120 MW. Tanto la presa como el túnel, tubería de presión, como las obras civiles y los equipamientos auxiliares de la central estaban diseñados considerando una siguiente fase para la instalación de la tercera unidad cuando se completaran los túneles adicionales para captar agua de los ríos Viscachas y Putucuni (a la fecha estos túneles aún no han sido construidos). Por ello, la inversión adicional requerida fue básicamente de la tercera unidad.

En consecuencia, el proyecto cumplió y excedió la meta prevista de incrementar la capacidad instalada de 80 MW a 120 MW con un costo marginal (US\$6 millones por la tercera unidad sobre un costo total originalmente presupuestado de US\$114 millones).

Energía generada. La central hidroeléctrica comenzó a operar en setiembre de 2017. La energía generada en un año aún no ha alcanzado la meta debido a los retrasos en las obras de agua potable y riego. En rigor, la central tiene todas las condiciones para generar energía de acuerdo a la meta establecida, ya que cuenta con el recurso hídrico y el equipamiento necesario, pero no está operando al máximo de su capacidad de diseño para no desperdiciar el agua turbinada. La central viene operando de tal forma de que el volumen de agua turbinada por día sea equivalente a la capacidad de procesamiento diaria de agua potable y de canalización de agua para riego. En los últimos meses del 2017 y a partir de octubre de 2018, se viene turbinando volúmenes por encima de dicha capacidad de procesamiento por la disponibilidad del recurso hídrico en la presa por estar en época de lluvias (de octubre a marzo, en Cochabamba), lo cual obliga a desviar agua ya turbinada al río que atraviesa próximo al embalse compensador de la central. En el mes de octubre 2018 se ha alcanzado a generar 19.5 GWh/mes¹, resultado que si se extrapola a 12 meses alcanzaría a 234 GWh/año (vs 217 GWh/año establecido como meta en la Matriz de Resultados). En ese marco, el resultado alcanzado por el proyecto puede ser considerado satisfactorio.

¹ Dato oficial del CNDC.

Suministro de agua potable y para riego: La meta prevista era de poner a disposición un caudal de 3 m³/seg (2 m³/seg. para agua potable y 1 m³/seg. para riego). El PHM a través de la tubería de presión y el embalse de regulación ya tienen la capacidad para proveer dichos volúmenes de agua. Sin embargo, no se ha podido incrementar el volumen en dichas proporciones por el retraso en las respectivas obras de procesamiento y distribución de agua potable y de riego. Si se considera el suministro de agua potable y riego hasta el consumidor final los resultados alcanzados hasta la fecha son insatisfactorios debido a la falta de conclusión de las obras de distribución de agua y los canales de riego. Sin embargo, si se considera que el proyecto hidroeléctrico completado y en operación tiene toda la capacidad para poner a disposición el volumen de agua en las compuertas del embalse de compensación de acuerdo al diseño, se podría decir que también esta meta es satisfactoria.

Mejora de productividad agrícola. Según encuestas, realizadas por ENDE, el valor promedio por metro cuadrado (m²) de las tierras a ser beneficiadas con riego se ha incrementado de aproximadamente US\$5 a US\$41, superando la meta original. Se estima que el incremento del valor de la tierra se ha debido a la expansión poblacional y de la mancha urbana hacia estas tierras y también a la ejecución del PMM, aunque es difícil desglosar el impacto de cada uno de esos factores. Los valores alcanzados de aumento promedio del valor de la tierra fueron del 300% vs 150% que se esperaba al comienzo de la ejecución del proyecto.

Tabla 2. Matriz de Resultados Logrados

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de línea de Base	Metas y Alcance Real		% Alcanzado	Medios de Verificación
Capacidad de generación de energía eléctrica incrementada							
Generación eléctrica por año	GWh/año	0	2012	P	217,20	30%	Comité Nacional de Despacho de carga
				P(a)	217,20		
				A	63.7		
Acceso a agua potable incrementado							
Volumen regulado para riego y agua potable	m³/día	12.690	2012	P	264.600	30%	Departamento de Operaciones de ENDE
				P(a)	264.600		
				A	78.624		
Valor de las tierras beneficiadas	US\$/m²	5	2012	P	10	420%	Informe ENDE
				P(a)	10		
				A	41		
Producto	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Metas y Alcance Real		% Alcanzado	Medios de Verificación
Casa de máquinas construida y equipada	%	0	2012	P	1	100%	Despacho de energía al Sistema
				P(a)	1		
				A	1		
Líneas de transmisión construidas	km	0	2012	P	18	100%	Despacho de energía al Sistema y optimización en el trazo final
				P(a)	13		
				A	13		
Embalse de compensación construido	%	0	2012	P	1	100%	
				P(a)	1		
				A	1		
Caminos de acceso construidos	km	0	2011	P	15	87%	
				P(a)	17.25		
				A	17.25		
Subestación construida y puesta en marcha	%	0	2012	P	1	100%	
				P(a)	1		
				A	1		
Excavación y blindaje del túnel concluidos	m	0	2012	P	706	100%	
				P(a)	706		
				A	706		
Válvula de seguridad instalada y funcionando	%	0	2012	P	1	100%	
				P(a)	1		
				A	1		
Chimenea de equilibrio concluida	m	0	2012	P	150	100%	
				P(a)	150		
				A	150		
Tubería forzada instalada	m	0	2012	P	4,938	100%	Despacho de energía al sistema
				P(a)	4,938		
				A	4,938		

Donde: P = Planificado; P (a) = Objetivo anual revisado; A = real.

Donde: P = Planificado; P (a) = Objetivo anual revisado; A = real.

c. Análisis Contrafactual

En el diseño de la operación no se consideró el desarrollo de una evaluación de impacto. Dado que se trata de un proyecto con características únicas, no se consideró factible analizar un escenario contrafactual sin el PHM. Sin embargo, dada la naturaleza del proyecto es razonable atribuir directamente al PHM tanto el aumento en el caudal regulado de agua disponible en el valle de Cochabamba, como el aumento de la capacidad de generación eléctrica. El cambio en el valor de la tierra tiene otros factores que podrían haber incidido en los cambios observados.

Con respecto a la diversificación de la matriz energética, el ingreso del PHM al sistema incrementó la capacidad hidroeléctrica, que por definición es ER, en aproximadamente al 20%. Asimismo, debido a sus costos menores frente a la alternativa térmica y al ser una central con caudal regulado (diferente a las centrales de paso que no tienen la capacidad de retener agua para generar en las horas pico), le permite operar en cualquier hora del día especialmente en las horas de mayor demanda. Estos dos factores hacen prever que la PHM desplaza a la generación térmica. La capacidad desplazada pasará a ser parte de la reserva del sistema.

Si no se hubiera desarrollado el PHM, a la fecha, considerando la generación anual (63 GWh), se debería haber despachado energía térmica equivalente con base en gas natural, lo cual hubiera implicado la emisión de 36,000 Ton de CO₂. Dado que la generación de la central a octubre de 2018 marcó 19.5 GWh, se espera que a ese ritmo de generación se mitigue 130,000 Ton de CO₂

d. Resultados Imprevistos

El resultado imprevisto relevante está relacionado con la decisión de la empresa de aprovechar la coyuntura existente para instalar una tercera turbina, incrementando en un 50% más la capacidad instalada de la central (de 80 MW a 120 MW). Este incremento en la potencia posibilita la generación de ingresos por potencia disponible lo cual mejora los balances financieros del proyecto. Los beneficios plenos de este aumento de la capacidad instalada podrán ser efectivizados cuando se completen las obras de los túneles para utilizar el agua de los ríos Putucuni y Viscachas. Por otro lado, al ser el primer proyecto hidroeléctrico ejecutado en Bolivia en mucho tiempo, el PHM ayudó a crear capacidad técnica, la cual ahora está siendo empleada para el desarrollo de otros proyectos.

2.3 Eficiencia

El Proyecto Hidroeléctrico Misicuni, objeto del préstamo BID 2238/BL-BO, fue planteado originalmente para ser licitado con un Contrato Llave en Mano principal que abarcaba la mayor parte de las obras del proyecto incluyendo las obras civiles, extensión de túnel, suministro y montaje de la tubería de presión, suministro y montaje de los equipos de generación, y puesta en marcha de la planta. Este contrato principal se complementaba con obras menores de acceso, la estación transformadora y la LT para conectar al SIN, contrato de la firma supervisora y consultorías técnicas.

Este planteo era el adecuado al momento de la estructuración de la operación ya que ENDE estaba en pleno proceso de transformación y fortalecimiento. El Contrato Llave en Mano iba a asegurar una buena coordinación y ejecución de las distintas partes del proyecto (obras civiles de superficie, obras civiles subterráneas, tubería de presión, suministro y montaje de turbinas y generadores, y puesta en operación) bajo un solo contratista lo cual iba a facilitar su supervisión y seguimiento.

Sin embargo, los precios ofertados para el Contrato Llave en Mano resultaron sustancialmente superiores a lo presupuestado, alcanzando a US\$170 millones la oferta de menor costo frente a un presupuesto de US\$101 millones (este monto excluye las obras de transmisión y subestaciones, y supervisión de las obras que se realizaron a través de otros contratos). Los contratos llave en mano implican una fuerte responsabilidad para el contratista incluyendo pagos de penalidades importantes por retrasos lo cual generalmente se reflejan en los precios ofrecidos.

Ante esta situación, se decidió abandonar el esquema de Contrato Llave en Mano y distribuir su alcance en cuatro contratos: obras civiles de superficie; obras civiles subterráneas (túnel) que implican un conocimiento y experiencia técnica diferente; suministro y montaje de la tubería de presión; y suministro y montaje de las turbinas y generadores y demás equipos de la central. Esto iba a repercutir favorablemente en los costos, pero iba a incrementar los desafíos en la coordinación de estos contratos. Durante este período ENDE fue fortaleciendo el equipo técnico de la unidad ejecutora para poder administrar y monitorear este conjunto de contratos, recibiendo también un fuerte apoyo técnico del Banco.

Los desafíos durante la construcción, especialmente los diversos eventos no previstos que surgieron durante la ejecución tales como la declaratoria de insolvencia del proveedor de los equipos principales (uno de los cuatro contratos nuevos que reemplazó el Contrato Llave en Mano), la estructura geológica que se encontró en tramos de la extensión del túnel que implicó mayores costos y mayor plazo de ejecución, la necesidad de rescindir el contrato de la firma supervisora original que no venía cumpliendo satisfactoriamente sus tareas, tuvieron sus implicancias en tiempos de ejecución, y consiguientemente en los costos.

Costo del Proyecto. El costo total del proyecto se incrementó de US\$114,1 millones a US\$141.2 millones.

Fuente	Presupuesto Original del Proyecto US\$	Presupuesto Adicional de Contraparte US\$	Presupuesto Total del Proyecto US\$	Pari Passu %
BID	101,000,000		101,000,000	72%
Contraparte ENDE	13,100,000	26,774,219	39,874,219	28%
Total	114,100,000	26,774,219	140,874,219	100%

Detalles Costo Final. Los costos finales del proyecto se presentan a continuación:

Categoría de inversión	Presupuesto original US\$ (millones)	Total Inversiones al cierre del proyecto US\$ (millones)
Obras de infraestructura	88.50	105.89
Extensión Túnel Chimenea	10.70	12.50
Tubería de presión válvula de seguridad	29.20	49.17
Obras civiles, casa de máquinas y obras complementarias	5.60	11.07
Equipamiento, turbinas y generadores	27.40	24.09
Embalse de compensación	5.40	8.45
Subestación y Líneas de Transmisión	10.20	0.61
Otros costos	13.50	21.42
Mitigación impacto ambiental y social	3.20	1.44
Ingeniería y supervisión de obras	6.40	9.12
Auditoría, administración y otros	3.90	10.86
Contingencias	12.10	13.55

Contingencias	12.10	13.55
Total	114.10	140.87

Para evaluar la eficiencia en la asignación de recursos económicos, se efectuó un análisis ex post de costo-efectividad que compara el costo final del proyecto con respecto al costo de la alternativa a analizada durante el diseño de la operación.

Previo a la aprobación del financiamiento, se realizó un análisis comparando el costo de generación de 217,2 GW/h al año vía generación térmica o hidroeléctrica. Las conclusiones reflejadas en dicho informe fueron²:

- El Valor Presente del costo total de la alternativa hidroeléctrica, descontado hasta el 1 de enero de 2010 y expresado en numerario de eficiencia a precios de frontera, asciende a US\$ 79,7 millones. El correspondiente valor para la central térmica es de US\$ 142.2 millones. Por consiguiente, la alternativa hidroeléctrica resulta preferible a la térmica en US\$ 62,5 millones.
- La alternativa hidroeléctrica se mantiene preferible a la térmica aun cuando el precio del gas disminuya hasta 5.0 US\$/MMBTU. En este caso la diferencia en VPE es de US\$ 38,7 millones.
- Crecimientos importantes del costo de inversión de la alternativa hidroeléctrica no modifican la preferencia de esta alternativa. Si aumenta su costo 40% la diferencia a favor de la hidroeléctrica es aun de US\$43,2 millones.
- El incremento en la responsabilidad del costo de la presa de almacenamiento tampoco afecta la preferencia. Un aumento de esta responsabilidad de 20,6% al 29,6% se refleja en un menor valor del VPE de la hidroeléctrica respecto a la térmica de aun US\$ 58,6 millones.
- Los resultados son insensibles a incrementos elevados del costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de la hidroeléctrica.

Una vez concluido el proyecto, se obtuvo que su costo total se incrementó de US\$114,1 millones a US\$141.2 millones. De la diferencia, US\$6.0 millones correspondieron a la adquisición y montaje de la tercera unidad que permitió incrementar el alcance del proyecto; y US\$21 millones que correspondieron a sobrecostos en las obras originalmente planeadas para el proyecto, debido fundamentalmente a los retrasos en la ejecución de distintos componentes. Este sobrecosto representó aproximadamente 20% del costo del proyecto, que pasó de US\$114,1 millones a US\$135,1 millones. Este desvío en los costos si bien es una cifra importante, resultó en una cifra sustancialmente inferior a la que se hubiera alcanzado si se continuaba con el esquema del Contrato Llave en Mano, cuya oferta de menor precio fue de US\$170 millones, monto al que se debería sumar el costo del resto de los otros contratos (obras de acceso, LT y subestación, supervisión y consultorías).

Las principales causas de los retrasos y de los mayores costos se pueden resumir en los siguientes hitos del proyecto.

Declaratoria Desierta del Contrato Llave en Mano: La licitación de este contrato que constituía la columna vertebral de este proyecto fue declarado desierta porque el menor costo ofrecido fue

² (Fuente: BID, División de Energía. Proyecto Hidroeléctrico de Energía Renovable Misicuni. Análisis Económico. Octubre 2009.

sustancialmente superior al presupuestado (70% por encima del costo estimado) (diciembre 2011). Una de las principales causas en los sobrecostos de las ofertas llave en mano fue que el pliego dirigía a subcontrataciones de provisión de bienes y de servicios especializados, por lo que los oferentes asociaron las subcontrataciones a riesgos, los cuales se reflejaron en los sobrecostos.

Licitación Cuatro Paquetes de Contratos: Ante la declaración desierta del Contrato Llave en Mano, se decidió licitar cuatro paquetes de contratos en sustitución del mismo (fueron licitados durante el primer semestre 2012, adjudicados y firmados durante el primer y segundo semestres de 2012).

Incorporación de la Tercera Unidad de Generación: La oferta de menor costo para el suministro y montaje de los equipos incluyó una oferta muy ventajosa para la tercera unidad (US\$6 millones) por lo cual se decidió adquirir esta unidad adicional de generación (julio 2012).

Declaratoria de Insolvencia del Proveedor del Equipamiento Principal. El proveedor de las turbinas y generadores que constituyen el equipamiento principal de la central fue declarada insolvente y se rescindió su contrato (correspondiente a uno de los cuatro nuevos contratos) (octubre 2013).

Sustitución de Firma Supervisora. Debido a problemas con la firma supervisora originalmente contratada se rescindió su contrato (abril 2015) y se licitó y contrató una nueva firma supervisora (firmado en noviembre 2015).

El retraso de la puesta en operación de la central eléctrica (dos años y cuatro meses) a cargo de la empresa estatal de energía (ENDE) coincidió con el retraso en las obras de la presa de Misicuni a cargo de la Empresa Misicuni. El paripasu original (89% BID, 11% contrapartida) se modificó finalizando como el 72% como aporte BID y 28% correspondiente al aporte local

En síntesis, el proyecto se completó con un sobrecosto del orden del 20% del presupuesto original (sin considerar la tercera unidad ya que está fue una ampliación de capacidad y no un sobrecosto). El sobrecosto incurrido, si bien significativo, se podría justificar por lo siguiente: a) El costo final resultó sustancialmente inferior al costo que hubiera resultado de aceptarse la mejor oferta del contrato llave en mano (el sobrecosto hubiera sido superior al 70% al presupuesto inicial, o 50% sobre el costo efectivamente incurrido); y b) el desvío incurrido se puede considerar razonable considerando la magnitud y naturaleza de los problemas que tuvo que enfrentar el proyecto muchas de ellas no atribuibles a la gestión del proyecto. Los sobrecostos se debieron fundamentalmente a los retrasos en el avance de los distintos componentes del proyecto que fueron afectando el cronograma integral tales como los que surgieron de la declaratoria de insolvencia del proveedor de los equipos, problemas geológicos identificados en la excavación del túnel, los problemas que fueron surgiendo durante el montaje de la tubería de presión y la decisión de sustituir a la firma supervisora³.

A pesar de los sobrecostos, al comparar el proyecto con la alternativa de generación térmica, cuyo costo estimado en el 2010 fue de US\$ 142.2 millones, para la generación de 80 MW a partir de gas natural al que se le debe sumar el costo operativo de las plantas térmicas (costo del gas),

³ El promedio de sobrecostos en los proyectos hidroeléctricos en la región está en el orden el 20%. Ver [Informe de Auditoría Financiera al 31 de diciembre de 2017](#).

permite concluir que inclusive sin actualizar el costo de la alternativa térmica al presente, la solución más costo efectiva es la generación con el PHM.

2.4 Sostenibilidad

a. Aspectos Generales de Sostenibilidad

En cuanto a la administración del proyecto, ENDE suscribió un contrato de O&M del PHM con la empresa Hidroeléctrica ENDE CORANI, la cual es una empresa subsidiaria de ENDE Corporación con más de 50 años de experiencia en el manejo de centrales hidroeléctricas.

La sostenibilidad del proyecto deviene del entorno donde va a operar el PHM, para lo cual se analizan los siguientes aspectos básicos que incidirán directa o indirectamente en la operación del proyecto.

Sector eléctrico. La estructura del sector eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia está dividida en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Con los procesos de nacionalización encarados por el Estado Plurinacional, prácticamente es el Estado el que administra el 80% del Sector eléctrico nacional, existen instituciones que regulan el mercado eléctrico nacional dependientes del Estado en el marco regulatorio de la Ley de electricidad N° 1604.

El Reglamento de Precios y Tarifas es el instrumento que permite garantizar el retorno de la inversión y el reconocimiento de gastos de O&M para las centrales hidráulicas. El ente regulador AE es el encargado de actualizar cada 6 meses de manera oficial los precios que se reconocerán a la central Misicuni.

Mercado. Según la proyección del CNDC, la demanda de potencia se incrementa anualmente en promedio de 6%, de manera tal que la demanda al 2017 de 1.552 MW se incrementará para el año 2025 a 2.620 MW, por lo que requerirá de implementar proyectos adicionales para satisfacer el incremento de la demanda eléctrica nacional, la incorporación del PHM es oportuna y necesaria para el país.

Aspectos operativos. La corporación ENDE como organismo ejecutor, está delegando la operación del PHM a su filial CORANI S.A. Esta empresa tiene amplia experiencia en la administración y operación de Hidroeléctricas. Actualmente opera las Hidroeléctricas Corani, Santa Isabel y San José I, así como el parque eólico Qollpana, con lo que se garantiza la correcta administración del PHM.

Aspectos financieros. Con la implementación de la tercera unidad, el PHM ha incrementado su capacidad de generación de recursos financieros, por potencia disponible y por generación.

La potencia disponible es aquella que la empresa tiene lista para generar e inyectar al SIN, el CNDC planifica el ingreso de estas empresas generadoras, priorizando el costo marginal de operación, es decir ingresan las más eficientes económicamente, en este aspecto tienen preferencia las hidroeléctricas de caudal regulado (como PMM) por su confiabilidad y su disponibilidad horaria, en segundo lugar, ingresan las generadoras térmicas. Por tanto, sólo por potencia disponible, el PMM puede generar ingresos por disponer unidades listas para ingresar a generar como potencia disponible, aunque no genere necesariamente energía.

El otro ingreso financiero corresponde a la energía generada, en el caso de Misicuni inicialmente planificada una operación para 5 horas, mientras la red de agua no se concrete, el PMM puede trabajar en un 50% de horas de generación, posteriormente generaría según lo planificado. En la actualidad este corresponde al principal riesgo para la sostenibilidad de los resultados del proyecto. Dado el incremento poblacional y la demanda de agua potable se espera que se avance y se completen las obras de la red de agua.

Actualmente, de los tres tramos que estuvieron planificados para la dotación de agua potable, el BID, la gobernación de Cochabamba y la Agencia Francesa de Desarrollo, vienen trabajando en diseño y licitaciones de todos los tramos bajo el siguiente detalle: (i) Tramo I Tiquipaya – Sacaba. Se encuentra en licitación para la dotación de 314 Litros por segundo (Lps); (ii) Tramo II Colcapirhua – Cochabamba. En licitación para la dotación de 560 Lps; y (iii) Tramo II Quillacollo – Vinto. En diseño para la dotación de 370 Lps⁴.

b. Salvaguardas Ambientales y Sociales

Los partes del Proyecto financiado por el BID están finalizados y en operación. El equipo ambiental y social del ENDE mantuvo buena gestión del proyecto el proceso de construcción a pesar de las imprevistos retrasos, cambios y complicaciones durante la ejecución. Durante la construcción de las obras, ENDE implementó un sistema de comunicación comunitario que funcionó bien para informar a las comunidades afectadas sobre actividades del proyecto y para recibir quejas por parte de estas. Lo anterior generó buenas relaciones con la comunidad durante la obra. ENDE también culminó el reasentamiento de cuatro familias ubicadas obras abajo cerca de la casa de máquinas, y ejecutó un plan de compensación de vida para esas familias. En reuniones regulares con esas familias ellos demostraron satisfacción con el proceso de reasentamiento. El proyecto también cumplió con su Plan de Restauración de áreas afectadas y siguen con el monitoreo de la revegetación en esas áreas con mucho éxito y una elevación en la biodiversidad en esas áreas en comparación a otros lugares cercanos y no afectados. Asimismo, el BID financió con una operación complementaria, que apoyó obras en el área del embalse, a fin de mejorar el manejo de la cuenca de Misicuni, y proveer de medios de subsistencia a las comunidades afectadas por el embalse (BO-L1053) – dicha operación fue ejecutada de forma exitosa.

Un componente del proyecto no financiado por el BID, pero clave para la operación del proyecto, es el vertedero ubicado al lado de la presa Misicuni y el cual aún no ha sido finalizado. Esto dado a las fuertes lluvias, diferentes retrasos en las obras conectadas a la presa e inestabilidad de los taludes que la bordean, la construcción del vertedero ha sufrido grandes retrasos y actualmente se estima que sea culminada a mediados de 2019. De igual manera, aún se encuentra en desarrollo y puesta en operación de un sistema de alerta para las comunidades ubicadas aguas abajo de la presa. El BID debe seguir con la supervisión del proyecto hasta que las tres cosas escritas arriba están corregidas.

III. CRITERIOS NO CENTRALES

3.1 Desempeño del Banco

La gestión del Banco en la operación se desarrolló en dos etapas: en la preparación y aprobación del préstamo y seguimiento al desarrollo del proyecto. Las siguientes conclusiones provienen de conversaciones con el personal de la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP).

⁴ Ver [Anexo Técnico](#).

El apoyo del Banco a ENDE durante la preparación y hasta la aprobación del préstamo del BID **fue fundamental**. El BID apoyó activamente con especialistas sectoriales y consultores en las áreas de economía, finanzas, medio ambiente, social y técnico. Cuando se comenzó con la preparación de la operación (2008) ENDE se encontraba en etapa de reorganización empresarial, por lo que no contaba con suficiente plantel de profesionales capacitados para preparar la operación. El Banco aprobó una cooperación técnica no reembolsable para la contratación de especialistas técnicos que apoyaron a ENDE, especialmente en las áreas técnicas, ambiental y social, y análisis económico. El equipo técnico del Banco, junto a los consultores, contribuyeron en la actualización de estudios técnicos, estudios de impacto ambiental y social, planes de gestión ambiental y social, preparación de pliegos de licitación y otros documentos necesarios para la presentación del proyecto en el Directorio del BID. El apoyo del Banco fue fundamental para alcanzar este hito.

Durante el **desarrollo del proyecto** permanentemente el Banco colaboro y ofreció opciones ante situaciones que se presentaban a ENDE por parte de la ejecución del proyecto, velando la continuidad de la ejecución. Asimismo, ante las consultas efectuadas, el Banco respondió con prontitud, ofreciendo la posibilidad de contratar mediante cooperación técnica no reembolsable varios especialistas técnicos que coadyuve a la ejecución del proyecto.

El rol del Banco fue esencial para el proyecto, no solo por el financiamiento otorgado sino por la flexibilidad y apoyo en las modificaciones de las modalidades de contratación, por ejemplo, el cambio de modalidad de contratación de llave en mano a múltiples contratos de obras y bienes. El apoyo del banco fue permanente, incluyendo acompañamiento técnico de sus especialistas y consultores durante todo el proceso de ejecución.

3.2 Desempeño del Prestatario

La unidad ejecutora del proyecto enfrentó desafíos para gestionar el proyecto especialmente en el comienzo de su ejecución, ya que ENDE estaba en pleno proceso de transformación con un plantel de recursos humanos en conformación y capacitación. La unidad se fue fortaleciendo con la incorporación y capacitación de personal, incluyendo el conocimiento sobre los requerimientos del BID en los procesos de adquisiciones y presentación de informes, entre otros. La rotación del personal también fue un desafío que tuvo que enfrentar la unidad ejecutora, ya que tuvo implicancias en la gestión del proyecto hasta que el nuevo personal se capacitara suficientemente. La experiencia de unidad ejecutora del proyecto fue muy positiva ya que sirvió de base para el desarrollo y consolidación de la gerencia de generación de ENDE.

3.3 Calificación General

Resumen		
I. Efectividad en el Desarrollo - Criterios Centrales		
Calificación general recomendada:	Parcialmente Exitoso	
		Peso
1. Relevancia	4.00	20%
2. Efectividad	2.00	40%
% de resultados alcanzados	53.3%	
3. Eficiencia	4.00	20%
4. Sostenibilidad	4.00	20%
II. Efectividad en el Desarrollo - Criterios No Centrales		
Desempeño Del Banco	Satisfactorio	
Desempeño Del Prestatario	Satisfactorio	

La calificación general recomendada por la lista de verificación del PCR es “**Parcialmente Exitoso**”; sin embargo, el equipo del proyecto considera que la calificación general final de la operación debe ser “**Exitosa**”. Dado que en el mes de octubre 2018 se ha alcanzado a generar 19.5 GWh/mes⁵, resultado que si se extrapola a 12 meses alcanzaría a 234 GWh/año (vs 217 GWh/año establecido como meta en la Matriz de Resultados).

IV. HALLAZGOS Y RECOMENDACIONES

4.1 Dimensiones

Diseño del proyecto: Las dimensiones que se desarrollaron abarcaron los aspectos: técnico y sectorial, organizativos y administrativos, así como dimensiones relacionadas con los procesos y actores públicos, y aspectos fiduciarios.

⁵ Dato oficial del CNDC.

Tabla 4. Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
Dimensión 1: Técnico - Sectorial	
<p>Hallazgo #1. El proyecto originalmente tenía previsto instalar una capacidad de generación de 80 MW (instalación de 40 MW x 2), y una fase siguiente para agregar otros 40 MW cuando se completen las obras de los túneles para los ríos Putucuni y Viscachas. Sin embargo, aprovechando una coyuntura que surgió durante la ejecución (declaración desierta de contrato llave en mano, la decisión de dividir esta licitación en 4 paquetes, y recibir una oferta ventajosa para una unidad adicional de 40 MW) se decidió la incorporación de la tercera unidad para completar 120 MW.</p>	<p>Recomendación #1. Cuando un proyecto está diseñado en fases puede ser conveniente licitar solicitando opciones de oferta a los fines de aprovechar posibles ventajas que podrían ofrecer los proveedores (en este caso se pidió una oferta por 2 unidades de 40 MW y posteriormente otra oferta para una unidad adicional de 40 MW).</p>
<p>Hallazgo #2. La firma supervisora inicialmente contratada no se desempeñó a la altura necesaria considerando la magnitud y complejidad del proyecto. En consecuencia, el contrato tuvo que ser rescindido y sustituido por otra firma supervisora. La nueva firma contratada se desempeñó en forma adecuada completando su labor en forma satisfactoria.</p>	<p>Recomendación #2. Las firmas supervisoras cumplen un rol clave en la ejecución de los proyectos de infraestructura, especialmente cuando se trata de monitorear y supervisar múltiples frentes de trabajo que requieren conocimiento y experiencia en diversas disciplinas técnicas. En este proyecto fueron obras civiles subterráneas (túneles), obras civiles de superficie (casa de máquinas, embalse compensador), equipamiento eléctrico y electromecánico, y obras hidráulicas (tubería de presión). Si la firma supervisora no puede cumplir con su trabajo en forma adecuada, es importante discutir y decidir su sustitución en forma oportuna para minimizar los impactos adversos en el proyecto.</p>
<p>Hallazgo #3. Aunque no fueron significativos, el proyecto tuvo reclamos de las comunidades locales especialmente por temas sociales. Sin embargo, los problemas fueron atendidos y solucionados en forma adecuada con el apoyo de los especialistas de la unidad ejecutora.</p>	<p>Recomendación #3. Es importante realizar consultas públicas previas a la ejecución de los proyectos para socializar los posibles impactos ambientales y sociales, anticipando las medidas de mitigación que se tienen previsto tomar. Durante la ejecución es importante contar con un equipo especializado que pueda atender y resolver los reclamos de las comunidades en forma adecuada y oportuna lo cual contribuirá a minimizar los potenciales conflictos y reclamos.</p>
Dimensión 3: Dimensiones Relacionadas con los Procesos/Actores Públicos	
<p>Hallazgo #4. La ejecución de las obras de la central hidroeléctrica (financiada por el Banco, a cargo de ENDE) y de la presa (no financiada por el Banco, a cargo de la Empresa Misicuni) tuvieron ritmos diferentes en sus avances, enfrentando cada una de ellas sus propios problemas en las distintas etapas de la construcción.</p>	<p>Recomendación #4. En los proyectos complejos con múltiples ejecutores, independientes uno del otro, es importante no escatimar esfuerzos en la coordinación, incluyendo un fluido intercambio de información y frecuentes reuniones de coordinación. Este esfuerzo puede redundar en mutuo beneficio de los ejecutores, en especial porque puede contribuir a identificar potenciales problemas en forma temprana y minimizar los impactos de los problemas a través de medidas consensuadas.</p>
Dimensión 4: Fiduciarias	

<p>Hallazgo #5. Este planteo inicial de utilizar un contrato llave en mano fue adecuado al momento de la estructuración e inicio de la operación ya que ENDE estaba en pleno proceso de transformación y fortalecimiento y no contaba con el personal necesario para monitorear múltiples contratos. Sin embargo, los contratos llave en mano implican una fuerte responsabilidad para el contratista incluyendo pagos de penalidades importantes por retrasos lo cual se reflejan en los precios ofrecidos. La oferta menor fue 70% superior al presupuesto disponible. Ante esta situación, se decidió abandonar el esquema llave en mano y se dividió en cuatro contratos. ENDE fortaleció su unidad ejecutora y actualmente cuenta con una gerencia de generación bien capacitada.</p>	<p>Recomendación #5. En caso de decidir por un contrato llave en mano es importante discutir y analizar los riesgos que se trasladarán al contratista y los que asumirá el contratante, así como definir un nivel adecuado de las condiciones del pliego que se vaya a licitar (temas técnicos, geológicos, socioambientales, entre otros) ya que de ello dependerán los precios de las ofertas. Asimismo, es necesario considerar el impacto que este tipo de contratos pueden tener en el presupuesto.</p>
<p>Hallazgo #6. El proyecto se completó con un sobrecosto del orden del 20% del presupuesto original (sin considerar la tercera unidad ya que está fue una ampliación de capacidad y no un sobrecosto). El sobrecosto incurrido, si bien significativo, se podría justificar por lo siguiente: a) El costo final resultó sustancialmente inferior al costo que hubiera resultado de aceptarse la mejor oferta del contrato llave en mano (el sobrecosto hubiera sido superior al 70% al presupuesto inicial, o 50% sobre el costo efectivamente incurrido); y b) el desvío incurrido se puede considerar razonable considerando la magnitud y naturaleza de los problemas que tuvo que enfrentar el proyecto muchas de ellas no atribuibles a la gestión del proyecto. Los sobrecostos se debieron fundamentalmente a los retrasos en el avance de los distintos componentes del proyecto que fueron afectando el cronograma integral tales como los que surgieron de la declaratoria de insolvencia del proveedor de los equipos, problemas geológicos identificados en la excavación del túnel, los problemas que fueron surgiendo durante el montaje de la tubería de presión y la decisión de sustituir a la firma supervisora.</p>	<p>Recomendación #6. En los proyectos que se ejecutan a través de múltiples contratos es sumamente importante el fortalecimiento de la capacidad del equipo de la unidad ejecutora, especialmente del plantel técnico en cada una de sus especialidades, ya que su intervención oportuna es clave para identificar en forma temprana los potenciales problemas, reducir los retrasos en los cronogramas de cada uno de los contratos, y por consiguiente los eventuales sobrecostos de los proyectos.</p>