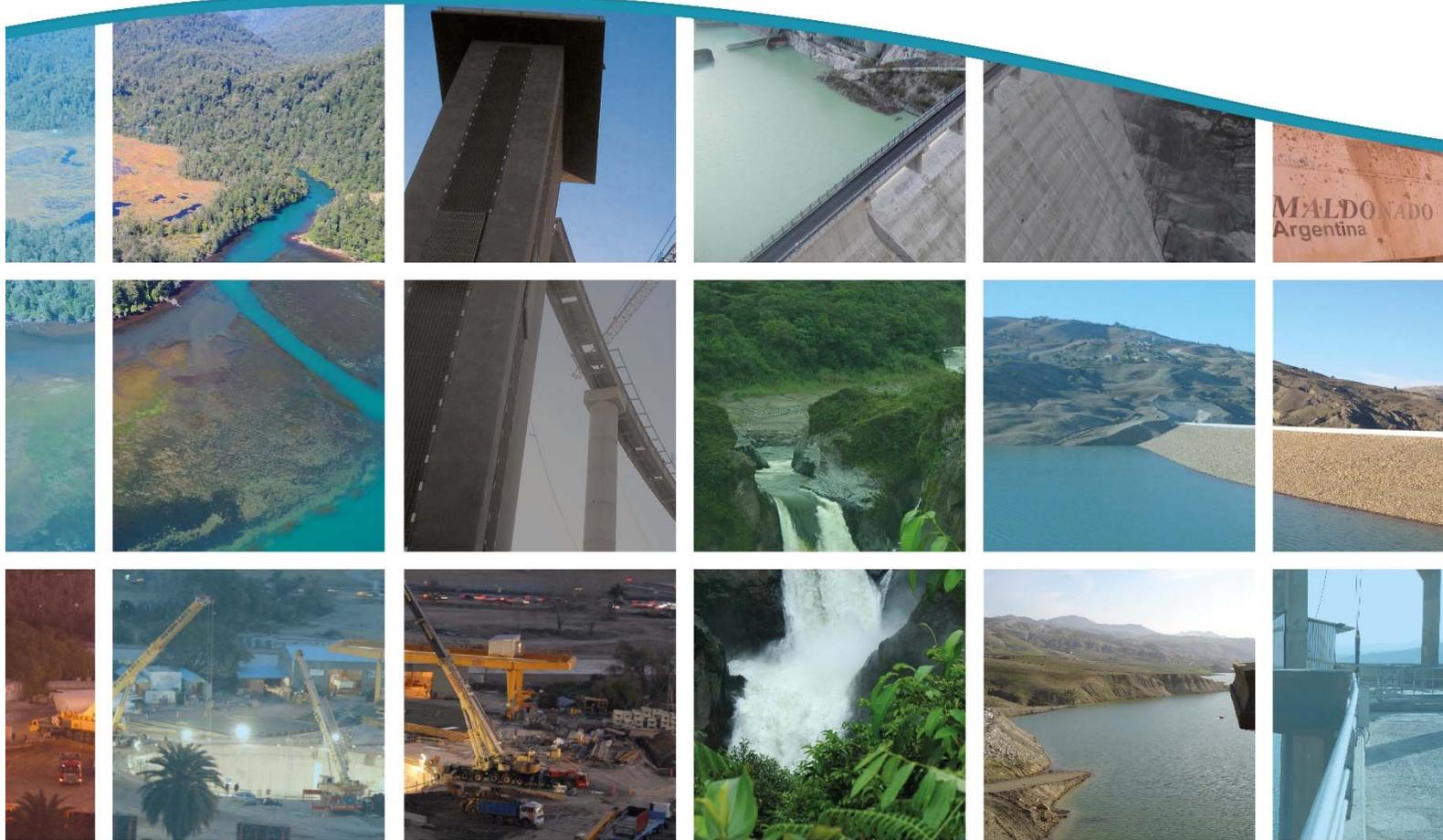


# ESTUDIO DE IDENTIFICACIÓN PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL BALA

PRODUCTO N° 4 ESTUDIOS DE EVALUACIÓN  
SOCIOECONÓMICA Y FINANCIERA

TOMO 4.2 ESTUDIOS DE EVALUACIÓN  
SOCIOECONÓMICA Y FINANCIERA



Contrato N. 11300

COCHABAMBA, 08 DE JULIO DE 2016

**PRODUCTO N° 4. ESTUDIOS DE EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA Y FINANCIERA**

**TOMO 4.2 ESTUDIOS DE EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA Y FINANCIERA**

**CONTROL DE CAMBIOS:**

Nivel de control de calidad de Geodata

| Rev. | Elaboró | Revisó | Aprobación | Fecha      | Descripción de la modificación   |
|------|---------|--------|------------|------------|--|
| A0   | Jpa     | lac    | lac        | 08/06/2016 | Enviado a la Supervisión   |
| B0   | Jpa     | lac    | lac        | 05/07/2016 | Emisión final atendiendo las observaciones de ENDE y de la Supervisión recibidas el 23/06/2016 |
|      |         |        |            |            |  |

Nivel de control de calidad de Proyecto

| Elaboró  | Revisó                          | Aprobación por parte de la Supervisión |
|--|---------------------------------|--|
| <br>Firma | Firma                           | Firma                                  |
| Nombre: Ec. Joaquín Paguay   | Nombre: Ing. Luis Alberto Acuña | Nombre: Ing. José María Marín          |
| Cargo:<br>Especialista en estudios económico-financieros                                     | Cargo: Gerente del Proyecto     | Cargo: Jefe de la Supervisión          |

## CONTENIDO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA .....</b>   | <b>5</b>  |
| 1.1 INTRODUCCION.....   | 5         |
| 1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....   | 6         |
| 1.3 OBJETIVO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....  | 9         |
| 1.4 PROCESO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....   | 9         |
| 1.5 METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....  | 10        |
| 1.6 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL APROVECHAMIENTO CHEPETE 400 + BALA<br>220 .....             | 11        |
| 1.7 COSTOS ECONÓMICOS DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVAS<br>SELECCIONADA .....             | 16        |
| 1.8 COSTOS ECONÓMICOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL<br>PROYECTO .....                | 17        |
| 1.9 IDENTIFICACIÓN, CUANTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS BENEFICIOS<br>DEL PROYECTO ..... | 18        |
| 1.10 ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO .....   | 24        |
| <b>2. CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>                                  | <b>31</b> |
| <b>3. EVALUACIÓN FINANCIERA .....</b>   | <b>32</b> |
| 3.1 INTRODUCCIÓN.....   | 32        |
| 3.2 ESQUEMA DE EVALUACIÓN FINANCIERA.....   | 34        |
| 3.3 ESTIMACIÓN DEL MODELO DE EVALUACIÓN.....  | 35        |
| <b>4. CONCLUSIONES .....</b>  | <b>52</b> |

## LISTA DE TABLAS

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Resumen de inversiones precios de eficiencia (miles de dólares).....               | 17 |
| Tabla 2. Costos de administración operación y mantenimiento anual .....                     | 18 |
| Tabla 3. Estimación de beneficios por ahorro de recursos (US\$) .....                       | 20 |
| Tabla 4. Daños a infraestructura y actividad económica (US\$) a precios de eficiencia ..... | 21 |
| Tabla 5. Indicadores de rentabilidad económica del proyecto .....                           | 25 |
| Tabla 6. Análisis de Sensibilidad de la TIRE.....   | 26 |
| Tabla 7. Análisis de sensibilidad del VANE .....  | 27 |
| Tabla 8. Análisis de riesgo evaluación económica.....                                       | 28 |
| Tabla 9. Estimación de probabilidades de pérdidas y ganancias.....                          | 30 |
| Tabla 10. Bolivia premisas macroeconómicas .....  | 36 |
| Tabla 11. Oferta y Demanda de Energía eléctrica en Bolivia .....                            | 38 |
| Tabla 12. Proyecciones de la Oferta de energía eléctrica en Bolivia .....                   | 39 |
| Tabla 13. Proyecciones de la demanda final de energía eléctrica en Bolivia (MWh).....       | 40 |
| Tabla 14. Cronograma de inversiones del Proyecto (dólares).....                             | 42 |
| Tabla 15. Costos de operación y mantenimiento (dólares) .....                               | 43 |
| Tabla 16. Ingresos esperados (dólares).....   | 44 |
| Tabla 17. Impuestos (Dólares) .....   | 44 |
| Tabla 18. Depreciaciones (dólares) .....  | 44 |
| Tabla 19. Consolidación fuentes de financiamiento.....                                      | 45 |
| Tabla 20. Factibilidad Financiera PROYECTO CHEPETE + BALA 220 .....                         | 48 |
| Tabla 21. Análisis de sensibilidad de la tirf.....  | 49 |
| Tabla 22. Análisis de riesgo evaluación financiera .....                                    | 50 |
| Tabla 23. Probabilidad de pérdidas y ganancias con proyecto TIR .....                       | 51 |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 proyecciones oferta con Chepete y demanda..... | 41 |
|---|----|

## ANEXOS

Anexo 1. Presupuestos y Costos de Energía

Anexo 2. Evaluación Económica Chepete + Bala 220

Anexo 3. Modelo de Evaluación Financiera Chepete 400 Mas Bala 220

Anexo 4 Factores de Conversión Bolivia

## 1. EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA

### 1.1 INTRODUCCION

El Proyecto Hidroeléctrico El Bala, se ubica en los departamentos de La Paz y Beni entre las provincias General José Ballivian, Abel Iturralde, Franz Tamayo, Larecaje, Caranavi y Sud Yungas, emplazándose en las jurisdicciones municipales de Rurrenabaque, San Buenaventura, Apolo, Alto Beni, Teoponte y Palos Blancos.

El desarrollo integral del Estado Plurinacional de Bolivia, contempla entre sus pilares estructurales, aspectos relacionados con la soberanía energética y la universalización del acceso a la energía eléctrica. Esto se puede lograr a través de la diversificación de su matriz energética y en especial del aprovechamiento de sus recursos naturales renovables. En ese sentido, el Proyecto Hidroeléctrico El Bala, por su alta capacidad energética, se considera uno de los principales proyectos que asegurarán la soberanía energética e ingresos a través de la exportación de energía eléctrica.

El proyecto El Bala es multipropósito, no se limita al sector energético, sino también al control de crecidas del río Beni, lo cual permitiría el desarrollo agrícola, la navegación fluvial y turismo, en correspondencia amigable con el medio ambiente. En efecto, los objetivos fundamentales del proyecto son:

- Desarrollar el recurso hidroeléctrico enfocado en lograr la soberanía energética con el aprovechamiento de sus recursos naturales renovables, lo cual permitiría el cambio de la matriz energética, logrando un ahorro importante de un recurso no renovable como es el gas, el cual actualmente se está empleando en las plantas térmicas.
- Controlar las inundaciones, factor muy importante para las áreas pobladas de Rurrenabaque y San Buenaventura, las que se ven constantemente inundadas por las crecientes del Río Beni, lo que genera grandes perjuicios económicos y de salud pública, así mismo sobre las áreas agropecuarias que se encuentran aguas abajo de la población de Rurrenabaque.
- Mejorar la navegabilidad del río Beni hasta Cachuela Esperanza.
- Desarrollar de manera integral el turismo y áreas agropecuarias.
- Fortalecer las áreas protegidas (Madidi y Pilon Lajas) frente a la actividad antrópica.

En la fase anterior del estudio de identificación (Producto N°2), se realizó el análisis de alternativas de los aprovechamientos hidroeléctricos del río Beni, en los angostos Beu, Chepete, El Bala y Susi, considerando los aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales. Igualmente, se desarrolló el estudio de la navegación fluvial, aguas arriba hasta el sector de Sapecho y aguas abajo de Rurrenabaque hasta Riberalta.

Mediante el Análisis Multi-Criterio (AMC), se estudiaron las posibles alternativas de aprovechamiento hidroeléctrico en el área de estudio, teniendo en cuenta los elementos que concurren en la identificación de una solución óptima desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental, social, técnica, económica y financiera del proyecto. En este sentido, el análisis de alternativas se sustentó en la Ley 300 Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien y en el Protocolo de Evaluación de la Sostenibilidad de Hidroelectricidad propuesto por la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA). Los resultados de este análisis demostraron que el mejor proyecto en cascada es Chepete 400 + El Bala 220.

Se elaboró el análisis legal y el desarrollo turístico para la alternativa seleccionada Chepete 400 más Bala 220, considerando los recursos y potenciales atractivos turísticos que tiene la zona, así como el planteamiento de futuros proyectos turísticos a ser implementados y desarrollados en el área de influencia directa de esta alternativa.

De la misma forma, se plantearon las medidas de mitigación de la alternativa seleccionada, haciendo énfasis en la Línea de Transmisión de las Centrales Chepete y Bala, determinando la afectación en menor grado a las áreas protegidas de interés nacional, tal es el caso de Madidi y Pílon Lajas, pero no así, en las áreas departamentales y municipales hasta la frontera con Brasil, en dirección a Cuiabá.

## 1.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La dimensión socioeconómica constituye un parámetro importante, puesto que, si bien la solución de los problemas sociales es integral, la implementación de este Proyecto estaría contribuyendo a satisfacer una necesidad de interés general para Bolivia.

El análisis económico y social considerará los costos de eficiencia del Proyecto, sin importar las fuentes de financiamiento; así como, los beneficios estimados a partir del ahorro de recursos por efecto de sustitución de energía de origen no renovable, daños evitados por control de inundaciones en el área de influencia directa, mejoramiento de la navegabilidad, e incentivo al turismo. Los resultados de este análisis permitirán demostrar cuan rentable es el Proyecto para el conjunto de la sociedad de Bolivia.

La evaluación económica de un Proyecto mide los beneficios producidos por la inversión, tal como lo es el aumento bruto en el bienestar económico de la sociedad. Esto se mide como el monto máximo que la gente, considerada individual o colectivamente, estaría dispuesta a pagar por el bien o servicio generado por el Proyecto. Los costos, en cambio, se miden a través del valor que se asigna a los recursos que tendrán que ser utilizados en otros usos productivos a fin de construir y poner en marcha el Proyecto que está siendo evaluado, es decir aquí aplicamos el criterio del costo de oportunidad del capital (Haberger & Jenkins, 1993)<sup>1</sup>.

La evaluación económica, se caracteriza no solo por la perspectiva de la economía o de la sociedad, sino por su objetivo de medir el impacto del Proyecto sobre el bienestar económico. La rentabilidad que se intenta medir ya no es financiera, sino una rentabilidad más intangible, en términos del bienestar de la población o de la sociedad. Como consecuencia, la evaluación económica consiste en identificar los impactos positivos y negativos del Proyecto sobre los

<sup>1</sup> Jenkins, G. and Haberger, A. (1993), Análisis de Costo-Beneficio de las decisiones de Inversión. Trad. Rocío Varela. INCAE.

recursos reales y asignarles un valor que refleja el aporte marginal de cada recurso al bienestar nacional.

El criterio Kaldor-Hicks, refleja un postulado básico del análisis de la eficiencia económica: tanto los efectos positivos y negativos de una actividad, pueden ser sumados sin importar quienes son las personas o grupos afectados. Este análisis de eficiencia que supone la generación de productos con base a una adecuada asignación de recursos económicos, difiere por tanto de la evaluación social porque no considera objetivos de equidad y redistribución.

La evaluación económica siempre considera la colectividad nacional, la sociedad como un todo. En este análisis, se busca identificar beneficios y costos que genera un Proyecto para el conjunto de individuos y entidades que componen la sociedad.

Para un Proyecto determinado, puede haber varias evaluaciones, cada una con su correspondiente punto de vista. Se puede analizar la rentabilidad financiera del Proyecto para su ejecutor; para la entidad que lo financia; para el gobierno y para los usuarios o consumidores del servicio o producto generado por el Proyecto. Lo que se registra de un punto de vista, puede ser ingreso desde otro: por ejemplo, un Proyecto realizado por el sector privado causa impuestos a ser desembolsados por el ejecutor (costos). Estos, a su vez, son recibidos por el gobierno (ingresos).

Las transferencias dentro de una sociedad, de una entidad a otra, tales como el pago de impuestos, (transferencia de un productor o consumidor al gobierno) o el pago de un salario de mano de obra que está por encima del valor de su producto marginal (transferencia de los productores a los trabajadores), no representan ni costos ni beneficios para el conjunto de la sociedad. Cuando se agrupa a la colectividad nacional, las transferencias entran por un lado con un signo negativo (costo) y por otro salen con signo positivo (ingreso); representando el traslado de dineros de un bolsillo a otro, dentro de la sociedad, por lo que no son relevantes para la evaluación económica de un Proyecto. La identificación del flujo de beneficios y costos para la evaluación económica, tendrá que realizarse indagando si el Proyecto genera un impacto para el conjunto de entidades que componen la economía o sociedad.

Siendo así, las preguntas básicas de la evaluación económica se tornan alrededor del impacto del Proyecto para el país como un todo; ¿con qué cuenta el país por haber realizado el Proyecto?, ¿qué tiene (o tendrá) que sacrificar el conjunto nacional por realizar el Proyecto?

La cuantificación de los costos y beneficios económicos requiere no solo el manejo de técnicas contables, sino también el conocimiento de aspectos de la teoría económica, específicamente aquello relacionado con la determinación de la oferta y la demanda de bienes y servicios.

Por otra parte, los supuestos de la economía de mercado ideal no se cumplen. En muchas ocasiones, los precios no reflejan el libre intercambio, los monopolios, oligopolios, impuestos, regulaciones, tarifas, cuotas, salarios mínimos, etc., son fenómenos cotidianos. Obsérvese que desde el punto de vista financiero los precios utilizados en la evaluación de beneficios y costos son los de mercado, estos al estar distorsionados pueden llevar Proyectos con ninguna o poca Rentabilidad social a ser aceptados e implementados.

Para ejemplificar este concepto partamos de una función de bienestar económica; esta incluye los recursos que contribuyen a la utilidad de entidades e individuos que componen la sociedad.

Sea la función:

$$U = U (C, S, Z)$$

Donde:

U = función de utilidad

C = consumo agregado nacional

S = ahorro nacional

Z = consumo de bienes meritorios, es decir, bienes que generan directamente utilidad sin ser vendidos o comprados en ningún mercado.

Se considera además que los elementos que componen la función de utilidad resumen en forma exhaustiva los recursos que contribuyen al bienestar y representan el conjunto de los objetivos socioeconómicos que buscan contribuir al bienestar. La evaluación económica se puede expresar como la derivada de la función de bienestar con respecto al Proyecto (P), entonces, derivando la función:

$$\frac{dU}{dP} = \frac{\partial U}{\partial C} \frac{dC}{dP} + \frac{\partial U}{\partial S} \frac{dS}{dP} + \frac{\partial U}{\partial Z} \frac{dZ}{dP}$$

Cada derivada con respecto a P refleja un cambio debido a la ejecución del Proyecto. Definida de esta manera la evaluación económica del Proyecto, el papel del evaluador se circunscribe entonces a:

- Identificación de los impactos del Proyecto sobre los elementos de la función de bienestar (derivadas con respecto a P).
- Asignación de valor a cada impacto, a través de la estimación de las utilidades marginales de cada elemento de la función de bienestar (derivadas de U con respecto a cada elemento).
- Realización de un descuento intertemporal de los impactos en diferentes momentos del tiempo, es decir la estimación de criterios de evaluación: el valor presente neto económico (VPNE) y/o la tasa interna de retorno económico (TIRE).

La base de la evaluación económica es el siguiente principio: si el valor de los beneficios excede el de los recursos sacrificados debido a la ejecución del Proyecto, los beneficiarios podrían compensar a los que pagan los costos (o efectos negativos del Proyecto), y aún así, obtendrían ganancia. La diferencia entre los beneficios de los ganadores y la compensación requerida para los perdedores representa el beneficio neto del Proyecto.

### 1.3 OBJETIVO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo de esta evaluación económica es medir el impacto de la ejecución del Proyecto de aprovechamiento del recurso hídrico del Río Beni a través de los indicadores de rentabilidad económica, Valor Actual Neto Económico (VANE) y Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE), con el fin de asegurar que la asignación de recursos a este Proyecto sea óptima y permita cumplir con el objetivo principal del Proyecto, que es el coadyuvar mediante la generación de energía al mejoramiento de las condiciones de vida de los hogares de Bolivia, al incentivo necesario para dinamizar las actividades económicas que demandan este recurso, y principalmente, con este esquema de inversión, avanzar hacia el cambio de la matriz energética en la producción de energía eléctrica, actualmente con aporte mayoritario de la energía de origen termoeléctrico.

### 1.4 PROCESO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

El proceso de evaluación económica de este proyecto, dado su carácter específico, especial y estratégico para Bolivia, demanda el análisis de un conjunto de información que permita justificar la construcción de los vectores de beneficios relevantes para el proyecto; en este sentido, el principal componente de los beneficios es el ahorro de recursos para la economía del país, al sustituir recursos no renovables para la generación de energía eléctrica; para la zona de influencia directa, los daños evitados por efecto de las inundaciones que afectan tanto a la parte urbana como a las actividades económicas agropecuarias principalmente; el mejoramiento de la navegabilidad porque con el embalse regulado es posible mantener un caudal permanente para facilitar el comercio a través del transporte de mayor calado; la combinación de estos dos elementos más el embalse, pueden constituir recursos explotables en el mediano y largo plazo, de hecho para este último componente, existe una propuesta de avanzar en la realización de estudios pertinentes que permitan inventariar las potencialidades y estructurar los proyectos que en el marco de este espacio de reserva natural y protegida, sean rentables económica y financieramente.

A través del análisis multicriterio se analizó un conjunto de alternativas, utilizándose para ello criterios técnicos, sociales, ambientales, económicos y financieros. Posteriormente se seleccionó la alternativa que permite optimizar los recursos naturales y económicos consiguiendo una mayor producción de energía y potencia. Esta alternativa, Chepete 400+ Bala 220 – se evalúa económica y financieramente.

Se procedió a la transformación de los costos tanto de inversión (CAPEX) como de operación y mantenimiento (OPEX) de la alternativa seleccionada, desde sus inputs, los presupuestos de obra que están expresados en precios de mercado, a un esquema de inversión expresado en precios de eficiencia. Este proceso se realiza a través de los llamados precios sombra o razones de precios de cuenta (RPC) que eliminan las distorsiones del mercado y que, en este caso, se obtuvieron

mediante la metodología semisumo-Producto<sup>2</sup>, se utiliza igualmente para las RPC no estimadas directamente la reglamentación oficial que rige para Bolivia.<sup>3</sup>

Una vez estructurados y sistematizados los costos del proyecto a precios de eficiencia, se determinaron los beneficios desde la teoría económica, que comprenden: el ahorro de recursos, daños evitados y mejoramiento de la navegabilidad; los posibles beneficios del componente turístico se enuncian, pero no se presenta un valor porque no se han definido proyectos concretos para aprovechamiento de estos recursos.

En este análisis se consideran las siguientes fuentes de información:

- Análisis Multicriterio del proyecto a nivel de identificación, es decir pre-factibilidad
- Presupuestos estimados para los componentes de obras civiles y equipamiento de la alternativa seleccionada
- Estadísticas del PIB, inflación, Población disponibles en el INE
- Estadísticas e informes de gestión del CNDC
- Resúmenes de los componentes técnicos, económicos, sociales y ambientales producidos por Geodata, en el marco del proyecto de identificación del aprovechamiento del recurso hídrico del Rio Beni.

A partir de este conjunto de información se cuantificaron, los beneficios directos que el Proyecto se espera que genere durante el horizonte de diseño; el beneficio más importante que se genera con el proyecto es el ahorro de recursos por el cambio en el uso de insumos para producir energía eléctrica a partir de fuentes renovables vs no renovables.

Con base en los costos y beneficios, se genera el flujo neto del proyecto, a partir de ello se derivan los indicadores de rentabilidad económica del proyecto, Valor Actual Neto Económico (VANE), Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) y Razón de Beneficios Costos (B/C).

El análisis de sensibilidad permite cuantificar la variación relativa de los indicadores de rentabilidad, ante modificaciones en las variables más importantes consideradas en el análisis beneficio-costos, concretamente: beneficios, costos de inversión, operación y mantenimiento. El análisis de riesgo se realizó a través del método de simulación Montecarlo, para estimar las probabilidades de ganancias o pérdidas que se generan para el proyecto.

Los modelos de evaluación económica y financiera se presentan en formato digital, que se adjuntan a este informe.

## 1.5 METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica de un proyecto mide los beneficios<sup>4</sup> producidos por la inversión, tal como lo es, el aumento en el bienestar económico del país resultante de los bienes y servicios generados por proyecto, expresado en términos monetarios.

<sup>2</sup> Ver Apéndice 1: Bolivia: Estimación de las RPC con técnicas de insumo producto (MIP) 2012.

<sup>3</sup> Razones Precio Cuenta: RESOLUCIÓN MINISTERIAL No. 159, La Paz, 22 de septiembre de 2.006

<sup>4</sup> Según la teoría económica, solamente los impactos positivos aumentan el nivel de bienestar. En este enfoque, la inversión, esto es los costos de un proyecto, no generan aumentos de bienestar per se.

El análisis se ejecutó con la metodología costo-beneficio. Se compararon los flujos de costos y beneficios imputables al proyecto. Este se realizó para un período de amortización de 50 años, posteriormente se actualizaron los flujos netos con la tasa social de descuento, cuyo valor es del 12,67%.

## **1.6 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL APROVECHAMIENTO CHEPETE 400 + BALA 220**

El embalse del proyecto Chepete tendrá el nivel máximo extraordinario en la cota 400 m.s.n.m, nivel normal de operación cota 390 m.s.n.m en el vertedero y nivel mínimo de operación en la cota 321.35 m.s.n.m. El embalse máximo extraordinario (Tr= 10.000 años) en la cota 400 m.s.n.m, tendrá una superficie de inundada de 679.98 Km<sup>2</sup> y un volumen de 37.78 km<sup>3</sup>. El volumen normal de operación en el nivel 390 m.s.n.m tendrá una superficie inundada de 595.28 km<sup>2</sup> y volumen de 31.43 Km<sup>3</sup>. El volumen mínimo de operación en el nivel de 321.35 m.s.n.m, inundará una superficie de 195.06 Km<sup>2</sup> con volumen de 5.53 Km<sup>3</sup>.

El embalse lo formará una presa vertedero de gravedad en Concreto Compactado con Rodillo (RCC). El nivel de cimentación estimado es la cota 220 msnm y la corona estará en la cota 403 msnm, por lo tanto, la presa tendrá 183 m de altura.

El vertedero de excesos sin compuertas, estará en la cota 390 msnm y tendrá 265 m de longitud. La descarga del caudal laminado de 15.559 m<sup>3</sup>/s (Tr= 10.000 años), se realizará mediante una rápida sobre la presa y un salto de sky de 160 m de largo en la cota 314.66 msnm.

La presa en el nivel 298.85 msnm, correspondiente al embalse muerto (2.16 Km<sup>3</sup>), tendrá 2 ductos de descarga blindados en acero de 6.5 m de altura y 4 m de ancho, controlados por compuertas.

Para la desviación del río se construirán cinco túneles de 15,50 m de diámetro y en promedio 1.160 m de longitud, cada uno. Se ubicarán tres túneles en la margen derecha y dos en la margen izquierda del río Beni. Los túneles estarán revestidos en hormigón y tendrán en los portales de entrada, estructuras de hormigón y ranuras de cierre (stop logs), que permitirán el cierre una vez se concluya la construcción de la presa.

Dos túneles de desviación de la margen derecha y dos de la izquierda, en la fase de operación, servirán como túneles de carga y descarga de la central subterránea.

Una vez producida la desviación inicial del río por los túneles, se reforzará la pre-ataguía con material arcilloso, se realizará el recubrimiento del talud de aguas arriba con capas de Geomembrana y se procederá a la construcción de la ataguía de 62 m de altura en hormigón compactado.

Agua abajo del sitio de presa, se construirá una pre-ataguía de 20 m de altura, la cual permitirá la construcción de la ataguía de aguas abajo de 32 m de altura en hormigón compactado; esta será una obra permanente que permitirá mantener un pozo de amortiguamiento del impacto que producirá el chorro de agua sobre el fondo del río, proveniente del salto de esquí del vertedero de excesos, durante los reboses de las crecientes del río sobre la presa vertedero.

El valor del caudal ecológico se ha considerado en el 10% del caudal medio anual en el río Beni, el cual corresponde a 160,4 m<sup>3</sup>/s para el proyecto Chepete.

La distancia entre la presa y la salida de los túneles de descarga es de 300 m, sector donde permanecerá una piscina de agua de amortiguación, por lo tanto, no habrá ningún sector en el cual el río esté sin agua.

Por otra parte, el embalse tiene una regulación de 1.300 m<sup>3</sup>/s, caudal que será turbinado, descargándose al río en forma continua. Cuando hay reboses del embalse, el caudal descargado será mayor.

En el caso en el cual el nivel del embalse se encuentre por debajo del nivel del vertedero y no haya vertimientos y al mismo tiempo se interrumpa la generación, se ha previsto que una turbina (162 m<sup>3</sup>/s) permita el paso del caudal ecológico, equivalente al 10% del caudal medio (160,4 m<sup>3</sup>/s).

La situación extrema es cuando se realiza el llenado inicial del embalse, para esta situación, se ha previsto la operación de la descarga de fondo, situada en el quinto túnel de desviación, el cual permitirá la descarga de 162 m<sup>3</sup>/s.

El proyecto Chepete tendrá dos casas de máquinas subterráneas, una en la margen derecha y otra en la izquierda, las casas de máquinas tendrán las siguientes características:

- Casa de máquinas margen derecha

En la caverna de casa de máquinas de la margen derecha, se instalarán 8 turbinas Francis de eje vertical de 168,75 MW de potencia con los correspondientes generadores, tableros de control y equipos auxiliares. En la caverna de transformadores se instalarán los transformadores monofásicos, 3 por cada generador.

Las obras civiles de la casa de máquinas comprenden las cavernas de turbinas y generadores, con las correspondientes salas de control de turbinas y caverna de transformadores, galerías de acceso entre las cavernas de máquinas y de transformadores, colector, barras, blindajes túnel de carga, ramales blindados, ductos de salida de turbinas, descarga al túnel de restitución del agua turbinada, y distribuidores de las turbinas.

- Casa de máquinas margen Izquierda

La casa de máquinas de la margen izquierda es similar en dimensiones y equipamiento a la casa de la margen derecha.

Un pozo de cable que llega verticalmente a la superficie desde la caverna de transformadores, permitirá el paso de cables eléctricos hasta la plataforma superior de maniobra, la cual se enlazará con la sub estación eléctrica.

La subestación eléctrica será del tipo HDVC, la cual permitirá elevar la tensión a 500 Kv en

corriente monofásica.

La línea de transmisión eléctrica desde la subestación Chepete hasta la frontera con Brasil, será de 500 KV en corriente continua y tendrá 1.000 Km de longitud. La subestación de llegada, posiblemente estará localizada en la ciudad brasileña de Cuiabá, a 300 Km de la frontera.

La operación continua de la central Chepete, utilizará un caudal regulado de 1300 m<sup>3</sup>/s, equivalente al 81% del caudal del río Beni. La potencia total instalada será de 3.251 MW, donde 1.625 MW corresponde a la potencia instalada en la casa de máquinas de la margen derecha y otros 1.625 MW en la casa de máquinas de la margen izquierda, con lo cual se aprovecharán los caudales de rebose. La generación primaria promedio anual es de 13.332 GWH/año y la generación secundaria es de 2.078 GWH/año, para un total generado de 15.409 GWH/año.

Se ha considerado que 13.332 GWH estarían destinadas a la venta de energía a Brasil. Para garantizar esta energía es necesario contar con el equipamiento de 8 turbinas con potencia de 1625 MW, adicionalmente se deberán instalar 2 turbinas de suplencia, en consideración a que las turbinas principales deberían trabajar el 100% del tiempo y se debe cumplir con los protocolos de paradas técnicas de los equipos para su mantenimiento.

Por otra parte, los 2.078 GWH estarían destinados a sustituir, en los meses de lluvia, la energía que actualmente se genera en Bolivia con plantas térmicas a gas, el cual se podría vender en el mercado internacional a un mayor precio. Para lograr la mencionada generación se requiere una potencia de 1625 MW con 8 turbinas, de las cuales 2 ya estarían instaladas con la suplencia de la primera Fase.

La generación eléctrica del Componente 1 Chepete, principalmente estará destinada para suministrar energía al Brasil y los excedentes para reforzar al sistema interconectado nacional de Bolivia, con el fin de sustituir durante los meses de lluvia, la generación que actualmente se realiza con plantas térmicas, las cuales representan el 70% de la matriz energética de Bolivia.

El Componente 2 El Bala 220 es un proyecto de pasada (run off), situado a 2,5 Km aguas abajo del angosto El Bala. Este proyecto aprovechará las aguas reguladas y de rebose del proyecto superior Componente 1 Chepete 400, además de las aguas entre estos dos sectores, siendo el caudal de diseño de la central de 2.400 m<sup>3</sup>/s.

El nivel máximo extraordinario del embalse, para un periodo de retorno de 10.00 años, estará en la cota 220 msnm donde se inundarían 92,88 Km<sup>2</sup>. El nivel normal de operación es la cota 218,50 msnm, inundando un área de 66,64 km<sup>2</sup>.

La presa estará formada por 11 compuertas radiales de 15 m de ancho y 20 m de altura, las cuales permitirán el paso del caudal de la creciente de 10.000 años laminada en el embalse Chepete, más la producida entre Chepete y El Bala.

El sector de compuertas se construirá en el cauce del río Beni, una vez se haya desviado el río sobre la terraza excavada de la margen derecha. Posteriormente, mediante la construcción de ataguías aguas arriba y aguas abajo, se desviará el río hacia el sector de compuertas, dejando en seco la margen derecha donde se construirá la casa de máquinas.

El valor caudal ecológico se ha considerado en el 10% del caudal medio anual en el río Beni,

el cual corresponde a 211,7 m<sup>3</sup>/s para el proyecto El Bala 220.

En consideración a que el proyecto El Bala 220 es un proyecto de pasada (run off) con casa de máquinas integrada en las obras de la presa con compuertas, en ningún momento el río va a quedar sin caudal, ni en la etapa de desviación ni en operación, aún en las épocas de estiaje.

En la casa de máquinas se alojarán 12 grupos hidro-generadores compuesto por turbinas tipo Bulbo de 35,42 MW, para un total de 425 MW de potencia instalada.

A continuación de la presa de compuertas, tanto en la margen izquierda, como en la margen derecha, luego del sector de casa de máquinas, se construirán diques de cierre en material impermeable, protegidos en el sector del río por muros de hormigón.

Sobre la margen izquierda, a continuación del sector de compuertas, se proyectó un canal de 10 m de ancho con compuertas horizontales tipo esclusa, el cual permitirá el paso de embarcaciones hacia y desde el embalse, de tal forma de restablecer la navegación hasta los sectores de Chepete y los ríos Quiquibey y Tuichi. El muro frontal del canal de navegación tendrá una ventana inferior que permitirá el paso de peces.

La subestación eléctrica será del tipo HDVC, la cual permitirá elevar la tensión a 500 KV en corriente monofásica. La línea de transmisión eléctrica entre las subestaciones El Bala 220 y Chepete será de 500 KV y de 250 Km de longitud, la cual seguirá en forma paralela la actual carretera entre Sapecho y Rurrenabaque, logrando la interconexión eléctrica con Brasil en dirección de la ciudad de Cuiabá y/o reforzar el sistema interconectado de Bolivia.

La operación continua de la central El Bala 220, utilizará un caudal de 2.400 m<sup>3</sup>/s, equivalente al 18 % del caudal de la curva de duración, considerando los caudales regulados por el embalse Chepete 400. La potencia instalada será de 425 MW. La generación promedio anual será de 2.648 GWH/año. La línea de transmisión monofásica en 500 KV y 250 km de longitud, unirá la central El Bala 220 con la central Chepete 400.

La generación eléctrica del Componente 2 El Bala 220, principalmente estará destinada para suministrar energía al Brasil y los excedentes para reforzar al sistema interconectado nacional de Bolivia, con el fin de diversificar la matriz energética del país.

En la actualidad la capacidad instalada de Bolivia (2014) es de 2.210 MW, donde 1.713 MW (77,5%) corresponde a la producción de plantas térmicas a gas y 494 MW (22,40%) a la producción de plantas hidroeléctricas y 3 MW (0,14%) a la producción de una planta eólica. La aspiración de Bolivia de diversificar la matriz energética no pretende suprimir la producción térmica, pero si disminuir el consumo de gas que se encuentra subvencionado y considerar venderlo en el mercado internacional a un mayor precio. De todas maneras, con la capacidad de El Bala 220 se estaría duplicando la actual capacidad de las centrales hidroeléctricas.

La transmisión de la energía eléctrica de aproximadamente 3.251 MW en una primera fase, se realizará desde la Subestación de 500 kV ubicada cerca de la Central Hidroeléctrica Chepete, desde el patio de maniobras a un nivel de voltaje de 500 kV HVAC (High Voltage Alternating Current) pasará a ingresar a un segundo patio de transformación de corriente continua en HVDC (High Voltage Direct Current) y así se evacuará su potencia de transmisión en los valores señalados.

La Central Hidroeléctrica Chepete tendría 2 fases, la primera de 1.625 MW, que tendría la función de producir energía firme, y la segunda de igual potencia e igual número de unidades cuya función sería generar energía secundaria.

La central Hidroeléctrica El Bala entraría en operación 20 años después de construida la central Chepete, con un aporte de potencia de 425 MW. Por tanto, la subestación HVDC tendría una potencia total aproximada de 3.676 MW a 500 kV en DC lo que hace que la transmisión de potencia ideal sea el tipo HVDC.

Las características especiales que tendría el sistema HVDC se menciona a continuación:

- Potencia de la energía a transmitir de 3.676 MW
- Dos sistemas AC con características diferentes en frecuencia (50 y 60 Hz)
- Gran distancia entre la generación y la zona de entrega de la energía (aproximadamente 1.000 km de longitud de línea.)
- El impacto ambiental de la zona sería moderado, porque el callejón de la línea de transmisión en HVDC es la cuarta parte del causado por un corredor de una línea HVAC.
- El proyecto hidroeléctrico El Bala, en su primera fase de operación con la central Chepete requiere transmitir 3.251 MW, posteriormente, una vez se construya la central el Bala 220, se deben transmitir 425 MW adicionales, para lo cual, hay la siguiente posibilidad de interconexión:

El sistema de transmisión para las Centrales Chepete y El Bala 220 se debe realizar en corriente continua de Alto Voltaje (HVDC), con enlace bipolar, por consideraciones técnicas, económicas y ambientales, porque el corredor de afectación es menor que una línea de transmisión en corriente alterna.

El nivel de tensión adecuado para la potencia prevista es de 500 kV HVDC con haz de 4 conductores 1300 ACAR 18/19, según el cálculo de ampacidad.

Los detalles de salida de Potencia desde casa de máquinas hacia la subestación HVDC quedan para el siguiente nivel de estudio, aunque se recomiendan 2 conductores XLPE 2000 m<sup>2</sup> por fase.

Para el tema vías de acceso los estudios realizados se relacionan con el trazado geométrico de las carreteras de acceso, empleando la información de la cartografía existente disponible de la zona del proyecto, en cartografía escala 1:50.000 y con curvas de nivel cada 20 m, siguiendo las normas de diseño geométrico de carreteras, las cuales se basan fundamentalmente en las recomendaciones de la AASHO.

La vía de acceso del proyecto hidroeléctrico Chepete tendrá una longitud de aproximadamente 146 Km, a partir del sector de Sapecho, para luego seguir por un trazado de montaña, por el flanco sur de la Serranía del Beu, por lo tanto, estará por fuera de la reserva Natural Pílon Lajas. En los últimos kilómetros de la vía al acercarse al río Beni, se ingresa a la mencionada reserva natural.

En el Tomo 2.9 Vías de Acceso, se presentan todas las características del Trazado Horizontal, como son datos de radios, longitudes de transición, coordenadas de los puntos de inicio y fin

de las curvas y los elementos geométricos de cada curva. Así mismo, se presenta un listado con los datos de curvatura del proyecto vertical, como Longitud de curvatura, pendientes, puntos de inflexión; finalmente se incluyen mapas generales de las vías de Chepete y El Bala 220, sobre una base de imagen satelital

### **1.7 COSTOS ECONÓMICOS DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVAS SELECCIONADA**

Una vez que se ha estructurado los costos de inversión<sup>5</sup>, los de operación y mantenimiento, para efectos del análisis económico, es necesario transformar los costos de mercado en costos económicos y/o de eficiencia, para ello se utilizó la estimación de los RPC a través de la matriz insumo producto (2.012), último año para el cual está disponible dicha información.

En el anexo 2, están estimados anualmente (durante su período de ejecución, de acuerdo al cronograma valorado) los componentes del proyecto a precios de eficiencia, los cuales se analizan en este párrafo. En el cuadro a continuación, se presenta los costos de inversión expresados a precios de eficiencia.

El componente Chepete se construirá en una primera etapa durante 6 años, el componente Bala 220 de acuerdo con la programación, iniciará su construcción en el año 20 del proyecto. Para el primer componente, se prevé realizar en el año 25 de ejecutado el Proyecto, un overhaul, con el propósito de garantizar la producción de energía durante los siguientes 25 años, tiempo de vida útil utilizado para estructurar los costos de mantenimiento (OPEX) como los beneficios relevantes y más importantes que el proyecto generaría.

Es importante señalar que “...Los costos de mitigación ambiental, se evaluaron en el 1% del Capex, correspondiente a la inversión total del proyecto. Valor asumido de la legislación colombiana para proyectos hidroeléctricos, por no existir legislación boliviana al respecto. Este valor se aplicó en el último año de construcción del proyecto hidroeléctrico. Las medidas y detalles de costos solamente se podrán obtener después de realizados los Estudios de Impacto Ambiental, los cuales se realizarán en etapa posterior del proyecto, una vez que la Autoridad Ambiental Competente haya realizado la Categorización del proyecto...”

---

<sup>5</sup> Ver Anexo1. Presupuestos y costos de energía

Tabla 1. Resumen de inversiones precios de eficiencia (miles de dólares)

| CHEPETE         | Año 1          | Año 2          | Año 3            | Año 4          | Año 5            | Año 6          | TOTAL            |
|-----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|------------------|----------------|------------------|
| OBRAS CIVILES   | 50.395         | 417.233        | 557.146          | 181.145        | 155.805          | 94.502         | 1.456.226        |
| EQUIPAMIENTO    | -              | -              | 184.685          | 184.685        | 191.126          | 241.417        | 801.912          |
| LINEA DE TR     | -              | -              | 98.029           | 98.029         | 224.065          | 224.065        | 644.188          |
| ING- SUP- COMP. | 77.623         | 51.749         | -                | -              | -                | 46.720         | 176.091          |
| ADMIN- IMP      | 23.862         | 197.558        | 263.806          | 85.771         | 73.773           | 44.746         | 689.516          |
| <b>TOTAL</b>    | <b>151.880</b> | <b>666.540</b> | <b>1.103.666</b> | <b>549.629</b> | <b>644.770</b>   | <b>651.449</b> | <b>3.767.933</b> |
| BALA 220        | Año 20         | Año 21         | Año 22           | Año 23         | TOTAL            |                |                  |
| OBRAS CIVILES   | 33.699         | 82.172         | 290.693          | -              | 406.563          |                |                  |
| EQUIPAMIENTO    | 72.883         | 94.748         | 28.804           | 31.962         | 228.396          |                |                  |
| LINEA DE TR     | -              | 28.638         | 28.638           | 57.276         | 114.553          |                |                  |
| ING- SUP- COMP. | 29.610         | 19.740         | -                | 13.458         | 62.807           |                |                  |
| ADMIN- IMP      | 15.956         | 38.908         | 137.642          | -              | 192.506          |                |                  |
| <b>TOTAL</b>    | <b>152.147</b> | <b>264.205</b> | <b>485.777</b>   | <b>102.696</b> | <b>1.004.825</b> |                |                  |

Fuente: Anexo 2

Elaboración: GEODATA

### 1.8 COSTOS ECONÓMICOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PROYECTO

Los costos de operación y mantenimiento del proyecto fueron determinados por las necesidades de administración, mantenimiento y operación; posteriormente se transformaron a precios de eficiencia, utilizando la metodología aplicada en los costos de inversión.

Los costos de mantenimiento y de operación, considerados en estudios de planificación de centrales hidroeléctricas, tal como corresponde a los estudios de identificación del proyecto hidroeléctrico El Bala, se evalúan siguiendo la norma francesa, donde el Opex anual se estima en función de las inversiones y de la potencia instalada del proyecto:

- Costo anual de operación se valora en 4.US\$/KW para la potencia instalada.
- Costo anual de mantenimiento: 0,15% para obras civiles y del 0,90% para equipos electromecánicos.

Los costos de operación y mantenimiento Opex, se consideran valores anuales, correspondientes al periodo de análisis de la evaluación financiera y económica del proyecto.

Adicionalmente, se consideró un desembolso entre el 10% y 20% del Capex aplicable a los equipos electromecánicos y líneas de transmisión, valores considerados en el año 25 del periodo de operación del proyecto.

Con base en la experiencia de proyectos similares, en el anexo de evaluación económica se presenta una desagregación de los costos de operación y mantenimiento, mismos que para esta fase de los estudios, debe considerarse como referenciales. Los costos de operación y mantenimiento necesarios para la gestión del proyecto, comprenden principalmente, gastos en mano de obra calificada, no calificada, insumos y materiales nacionales, servicios profesionales, seguros, garantías, en general los recursos necesarios para la operación del proyecto con sus dos componentes. Cabe destacar que durante los primeros 23 años de

operación del proyecto, el costo económico de operación y mantenimiento asciende a US\$ 31,6 millones de dólares anuales, a partir del año 24 de operación del proyecto, fecha en la que coincide con el inicio de operaciones del componente Bala 220, los costos de operación y mantenimiento se incrementan US\$ 5,7 millones de dólares estadounidenses, con lo cual el costo de operación y mantenimiento hasta el horizonte del proyecto se estima en US\$ 37.4 millones de dólares.

Tabla 2. Costos de administración operación y mantenimiento anual

| COMPONENTES                          | CHEPETE (año 7-año 50) | BALA (año 24-año 50) | TOTAL             |
|--------------------------------------|------------------------|----------------------|-------------------|
| GASTOS DE ADMINISTRACION Y OPERACIÓN | 21.114.968             | 3.825.124            | 24.940.092        |
| GASTOS DE MANTENIMIENTO              | 10.510.840             | 1.904.112            | 12.414.952        |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>31.625.808</b>      | <b>5.729.236</b>     | <b>37.355.043</b> |

Fuente: Anexo 2  
Elaboración: GEODATA

## 1.9 IDENTIFICACIÓN, CUANTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO

Los beneficios que un proyecto genera comprenden todos los efectos positivos que se derivan de su ejecución, esto significa que es indispensable especificar los vectores de beneficios relevantes. Estrictamente, habrá un tercer elemento que consiste en realizar un descuento intertemporal de los impactos ubicados en diferentes momentos del tiempo. Este paso conducirá al cálculo de un criterio de evaluación: el valor presente neto económico (VPNE) y/o la tasa interna de retorno económica (TIRE).

Cuando el mercado está definido es posible cuantificar las curvas de demanda, de manera que con el proyecto es posible cuantificar directamente los beneficios, recuérdese que el área bajo la curva expresa el cambio en el excedente del consumidor producido por el proyecto, si el precio utilizado es representativo del mercado, entonces la medida del cambio es adecuada para efectos de estimar beneficios.

Para el presente caso, se considera que la economía de Bolivia puede beneficiarse en este proceso de cambio de matriz energética, al sustituir gas natural para la producción de energía termoeléctrica con fuentes hídricas para la producción de energía; igualmente, se evitarían daños causados por los constantes excesos de agua por efecto de las lluvias, con el consecuente impacto negativo sobre los bienes y propiedades del área de influencia del proyecto; así mismo, por efecto del mejoramiento de las condiciones de navegabilidad, es posible mejorar el nivel de actividad del sector transporte fluvial.

### a) Beneficios por ahorros de recursos.

Uno de los vectores de beneficios que se considera significativo y relevante para justificar la ejecución de este proyecto, es el ahorro de recursos, producido por la incorporación de una oferta adicional de energía de fuente hídrica con un costo de producción inferior al costo de producción de energía eléctrica con base en gas natural sin subsidio.

En este sentido, para la cuantificación del ahorro de recursos, se parte de los resultados de un ejercicio de simulación de costos de producción de energía eléctrica con base en fuentes térmicas e hidroeléctricas realizado por Olade (2013)<sup>6</sup>. Los resultados se presentan por escenarios, en el "A" los precios de generación resultan particularmente bajos, dado que el precio del gas natural se encuentra por debajo de su oportunidad internacional (1,3 US\$/MM BTU) y la tasa de descuento (o el costo de oportunidad del capital) es 10% anual, en este sentido, si toda la generación futura es termoeléctrica, el precio de la energía en Bolivia sería bajo. Por otra parte, si el precio del gas natural se incrementa hasta alcanzar su oportunidad internacional, entonces, los precios de la energía se triplican.

De acuerdo con estos resultados, el costo de producción en el primer caso con subsidio a la producción de energía eléctrica para las termoeléctricas es de US\$ 2,1 ctv./kWh, para las centrales hidroeléctricas, el costo de producción promedio alcanza a US\$ 4,3 ctv./ kWh, se especifica también cual sería el costo de producción para una nueva central térmica en las mismas condiciones, este costo de producción equivale a US\$ 3,9 el ctv./kWh; como puede verse, en estas condiciones simplemente no es posible nuevos emprendimientos orientados al aprovechamiento del recurso hídrico, porque no resulta competitivo; en el segundo ejercicio, con la eliminación del subsidio al gas, el precio de producción de una central térmica sería de US\$ 11,3 ctv./kWh, para las nuevas plantas térmicas el precio alcanzaría los US\$ 11,8 ctv./kWh, valores que comparados con el costo de producción de una central hidroeléctrica, muestran que en este contexto es factible incentivar la ejecución de proyectos hidroeléctricos, especialmente los de alto impacto que permitan ahorros significativos en el uso de recursos naturales no renovables.

En el informe de Olade (2013:82-83), se presenta adicionalmente "...el costo de generación bajo dos escenarios de precios del gas natural, con y sin subsidio. Está claro que el impacto es severo, dado que este insumo es uno de los más importantes en este tipo de generación. Uno de los corolarios de este resultado es que, para incentivar la inversión en plantas hidroeléctricas, será necesario des-regular el precio del gas natural, dado que los actuales precios de este producto tampoco son atractivos para la inversión en exploración y explotación de gas natural destinado al mercado interno...". El costo de producción sin subsidio es de US\$ 484 por MWh; con subsidio equivale a US\$ 92 por MWh, mientras que el costo de producción de una central hidroeléctrica en promedio alcanza a US\$ 99 por MWh, es claro que la diferencia con y sin subsidio es determinante.

Para efectos de estimación de los beneficios, se consideran, los costos de producción de cada uno de los componentes del proyecto, es decir el esquema Chepete con sus dos casas de máquinas (cada una con un costo de producción diferente) y el esquema del componente El Bala 220, igualmente se considera el costo de producción de una central térmica con una tasa de descuento del 10% y precio del gas de US\$ 10 kWh. El costo de producción de US\$ 11,3 ctv./kWh de una central térmica menos el costo de producción de cada uno de los esquemas propuestos para la situación con proyecto, permiten obtener una diferencia que está en función con la capacidad de producción de cada componente, sin duda los mayores beneficios se obtienen con la puesta en operación de Chepete 400 en tanto que el aporte de El Bala 220 es menor pero igualmente significativo, el valor de los beneficios anuales para estos componentes se presenta en el cuadro siguiente.

<sup>6</sup> OLADE (2013). Diagnóstico de la Generación en América Latina y el Caribe: Bolivia

Tabla 3. Estimación de beneficios por ahorro de recursos (US\$)

| AÑO              | BALA 220          | CHEPETE I            | TOTAL                |
|------------------|-------------------|----------------------|----------------------|
| 7-23             |                   | 868.450.830          | 868.450.830          |
| 24-50            | 73.171.330        | 868.450.830          | 941.622.160          |
| <b>VN 12,67%</b> | <b>35.668.232</b> | <b>3.332.969.550</b> | <b>3.368.637.783</b> |

Fuente: Anexo 2

Elaboración: GEODATA

### b) Otros beneficios

Además del ahorro de recursos que fue considerado como el elemento principal para el cálculo de los beneficios del proyecto, existen otros vectores que han sido cuantificados, especialmente los que corresponden a daños evitados y mejoramiento de la navegabilidad.

**Beneficios por los daños evitados como efecto de las obras realizadas para el control de inundaciones:** Este vector de beneficios corresponde al cálculo de las pérdidas que se evitarían los hogares y agricultores de la zona como efecto de la construcción del embalse regularía el caudal en el Río Beni. Periódicamente el río Beni produce importantes inundaciones en Rurrenabaque, San Buenaventura y las comunidades indígenas cercanas al río, entre ellas San Miguel; causando riesgos en las vidas de las personas, deterioro en las viviendas e infraestructura de estas poblaciones, así como en la infraestructura vial. Adicionalmente se produce inundaciones en tierras ganaderas y otras de vocación agrícola.

En consideración a las frecuentes inundaciones en Rurrenabaque, se construyó un muro de protección longitudinal a la orilla derecha del río, donde la corona está un poco más de un (1) metro por encima del nivel de las calles de Rurrenabaque.

La crecida del río Beni enero-febrero del 2014, del orden de 22.000 m<sup>3</sup>/s, correspondiente a un periodo de retorno inferior a 25 años, pasó aproximadamente 3 m sobre el mencionado muro de protección, llegando a la Plaza Principal de Rurrenabaque, la cual está en la cota 200,50 msnm. Se observa que, para crecientes superiores a periodos de retorno de 10 años (20.428 m<sup>3</sup>/s), el río sobrepasa las protecciones existentes en Rurrenabaque. Con el embalse Chepete se logra atenuar las crecientes del río Beni en un 48%, protegiendo la ciudad de Rurrenabaque para crecientes con periodo de retorno de 100 años, protegiéndose de igual manera las poblaciones de San Buenaventura y San Miguel.

Por otra parte, al disminuirse los caudales de creciente, se logran proteger las áreas que actualmente están dedicadas a la ganadería. Con base en los análisis anteriores, se concluye que el embalse Chepete logra controlar las inundaciones que periódicamente se presentan aguas abajo de este angosto, consiguiendo una protección contra las crecientes del río Beni con periodo de retorno de 100 años, que en la actualidad afectan las poblaciones de Rurrenabaque, San Buenaventura y las riberas del río Beni con la creciente con periodo de retorno de 10 años.

Con el embalse Chepete se logra minimizar las inundaciones a las cuales se ven sometidas las tierras cercanas a las riberas del río Beni, aguas abajo del mencionado embalse. Por lo tanto,

es factible adelantar planes agrícolas en forma extensiva, aguas abajo de Rurrenabaque.

La forma de tratar los peligros naturales a la hora de realizar una evaluación de proyectos es a través de la valoración de los costos involucrados (costos de obras de mitigación, costos de reparación de daños, costos indirectos sobre la sociedad, etc.). Estos costos son dependientes de variables aleatorias y, como tales, poseen características probabilísticas y de riesgo asociadas. El concepto enunciado se puede completar diciendo que la forma de tratar los peligros naturales en la Evaluación de Proyectos es por medio de la valoración probabilística de los costos resultantes del desencadenamiento de un desastre natural, de las inversiones en obras de mitigación y bajo la consideración del riesgo involucrado. Para la cuantificación de daños a ser evitados en la situación con proyecto, la evaluación se realizará en función de la recurrencia y nivel de importancia de las inundaciones. El cuadro a continuación resume en valor de los beneficios anuales para la situación con proyecto.

Tabla 4. Daños a infraestructura y actividad económica (US\$) a precios de eficiencia

| Tr                      | Pr = 1/Tr | Daños S/P   | Promedio daños | Densidad de Probabilidad | Daños Evitados |
|-------------------------|-----------|-------------|----------------|--------------------------|----------------|
| 2                       | 0,500     | 52.316.638  | 26.158.319     | 0,500                    | 13.079.159     |
| 15                      | 0,067     | 110.105.727 | 81.211.183     | 0,433                    | 35.191.512     |
| 25                      | 0,040     | 132.783.567 | 121.444.647    | 0,027                    | 3.238.524      |
| 50                      | 0,020     | 161.393.544 | 147.088.556    | 0,020                    | 2.941.771      |
| 100                     | 0,010     | 190.178.640 | 175.786.092    | 0,010                    | 1.757.861      |
| Total 2,15,50 ,100 años |           |             |                |                          | 56.208.828     |

Tr = período de recurrencia

Pr = probabilidad de ocurrencia

Elaboración: GEODATA

Este beneficio, expresado en términos de valor presente equivale a US\$ 216 millones de dólares.

**Beneficios por mejoramiento de la navegabilidad:** El río Beni aguas arriba de Rurrenabaque hasta la confluencia del río Kaká, tiene pendiente longitudinal promedio de 0,25%, con la presencia de los angostos Susi, El Bala, Chepete, Beu y algunos sectores de cachuelas entre las mencionadas serranías, es un río de régimen transicional entre torrencial y de llanura.

Aguas abajo de Rurrenabaque, aproximadamente a 12 km, el cauce presenta afloramientos rocosos (cachuelas) de 4 km de longitud, hasta el sitio denominado Puerto Motores, luego hay un sector de 4,5 km, donde el río forma barras de arena, las cuales se extienden hasta llegar al sitio llamada Altamarán. Aguas abajo de este lugar, hasta su confluencia con el río Madera, en Brasil, sigue un curso meándrico característico de los ríos de llanura.

La navegación aguas arriba de Rurrenabaque se realiza mediante pequeñas embarcaciones de madera de aproximadamente 2 m de manga, 15 m de eslora y no más de 0,50 m de calado, las cuales son utilizadas por pescadores y para el transporte de turistas y mercadería de los habitantes de los TIOCs y de la pequeña minería aurífera aluvial. En los meses de aguas bajas del río (julio a septiembre) la navegación se dificulta en los sectores de cachuelas y en los meses de aguas altas (diciembre a marzo) las empalizadas que bajan por el río y la alta

turbulencia en los angostos hacen difícil y peligrosa la navegación.

Aguas abajo de Rurrenabaque, hasta el sector de cachuelas, cerca de Puerto Motores y Altamarán, la navegación solamente se realiza en pequeñas embarcaciones y eventualmente en el barco de La Curia, en época de aguas altas. Generalmente el transporte de personas y mercaderías entre Rurrenabaque y Puerto Cavinás se realiza por carretera, luego se utiliza el transporte fluvial, debido al mal estado de la carretera hasta Riberalta. Actualmente se está realizando el mejoramiento de la carretera entre Rurrenabaque y Riberalta.

Aguas abajo de Altamarán (abajo de Rurrenabaque), a 425 Km se llega a Puerto Cavinás, luego a 405 Km se encuentra Riberalta, sitio de confluencia del Beni con el río Madre de Dios, posteriormente a 160 Km está la frontera Bolivia-Brasil, donde desemboca el río Mamoré, para formar el río Madera o Madeira ya en territorio brasileño.

Actualmente el río Beni desde Altamarán hasta Cachuela Esperanza es navegable, con embarcaciones de diferentes calados, siendo mayor el flujo entre Puerto Cavinás y Riberalta.

Con los proyectos hidroeléctrico Binacional y Cachuela Esperanza, que actualmente están en estudio por parte de Bolivia y Brasil, posiblemente el nivel del remanso, llegaría a Riberalta, con lo cual mejoraría aún más la posibilidad de navegación hacia aguas abajo, aún hacia la salida al Océano Atlántico, obviamente después de haberse construido las esclusas de navegación en los proyectos Jirau y Santo Antonio, en Brasil y Cachuela Esperanza en Bolivia.

Analizando la serie de caudales históricos entre 1967 y 2013, el río Beni en Susi-Rurrenabaque, entre julio a septiembre, el caudal baja en promedio a  $700 \text{ m}^3/\text{s}$  (34 % del caudal medio anual), periodo que coincide con la época en la cual se interrumpe la navegación en el sector de la cachuela en Puerto Motores. Por otra parte, la navegación se restablece en octubre cuando el caudal sube a  $1100 \text{ m}^3/\text{s}$  y se mantiene hasta junio cuando empieza a bajar de  $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ . Por lo tanto, se podría deducir que, si el caudal baja de  $1.000 \text{ m}^3/\text{s}$ , se presentan dificultades para la navegación en la cachuela de Puerto Motores.

Con la regulación del embalse Chepete aumentan los caudales de julio, agosto y septiembre a  $1.524 \text{ m}^3/\text{s}$  permitiendo la navegación sobre la cachuela Puerto Motores durante todo el año.

Adicionalmente, al mejoramiento de la navegación por el aumento de los caudales en estiaje, julio a septiembre, en el sector de la cachuela Puerto Motores y dependiendo del incremento real de la navegación, debido al progreso que logre la región de Rurrenabaque por el ingenio azucarero de San Buenaventura, a la central hidroeléctrica de Chepete y posteriormente por el proyecto El Bala 220, se podría construir un canal trapezoidal de navegación de aproximadamente 40 m de ancho y 4 km de largo, que permita remover las rocas de la mencionada cachuela, que en la actualidad dificultan la navegación en ese sector.

El beneficio que representa el embalse Chepete para el mejoramiento de la navegación en río Beni entre Rurrenabaque y Riberalta, cumpliendo con uno de los objetivos asignados a este proyecto.

Al lograr la navegabilidad permanente en el río Beni de Rurrenabaque a Riberalta, se abre un camino fluvial importante de Bolivia hacia el Océano Atlántico, por lo cual es importante exigir a Brasil la construcción de esclusas de navegación en los proyectos, Jirau y Santo

Antonio y en Cachuela Esperanza en Bolivia.

Para cuantificar los posibles beneficios por este componente, se utiliza el nivel de actividad económica más importante de la zona de estudio, en los informes preliminares, que es preciso profundizarlos, se estima que por esta fuente fluvial se transporta para exportación (castañas), esto especialmente agua debajo de la zona de influencia directa del proyecto; por otra parte, es por vía fluvial que se realiza casi todo el transporte de bienes, especialmente vacunos y carne para consumo nacional, es importante señalar que esta zona tiene un importante potencial ganadero y agropecuario.

Con base en esta información, y adicionalmente se señala que alrededor del 21% de las exportaciones de castaña se realizan por vía fluvial. Para el año 2012, se habría exportado alrededor de US\$ 593 millones de dólares en este producto, el 21% equivalentes a US\$ 125, para estimar el valor de transporte se utilizó la matriz de coeficientes técnicos de la matriz insumo producto de Bolivia (2012), donde el peso del sector en el valor de la producción es de alrededor del 11%, se pudo establecer un valor aproximado de transporte para ese bien; para el caso de la ganadería, esta actividad en la zona de influencia produjo unos US\$ 230 millones de dólares, aquí se asume que toda la carne y los vacunos se transportan por el río, la participación del transporte en el producto final es de 0,48%, la multiplicación del valor de la carne por este porcentaje determina un valor aproximado del costo de transporte fluvial de carne para el mercado interno.

Sumados estos valores, se concluye que el costo de transporte para esos bienes es de aproximadamente US\$ 15,6 millones de dólares, para la situación sin proyecto, es decir estos valores se producen para un período de 5 meses donde el agua permite realizar el transporte sin ninguna dificultad; la hipótesis que se plantea es que el valor del transporte se multiplica por dos por efecto de contar con navegabilidad todo el año, este valor una vez transformado a precios económicos mediante el respectivo factor de conversión, el valor anual alcanzaría a US\$ 44,45 millones de dólares, éste crecería a una tasa promedio anual del 2% hasta el horizonte del proyecto. En valor presente equivale a US\$ 201 millones de dólares.

**Beneficio por desarrollo turístico:** Existe la necesidad de diversificar, fortalecer e implementar nuevas ofertas turísticas a partir del desarrollo turístico en el marco de la alternativa seleccionada Chepete 400 + Bala 220, la cual posee grandes recursos de biodiversidad para un alto nivel de aprovechamiento de interpretación natural y cultural de las poblaciones indígenas y centros poblados establecidos en esta región.

El desarrollo turístico de la alternativa potenciará los atractivos turísticos que posee la zona, con el planteamiento de futuros proyectos turísticos a ser implementados y desarrollados en el área de influencia directa e indirecta del embalse.

El éxito del desarrollo turístico integral de la alternativa Chepete más Bala 220, debe tener en primera instancia la participación y el apoyo mancomunado de varios actores, uno de los principales el gobierno central mediante el Ministerio de Turismo y Cultura – Viceministerio de Turismo, las instancias de Turismo de las Gobernaciones de La Paz y Beni y los municipios de Rurrenabaque, San Buenaventura, Apolo, Teoponte, Alto Beni, y Palos Blancos, ENDE Corporación, sumándose la participación importante en la toma de decisiones de las distintas poblaciones indígenas, cuyo fin persigue la gestión de recursos económicos y desde luego la ejecución del desarrollo turístico a mediano plazo no mayor a los cinco años.

La implementación de la alternativa Chepete 400 + Bala 220, teniendo en cuenta la magnitud del embalse, se convertirá en un atractivo importante para potenciar turísticamente la región y convertirse en un complemento para la región turística del norte de La Paz y el sur del Beni implementando, potenciando, ofertando y diversificando actividades turísticas como náuticas, paseos en motos acuáticas, paseos en bote, pesca deportiva con devolución, paseo en kayak, sky sobre agua, el parasailing o paravelismo, emprendimientos ecoturísticos y etno-turísticos, e implementación de plantas turísticas como hoteles, resorts y otros.

### 1.10 ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO

El análisis costo-beneficio (ACB) desde el punto de vista económico pretende o intenta eliminar las limitaciones del VAN financiero, al incorporar correcciones en las distorsiones de precios enunciadas anteriormente, este proceso se efectúa a través de los denominados precios sombra y la incorporación y valuación explícita de externalidades en la evaluación de proyectos (Franco. 1.983).

Este análisis constituye una extensión de aquel utilizado en la evaluación financiera del proyecto, la diferencia radica en que tanto los costos totales como los beneficios son afectados por las respectivas relaciones precio de cuenta (RPC), de manera que las variables del proyecto se expresan a precios de eficiencia. Por otra parte, en este análisis se incluye la tasa social de descuento, tasa que constituye el parámetro que permite concluir que el proyecto es rentable para la sociedad como un todo.

La tasa social de descuento se define como la pérdida de valor de la unidad de cuenta (numerario) a lo largo del tiempo, sirve para comparar homogéneamente el valor de los beneficios y los costos de un proyecto dado que estos están relacionados a lo largo del tiempo y es necesario relacionarlos en un período de tiempo determinado, con el fin de tomar una decisión sobre la factibilidad o no del proyecto. Teóricamente se define como la tasa que establece que la razón entre la utilidad marginal de la divisa en el período  $(t+1): \partial U / \partial Dt+1$  y su utilidad marginal en el período  $(t): \partial U / \partial Dt$

El análisis costo-beneficio desde el punto de vista económico permite concluir si el proyecto es o no rentable, para la toma de decisiones, y para el caso del país la tasa de descuento utilizada es del 12,67%, esto significa que los proyectos cuya tasa interna de retorno sea superior al 12,67% se consideran rentables, obviamente desde el punto de vista del valor presente neto económico, este tiene que ser positivo una vez realizado el descuento utilizando para ello la tasa social de descuento.

#### a) Tasa interna de retorno

Una vez definidos los componentes de costos y beneficios que se generarían a partir de la ejecución del proyecto, uno de los indicadores de rentabilidad más comúnmente utilizados y que refleja los rendimientos del proyecto en función del costo de oportunidad del capital, es la tasa interna de retorno, que se obtiene a través de aproximaciones sucesivas, y es aquella tasa de descuento que aplicada al flujo neto de recursos da como resultado que la sumatoria del flujo neto sea igual a cero. En el siguiente cuadro se presenta los resultados del análisis costo

beneficio, expresados en tasas de retorno.

Tabla 5. Indicadores de rentabilidad económica del proyecto

|  |               |
|--|---------------|
| <b>TIR CASO BASE ANUAL</b>                 | 16,90%        |
| <b>TIR CASO BASE INTERES COMPUESTO</b>     | 18,41%        |
| <b>RELACION BENEFICIO/COSTO</b>            | 1,42          |
| <b>VALOR PRESENTE NETO</b>                 | 1.117.570.251 |
| <b>PERIODO DE RECUPERACION DEL CAPITAL</b> | 14            |

Fuente: Evaluación Económica del Proyecto. Anexo 2

Elaboración: GEODATA

Según los resultados expuestos en el cuadro anterior, la tasa interna de retorno alcanza a 16,90%, la misma que expresada en términos de interés compuesto equivale al 18,41%, por lo tanto, si se compara estos indicadores con la tasa social de descuento, se verifica que esta alternativa de inversión es rentable desde el punto de vista económico.

#### b) Valor presente neto

El valor presente neto considerando la tasa de descuento del 12,67%, es positivo, con un valor de US\$ 1.118 millones de dólares, este beneficio es importante porque asegura la rentabilidad del proyecto y viabiliza su ejecución.

#### c) Relación beneficio-costos

Otro indicador usualmente utilizado en el análisis costo-beneficio es la relación beneficio/costo, en este caso, los flujos de costos y de beneficios son considerados a la tasa de descuento del 12,67%. Esta relación permite cuantificar los recursos incrementales que se obtendría si se decidiera implementar el proyecto, en efecto, un dólar de inversión permitiría obtener 1,42 dólares adicionales.

Finalmente, los resultados del análisis costo-beneficio permiten concluir que el proyecto de generación hidroeléctrica Chepete + Bala 220, es rentable desde el punto de vista económico, de manera que es factible su implementación, porque generaría impactos positivos para la economía de Bolivia; los hogares del área de influencia directa tendrían un beneficio adicional por efecto del control de inundaciones, y los agricultores mejorarían las condiciones de producción agropecuaria porque contarían con una facilidad permanente para el transporte especialmente de carga, el turismo, sin duda constituye una fuente importante de generación de beneficios que para efectos de evaluación del proyecto, no se considera.

#### d) Análisis de Sensibilidad

Sin duda que un cambio en los componentes del proyecto determina a su vez cambios en la rentabilidad del proyecto, conviene señalar que este análisis es estático, es decir, “*ceteris paribus*” un cambio en una variable, como afecta a la magnitud de los indicadores de rentabilidad del proyecto (VANE, TIRE) un cambio en los costos y/o beneficios considerados como relevantes en la evaluación del proyecto.

En tal sentido, se ha diseñado un esquema en el cual los flujos de costos de inversión, operación y mantenimiento, beneficios y una combinación de costos y de beneficios inversamente proporcional, varían en proporciones de hasta (+ y -) 25%, manteniéndose constantes los flujos que no son afectados por dichas variaciones.

En el cuadro siguiente se presenta los resultados del análisis de sensibilidad para la tasa interna de retorno, considerando los componentes de: beneficios, costos de inversión, operación y mantenimiento, para cada variable se simula porcentajes de cambio en (+ y -) 25%, los resultados de los cambios en la magnitud de las variables señaladas se expresan en flujos de caja neto, a partir de lo cual se estima la tasa de retorno correspondiente.

Tabla 6. Análisis de Sensibilidad de la TIRE

| SENSIBILIDAD | BENEFICIOS    | COSTOS DE INVERSION | COSTOS DE OPERACION | VARIACIONES               | SENSIBILIDAD CRUZADA |
|--------------|---------------|---------------------|---------------------|---------------------------|----------------------|
| +25%         | 19,98%        | 14,22%              | 16,78%              | -25%BNF+25%CST.TOT        | 10,95%               |
| +20%         | 19,39%        | 14,69%              | 16,81%              | -20%BNF+20%CST.TOT        | 12,06%               |
| +15%         | 18,79%        | 15,19%              | 16,83%              | -15%BNF+15%CST.TOT        | 13,20%               |
| +10%         | 18,18%        | 15,72%              | 16,85%              | -10%BNF+10%CST.TOT        | 14,39%               |
| + 5%         | 17,55%        | 16,29%              | 16,88%              | - 5%BNF+ 5%CST.TOT        | 15,62%               |
| <b>Base</b>  | <b>16,90%</b> | <b>16,90%</b>       | <b>16,90%</b>       | <b>- 0%BNF+ 0%CST.TOT</b> | <b>16,90%</b>        |
| - 5%         | 16,23%        | 17,56%              | 16,92%              | + 5%BNF- 5%CST.TOT        | 18,24%               |
| -10%         | 15,55%        | 18,27%              | 16,94%              | +10%BNF-10%CST.TOT        | 19,66%               |
| -15%         | 14,85%        | 19,04%              | 16,97%              | +15%BNF-15%CST.TOT        | 21,15%               |
| -20%         | 14,12%        | 19,88%              | 16,99%              | +20%BNF-20%CST.TOT        | 22,74%               |
| -25%         | 13,37%        | 20,81%              | 17,01%              | +25%BNF-25%CST.TOT        | 24,43%               |

Fuente: Evaluación Económica del Proyecto. Anexo 2

Elaboración: GEODATA

Simulando cambios en la magnitud de los beneficios, se ha construido un primer escenario cuyos resultados muestran que el proyecto es sensible ante cambios hasta del 25% en los beneficios que generaría; en efecto, un incremento de los beneficios en un 25%, la tasa interna de retorno alcanzaría el 19,98%, en tanto que, en el otro extremo, una reducción de los beneficios en un 25%, el proyecto genera una tasa de retorno equivalente al 13,37%.

Las inversiones tomando en cuenta incrementos de hasta un 25%, determina una tasa de retorno del 14,22%, en tanto que, si se racionaliza los costos de inversión, reduciéndose un 25%, se alcanzaría una tasa de retorno del 20,81%, esto como se menciona anteriormente, sin cambiar los valores de beneficios y costos de operación y mantenimiento.

Los cambios simulados en los costos de operación y mantenimiento para el caso menos favorable, es decir un incremento de hasta un 25%, daría como resultado una tasa de retorno del 16,78%, mientras que, si se produce una reducción de dichos costos en un 25%, la tasa de retorno alcanzaría al 17,01%, esto implica que el proyecto con los niveles de costos operativos estimados no presenta inconvenientes si estos costos se incrementan, incluso en proporciones superiores al 25%.

Finalmente, combinando variaciones en los costos totales y beneficios totales de manera inversa, es decir mientras los beneficios se incrementan en un 5%, los costos totales se reducen en la misma proporción, este ejercicio se realizó con porcentajes de variación de hasta

el 25%. La última columna del cuadro anterior presenta los resultados del análisis de sensibilidad cruzada, en el escenario menos favorable, es decir, si los beneficios se reducen un 25% y los costos se incrementan en la misma magnitud, la tasa interna de retorno obtenida llega al 10,95%; en tanto que, si los beneficios se incrementan un 25% y los costos se reducen un 25%, la tasa interna de retorno alcanzaría al 24,43% aproximadamente. Una posición favorable o recomendable sería un incremento de beneficios del orden del 10% y reducción de los costos de inversión y operación y mantenimiento en un 10%, esto devendría en una tasa de retorno del 19,66%. Sin duda que es posible para la siguiente etapa de los estudios, cuantificar los beneficios que por efecto del turismo es factible incorporarlos en el flujo de caja, con lo cual puede lograrse este objetivo.

En el siguiente cuadro se observa el análisis de sensibilidad para el Valor Presente Neto del Proyecto, las conclusiones son similares al análisis de sensibilidad de la tasa interna de retorno; un cambio en los beneficios del orden del 25% en la condición más optimista daría como resultado un VANE equivalente a USD 2.063 millones de dólares; en la condición menos favorable llegaría a USD 171 millones de dólares.

Tabla 7. Análisis de sensibilidad del VANE

| SENSIBILIDAD | BENEFICIOS    | COSTOS DE INVERSION | COSTOS DE OPERACION | VARIACIONES        | SENSIBILIDAD CRUZADA |
|--------------|---------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| +25%         | 2.063.804.345 | 484.232.298         | 1.084.066.674       | -25%BNF+25%CST.TOT | -495.505.373         |
| +20%         | 1.874.557.527 | 610.899.889         | 1.090.767.389       | -20%BNF+20%CST.TOT | -172.890.248         |
| +15%         | 1.685.310.708 | 737.567.480         | 1.097.468.105       | -15%BNF+15%CST.TOT | 149.724.877          |
| +10%         | 1.496.063.889 | 864.235.070         | 1.104.168.820       | -10%BNF+10%CST.TOT | 472.340.002          |
| + 5%         | 1.306.817.070 | 990.902.661         | 1.110.869.536       | - 5%BNF+ 5%CST.TOT | 794.955.127          |
| Base         | 1.117.570.251 | 1.117.570.251       | 1.117.570.251       | - 0%BNF+ 0%CST.TOT | 1.117.570.251        |
| - 5%         | 928.323.433   | 1.244.237.842       | 1.124.270.967       | + 5%BNF- 5%CST.TOT | 1.440.185.376        |
| -10%         | 739.076.614   | 1.370.905.433       | 1.130.971.683       | +10%BNF-10%CST.TOT | 1.762.800.501        |
| -15%         | 549.829.795   | 1.497.573.023       | 1.137.672.398       | +15%BNF-15%CST.TOT | 2.085.415.626        |
| -20%         | 360.582.976   | 1.624.240.614       | 1.144.373.114       | +20%BNF-20%CST.TOT | 2.408.030.751        |
| -25%         | 171.336.158   | 1.750.908.205       | 1.151.073.829       | +25%BNF-25%CST.TOT | 2.730.645.876        |

Fuente: Evaluación Económica del Proyecto. Anexo 2  
Elaboración: GEODATA

Cambios en las inversiones equivalentes a un 25% más de lo presupuestado generaría un VANE de US\$ 484 millones de dólares; en tanto que, si se produce una racionalización de los costos de inversión en esa magnitud, el VANE alcanzaría unos US\$ 1.751 millones de dólares.

Combinando variaciones hasta de un 50%, en el caso menos optimista se alcanzaría un VANE de US\$ -496 millones de dólares; en el otro extremo es decir reduciendo costos e incrementando beneficios en el 25%, se alcanzaría unos beneficios netos equivalentes a US\$ 2.731 millones de dólares.

#### e) Análisis de Riesgo

Este constituye un procedimiento que permite cuantificar las probabilidades de éxito y de fracaso del proyecto en base a datos relativamente preliminares y de los márgenes de error estimados para los mismos. Estas probabilidades se calculan mediante la técnica de simulación Monte Carlo. Dado que cada una de las simulaciones se basa en una selección aleatoria de datos de las distribuciones asignadas, cada uno de los resultados obtenidos es igualmente

plausible e igualmente probables.

Cuando no existen dudas sobre los sucesos del futuro, se puede tener certeza del resultado que producirá una acción. Las decisiones que se toman bajo estas condiciones son decisiones determinísticas o decisiones bajo certeza. En las situaciones en donde el pronóstico prevé toda una gama de resultados posibles la decisión de inversión se toma incierta. Cuando todos los resultados posibles se conocen junto con su probabilidad de ocurrencia, se tiene conocimiento del riesgo que envuelve la decisión. Este tipo de decisión se conoce como decisión bajo riesgo.

Los conceptos fundamentales sobre riesgo son: la predicción de los sucesos y la medición del riesgo. Se predice la ocurrencia de un suceso y se mide su posible ocurrencia con probabilidades que, a su vez, se estiman. La probabilidad de ocurrencia puede ser deducida analíticamente o inferida a partir de datos obtenidos de experiencias pasadas.

Es importante señalar que las deducciones analíticas de las probabilidades de ocurrencia se basan en principios fundamentales del cálculo de probabilidades y en el conocimiento a fondo de las características de una situación, de manera que las inferencias empíricas sobre las probabilidades de ocurrencia se basan en hechos históricos y en técnicas de inferencia estadística.

En el cuadro a continuación se presenta los resultados del análisis probabilístico medido en términos de tasa interna de retorno y valor presente neto, en el promedio el modelo reproduce los resultados del análisis costo beneficio; la tasa interna de retorno varía entre un mínimo del 2,02% y un máximo de 31,63%; el valor presente neto, desde US\$ 235 millones de dólares y US\$ 2.142 millones de dólares norteamericanos. Por otra parte, en términos de la relación beneficio costo se tendría valores entre 0,33 para la estimación de mínima, llegando a 2,62 como máximo.

Tabla 8. Análisis de riesgo evaluación económica

| Estadísticos        | TIRE   | VANE          | B/C  |
|---------------------|--------|---------------|------|
| PROMEDIO            | 16,95% | 1.119.600.535 | 1,42 |
| MAXIMO              | 31,63% | 2.142.451.124 | 2,62 |
| MINIMO              | 2,02%  | 235.151.398   | 0,33 |
| VARIANZA            | 0,18%  | 8,E+16        | 0,13 |
| DESVIACION ESTANDAR | 4,20%  | 283.645.514   | 0,36 |

Fuente: Evaluación Económica del Proyecto. Anexo 2  
Elaboración: GEODATA

Cuando los resultados posibles son parcialmente conocidos, pero no así su probabilidad de ocurrencia, las decisiones se toman bajo incertidumbre; esta surge por falta de información sobre el problema analizado.

Contrariamente a lo que sucede con el riesgo, la incertidumbre no puede incorporarse con facilidad en la toma de decisiones de inversión. Mientras que riesgo puede estimarse numéricamente, la incertidumbre tiene como característica principal el carácter subjetivo de las previsiones.

Para poder escoger entre diversos cursos de acción es necesario tener además del pronóstico, algún criterio de comparación, que permita medir las ventajas y desventajas de cada curso alternativo de acción, esto es sumamente importante en el resultado de la decisión. En términos generales, los criterios de comparación pueden clasificarse en:

- 1) Criterios que miden los rendimientos económicos de un proyecto de inversión.
- 2) Criterios que miden el riesgo envuelto en las diferentes alternativas del proyecto.
- 3) Criterios que representan objetivos cualitativos del proyecto.

La combinación de los beneficios y/o ingresos anuales con los costos anuales, da como resultado los retornos anuales del proyecto, si estas variables se consideran como variables aleatorias, se puede obtener una serie de resultados posibles para los retornos correspondientes en cada año. Esto significa que es posible construir una distribución de frecuencias para el retorno de cada año.

En la práctica la estimación del riesgo bajo condiciones de incertidumbre equivale a asignar funciones de distribución probabilística o determinística a las variables del proyecto, para el presente caso se ha utilizado un modelo desarrollado en Excel, mismo que consiste en generar números aleatorios a partir de los resultados del análisis costo beneficio, con lo cual es posible calcular la probabilidad de riesgo del proyecto y la probabilidad de ganancias y/o pérdidas si el proyecto se ejecuta.

La probabilidad de ganancias de la tasa interna de retorno económica, para la situación con proyecto alcanza al 86,7 %, en tanto que la probabilidad de pérdidas es del 13,4%; la probabilidad de obtener tasas de retorno entre el 13,59% y 24,70%, es del 75,0%.

Si consideramos al valor presente, la probabilidad de ganancia para la situación con proyecto es del 100%; la probabilidad de ocurrencia de un valor presente USD 1.021 y 1.688 millones de dólares es del 60,9%. En el cuadro siguiente se presenta los resultados del análisis de riesgo del valor presente neto para la situación con proyecto.

Los resultados obtenidos y que se presentan en los cuadros anteriores señalan que el proyecto con aplicación de criterios probabilísticos, sigue rentable bajo las condiciones impuestas en este análisis, por lo que esto corrobora los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad.

Tabla 9. Estimación de probabilidades de pérdidas y ganancias

| NUMERO DE RANGOS | TIRE   |        |              |              |              | VANE          |               |              |               |              |
|------------------|--------|--------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
|                  | RANGOS |        | PROBABILIDAD | GANANCIAS    | PERDIDAS     | RANGOS        |               | PROBABILIDAD | GANANCIAS     | PERDIDAS     |
| 1                | 2,53%  | 4,11%  | 0,2%         | 0,0%         | 0,2%         | 133.346.348   | 242.377.862   | 0,1%         | 0,15%         | 0,00%        |
| 2                | 4,11%  | 5,69%  | 0,3%         | 0,0%         | 0,3%         | 242.377.862   | 351.409.376   | 0,1%         | 0,15%         | 0,00%        |
| 3                | 5,69%  | 7,27%  | 1,1%         | 0,0%         | 1,1%         | 351.409.376   | 460.440.890   | 1,0%         | 1,00%         | 0,00%        |
| 5                | 8,85%  | 10,43% | 3,9%         | 0,0%         | 3,9%         | 569.472.404   | 678.503.918   | 3,7%         | 3,70%         | 0,00%        |
| 6                | 10,43% | 12,01% | 6,4%         | 0,0%         | 6,4%         | 678.503.918   | 787.535.432   | 6,5%         | 6,55%         | 0,00%        |
| 7                | 12,01% | 13,59% | 8,5%         | 8,5%         | 0,0%         | 787.535.432   | 896.566.945   | 10,0%        | 10,04%        | 0,00%        |
| 8                | 13,59% | 15,17% | 13,1%        | 13,1%        | 0,0%         | 896.566.945   | 1.005.598.459 | 12,3%        | 12,34%        | 0,00%        |
| 9                | 15,17% | 16,75% | 15,4%        | 15,4%        | 0,0%         | 1.005.598.459 | 1.114.629.973 | 13,9%        | 13,89%        | 0,00%        |
| 10               | 16,75% | 18,34% | 14,7%        | 14,7%        | 0,0%         | 1.114.629.973 | 1.210.279.193 | 13,2%        | 13,24%        | 0,00%        |
| 11               | 18,34% | 19,93% | 13,2%        | 13,2%        | 0,0%         | 1.210.279.193 | 1.305.928.413 | 12,4%        | 12,44%        | 0,00%        |
| 12               | 19,93% | 21,52% | 9,0%         | 9,0%         | 0,0%         | 1.305.928.413 | 1.401.577.633 | 9,3%         | 9,30%         | 0,00%        |
| 13               | 21,52% | 23,11% | 6,2%         | 6,2%         | 0,0%         | 1.401.577.633 | 1.497.226.853 | 6,7%         | 6,75%         | 0,00%        |
| 14               | 23,11% | 24,70% | 3,4%         | 3,4%         | 0,0%         | 1.497.226.853 | 1.592.876.073 | 4,2%         | 4,25%         | 0,00%        |
| 15               | 24,70% | 26,30% | 2,2%         | 2,2%         | 0,0%         | 1.592.876.073 | 1.688.525.293 | 2,3%         | 2,35%         | 0,00%        |
| 16               | 26,30% | 27,89% | 0,8%         | 0,8%         | 0,0%         | 1.688.525.293 | 1.784.174.513 | 1,3%         | 1,35%         | 0,00%        |
| 17               | 27,89% | 29,48% | 0,4%         | 0,4%         | 0,0%         | 1.784.174.513 | 1.879.823.732 | 0,7%         | 0,70%         | 0,00%        |
| 18               | 29,48% | 0,00%  | 0,0%         | 0,0%         | 0,0%         | 1.879.823.732 | 1.975.472.952 | 0,3%         | 0,35%         | 0,00%        |
|                  |        |        | 100,0%       | <b>86,7%</b> | <b>13,4%</b> |               |               | 100,0%       | <b>100,0%</b> | <b>0,00%</b> |

Fuente: Evaluación Económica del Proyecto. Anexo 2  
 Elaboración: GEODATA

## 2. CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los resultados de la **evaluación económica del Proyecto hidroeléctrico, y con base en la alternativa seleccionada, es decir Chepete 400 + Bala 220**, determinan que desde el punto de vista económico, es rentable para la economía de Bolivia, los beneficios estimados son mayores que los costos, se lograrían impactos positivos para la actividad de generación hidroeléctrica por efecto del ahorro de recursos por cambio en el uso de recursos no renovables con renovables; adicionalmente si bien más localizados, se encuentran beneficios importantes para la zona de influencia del proyecto, en especial, los daños evitados por inundaciones y mejoramiento de la navegabilidad.

La magnitud de los indicadores costo beneficio demuestran que el proyecto es rentable, la tasa interna de retorno económico al 16,90% y la relación beneficio costo equivale a 1,89 y el valor presente neto del proyecto alcanza al US\$ 1.118 millones de dólares estadounidenses. Por lo expuesto es factible y/o recomendable continuar con la siguiente fase de los estudios.

Para esta nueva fase es importante que se realice estudios más detallados para mejorar los indicadores de rentabilidad, tanto desde el punto de vista de ahorro de recursos, daños evitados, navegabilidad y turismo, el objetivo de esta investigación es contar con información de la situación actual relacionada con la producción y productividad de las actividades económicas vinculadas con la utilización del recurso ambiental y del río, así mismo valorar con mayor detenimiento la magnitud de los daños que es posible evitar para la situación con proyecto. Los valores que se utilizan para rentabilizar el proyecto, debe recordarse, tienen un carácter preliminar, debido a que el nivel de profundidad de los estudios es de identificación y/o Prefactibilidad.

Los resultados de la evaluación económica son superiores a la tasa social de descuento y el valor presente neto es positivo, por lo que es pertinente avanzar hacia la siguiente etapa, seguramente los indicadores de rentabilidad como los costos de inversión, estarán más acotados, más precisos, con menor nivel de incertidumbre, esto es necesario a fin de garantizar un uso racional de los escasos recursos disponibles.

### 3. EVALUACIÓN FINANCIERA

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Este documento se prepara con el propósito de analizar el impacto en los indicadores de rentabilidad financieros, de los costos de inversión del proyecto y de los ingresos estimados en esta fase de pre-factibilidad, recuérdese que con base en los resultados de los distintos estudios, la alternativa Chepete + Bala 220, concretamente en el análisis multicriterios se señala que "...A partir de los resultados del AMC se observó que tanto ambiental como socialmente, la alternativa Chepete más Bala 220 tiene menos afectación que las otras 2 alternativas, dado que la peor situación se daría con la alternativa de referencia (Bala 400); en relación a las perspectivas técnica, económica y financiera, la alternativa Chepete 400 más Bala 220 es más viable que las otras 2 alternativas, siendo la alternativa de referencia (Bala 400) la mejor. Sin embargo, está visto que los aspectos sociales y ambientales son decisivos para el resultado final..."

El Componente 1 Chepete 400 cuenta con:

- Construcción de una central hidroeléctrica de una capacidad total de 3.251 MW de potencia de alta caída, con turbinas Francis de 203 MW.
- Construcción de una subestación eléctrica HDVC monofásica de 500 KV asociada a la central Chepete.
- Construcción de la línea de transmisión eléctrica entre la subestación Chepete de 500 KV de 1.000 Km de longitud, para lograr la interconexión eléctrica con Brasil en la dirección de la ciudad de Cuiaba.

El Componente 2 El Bala 220 es un proyecto de pasada (run off), situado a 2,5 Km aguas abajo del angosto El Bala. Este proyecto aprovechará las aguas reguladas y de rebose del proyecto superior Componente 1 Chepete 400, además de las aguas entre estos dos sectores, siendo el caudal de diseño de la central de 2.400 m<sup>3</sup>/s.

La generación eléctrica del Componente 2 El Bala 220, principalmente estará destinada para suministrar energía al Brasil y los excedentes para reforzar al sistema interconectado nacional de Bolivia, con el fin de diversificar la matriz energética del país.

Siguiendo con lo estipulado en los términos de referencia, a continuación se realiza un análisis de simulación con base en los resultados de los estudios de costos, técnicos, económicos, sociales, ambientales y financieros, todos estos a nivel de prefactibilidad, de manera que las conclusiones que se deriven de este estudio serán ajustados en la fase siguiente de los estudios de diseño.

Sin duda durante el proceso de elaboración de proyectos de inversión, como es el caso que nos ocupa, sólo se puede obtener una mejor información no sesgada a costa de tiempo y recursos financieros para el organismo evaluador. Para compensar estos costos están los recursos ahorrados por tener mejor información con lo cual se evita realizar proyectos inapropiados o proyectos cuyo diseño y función no están adaptados para satisfacer los objetivos del país, de

cualquier manera, la experiencia señala que mientras más en detalle de llegue en la etapa de pre-inversión, son menores los riesgos e incertidumbres durante la ejecución de proyecto.

Por otro lado, no todos los proyectos son igualmente importantes en términos del uso de recursos; por tanto, los gastos y el tiempo dedicados para evaluar diferentes proyectos o propuestas de inversión, deben variar de manera considerable, esto se verificó durante el proceso de análisis y comparación de alternativas a través del método multicriterios, sin duda esto permitió desarrollar todos los componentes técnicos y económicos de la alternativa seleccionada. Ahora es preciso, en función de alternativas de financiamiento del proyecto, determinar que es preferible para el gobierno boliviano, si éste invierte los recursos requeridos con base en su patrimonio únicamente, si es preferible que sólo el sector privado por su cuenta y riesgo, construya y opere el proyecto, o es preferible una combinación de esfuerzos entre el sector público y privado.

Al evaluar en los proyectos de inversión, la optimización los recursos financieros y humanos disponibles es indispensable introducir una serie de etapas al proceso de evaluación. Cada etapa sucesiva de la evaluación se caracteriza por un mayor grado de exactitud en los datos utilizados, en esta etapa de identificación (pre-factibilidad), si bien, se cuenta con estudios de geológicos e hidrológicos bastante avanzados, pero se requiere mayor profundidad en la siguiente etapa de los diseños.

Al final de cada etapa se toma la decisión de aprobar o rechazar el proyecto sin un mayor análisis; sólo si el éxito potencial del proyecto es sensible al nivel de exactitud de los datos que se están utilizando, se debe dedicar más esfuerzos a mejorar la confiabilidad global de la evaluación. No obstante, una evaluación significativa en cualquiera de las etapas de la evaluación requiere del análisis de cada uno de los aspectos financieros, económicos, sociales y ambientales del proyecto.

A menudo en la evaluación de proyectos existe la tendencia a evaluar separadamente el impacto que el proyecto genera, sin embargo, los aspectos (técnico, económico, financiero y ambiental) están generalmente muy interrelacionados y deben considerarse como parte de una evaluación integrada.

Es importante señalar que "...la factibilidad de un proyecto constituye la etapa fundamental del proceso de pre inversión, puesto que aquí se determina a través del análisis de la información primaria y secundaria, las características básicas de la oferta y demanda, el dimensionamiento, el planteamiento y discusión de las alternativas tecnológicas de inversión, la selección de la alternativa más conveniente; la rentabilidad económica y financiera, y, el impacto ambiental del proyecto...", porque aún es necesario trabajar en la profundización de los análisis, técnicos y económicos del proyecto.

Para el presente caso, si bien es importante la información secundaria utilizada para cuantificar costos, beneficios y determinar los beneficiarios por componentes, los resultados son preliminares, los datos definitivos de beneficiarios y de beneficios deben provenir de una investigación directa, es decir deben basarse en información de campo de la zona de influencia directa del proyecto, especialmente para los componentes de navegabilidad, de control de inundaciones y turismo.

### 3.2 ESQUEMA DE EVALUACIÓN FINANCIERA

El estudio financiero tiene como finalidad aportar una estrategia que permita al proyecto prever los recursos necesarios para su implantación y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones productivas y comerciales. Este aporta la información necesaria para estimar la rentabilidad de los recursos que se utilizarán, esto es susceptible de comparación con otras alternativas de inversión de los recursos.

En el análisis decisiones de inversión de capital, los criterios más utilizados son: a) Valor Actual Neto (VAN); b) Tasa Interna de Retorno; c) Período de Recuperación del Capital (*Payback Period*); d) Un nuevo criterio se suma a los anteriores, denominado Opciones Reales (*Real Options*).

La elección del mejor criterio de decisión para comparar proyectos, inversiones, bajo la característica de mutua exclusión y/o independencia, ha estado liderado por el VAN y en segundo lugar, Tasa Interna de Retorno. La razón de esta preferencia es que, si bien es cierto en principio la TIR entrega la misma dirección de conclusión que el VAN en términos de aceptar o rechazar un proyecto, existe la probabilidad que en cualquier proyecto de inversión los flujos de caja del proyecto puedan cambiar de signo más de una vez durante el plazo de ejecución del proyecto, determinando que la TIR, dependiendo de la magnitud de los flujos de caja, pueda estar indeterminada en términos de que varios valores para la tasa de descuento generan un VAN igual a cero.

Las características de la evaluación de las inversiones desde el punto de vista financiero, tiene dos enfoques:

**El primero;** desde el punto de vista del sector privado, para este sector importa fundamentalmente que los niveles de rentabilidad del proyecto sean satisfactorios, esto se relaciona directamente con el costo de oportunidad del capital, desde esta perspectiva los resultados del análisis técnico permitirán determinar la magnitud de los requerimientos financieros requeridos para el proyecto, así como el nivel de producción (medida en valor) que se ofertaría en el mercado, de manera que una vez especificados los costos de inversión, operación y mantenimiento del proyecto, por otra parte del nivel de ingresos proyectados, es posible elaborar los estados financieros (pérdidas y ganancias, flujo de caja, etc.), por supuesto estimar los indicadores de rentabilidad del proyecto, siempre a partir de los costos de mercado. Los indicadores de rentabilidad deberán ser comparables con los rendimientos que obtendría el capital en su mejor uso alternativo (costo de oportunidad del capital).

**El segundo,** para el sector público el análisis financiero tiene otras características, en primer término, es necesario conocer el estado actual de la tributación para definir en qué tipo de servicios es posible recuperar los costos de inversión y operación y mantenimiento vía tarifas y/o contribución especial de mejoras. Para los bienes producidos por el sector público, la determinación del precio que permite recuperar costos y obtener rentabilidad es factible pensar en un tratamiento similar al caso del sector privado, aunque en los casos la fijación de precios depende de las políticas trazadas por las autoridades. Es en este contexto la política gubernamental, apunta en el mediano plazo al logro de la eficiencia en la asignación de recursos, no sólo desde el punto de vista del cumplimiento de las metas cuantitativas (ej.,

niveles de servicio, ingresos esperados), sino y principalmente al logro de la eficiencia desde el punto de vista del usuario.

Los aspectos relevantes que deberán considerarse desde el punto de vista financiero son: los presupuestos de ingresos, costos del proyecto (inversión y operación y mantenimiento), por otra parte es necesario conocer el entorno macroeconómico, los parámetros de tributación, condiciones de financiamiento, la tasa de descuento aplicable, estos elementos sirven de base para determinar la estructura financiera, a partir de lo cual es posible formular el flujo de efectivo que permite elaborar los flujos de caja netos para las evaluaciones correspondientes, es decir, desde el punto de vista del proyecto puro, desde el punto de vista del inversionista, en el primer caso se espera que los resultados muestren que los rendimientos del proyecto (sin financiamiento) sean al menos iguales a la tasa de descuento; en el segundo caso, si ello ocurre, entonces se concluirá que el proyecto está apalancado.

En general el análisis financiero y en particular cada presupuesto, puede elaborarse a precios corrientes o a precios constantes. Ambos tipos de precios son útiles, puesto que con los precios corrientes se puede prever situaciones de liquidez del proyecto, y los constantes constituyen la base para evaluar la rentabilidad.

Los precios corrientes utilizados para valorar los insumos del proyecto, se ven afectados en el futuro por las estimaciones del comportamiento de la inflación. En contraste los precios constantes suponen, de manera implícita, que la inflación futura afectará de igual manera similar a los precios de venta de los productos como a los de adquisición de insumos, en tal forma que no habría cambios en *precios relativos* entre ellos. En este análisis son particularmente significativos, los cronogramas de inversión, plazos, condiciones de financiamiento, estructura impositiva, precios y la demanda.

### 3.3 ESTIMACIÓN DEL MODELO DE EVALUACIÓN

La evaluación financiera del Proyecto Chepete + Bala 220, se basa las siguientes variables:

- Parámetros de proyección y cifras macroeconómicas.
- Análisis del mercado eléctrico de Bolivia.
- Tarifas período de análisis
- Ingresos por cobro de tarifas.
- Costos de diseño y construcción, correspondiente a los resultados de los Estudios y Diseños de Ingeniería.
- Proyección costos de administración operación y mantenimiento, correspondientes a los estudios y estimaciones realizadas por Geodata.
- Esquema impositivo.
- Depreciaciones.
- Financiamiento (apalancamiento).
- Flujo de caja del proyecto.
- Estimación indicadores de rentabilidad.

- Análisis de sensibilidad.
- Análisis de riesgo.

#### a) Parámetros de proyección y cifras macroeconómicas.

En esta sección se presenta los datos de las proyecciones de la inflación, es importante su definición porque constituye la base para actualización de los flujos a la fecha de inicio negociada entre el concedente y concesionario, los factores de ajuste de tarifas, inversiones, gastos operativos, compensaciones, premisas de financiamiento, impuesto al valor agregado, impuesto a la renta, premisas para depreciación, apalancamiento, tasa de descuento, parámetros energéticos, premisas factor de emisión de CO<sub>2</sub>.

La tasa de inflación en este tipo de modelos, constituye una variable de ajuste de los precios para reflejar el valor real del bien o servicio, cuando la autoridad concedente como el posible concesionario, o simplemente en cualquier momento de operación del proyecto, se decida valorar las inversiones y costos operativos así como las tarifas, se reemplaza el valor estimado de la inflación con el valor proveniente de la cuantificación de la autoridad competente. De esta manera es posible expresar en cualquier tiempo el valor real del proyecto

#### b) La tasa de descuento.

Entendida como una medida del mejor uso alternativo del capital, y su selección, con la cual se actualizan los flujos de beneficios y de costos (o de ingresos y egresos), juegan un papel crucial en la evaluación de proyectos; por lo cual esta tasa debe tomar en cuenta tanto el costo de oportunidad de los recursos a invertir, como el riesgo asociado con el proyecto. A mayores niveles de riesgo, mayor es la tasa que se debe exigir a una inversión. "...El método para medir el riesgo consiste en ajustar la tasa de descuento libre de riesgo, de acuerdo al riesgo percibido en el proyecto, se aumenta la tasa de descuento utilizada en cada proyecto, a medida que el riesgo percibido sea mayor...". (Ketelhôn & Marín).

La tasa de descuento relevante para descontar los flujos financieros, para el caso de Bolivia es 12,81% fijado mediante ley en el año 2006.

En el siguiente cuadro se presenta con una periodicidad quinquenal la variación de los precios medidos en términos de tasas de inflación, esto con el propósito de contar con una herramienta que permita actualizar los datos de costos e ingresos en función del comportamiento de los precios. Las proyecciones de la inflación se han elaborado a partir de la serie mensual disponible en el INE desde enero de 1990 hasta abril de 2016, se utilizó la rutina de series de tiempo del SPSS, aplicó para la función de ajuste un modelo Arima (2,1,2).

Tabla 10. Bolivia premisas macroeconómicas

| PREMISAS MACROECONOMICAS                          | 2.016 | 2.020  | 2.030  | 2.040  | 2.050    | 2.060    | 2.066    |
|---|-------|--------|--------|--------|----------|----------|----------|
| Inflación Boliviana Anual                         | 4,12% | 6,55%  | 7,22%  | 7,73%  | 8,09%    | 8,33%    | 8,44%    |
| Índice infl. Boliviana. Acum. Anual (base 4/2016) | 100   | 135,92 | 265,62 | 548,13 | 1.176,47 | 2.594,62 | 4.208,99 |
| Inflación equivalente anual                       |       | 6,55%  | 7,22%  | 7,73%  | 8,09%    | 8,33%    | 8,44%    |
| Factor de ajuste Inflación                        |       | 1,0655 | 1,0722 | 1,0773 | 1,0809   | 1,0833   | 1,0844   |

Fuente: Anexo 3

Si bien las proyecciones de cualquier variable económica se basan en la tendencia histórica, no obstante, constituyen aspectos indicativos, de los posibles cursos de acción de la economía nacional, dichas proyecciones tienen un sesgo de incertidumbre porque siempre el futuro es incierto, en este contexto, cuando sea pertinente reajustar los datos de las proyecciones con datos reales, lo que debe hacerse nuevamente es incorporar los datos reales, ajustarles a una función específica y proyectar los nuevos valores.

### c) El mercado de energía eléctrica en Bolivia

Para el período 1992-2015 y con base en los resultados de la gestión operativa del sector eléctrico, se ha estructurado un cuadro de balance oferta y demanda final, por una parte, interesa conocer la magnitud de estas su tendencia de crecimiento y especialmente verificar la capacidad del sistema para responder tanto a la demanda anual como al crecimiento futuro.

En el cuadro siguiente puede apreciarse que con pequeñas variaciones, la capacidad instalada permite cubrir durante el período la demanda anual, no obstante que ello la demanda está supeditada principalmente al crecimiento de la oferta en generación y en potencia, es importante destacar que para el año 1997 la cobertura del servicio eléctrico cubría aproximadamente dos terceras partes de la demanda de electricidad en Bolivia, sin duda y especialmente en los últimos años el esfuerzo del sector por incrementar las coberturas y poner a disposición del sector productivo más energía, en términos de crecimiento es más significativo, crece más rápido, pero como puede observarse la demanda final crece más rápidamente que la oferta bruta de energía, esto sugiere la necesidad de nuevas inversiones para satisfacer la demanda creciente de los hogares y de los sectores productivos del país.

Para el año 1992 la oferta bruta alcanzó los 2115 GWh, la demanda final fue de 2.049 GWh, la tendencia de crecimiento en ambos casos hasta 1999 fue superior al 5% promedio anual, luego entre el 2000 y 2001 las tasa de crecimiento de la producción son inferiores al 1% y la demanda final en este último año fue incluso negativa en un 0,06%; en el año 2006, las tasas de crecimiento en ambos casos fue superior al 7%, llegando al 2008 con una tasa de crecimiento de la oferta del orden del 9,16% y la demanda final con el 10,23%; para el año 2015 la oferta creció al 4,5% en tanto que la demanda al 7,23%.

Este comportamiento, sugiere la necesidad de nuevos emprendimientos para satisfacer la demanda creciente de energía, de hecho, el sector cuenta con una cartera de proyectos a diferentes niveles y una programación para mejorar la capacidad de oferta del sistema, esto implica que en el futuro se va a requerir de mayores recursos de inversión para incrementar la oferta de energía.

Tabla 11. Oferta y Demanda de Energía eléctrica en Bolivia

| AÑOS  | OFERTA | TC OFERTA | DEMANDA | TC DEMANDA |
|-------|--------|-----------|---------|------------|
| 1.992 | 2.115  |           | 2.049   |            |
| 1.993 | 2.333  | 9,80      | 2.261   | 9,88       |
| 1.994 | 2.518  | 7,63      | 2.452   | 8,10       |
| 1.995 | 2.687  | 6,51      | 2.647   | 7,63       |
| 1.996 | 2.889  | 7,24      | 2.841   | 7,09       |
| 1.997 | 3.128  | 7,94      | 3.055   | 7,25       |
| 1.998 | 3.331  | 6,28      | 3.252   | 6,24       |
| 1.999 | 3.475  | 4,23      | 3.421   | 5,08       |
| 2.000 | 3.498  | 0,66      | 3.470   | 1,44       |
| 2.001 | 3.529  | 0,90      | 3.468   | -0,06      |
| 2.002 | 3.698  | 4,66      | 3.620   | 4,29       |
| 2.003 | 3.791  | 2,48      | 3.694   | 2,00       |
| 2.004 | 3.959  | 4,35      | 3.877   | 4,84       |
| 2.005 | 4.190  | 5,67      | 4.182   | 7,57       |
| 2.006 | 4.506  | 7,28      | 4.489   | 7,09       |
| 2.007 | 4.902  | 8,43      | 4.856   | 7,85       |
| 2.008 | 5.372  | 9,16      | 5.379   | 10,23      |
| 2.009 | 5.635  | 4,77      | 5.623   | 4,43       |
| 2.010 | 6.098  | 7,90      | 6.017   | 6,78       |
| 2.011 | 6.612  | 8,08      | 6.233   | 3,53       |
| 2.012 | 6.940  | 4,84      | 6.614   | 5,92       |
| 2.013 | 7.346  | 5,69      | 6.962   | 5,13       |
| 2.014 | 7.881  | 7,03      | 7.392   | 5,99       |
| 2.015 | 8.244  | 4,51      | 7.946   | 7,23       |

Fuente: Anexo 4. Estudio de Mercado.

Nótese que prácticamente todo el tiempo la diferencia entre oferta y demanda es mínima, esta tendencia cambia a partir del año 2010, se aprecia claramente en el gráficos que la curva de oferta crece en magnitud más rápidamente que la demanda, esto es positivo por cuanto al existir una mayor oferta existe mayor seguridad para el abastecimiento, pero sobre todo para incentivar la entrada de nuevos emprendimientos y/o ampliar los existentes, esta señal es importante para dinamizar la actividad económica del país. Seguramente si en el futuro, como se espera suceda, el proyecto Chepete cambiaría significativamente el entorno de la oferta global, y motivaría además el cambio en la composición de la oferta de energía y de la potencia instalada, la magnitud del aporte garantiza el establecimiento de la demanda proyectada por la autoridad eléctrica al año 2025, quedarían excedentes de energía que podrían incluso exportarse.

Este es un ejemplo de cómo puede cambiar el futuro del país con el mejoramiento de la capacidad de oferta y que aprovecha los recursos naturales renovables, sin duda en carpeta existen otros proyectos de generación eléctrica tanto térmicos como hidroeléctricos, que se encuentran en estudios y/o ejecución.

El comportamiento de la oferta y la demanda final expresada en términos de tasas de crecimiento promedio anual, como puede observarse en el siguiente gráfico, el país muestra una tendencia de reducción del ritmo de crecimiento hasta el año 2001, a partir de lo cual las tasas de crecimiento son crecientes hasta el 2008 posteriormente fluctúan en torno a tasas entre el 4 y 8% promedio anual, en el año 2015 la demanda crece casi al doble de lo que crece la

oferta total, en efecto la tasa de crecimiento de la oferta es del 4,5% mientras que la demanda final crece al 7,23%.

El cuadro a continuación resumen para el mediano plazo, la oferta incremental de energía eléctrica, que se espera concretar con el aporte de recursos financieros, sin duda importantes para la economía del país. Para año 2025, la oferta incremental acumulada alcanza a 12.839 MWh, en tanto que la energía incremental disponible para esa fecha sería de 62.138 GWh, las mayores incorporaciones de energía y potencia se realizarían en el año 2022 con la puesta en marcha del proyecto Chepete y en el 2025 con el proyecto binacional Madeira y Rio Grande principalmente.

Tabla 12. Proyecciones de la Oferta de energía eléctrica en Bolivia

| INICIO OPERACIÓN | POTENCIA MW   | ENERGIA (GWh) | POTENCIA MW ACUMULADO | ENERGIA (GWh) ACUMULADO |
|------------------|---------------|---------------|-----------------------|-------------------------|
| 2016             | 24            | 78            | 24                    | 77,8                    |
| 2017             | 412           | 1.390         | 436                   | 1.467,8                 |
| 2018             | 270           | 1.811         | 706                   | 3.278,4                 |
| 2019             | 872           | 6.610         | 1.578                 | 9.888,3                 |
| 2020             | 933           | 4.403         | 2.511                 | 14.291,8                |
| 2021             | 347           | 1.917         | 2.857                 | 16.208,8                |
| 2022             | 3.796         | 18.384        | 6.654                 | 34.592,3                |
| 2023             | 50            | 394           | 6.704                 | 34.986,5                |
| 2024             | 400           | 2.030         | 7.104                 | 37.016,5                |
| 2025             | 5.736         | 25.121        | 12.839                | 62.138,0                |
| <b>TOTAL</b>     | <b>12.839</b> | <b>62.138</b> |                       |                         |

Fuente: ENDE

Elaboración: GEODATA

Las proyecciones de la demanda final de los sectores económicos y residencial parte en primer lugar de las expectativas de crecimiento de la demanda final de estos sectores propuesto por el Viceministerio de Electricidad, en su programación hasta el año 2025, esta programación parte del estudio de las demandas de cada uno de los sectores involucrados, la demanda final se expresa en energía y potencia, sin duda que para satisfacer esta demanda incremental se requiere incorporar paralelamente nuevos proyectos de generación de manera que se pueda garantizar el crecimiento de la demanda, el cuadro a continuación resume la demanda proyectada por sectores, para el período 2013-2015, la demanda incremental de los agentes de la demanda final equivale a 1921 GWh, y en potencia un incremento de 322 MWh; entre el 2016 hasta el 2020, se espera incrementar la demanda en 6607 GWh, asociado a una potencia de 986 MWh, para esa fecha, se habría incorporado al sistema una cantidad de energía para abastecer una demanda incremental acumulada de 8528 GWh con una potencia incremental acumulada de 1.308 MWh; para el siguiente período, se espera un incremento en la demanda del orden de los 5.210 GWh, además 806 MWh, esto significa que para el horizonte de proyección, la demanda incremental llegaría a 13.738 GWh con una potencia de 2.114 MWh. Este constituye sin duda un reto muy importante, ello exige trabajar desde la oferta para producir suficiente energía para cubrir con esta demanda adicional, a manera de ejemplo, sólo con el proyecto Chepete se produciría 3.251 MWh de potencia y 15.409 GWh de energía anual, no obstante como este proyecto no es posible ejecutarlo en el corto plazo, alrededor del

2022 estaría disponible esta energía, mientras tanto la autoridad energética de Bolivia, debe ejecutar el otro conjunto de proyectos de manera que sea factible cubrir ésta demanda incremental de energía eléctrica.

Las proyecciones de la demanda consideran principalmente la tendencia histórica de la variable dependiente e independiente y no se considera las expectativas que los agentes económicos tienen respecto a posibles tendencias de futuro, no obstante, estos resultados de las proyecciones de la demanda constituyen también otra herramienta que puede ser utilizada para justificar la implementación de políticas de abastecimiento de la demanda futura. Pese a que alejarse mucho en el tiempo, no es muy pertinente, porque los hechos de la realidad muchas veces rebasan las proyecciones, siempre es adecuado contar con ideas de magnitud sobre el comportamiento de largo plazo de las variables analizadas, no obstante, es necesario que periódicamente se revise la programación para ajustarla a las nuevas realidades y/o perspectivas y expectativas de los agentes tomadores de decisiones. El cuadro a continuación resume para el largo plazo, la posible tendencia del crecimiento de la demanda final.

*Tabla 13. Proyecciones de la demanda final de energía eléctrica en Bolivia (MWh)*

| AÑOS | RESIDENCIAL | GENERAL   | INDUSTRIAL | MINERA  | A, PUBLICO | OTROS   | TOTAL      |
|------|-------------|-----------|------------|---------|------------|---------|------------|
| 2020 | 3.495.985   | 1.852.873 | 2.380.262  | 191.965 | 534.239    | 172.528 | 8.627.853  |
| 2025 | 4.344.821   | 2.368.960 | 2.920.839  | 229.843 | 714.977    | 200.733 | 10.780.174 |
| 2030 | 5.193.658   | 2.885.047 | 3.461.416  | 267.720 | 895.715    | 228.414 | 12.931.970 |
| 2035 | 6.042.494   | 3.401.134 | 4.001.993  | 305.597 | 1.076.453  | 255.669 | 15.083.340 |
| 2040 | 6.891.330   | 3.917.221 | 4.542.570  | 343.474 | 1.257.190  | 282.524 | 17.234.310 |
| 2045 | 7.740.167   | 4.433.308 | 5.083.147  | 381.350 | 1.437.928  | 308.962 | 19.384.862 |

Fuente: Anexo 12. Estudio de Mercado

El gráfico a continuación muestra la tendencia de las proyecciones de la oferta y demanda de energía en Bolivia, es claro que los nuevos emprendimientos promovidos por ENDE, especialmente los hidroeléctricos como es el caso del Proyecto Chepete + Bala 220, permiten satisfacer con suficiencia la demanda de energía del sector residencial y productivo del país, por lo que es pertinente, necesario, avanzar en las conversaciones para el logro de una complementación eléctrica con los países vecinos.

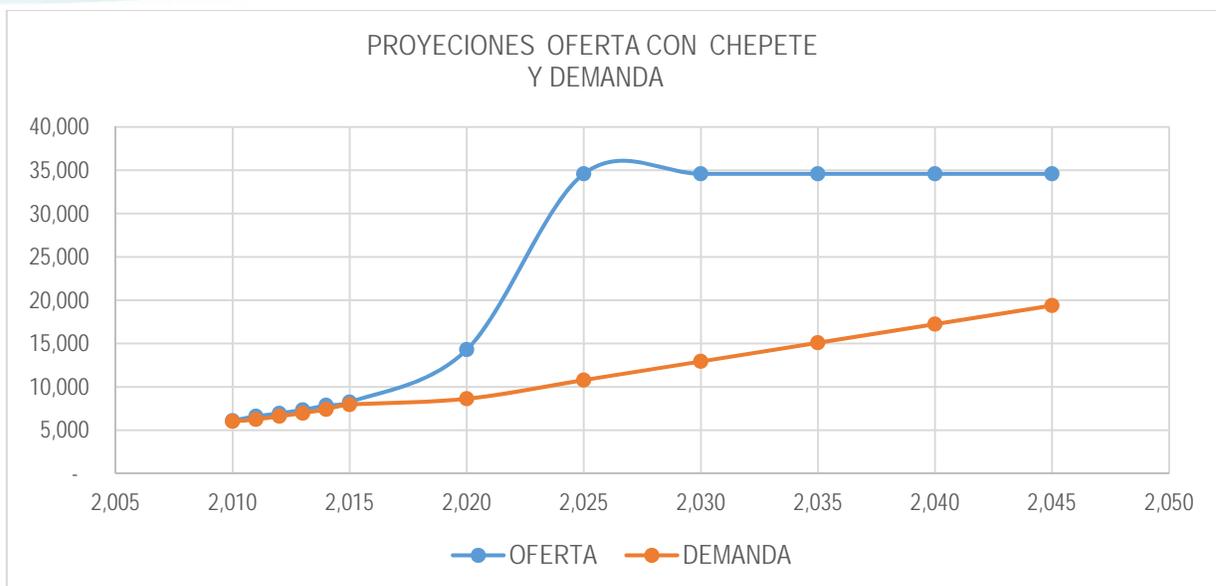


Figura 1 proyecciones oferta con Chepete y demanda

En los estudios disponibles se menciona que “...El recurso hidroenergético es altamente estratégico para avanzar en la integración regional eléctrica. Según el resultado del proyecto CIER 01, presenta características de complementariedad inter-cuenca, estacional, climática, con bajo impacto ambiental en términos de emisiones de GEI y disponibilidad de energía de muy bajo costo (bajo un esquema financiero adecuado)...”

Esta situación del comercio internacional de energía eléctrica se da pese a que la región tiene importantes potenciales, aprovechando la complementariedad hidroeléctrica de distintas cuencas y la escasa capacidad de embalse de algunas áreas, según fuera confirmado por CIER, en diversos trabajos, en especial en 01 y CIER 15

De la revisión realizada en varios documentos producidos por entidades especializadas en el tema energético de América Latina, como en los organismos nacionales encargados de la gestión operativa del sector energético y eléctrico en particular, sobre la energía eléctrica, en general se observan pocos ejemplos de niveles de intercambio que sean significativos y sostenidos en el tiempo, únicamente los casos de Brasil (importaciones) y Paraguay (exportaciones), en este grupo es posible incorporar a la Argentina, en el resto de países de América del Sur, las exportaciones e importaciones de energía eléctrica es marginal, en los casos donde existe interconexión, la demanda ha respondido principalmente a la oportunidad, es decir ha dependido fundamentalmente de los excedentes disponibles o a la demanda estacional, en los dos casos los precios son diferentes, generalmente los excedentes se venden a un precio menor, que cuando existe un déficit de demanda provocado por un crecimiento sustancial de la demanda, ocasionado principalmente por la estacionalidad.

En este contexto, se ve muy positiva la política de Bolivia referente a potencial energético y posibilidad de exportación, se ha realizado, reuniones oficiales con instituciones del sector eléctrico de los países vecinos Argentina, Brasil, Perú, Paraguay, Uruguay, así como en foros internacionales, como el CIER (Comisión de Integración Energética Regional), la WEC (World Energy Council), la CAN (Comunidad Andina de Naciones), el Parlamento Andino,

Etc". Sin duda una tarea muy importante para el futuro, toda vez que el aprovechamiento hidroeléctrico de Chepete + Bala 220, es viable su ejecución siempre que se concreten acuerdos que beneficien mutuamente a los países involucrados en las negociaciones, para la exportación de energía eléctrica con base en fuentes renovables y que garanticen una potencia firme y energía suficientes para el largo plazo.

#### d) Costos de Inversión

Para la situación con proyecto se ha propuesto varias alternativas para la construcción del proyecto hidroeléctrico. El presupuesto de inversión consta de estimaciones a nivel de pre-factibilidad para cada una de los componentes de las obras civiles y equipamiento así como de la línea de transmisión, costos de ingeniería de detalles, compensaciones, imprevistos y plan de manejo ambiental, etc.; los detalles de los presupuestos se encuentran en el informe correspondiente.

Se prevé ejecutar este proyecto en una primera etapa en 6 años, y una segunda a partir del año 20, con una duración de 4 años, el cuadro a continuación resume el cronograma de inversiones considerando los ajustes por inflación e IVA.

Tabla 14. Cronograma de inversiones del Proyecto (dólares)

| AÑOS         | OBRAS CIVILES        | EQUIPAMIENTO         | TRABAJOS AMBIENTALES | INGENIERIA + IMPREVISTOS | TOTAL INVERSIONES    |
|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|
| 1            | 93.335.770           | -                    | -                    | 158.783.524              | 252.119.294          |
| 2            | 786.563.559          | -                    | -                    | 397.038.947              | 1.183.602.505        |
| 3            | 1.053.101.102        | 303.017.859          | -                    | 421.240.441              | 1.777.359.402        |
| 4            | 342.784.458          | 303.363.506          | -                    | 137.113.783              | 783.261.747          |
| 5            | 295.063.553          | 445.866.182          | -                    | 118.025.421              | 858.955.156          |
| 6            | 179.095.892          | 500.231.221          | 56.248.763           | 71.638.357               | 807.214.233          |
| 20           | 64.402.592           | 78.983.870           | -                    | 73.565.473               | 216.951.935          |
| 21           | 157.116.753          | 157.486.149          | -                    | 94.731.615               | 409.334.517          |
| 22           | 556.079.883          | 86.027.723           | -                    | 222.431.953              | 864.539.559          |
| 23           | -                    | 144.301.843          | 16.361.920           | -                        | 160.663.763          |
| 25           | -                    | 211.056.164          | -                    | -                        | 211.056.164          |
| <b>TOTAL</b> | <b>3.527.543.562</b> | <b>2.230.334.517</b> | <b>72.610.683</b>    | <b>1.694.569.514</b>     | <b>7.525.058.276</b> |

Fuente: Anexo 3

#### e) Costos de operación y mantenimiento

Los costos operativos del proyecto están en función del nivel de intervención propuesto para el proyecto, en el cuadro siguiente se presenta un resumen de las estimaciones de los costos más relevantes, cuyo impacto en la valoración de los indicadores de rentabilidad es importante, para este esquema de inversión, la medición de estos costos es importante, por cuanto, este es el objetivo institucional, es decir, de acuerdo con la alternativa seleccionada para el análisis de factibilidad financiera.

Los costos de operación y mantenimiento se expresan en las categorías de gastos de administración y operación, gastos de mantenimiento y costos de peaje de transmisión, el cuadro a continuación resume en valor presente de estos costos.

Tabla 15. Costos de operación y mantenimiento (dólares)

| CATEGORIA                | SUMATORIA     | PROMEDIO ANUAL | VALOR PRESENTE 12,81% |
|--------------------------|---------------|----------------|-----------------------|
| GASTOS DE ADMINISTRACION | 1.499.404.007 | 34.077.364     | 117.497.342           |
| GASTOS DE MANTENIMIENTO  | 646.630.569   | 14.696.149     | 50.671.715            |
| PEAJE                    | 535.091.983   | 11.890.933     | 78.320.785            |
| TOTAL                    | 2.681.126.559 | 60.934.695     | 211.037.631           |

Fuente: Anexo 3

#### f) Tarifas período

Debido a las características de la oferta y demanda exportable de energía eléctrica en el América del Sur, los precios de la energía presentan variaciones muy significativas, a lo largo de este período se encuentra que dependiendo de las condiciones, de la oportunidad de la demanda los precios varían significativamente, por ejemplo, en el mercado de exportación de Colombia se encuentra variaciones de precios para la exportación de energía eléctrica entre 2009 al 2012, desde 72 (2011) US\$MWh hasta 102 US\$MWh en el año 2012; los precios de importación varían desde 28 hasta 58 US\$MWh, para 2013 reporta un precio de venta de energía de US\$ 130 MWh.

En este sentido, la tarifa se convierte en una variable fundamental, de ella depende si el proyecto es o no atractivo para el gobierno y para el sector privado, los resultados del análisis de costo, determinan que el costo medio de largo plazo para la energía generada por el proyecto Chepete + Bala 220, alcanza alrededor de US\$ 55 MWh, por lo que este constituye un parámetro de inicio.

En función de las características del proyecto, de la garantía de contar con una potencia firme significativa, y en el largo plazo, una producción sin duda muy importante, esto hace atractiva la negociación de posibles escenarios de futuro, en tal sentido, para que el proyecto sea rentable, desde el punto de vista de la institucionalidad (gobierno boliviano) y que por otra parte sea atractivo para posibles inversionistas, la tarifa base que se modificaría únicamente por ajustes periódicos en la inflación, es de US\$ 70 MWh, con esta tarifa se lograr estos dos objetivos.

#### g) Ingresos

Los ingresos se estiman durante el horizonte de vida útil del proyecto. El resultado corresponde al producto de la energía generada y la tarifa proyectada en términos corrientes. El cuadro a continuación resume el valor de los ingresos expresado tanto como sumatoria y en valor presente.

Tabla 16. Ingresos esperados (dólares)

| COMPONENTES        | SUMATORIA      | PROMEDIO ANUAL | VALOR PRESENTE 12,81% |
|--------------------|----------------|----------------|-----------------------|
| Ingresos esperados | 51.463.416.422 | 1.094.966.307  | 4.049.086.563         |

Fuente: Anexo 3

### h) Impuestos

En esta sección se definen las condiciones de los impuestos que aplican al proyecto durante su horizonte productivo. Las regulaciones que soportan las definiciones antes plasmadas se relacionan a continuación, los relevantes para este proceso son: Impuesto a la renta, participación de trabajadores. De este esquema tributario, para el presente caso únicamente se consideran el impuesto a la renta y trabajadores. En función del nivel de actividad para la situación con proyecto en el cuadro a continuación se presenta los resultados, expresados en valor presente, descontados a la tasa de descuento los valores que generaría el proyecto.

Tabla 17. Impuestos (Dólares)

| IMPUESTOS           | Promedio Anual | Valor Presente 12,81% |
|---------------------|----------------|-----------------------|
| Trabajadores        | 38.078.210     | 73.919.162            |
| Impuesto a la Renta | 180.871.496    | 351.116.021           |
| Total               | 218.949.706    | 425.035.183           |

Fuente: Anexo 3

### i) Esquema de depreciación a utilizar contablemente.

Para determinar el horizonte del proyecto es necesario incluir el número de meses de amortización del proyecto, el número de meses de la etapa de diseño y de la etapa de construcción y/o rehabilitación. A partir de estos datos se determina el periodo productivo y en consecuencia el horizonte de los distintos estados y flujos del proyecto.

Se parte de dos criterios básicos, el primero, se asume que el período de depreciación equivale a 50 años para las obras civiles y 25 años para equipamiento. En el anexo 3 se presenta los montos de depreciación de obras civiles y equipamientos.

Tabla 18. Depreciaciones (dólares)

| GASTO DE DEPRECIACION         | PROMEDIO ANUAL | VALOR PRESENTE 12,81% |
|-------------------------------|----------------|-----------------------|
| DEPRECIACION DE OBRAS CIVILES | 50.916.517     | 180.873.408           |
| DEPRECIACION EQUIPAMIENTO     | 45.705.553     | 175.794.989           |
| TOTAL GASTO DEPRECIACION      | 86.189.243     | 356.668.397           |

Fuente: Anexo 3

## j) Financiamiento

En función del apalancamiento financiero, propuesto para el proyecto, es decir en primer lugar, si el proyecto se ejecuta con crédito, es decir si el 100% de la demanda de financiamiento se cubre con crédito, en un segundo escenario, si se considera el financiamiento del 70% de los recursos requeridos por el proyecto y el 30% es financiado con recursos del gobierno, en los dos casos se plantea iguales condiciones para el financiamiento es decir un período de gracia de 6 años, una tasa de interés equivalente al 11,5% y un período de repago de 15 años.

De acuerdo con las consideraciones de financiamiento, se requiere un crédito por US\$ 5.663 millones de dólares, los intereses generados y pagados equivalen a USD 9.116 millones de dólares; para la segunda alternativa, la demanda de financiamiento alcanza a US\$ 3.964 millones de dólares, y el valor de repago de intereses con las condiciones de financiamiento expuestas alcanza a US\$ 6.382 millones de dólares.

Tabla 19. Consolidación fuentes de financiamiento

| CONCEPTO             | ALTERNATIVA 1   | ALTERNATIVA 2   |
|----------------------|-----------------|-----------------|
| Préstamo Recibido    | 5.662.512.337   | 3.963.758.636   |
| Intereses Devengados | 9.116.644.863   | 6.381.651.404   |
| Pago Principal       | (5.662.512.337) | (3.963.758.636) |
| Pago Intereses       | (9.116.644.863) | (6.381.651.404) |

Fuente: Anexo 3

## k) Flujo de Caja del proyecto.

El flujo está formulado para que dependiendo de la condición dada en los datos de entrada se consigan los recursos necesarios para cubrir la totalidad de costos presentados en cada periodo manteniendo una caja mínima. Lo anterior garantiza que no se aporten recursos adicionales a los estrictamente necesarios.

Los indicadores de rentabilidad del proyecto se estiman a partir del flujo neto de fondos, esto implica restar del flujo de ingresos que generaría el proyecto, los costos tanto de inversión como operativos, los más relevantes para este caso son la tasa interna de retorno, el valor presente neto y la relación beneficio costo, para este análisis los costos del proyecto se expresan a precios de mercado.

- **La tasa interna de retorno**

Es la tasa de actualización (descuento) que permite igualar a cero el flujo neto de fondos, representa la utilidad media del dinero utilizado en el proyecto durante su vida útil, matemáticamente se expresa como:

$$\sum_{t=0}^n \frac{Y - CT}{(1 + i)^t} = 0$$

Donde:

Y = Ingresos del proyecto  
 CT = costos totales del proyecto  
 i = tasa interna de retorno  
 t = tiempo

Resulta conveniente efectuar o realizar la inversión cuando la tasa de interés de mercado es menor que la tasa interna de retorno, o sea, cuando el flujo de **capital en inversiones alternativas genera menos recursos** que el **capital invertido en el proyecto** (Fontaine.1984:63). Para el caso de la alternativa que el promotor (ENDE) ejecuta el proyecto con recursos patrimoniales del Estado, la tasa de rentabilidad alcanza al 12,86%, resultado ligeramente superior a la tasa de descuento utilizada para actualizar todos los flujos del proyecto y que es del 12,81%, el efecto que causa esta condición es que el costo promedio de la energía alcanzaría a US\$ 33 MWh; para la alternativa que considera el financiamiento del 100% de los recursos requeridos para inversión, considerando los dos esquemas: Chepete 400 y Bala 220, la tasa interna de retorno, es decir la eficiencia marginal del capital, para el inversionista llega al 21,02%, obviamente esto se produce porque existe un doble ingreso, uno por venta de energía y otro por intereses producidos por el uso del capital de préstamo, en este escenario, el costo medio de largo plazo alcanza a US\$ 55 MWh; una tercera alternativa consiste en una participación con patrimonio, por ejemplo del 30% con lo cual la demanda de financiamiento en las mismas condiciones, permite obtener una tasa de retorno del 18,36%, en este esquema el costo medio de la producción de energía alcanza a US\$ 49 MWh. El análisis anterior sugiere que es preferible y más atractivo el proyecto si éste es financiado totalmente con recursos de financiamiento, esto supone que se liberan recursos que el estado puede invertirlo en otros proyectos.

- **Valor actual neto**

Un proyecto implica una corriente de ingresos y de costos que se van a producir durante el período de vida útil del mismo, para hacer comparables estos flujos, se utiliza la tasa de descuento, que es un dato externo al proyecto. Desde este punto de vista, un proyecto es rentable si el valor actual del flujo de ingresos es mayor que el valor actual de flujo de costos, obviamente, utilizando la misma tasa de descuento. La tasa de descuento utilizada para este ejercicio es del 12,81%, desde el punto de vista de la autoridad de finanzas de Bolivia, es aquella que refleja los costos de oportunidad del capital en el país.

El valor actual neto del año cero (hoy) del ingreso neto del año t se define como

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{(Y - CT)}{(1 + i)^t}$$

Donde:

Y = ingresos del proyecto  
 CT = costos totales del proyecto  
 i = tasa de descuento

El criterio de selección formal según este indicador consiste en aceptar todos los proyectos cuyo VAN sea positivo. Si se trata de elegir entre distintos proyectos igualmente rentables, el VAN es un indicador adecuado. Si el VAN es mayor que 0, indica que el proyecto es deseable, un VAN menor que 0, aconseja que el proyecto no debe realizarse. En las dos situaciones se refleja la comparación entre invertir en el proyecto versus colocar el capital a una tasa de interés dada. Para el primer escenario, si bien el valor presente neto es positivo, su magnitud es marginal, por el esfuerzo de inversión requerido para el proyecto, este valor asciende a US\$ 19,5 millones de dólares; para la situación con financiamiento del 100%, el valor presente neto equivale a US\$ 2.664 millones de beneficio neto que generaría este proyecto; en el caso del financiamiento del 70% este alcanzaría unos US\$ 1.869 millones de dólares.

- **La relación beneficio costo**

Partiendo de que los flujos corrientes de beneficios y costos deben actualizarse para hacerlas comparables, su relación será igual al cociente entre el valor actual de los beneficios (VAB) sobre el valor actual de los costos (VAC), matemáticamente

$$RBC = \frac{VAB}{VAC}$$

Para que el proyecto sea aceptable, la RBC debe necesariamente ser igual o mayor que uno (1). Si es igual a uno (1) indica que el valor presente neto del proyecto es igual a cero, nótese la relación que existe con los resultados del valor actual neto. Si fuera menor, significa que, a la tasa de descuento utilizada, el valor actual de los ingresos (VAB) es menor que el valor actual de los costos (VAC), con lo que no se estaría recuperando la inversión. Este indicador es útil para determinar si el proyecto es bueno o no, pero no es adecuado para elegir entre diferentes alternativas, dado que no toma en cuenta el tamaño del proyecto. Es obvio que "la relación beneficio-costos (RBC) variará en función de la tasa de descuento, Cuanto mayor sea la tasa de descuento, menor será la RBC y viceversa. Si se elige una tasa de descuento lo suficientemente elevada, la RBC descenderá por debajo de la unidad" (Gittinger. 1978). Para el proyecto puro la relación beneficio costo alcanza a 1,005, es decir menos de un centavo adicional por cada dólar invertido; en tanto que, para el caso del inversionista, en el primer caso con financiamiento del 100%, este indicador llega a 1,66, en el otro escenario estaría alrededor de 1,46.

El cuadro a continuación resume los escenarios de evaluación financiera utilizados para viabilizar el proyecto, en este se incluye los parámetros iniciales como, inflación, impuesto al valor agregado, apalancamiento financiero, monto total de la inversión, en una primera presentación incluyendo los efectos del IVA e inflación y una segunda presentación sin el

efecto de estos dos parámetros; se incluye además la tasa de descuento y principalmente la tarifa que permite justificar desde el punto de vista financiero, la rentabilidad del mismo. Finalmente se incluye el período de recuperación del capital como también el punto de equilibrio de largo plazo (promedio) del proyecto.

Tabla 20. Factibilidad Financiera PROYECTO CHEPETE + BALA 220

| ALTERNATIVAS                                     |                      |                        |
|--|----------------------|------------------------|
| DESCRIPCION                                      | FINANCIAMIENTO TOTAL | FINANCIAMIENTO PARCIAL |
| TASA DE INFLACION                                | 4,12%                | 4,12%                  |
| IVA  | 13,00%               | 13,00%                 |
| <b>APALANCAMIENTO FINANCIERO</b>                 |                      |                        |
| PATRIMONIO                                       | 0%                   | 30%                    |
| DEUDA  | 100%                 | 70                     |
| <b>TASAS DE DESCUENTO DE FLUJOS</b>              |                      |                        |
| TASA DE OPORTUNIDAD                              | 12,81%               | 12,81%                 |
| <b>INVERSION TOTAL USD</b>                       | <b>7.525.058.276</b> | <b>7.525.058.276</b>   |
| <b>INVERSION TOTAL USD (sin IVA e inflación)</b> | <b>6.251.368.053</b> | <b>6.251.368.053</b>   |
| <b>VP Costos Operativos</b>                      | <b>211.037.631</b>   | <b>211.037.631</b>     |
| <b>PROYECTO PURO</b>                             |                      |                        |
| TARIFA BASE (ctvs. Kw/h)                         | <b>7,000</b>         | <b>7,00</b>            |
| TIR PROYECTO PURO                                | 12,86%               | 12,86%                 |
| VAN ANUAL (miles USD)                            | 19.547               | 19.547                 |
| <b>RENTABILIDAD INVERSIONISTA</b>                |                      |                        |
| VALOR ACTUAL NETO (miles USD)                    | 2.664.114            | 1.869.269              |
| TASA RENDIMIENTO INVERSIONISTA                   | 21,02%               | 18,36%                 |
| PERIODO DE RECUP DEL CAPITAL (AÑOS)              | <b>28</b>            | <b>30</b>              |
| PUNTO DE EQUILIBRIO DE LARGO PLAZO               | <b>19,6%</b>         | <b>15,0%</b>           |
| COSTO MEDIO DE PRODUCCION US\$ ctvs./Kwh         | 5,5                  | 4,9                    |

Fuente: Anexo 3

### l) Análisis de sensibilidad de la tasa interna de retorno

En general, este análisis es similar que el utilizado para la evaluación económica, no obstante es necesario precisar que, el tratamiento de los costos en este caso es a precios de mercado y afectados por ajustes por inflación esperada e impuesto al valor agregado, por otra parte, en esta sección se realiza el análisis a partir de ingresos, no de beneficios, aquí la tarifa multiplicada por la energía que se espera vender da como resultado el ingreso esperado para la situación con proyecto.

Sin duda que un cambio en los componentes del proyecto determina a su vez cambios en la rentabilidad del proyecto, conviene indicar que este análisis es estático, es decir, *ceteris paribus* un cambio en una variable, como afecta a la magnitud de los indicadores de

rentabilidad del proyecto (VAN, TIR) un cambio en los costos y/o ingresos considerados como relevantes en la evaluación del proyecto.

En todo proceso de inversión, es indispensable cuantificar la magnitud de los cambios que se establecerían en los indicadores de rentabilidad del proyecto, sobre todo cuando se percibe que ciertos componentes del esquema propuesto pueden resultar comprometedores para su ejecución.

Este análisis puede aportar información adicional que posibilita a la instancia decisoria del proyecto, aceptar la propuesta de inversión o rechazarla, a su vez para los formuladores implica conocer qué elementos del proyecto (tanto en costos como en ingresos) son sensibles ante cambios que pudieran darse en las condiciones de la economía, esto es particularmente útil porque permite diseñar estrategias para enfrentar situaciones complejas que podrían comprometer la viabilidad del proyecto.

Este análisis normalmente se realiza en términos de valor presente neto y la tasa interna de retorno, las conclusiones son similares para el caso de proyectos del sector público como privado. En lo que sigue se presenta los resultados del análisis de sensibilidad de la alternativa seleccionada, es decir del esquema Chepete + Bala 220, el enfoque que se asume es el del inversionista.

Tabla 21. Análisis de sensibilidad de la tirf

| SENSIBILIDAD | INGRESOS      | COSTOS DE INVERSION | COSTOS DE OPERACION | SENSIBILIDAD CRUZADA       |               |
|--------------|---------------|---------------------|---------------------|----------------------------|---------------|
| +25%         | 25,56%        | 17,20%              | 20,89%              | -25%YT+25%CST.TOT          | 12,76%        |
| +20%         | 24,68%        | 17,85%              | 20,91%              | -20%YT+20%CST.TOT          | 14,25%        |
| +15%         | 23,78%        | 18,56%              | 20,94%              | -15%YT+15%CST.TOT.         | 15,81%        |
| +10%         | 22,88%        | 19,32%              | 20,97%              | -10%YT+10%CST.TOT.         | 17,45%        |
| + 5%         | 21,96%        | 20,13%              | 20,99%              | - 5%YT+ 5%CST.TOT.         | 19,18%        |
| <b>BASE</b>  | <b>21,02%</b> | <b>21,02%</b>       | <b>21,02%</b>       | <b>- 0 %YT+ 0%CST.TOT.</b> | <b>21,02%</b> |
| - 5%         | 20,06%        | 21,98%              | 21,04%              | + 5%YT- 5%CST.TOT.         | 22,97%        |
| -10%         | 19,09%        | 23,03%              | 21,07%              | +10%YT-10%CST.TOT          | 25,07%        |
| -15%         | 18,09%        | 24,18%              | 21,09%              | +15%YT-15%CST.TOT.         | 27,32%        |
| -20%         | 17,08%        | 25,45%              | 21,12%              | +20%YT-20%CST.TOT          | 29,77%        |
| -25%         | 16,04%        | 26,85%              | 21,15%              | +25%YT-25%CST.TOT          | 32,43%        |

Fuente: Anexo 3

Un incremento de la tarifa en un 25% permitiría alcanzar una tasa de retorno para el proyecto del orden del 25,56%; si la tarifa cae un 25%, entonces la tasa interna de retorno equivale al 16,04%, la tasa de descuento utilizada para este ejercicio equivale al 12,81%; una reducción de las inversiones en un 25% permitiría alcanzar una tasa de retorno del 26,85%, esto obviamente si se mantienen constantes las otras variables, un incremento de las inversiones del orden del 25%, daría como resultado una tasa de retorno del 18,20%. Los costos operativos no muestran cambios significativos en términos de tasa de retorno, el rango de variación va desde el 20,89% hasta el 21,15%.

Finalmente, si se producen variaciones del orden del 50%, es decir si los ingresos se reducen un 25% y los costos totales se incrementan en una misma proporción, el resultado medido en términos de tasa de retorno alcanza al 12,76%, esto significa que en ese escenario el proyecto no es rentable; un escenario optimista es que se produzca un incremento de los ingresos en un

25% y reduzcan los costos totales en la misma proporción, la tasa de retorno alcanza al 32,46%.

### m) Análisis de Riesgo

Este constituye un procedimiento que permite cuantificar las probabilidades de éxito y de fracaso del proyecto en base a datos relativamente preliminares y de los márgenes de error estimados para los mismos. Estas probabilidades se calculan mediante la técnica de simulación Monte Carlo. Dado que cada una de las simulaciones se basa en una selección aleatoria de datos de las distribuciones asignadas, cada uno de los resultados obtenidos es igualmente plausible e igualmente probables.

Cuando no existen dudas sobre los sucesos del futuro, se puede tener certeza del resultado que producirá una acción. Las decisiones que se toman bajo estas condiciones son decisiones determinísticas o decisiones bajo certeza. En las situaciones en donde el pronóstico prevé toda una gama de resultados posibles la decisión de inversión se toma incierta. Cuando todos los resultados posibles se conocen junto con su probabilidad de ocurrencia, se tiene conocimiento del riesgo que envuelve la decisión. Este tipo de decisión se conoce como decisión bajo riesgo.

Los conceptos fundamentales sobre riesgo son: la predicción de los sucesos y la medición del riesgo. Se predice la ocurrencia de un suceso y se mide su posible ocurrencia con probabilidades que, a su vez, se estiman. La probabilidad de ocurrencia puede ser deducida analíticamente o inferida a partir de datos obtenidos de experiencias pasadas.

Es importante señalar que las deducciones analíticas de las probabilidades de ocurrencia se basan en principios fundamentales del cálculo de probabilidades y en el conocimiento a fondo de las características de una situación, de manera que las inferencias empíricas sobre las probabilidades de ocurrencia se basan en hechos históricos y en técnicas de inferencia estadística.

En el cuadro a continuación se presenta los resultados del análisis probabilístico medido en términos de tasa interna de retorno y valor presente neto. En promedio, el modelo reproduce los resultados del análisis costo beneficio; la tasa interna de retorno varía entre un mínimo del 3,39% al 38,54%; el valor presente neto, alcanzaría USD 105 millones de dólares aproximadamente en la situación menos favorable, mientras que optimistamente llegaría a USD 4.872 millones de dólares; la relación beneficio costo alcanzaría en el límite inferior 0,3 con lo cual el proyecto ya no es rentable, en tanto que en la posición optimista tendríamos 2,8 por cada dólar adicional invertido.

Tabla 22. Análisis de riesgo evaluación financiera

| ESTADIGRAFOS        | TIRF   | VANF          | B/C |
|---------------------|--------|---------------|-----|
| PROMEDIO            | 21,21% | 2.681.697.793 | 1,7 |
| MAXIMO              | 38,54% | 4.872.143.890 | 2,8 |
| MINIMO              | 3,39%  | 105.428.583   | 0,3 |
| VARIANZA            | 0,28%  | 4,66609E+17   | 0,2 |
| DESVIACION ESTANDAR | 5,29%  | 683.087.972   | 0,4 |

Fuente: Anexo 3

Contrariamente a lo que sucede con el riesgo, la incertidumbre no puede incorporarse con facilidad en la toma de decisiones de inversión. Mientras que riesgo puede estimarse numéricamente, la incertidumbre tiene como característica principal el carácter subjetivo de las previsiones.

Las variables más importantes que determinan el comportamiento de los flujos del proyecto, desde el punto de vista del riesgo, son de dos tipos: variables exógenas (inflación, devaluación, riesgos políticos, entre los principales); variables endógenas inversiones, en bienes de capital, capital de trabajo, valores residuales de las inversiones, tamaño del mercado, precios de venta, crecimiento del mercado, proporción del mercado, costos y/o gastos de operación).

La combinación de los ingresos anuales con los costos anuales, da como resultado los retornos anuales del proyecto, si estas variables se consideran como variables aleatorias, se puede obtener una serie de resultados posibles para los retornos correspondientes en cada año. Esto significa que es posible construir una distribución de frecuencias para el retorno de cada año.

En la práctica la estimación del riesgo bajo condiciones de incertidumbre equivale a asignar funciones de distribución probabilística o determinística a las variables del proyecto, en el cuadro a continuación se presenta los resultados del análisis de riesgo para la tasa interna de retorno, la probabilidad de ganancias para la situación con proyecto alcanza al 97,2%, en tanto que la probabilidad de pérdidas es del 2,8%; la probabilidad de obtener tasas de retorno entre el 15,25% y 26,99%, es del 73%.

Tabla 23. Probabilidad de pérdidas y ganancias con proyecto TIR

| NUMERO DE RANGOS | RANGOS |        | PROBABILIDAD | GANANCIAS | PERDIDAS |
|------------------|--------|--------|--------------|-----------|----------|
| 1                | 3,39%  | 5,37%  | 0,1%         | 0,0%      | 0,1%     |
| 2                | 5,37%  | 7,35%  | 0,2%         | 0,0%      | 0,2%     |
| 3                | 7,35%  | 9,33%  | 0,9%         | 0,0%      | 0,9%     |
| 4                | 9,33%  | 11,31% | 1,5%         | 0,0%      | 1,5%     |
| 5                | 11,31% | 13,29% | 3,1%         | 3,1%      | 0,0%     |
| 6                | 13,29% | 15,27% | 6,7%         | 6,7%      | 0,0%     |
| 7                | 15,27% | 17,25% | 10,8%        | 10,8%     | 0,0%     |
| 8                | 17,25% | 19,23% | 12,2%        | 12,2%     | 0,0%     |
| 9                | 19,23% | 21,21% | 15,1%        | 15,1%     | 0,0%     |
| 10               | 21,21% | 23,14% | 13,6%        | 13,6%     | 0,0%     |
| 11               | 23,14% | 25,06% | 13,1%        | 13,1%     | 0,0%     |
| 12               | 25,06% | 26,99% | 8,3%         | 8,3%      | 0,0%     |
| 13               | 26,99% | 28,91% | 6,5%         | 6,5%      | 0,0%     |
| 14               | 28,91% | 30,84% | 3,9%         | 3,9%      | 0,0%     |
| 15               | 30,84% | 32,76% | 2,2%         | 2,2%      | 0,0%     |
| 16               | 32,76% | 34,69% | 0,9%         | 0,9%      | 0,0%     |
| 17               | 34,69% | 36,61% | 0,6%         | 0,6%      | 0,0%     |
| 18               | 36,61% | 38,54% | 0,0%         | 0,0%      | 0,0%     |
|                  |        |        | 100,0%       | 97,2%     | 2,8%     |

Fuente: Anexo 3

#### 4. CONCLUSIONES

Los resultados del análisis de la demanda de energía eléctrica, determinan que, en el contexto de la economía boliviana, al incorporar este proyecto significa garantizar la oferta de energía suficiente para abastecer la demanda futura del país sin restricciones, obviamente que como es política del gobierno avanzar hacia el cambio en la matriz energética, con la ejecución de sólo este proyecto estaría garantizada la provisión de energía para el largo plazo.

Sin duda que con el proyecto Chepete más Bala 220, la cantidad de energía disponible conlleva la necesidad de buscar alternativas para vender estos excedentes de energía, en condiciones ventajosas por cuanto, es posible garantizar la potencia y la energía para el largo plazo, esto lo confirman los estudios de capacidad realizados en el marco de este proyecto, de manera que es recomendable en este contexto favorable negociar esta venta de energía en la región.

Los resultados del análisis financiero muestran que es factible alcanzar una tasa interna de retorno del 12,86% para el proyecto puro; 21,02% en el caso de que el proyecto se financiara totalmente con crédito y en un tercer escenario, la tasa de retorno alcanza al 18,36%, en cada caso, el costo medio de la energía para el largo plazo depende de las condiciones de financiamiento que se establezcan para la situación con proyecto, una tasa de interés más baja que el 11,5%, tendrá un impacto directo y positivo en el costo promedio de largo plazo.

El análisis de sensibilidad y riesgo dan cuenta de que este esquema de inversión es rentable financieramente, por lo que es pertinente, continuar con la siguiente fase de los estudios.

Siempre es mejor que el Estado cuente con estudios, de ser posible a nivel de diseño definitivo, esto reduce significativamente la incertidumbre respecto especialmente a la magnitud de las inversiones, comportamiento de la demanda, niveles de precios que pueden aplicarse y/o negociarse en función del interés común, obviamente en este contexto, el aporte del financiero del Estado es fundamental, los resultados de la comparación de los escenarios de financiamiento es importante para efectos de la toma de decisiones.