

ANEXO 9

RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

1. MARCO DE REFERENCIA

El objetivo central de un Plan Indicativo de Generación es transformarse en una guía que le sirva al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para conocer de antemano los pasos a seguir, a fin de cumplir con los objetivos y requerimientos que le plantee el desarrollo del mercado eléctrico.

El Plan Indicativo de Generación es en sí el desarrollo de las mejores opciones de inversión que el sistema eléctrico tiene en un horizonte definido, considerando el acceso a los recursos, la viabilidad tecnológica de los proyectos en estudio, el precio actualizado de los combustibles y el acceso al capital para desarrollar el plan seleccionado.

En consecuencia, el Plan Indicativo de Generación debe indicar la mejor opción técnico-económica de la entrada y retiro en el tiempo de diversas unidades de generación que cumplan con los requerimientos del mejor escenario analizado, pero que en el marco de una economía competitiva debe ser a su vez un plan rentable, lo que significa que cada uno de los proyectos incorporados deben ser por sí mismos rentables.

2. CRITERIOS GENERALES

El Plan Indicativo de Generación es el resultado de las herramientas computacionales utilizadas por la Gerencia de Planeamiento, el Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional (SUPER) y el Sistema de Programación Dinámica, Dual y Estocástica (SDDP).

El plan incorpora nuevos proyectos de generación eléctrica con base en los recursos renovables identificados y de la combustión de fósiles, que dependen de la más reciente tecnología y de las condiciones financieras del entorno.

3. METODOLOGÍA

La metodología utilizada en el desarrollo del Plan Indicativo de Generación descansa en el supuesto general de un desarrollo ordenado de proyectos de generación eléctrica, basado primordialmente en la consideración y explotación de los recursos nacionales identificados como son el potencial hidroeléctrico, el potencial eólico versus la introducción de nuevos planteles térmicos que aporten en el tiempo la potencia y capacidad faltante.

3.1. DATA

La base de datos de proyectos utilizada en el plan se compone del inventario actualizado del potencial hidroeléctrico factible de desarrollar en el periodo de referencia y al sumario de costos típicos para nuevos proyectos termoeléctricos, del estudio desarrollado para las empresas eléctricas de Centroamérica en la consultoría del Programa Regional de Energía Eléctrica del Istmo Centroamericano (PREEICA), bajo el financiamiento de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI), en marzo de 2004.

Con respecto al potencial eólico, el país cuenta con un estudio integral del potencial factible de explotación de acuerdo a las consideraciones encontradas durante su realización de 1997 a febrero del 2002. En el mismo se determinó una capacidad explotable de entre 100 y 300 MW identificados con posibilidad de integración a la red.

Aunque en la actualidad la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) ha emitido más de dieciséis resoluciones para la concesión de algunos de los sitios identificados con un alto potencial eólico global de más de 3,000 MW de capacidad a instalar en las respectivas áreas. A la fecha, solamente se incluye un proyecto candidato de esta fuente, debido a que la capacidad a generar y los costos finales de operación de la mayor parte de las granjas eólicas concesionadas o en proceso de concesión se encuentran aún en evaluación por parte de los promotores.

La precisión de los resultados provenientes del Plan Indicativo de Generación está condicionada a la información utilizada, la cual proviene en primer lugar de la data entregada por los promotores actuales de los proyectos candidatizados y, en su defecto, a la información derivada de los estudios de factibilidad de los proyectos que reposan en los archivos de la empresa. Por consiguiente, frente a la ausencia de información de algunos proyectos, ETESA debió actualizar los datos de costos de varios de los proyectos candidatos, en el supuesto de que los esquemas de desarrollo original de estos proyectos se mantienen a la fecha.

Para la consideración por parte de ETESA de los proyectos hidroeléctricos candidatos en el Plan Indicativo de Generación, dependerá de la entrega completa de la información solicitada por la Gerencia de Planeamiento para la simulación de los Modelos Informáticos SUPER y SDDP, por parte de los promotores. Para tal fin, se requiere que por lo general sean proyectos que tengan emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP, en que se certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación de la central hidroeléctrica (Contrato de Explotación) y/o que el proyecto tenga por lo menos la autorización de conducencia de ANAM para tramitar la respectiva Concesión de Aguas.

Las características de las alternativas térmicas utilizadas en el plan, corresponden a proyectos de inversión en vías de ejecución por promotores o en su defecto a esquemas de generación tipificados y de uso dentro de los escenarios regionales del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) de Centroamérica, de la cual Panamá es partícipe.

3.2. HERRAMIENTAS INFORMATICAS

Metodológicamente, el SUPER modela los escenarios planteados por la COPE, con el propósito de obtener los diversos planes de expansión de generación para el periodo de referencia, de acuerdo a los criterios entregados por la COPE. Para el análisis de cada uno de los proyectos candidatos se consideran las capacidades de generación, los costos de producción y el periodo de desarrollo, o sea el tiempo requerido para poner en operación cada proyecto, con la excepción del periodo de corto plazo 2007-2010, en donde los proyectos candidatizados, son sembrados en la modelación del Plan.

En este último periodo, se fijaron sólo dos proyectos: Changuinola I, como ha sido denominada por AES Panamá, el cual tiene contrato de obras; la conversión a carbón de las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas y la termoeléctrica Pana Power, la cual se encuentra finalizando la etapa de pre-inversión.

En una etapa posterior, se valida la viabilidad del despacho de los proyectos de generación que se derivan de los diversos planes de expansión resultantes de la modelación del sistema SUPER, por medio del modelo SDDP aplicando los criterios de confiabilidad.

Sólo se exceptuaron del análisis de rentabilidad los proyectos hidroeléctricos en ejecución y en etapas avanzadas de desarrollo que, por consideraciones de demanda interna de los agentes distribuidores, entran directamente al módulo de pre-despacho del SUPER, como son los proyectos Concepción (10 MW), Algarrobos (9.7 MW), Paso Ancho (5 MW), Candela (0.5 MW) y Los Planetas (4.5 MW). Al igual que otros proyectos con capacidades menores a 10 MW para los cuales ETESA diseña y desarrolla la nueva subestación de conexión Concepción y la ampliación de la Subestación Mata de Nance. (Potrerillos de 4.2 MW, Cochea de 7.1 MW, Cochea de 28.2 MW, Caldera de 6.1 MW y Los Ladrillos de 7.89 MW)

4. PLANES DE EXPANSION

ETESA elabora los planes de expansión de acuerdo a los Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emitió la Comisión de Política Energética (COPE).¹ Con la herramienta informática del SUPER, se planteó un plan de expansión (caso), por cada escenario y sub-escenario formulado por la COPE.

En este contexto, el problema del planeamiento de la expansión del sistema eléctrico se formula como la determinación de un cronograma de entrada de nuevas centrales de generación y el retiro programado de centrales que han cumplido su vida útil o por cierre de operaciones. El plan minimiza el costo actualizado de la inversión, más el valor previsto de los costos de operación, con sujeción a restricciones adicionales en cuanto a la probabilidad de satisfacer la demanda de punta y a la aceptación de un mínimo déficit de energía.

4.1. CASOS

- Caso Hidrotérmico: Proyectos hidroeléctricos y plantas térmicas convencionales son considerados como candidatos.
- Caso Hidrotérmico con Carbón: Considera la entrada de plantas de carbón, además de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos convencionales, como candidatos.
- Caso Hidrotérmico con Carbón y Gas Natural (Barcazas): Considera la incorporación de plantas que utilizan carbón y gas natural transportado por barcazas, a partir del año 2009, además de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos convencionales como candidatos.
- Caso Hidrotérmico con Carbón y Gas Natural (Gasoducto): Considera la incorporación de plantas que utilizan carbón y plantas de gas natural transportado por gasoducto, a partir del año 2012, además de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos convencionales como candidatos.
- Caso Hidrotérmico con Carbón, Gas Natural y Proyectos Eólicos: Considera la incorporación de plantas que utilizan carbón, gas natural transportado por gasoducto (desde 2012) y centrales eólicas, además de los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos convencionales como candidatos.

¹ Definición de Política y criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional, COPE 2006

- Sensibilidad A del Caso Hidrotérmico: Considera dentro de los predespachos los proyectos hidroeléctricos Potrerillos (4.17MW), Cochea (7.13MW), Cochea 2 (8.23MW), Caldera (6.11MW) y Los Ladrillos (7.89MW).
- Sensibilidad B del Caso Hidrotérmico: Considera el atraso de un año en la fecha de entrada del proyecto Changuinola I.
- Sensibilidad C del Caso Hidrotérmico: Considera la entrada de las dos etapas de la termoeléctrica Pana Power en el año 2012.
- Sensibilidad D del Caso Hidrotérmico: Considera el atraso de un año en la fecha de entrada del proyecto Changuinola I y la entrada de las dos etapas de la termoeléctrica Pana Power en el año 2012.
- Sensibilidad E del Caso Hidrotérmico: Considera el ingreso al sistema de la conversión a gas natural del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas.
- Sensibilidad A del Caso Hidrotérmico con Carbón y Gas Natural (Gasoducto): Considera que no llega a entrar el gasoducto en el periodo estudiado y que las plantas a gas que presenta el plan de expansión entran a trabajar con Diesel.

4.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Un elemento primordial que define el derrotero de los planes de expansión de la energía eléctrica, es el nivel de precios de los combustibles derivados del petróleo utilizados en los planes. En nuestro caso, estos obedecen a uno de los lineamientos generales de la COPE en donde se fijan como base el promedio de precios de paridad publicados por el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI)² para el año 2006 (enero – diciembre). La proyecciones de los precios se realizan con la tendencia de precios a mediano plazo de la EIA/DOE³

Los precios del gas natural comprimido (GNC) para insumo de las plantas térmicas, en sus variantes de barcaza y/o gasoducto serán fijados en su momento por Colombia, ya que en ambas variantes el suministro planeado tiene origen en la Costa Atlántica colombiana (Guajira- Cartagena) y destino en Bahía Las Minas, provincia de Colón.

² Esta proyección del EIA/DOE es optimista, basada que en el mediano plazo el rejuogo de los altos precios del crudo llevaran a una disminuirán global de la economía lo cual nivelaría la demanda del combustible, sumado a su vez a la asunción del DOE que las reservas probadas mundiales del crudo son mayores a las registradas.

³ Energy Information Administration of the United States Department of Energy

De concretarse la integración gasífera, en el caso del gas natural por gasoducto, los precios deberán ser proporcionales al ducto, al volumen contratado, a la relación consumo/producción en Colombia y a la relación internacional de precios de los combustibles, entre otros factores. Mientras tanto, la COPE indica que el precio a utilizar son 5.55 dólares por millón de BTU.

Las alternativas de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC), con origen en la Republica de Colombia será en base a la utilización de barcazas, desde Cartagena a Colon, a partir del año 2009, de acuerdo a los lineamientos de la COPE. La Comisión hace notar que se trata de una nueva tecnología que requiere la construcción de infraestructura adecuada. Al menos la importación y uso del GNC en el área de Colon requiere de cuatro barcazas de alto costo, la instalación de una compresora en el lugar de origen a un alta presión (3,000 psi) y almacenados dentro tuberías de gran diámetro dentro de las barcazas para su transporte a Panamá.⁴

En el puerto de recibo del gas a alta presión sería entregado a un sistema de almacenamiento y distribución de GN que conectaría a las plantas termoeléctricas, las cuales operarían a mas baja presión (400 psi).⁵ *“Los precios unitarios del GNC son proporcionados por la COPE, e incluyen la inversión y operación de las barcazas, la inversión en puerto de entrega, recibo del gas, equipo de medición, control de presión y compresión a baja presión”.*⁶

4.3. PROYECTOS CANDIDATOS

En todos los planes de generación analizados para el periodo 2007-2021 derivados de la implementación de los escenarios solicitados por la COPE, presentados en el Cuadro N° A2.1, se presentan en el periodo fijo o de corto plazo (2007-2010) solamente el Proyecto Changuinola I,⁷ en el año 2010, en consideración a que existe un compromiso serio para su ejecución por la empresa generadora AES Panamá. Superado el proceso de organización y financiamiento, la empresa anunció públicamente el inicio de construcción de obras del proyecto a partir de la aprobación

⁴ El proceso de importación de este combustible requiere de ser regentados por una empresa especializada en esta fuente, que debe ordenar el diseño final de las barcazas, su construcción y etapa de pruebas del equipo, para lo que se necesitaría en el mejor de los casos de un mínimo de cinco años para que este combustible este disponible.

⁵ En el caso de la reconversión de los 160 MW en Bahía Las Minas, la COPE informó que la propia barcaza sirve como infraestructura de almacenamiento y entrega a planta del gas.

⁶ La directrices de la COPE asumen que los costos de almacenamiento y distribución descomprimida del gas dentro del área del puerto de recibo se incluyen dentro de los precios presentados, por lo cual se asume que toda la expansión térmica en base a este combustible se localizara en el área de Colon.

⁷ Es la nueva denominación del Proyecto Changuinola 75, por su promotora la empresa AES. Este proyecto también ha sido conocida como El Gavilán, Chan 75 y Changuinola 75.

del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) reformulado, dado los cambios de esquema anterior en 158 MW. El cronograma de ejecución del proyecto se inició y tiene fecha de entrada en operación para junio de 2010.

En el periodo firme, de mediano (2010-2013) y largo plazo (2014-2021), compiten el resto de los proyectos hidroeléctricos, como Gualaca, El Alto, Pando, Monte Lirio, Mendre, El Sindigo, Bajo de Mina, Lorena, Prudencia y Pedregalito. Al estar en reformulación por sus promotores y no haber entregado los cambios a los proyectos Changuinola II (Changuinola 140) y Changuinola III (Changuinola 220), no fueron considerados como proyectos candidatos. Además, no fueron considerados para este plan entre otros proyectos Burica, Río Piedras, Santa María 82, Tabasará por falta de información necesaria para su modelamiento por las herramienta informáticas.

En el periodo de mediano y largo plazo compiten una gama de alternativas térmicas en base a Motores de Media Velocidad de 100 MW y 50 MW, centrales térmicas de carbón, centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural y turbinas de gas de diversas capacidades.

Como parte del plan firme, que se incorporan en todos los planes se incluyen dos nuevas centrales térmicas en construcción. El primer proyecto considerado, para el 2010, es la conversión de la operación de la central de Bahía Las Minas (unidades 2, 3 y 4) con la utilización de carbón importado, este proyecto se considera como una nueva central eléctrica. El segundo proyecto considerado es la entrada, en el año 2009, del proyecto Pana Power constituido por motores de combustión interna con un potencial global de 34.2 MW, localizados en el área de Arraiján.

CUADRO N° A2.1: Planes de Generación de los Casos Analizados

Fecha de Operación	Caso MHT7		Caso MHT7A		Caso MHTGBC7		Caso MHTGDC7		Caso MHTTLA7	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2007	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8	EGESA-TG	42.8
2009	Pana Power	34.2	Pana Power	34.15	Pana Power	34.15	Pana Power	34.15	Pana Power	34.15
	Mendre	18.4	Mendre	18.4	Mendre CCGB BLM	18.4 158	Mendre	18.4	Mendre	18.4
2010	Pedregalito	20.0	Pedregalito	20	Pedregalito	20	Pedregalito	20	Pedregalito	20
	Chan I	223.0	Chan I	223	Chan I	223	Chan I	223	Chan I	223
	BLM-Carbón	120.0	BLM-Carbón	120	BLM-Carbón	120	BLM-Carbón	120	BLM-Carbón	120
	Síndigo	10.0	Síndigo	10	Síndigo	10	Síndigo	10	Síndigo	10
2011	Bonyic	30.0	Bonyic	30	Bonyic	30	Bonyic	30	Bonyic	30
	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Gualaca	27.6	Panamá Green Power Gualaca	80 27.6
2012	Pana Power	85.0	Pana Power	85	Pana Power	85	Pana Power CCGD BLM	85 158	Pana Power CCGD BLM	85 158
2013	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina El Alto	52.4 30	Bajo de Mina	52.4	Bajo de Mina	52.4
2014	Lorena	35.7	Lorena	35.73	TGGB 100-1	100	El Alto	30	El Alto	30
	Pando	32.6	Pando	32.6			CCGD 250-1	250	TURBA 250	250
	El Alto	30.0	El Alto	30						
2015	Prudencia	56.2	Prudencia	56.2	TGGB 100-2	100				
	Monte Lirio	51.7	Monte Lirio	51.65						
2016	MMV 100-1	100.0	MMV 50-1	50						
2017	MMV 100-2	100.0	MMV 100-1	100.0	CCGB 250-1	250			CCGD 250-2	250
2018	MMV 100-3	100.0	MMV 100-2	100.0			CCGD 250-2	250		
2019	MMV 100-4	100.0	MMV 50-2 MMV 50-3	50 50	CCGB 250-2	250				
2020	MMV 50-1	50.0	MMV 50-4 MMV 50-5	50 50			CCGD 250-3	250	TGGD 100-3	100
2021	MMV 50-2	50.0	MMV 100-3	100						
	MMV 50-3	50.0								

6. DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD INDIVIDUAL DE LOS PROYECTOS

El Reglamento de Transmisión vigente exige que todos los proyectos incluidos en el Plan Indicativo de Generación sean rentables por merito propio, Art.63 literal c) de los “Planes Indicativos de generación”, inciso (iv).⁸

6.1. GENERALIDADES

En primer lugar, se evaluó la rentabilidad del proyecto, por consiguiente no se consideraron los beneficios ni cargos por financiamiento y en este caso se supuso que los accionistas aportan todo el capital necesario, con el fin de estimar la Tasa Interna de Retorno (TIR), que alcanza el proyecto por sus propios meritos.

En una segunda etapa se analiza la rentabilidad de todos los proyectos candidatos con un financiamiento estándar para todos los proyectos de parte de bancos comerciales a una proporción de 70% de la inversión total requerida. Se considera que la acción de “*apalancamiento*” a consecuencia del financiamiento que puedan lograr los inversionistas determinará la rentabilidad propia de los inversionistas.

Es necesario mencionar que existe un abanico considerable de posibles proporciones y combinaciones de financiamientos disponibles para los proyectos, pero en aras de simplificación, los proyectos incluidos en los planes alternativos de generación se analizaron con la proporción anteriormente indicada.

Además, en una tercera etapa se analiza la rentabilidad social de estos proyectos con base en los precios de eficiencia de los proyectos. Esta evaluación particular se realiza por defecto con información de 1993 ya que a la fecha no se han actualizado en el país los estudios pertinentes a esta área específica de la evaluación de proyectos.⁹

6.2. CRITERIOS DE EVALUACION

Los criterios utilizados en esta evaluación son: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación (P/R).

⁸ Reglamento de Transmisión, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP), abril del 2005

⁹ Precios de Eficiencia, Selección de Proyectos de Inversión del Sistema Eléctrico Nacional, IRHE, Sección de Economía de la Energía, mayo de 1993.

Se estableció la tasa de descuento de mercado en 12%, en consideración a que es una tasa comúnmente utilizada en la evaluación de proyectos de la industria eléctrica. La evaluación de los proyectos del Plan de Referencia, se realiza a precios de mercado, de enero del 2006.

6.3. BENEFICIOS DE LOS PROYECTOS

Para evaluar los beneficios de cada proyecto se establece como ingresos el retorno de la inversión generada por el SDDP, de acuerdo al despacho establecido en adición al ingreso por potencia firme aportada por el proyecto, considerándola contratada en su totalidad. Adicionalmente, se le agregan los ingresos por potencia.

Se establece que cada proyecto venderá por contrato toda la energía generada, para lo cual se considera que la energía garantizada es equivalente en los proyectos hidroeléctricos a la energía producida a potencia firme durante todo el año.

En el caso de las alternativas térmicas, se consideran sus características propias que la colocan ya sea como plantas de base, media o pico. En el caso específico de los proyectos térmicos presentados en los escenarios planteados como son los motores de media velocidad (MMV – 100 MW y 50MW), así como las centrales de Ciclos Combinados a Gas Natural Comprimido (CCG 150 MW) presentadas respectivamente en los diversos planes, se utilizarán en el bloque “base” .

6.4. SUPUESTOS

Contratos

Se asume que se contratarán los bloques de energía de los proyectos hidroeléctricos y térmicos a un precio de oferta del 100% del costo promedio marginal anual, presentado en el Cuadro N° A2.2 para cada escenario estudiado.

Mercado Ocasional

Se omite la existencia de un mercado de “ocasión”, ya que no se consideran excedentes de generación despachada por el SDDP sobre la energía contratada de cada proyecto.

c. Potencia

Los beneficios por potencia de los proyectos son valorados al reconocer el costo de la potencia reemplazada en caso de la ausencia del proyecto. Para esto se utiliza el valor de la potencia de largo plazo de 7.38 por \$/Kw-mes, correspondiente al costo nivelado de instalación de una Turbina a Gas localizada en el centro de carga. Además, por efectos de evaluación se considera que todos los proyectos que son llamados al plan tienen garantizados la compra de su potencia firme.

CUADRO N° A2.2: Costo Marginal Promedio de los Casos Analizados

AÑO	COSTO MARGINAL (\$/MWh)				
	HIDROTERMICO CONVENCIONAL	CON CARBON	GAS BARCAZA MODERADO Y CARBON	CON GASODUCTO Y CARBON	CON TODAS LAS ALTERNATIVAS
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLA7
2007	128.7	128.7	127.4	126.6	127.71
2008	132.6	132.7	133.9	133.7	133.84
2009	130.3	129.8	120.2	133.0	137.06
2010	106.6	108.8	78.5	105.8	100.33
2011	87.1	89.1	56.8	90.8	76.98
2012	90.8	92.8	54.1	63.5	54.82
2013	85.3	88.2	50.3	56.0	49.51
2014	76.4	81.4	46.5	39.8	32.60
2015	77.0	83.8	44.1	40.8	32.70
2016	70.4	81.4	46.4	45.4	37.11
2017	67.3	67.6	37.8	50.6	35.03
2018	65.7	47.2	38.6	39.5	36.60
2019	64.8	53.9	33.8	40.7	39.27
2020	66.2	46.4	36.0	37.3	41.60
2021	67.4	57.0	38.3	37.6	46.38
PROME 2007-21	87.78	85.92	62.85	69.41	65.44
PROME 2007-10	124.56	125.00	115.01	124.79	124.74
PROME 2007-14	104.73	106.43	83.47	93.66	89.11
PROME 2011-14	84.90	87.87	51.93	62.53	53.48
PROME 2015-21	68.40	62.47	39.29	41.70	38.38

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

6.5. COSTOS

Inversión

Los costos de inversión utilizados para los proyectos hidroeléctricos del inventario nacional, provienen de la data entregada por los promotores activos de los proyectos y, en su defecto, de la información actualizada de los estudios de factibilidad mas recientes que reposan en los archivos de ETESA.

El monto de la inversión por proyecto incluye estudios de preinversión, construcción de accesos, obras civiles principales, obras de mitigación ambiental, el suministro e instalación de equipos electromecánicos y las obras de transmisión necesarias para acceder a la red.

Además de estos costos directos, se consideran incluidos los montos por contingencias y el interés durante construcción (IDC). Inclusive, se consideran como parte de la inversión directa inicial los costos de desarrollo del proyecto como son los gastos de organización, permisos legales, negociaciones, capacitación y puesta en marcha. Los costos de inversión utilizados se presentan en el Cuadro N° A2.3.

Del cuadro A2.3, con los costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos candidatos utilizados para modelar el Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional destacan dos puntos importantes. El primero que los costos unitarios de inversión por kilovatio instalado van de 1,250 dólares a aproximadamente 3,418 dólares.

En segundo lugar, dada la ausencia de información de proyectos de las cuencas de Changuinola y Teribe, se destaca el hecho que para esta evaluación no se tiene ninguna central hidroeléctrica de embalse, con lo cual se limita la futura capacidad de regulación hidro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), por consiguiente se fuerza la inserción de más centrales térmicas de alta capacidad, con ese fin.

Capital de trabajo

Las inversiones de capital de trabajo reflejan los fondos que deben ser comprometidos para conseguir los activos de corto plazo e insumos necesarios para el ciclo productivo y el funcionamiento inicial del proyecto. En otras palabras es un monto de inversión de capital adicional requerido para cubrir el conjunto de recursos necesarios, en la forma de activos corrientes, para la operación normal del proyecto durante un ciclo productivo.¹⁰

¹⁰ Es proceso que se inicia con el primer desembolsos para cancelar los insumos de operación (Mano de obra y combustibles); y termina cuando se venden los insumos, transformados en productos (energía eléctrica), percibiendo el

Los componentes claves del capital de trabajo son: los requerimientos de efectivo e inventarios de insumos (combustibles) y en el caso particular de las centrales eléctricas el inventario de repuestos necesarios para mantener el funcionamiento del ciclo productivo.

En razón a las particularidades de la industria de generación de electricidad y con el fin de no incidir negativamente en el análisis, se ha asumido la posición conservadora de financiar solo el uso de los recursos requeridos para operación en un periodo mínimo de tres meses, como representativo del ciclo productivo, o sea desde la producción y entrega de la electricidad hasta el reembolso real por parte de los agentes distribuidores. El ciclo productivo considerado contempla un periodo mensual de producción de electricidad, agregado a los periodos estándar de facturación, aceptación de cuenta y pago efectivo de la cuenta.

CUADRO No. A2.3: Costos de Inversión de Proyectos Hidroeléctricos Candidatos

PROYECTOS HIDROELECTRICOS CANDIDATOS COSTOS DE INVERSION INICIAL				
PROYECTOS	TIPO	CAPACIDAD	COSTO	
		MW	TOTAL MILLONES \$	UNITARIO \$/ KWH
GUALACA	PASADA	24.5	40.50	1,653.1
LOS ANILES	PASADA	35.7	57.88	1,619.9
CHIRIQUI	PASADA	56.2	91.04	1,619.9
BONYIC	PASADA	30.0	53.03	1,767.7
BARU	PASADA	150.0	400.52	2,670.1
SANTA MARIA	PASADA	24.0	46.41	1,933.8
EL SINDIGO	PASADA	10.0	14.22	1,421.5
EL ALTO	PASADA	60.0	75.00	1,250.0
MONTE LIRIO	PASADA	51.7	101.00	1,955.5
PANDO	PASADA	32.6	60.00	1,840.5
PASO ANCHO	PASADA	18.0	28.26	1,570.0
CHANG 75 (EL GAVILAN)	PASADA	223.0	320.00	1,435.0
BAJO DE MINA	PASADA	52.4	63.75	1,216.6
GATU 1	PASADA	19.0	66.31	3,489.9
GATU 2	PASADA	39.0	111.13	2,849.5
GATU 3	PASADA	25.0	86.93	3,477.2
EL ALTO	PASADA	60.0	75.00	1,250.0
SINDIGO	PASADA	10.0	16.90	1,690.0
MENDRE	PASADA	18.4	35.00	1,902.2
SAN BARTOLO	PASADA	15.7	24.50	1,563.5
PEDREGALITO	PASADA	20.0	36.00	1,800.0

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

producto de la venta y queda disponible para cancelar nuevos insumos)

Depreciación

Con el fin de ajustar la evaluación a las consideraciones del mercado de capitales, se asumió para efectos de depreciación de los activos la aplicación del método de línea recta sin valor residual, con un periodo de veinte años en el caso de los equipos electromecánicos y un periodo de 30 años para las obras civiles, aunque en términos prácticos se consideran cincuenta (50) años como periodo típico para la vida útil de los proyectos hidroeléctricos.

En el caso de los proyectos térmicos como los motores de media velocidad y las centrales de ciclo combinado, se ha establecido una vida media útil típica de 20 años, depreciando los equipos electromecánicos en quince años y las obras civiles en veinte años.

Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica se pueden dividir en fijos y variables. Los costos fijos son costos que se deberán pagar en un periodo determinado independientemente de su nivel de producción; y los costos variables son aquellos que dependen directamente del nivel de la generación. Esta división es primordial en las centrales térmicas, no así en las centrales hidroeléctricas. Los costos de operación y mantenimiento considerados se muestran en el Cuadro N° A2.4.

Costo Fijos de Operación y Mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento (C O&M) son los costos asociados a la administración, supervisión, operación y mantenimiento de la central eléctrica durante un año típico de operación e independiente de la energía eléctrica generada. Este costo se determina con base en los requerimientos laborales fijos (que contemplan el número de empleados requeridos, tiempo anual laborable y el salario promedio integral vigente, incluyendo prestaciones y seguros sociales).

$$CO \& M = \frac{\sum W_i \times T_i}{P_{NET}} \text{ (US\$ / kW / año)}$$

En el caso particular de los costos de operación y mantenimiento fijo y variable de las hidroeléctricas candidatas, se consideró un costo promedio descendente por kW instalado de acuerdo a la capacidad instalada en la central. Esta consideración se basa en los documentos de actualización de proyectos de mediana capacidad de la cuenca del río Santa María y de la Reevaluación del Potencial Hidroeléctrico de la Cuenca de los ríos Teribe y Changuinola.

CUADRO N° A2.4: Costos de Operación y Mantenimiento de Proyectos Hidroeléctricos

COSTO O & M Hidroeléctricas	
CAPACIDAD	\$/kW- Año
Más de 200 MW	5.00
De 100 MW a 199 MW	8.00
De 50 MW a 99 MW	10.00
De 20 MW a 49 MW	13.00
Menores de 20 MW	15.00

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

Para los costos fijos de los proyectos térmicos, se utilizaron los valores predeterminados por el PREEICA para Centroamérica, Tabla 14.¹¹

Costo Variables de Operación

El costo variable de operación (CVO), es el costo asociado a la operación y funcionamiento de los equipos de generación eléctrica, y depende de la energía eléctrica generada. Este costo se determina en base a los mantenimientos preventivos y correctivos de los equipos e incluye el personal especializado para el mantenimiento, los repuestos almacenados y remplazados; y los insumos almacenados y consumidos

¹¹ PREEICA Proyecto Regional de Energía Eléctrica Istmo Centroamericano
Costos Típicos Para Proyectos Termoeléctricos, PREEICA, marzo 2004
Proyecto ACIDI 910-18255

$$\text{CVO} = \text{CMP} + \text{CMC}$$

Donde:

CMP = Costo de Mantenimiento Preventivo (US\$/MWh)
CMC = Costo de Mantenimiento Correctivo (US\$/MWh)

En los análisis se utilizó como costo operativo para cada central térmica la salida del SDDP, que promedia los cálculos de las series hidrológicas que ejecuta la herramienta. En el caso particular de las centrales hidroeléctricas se considera que los costos variables no son significativos. Estos costos se presentan en el Cuadro N° A2.5.

CUADRO N° A2.5: Costos Típicos de Operación de las Centrales Térmicas

COSTOS TÍPICOS DE OPERACIÓN TÉRMICA EN CENTROAMÉRICA		
TECNOLOGÍA	COSTO O & M	
	FIJO	VARIABLE
Motor de Media Velocidad (MMV)	3.0%	3.5%
Ciclo Combinado a Turbina de Gas Natural (CCGN)	1.5%	7.0%

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

Costos por Peaje y Servicio de Operación Integrada(SOI)

A los proyectos se les calculó un costo por peaje de transmisión y SOI, con el fin de ajustar la rentabilidad esperada de los proyectos a las condiciones más reales del mercado energético. Los costos fueron valorados de acuerdo a los montos fijados para estos servicios en las respectivas zonas tarifarias del sistema de transmisión al año 2009.

Es necesario mencionar que estos costos son de referencia, pues los cargos serán fijados en sus respectivos periodos de operación de acuerdo a las condiciones que afronte el Sistema Interconectado Nacional en los determinados periodos tarifarios.

Impuestos

A los proyectos se les dedujo un monto de impuestos global, adoptando como tasa fija única el 30 % de los ingresos imputables.

6.6. COSTOS FINANCIEROS

Los montos de inversión directa de las centrales hidroeléctricas y térmicas se financiará con préstamos comerciales a plazos de repago de quince (15) y diez (10) años, respectivamente. Los montos de capital de trabajo se financiarán por cinco (5) años.

Para determinar el costo de financiamiento aplicable a los proyectos candidatos, se consideró como tasa de financiamiento un valor de 7%. Las tasas registradas al final del primer trimestre del año 2005 por la Superintendencia de Bancos de Panamá, para los préstamos comerciales de los bancos nacionales es de $8\frac{3}{4}\%$ y de los bancos extranjeros $6\frac{1}{2}\%$.

6.7. PERIODO DE EVALUACIÓN

Al combinar los proyectos hidroeléctricos y los proyectos térmicos, cada uno con fecha de entrada en operación en diversos años del periodo de referencia (2007-2021), fue necesario fijar como horizonte de evaluación para todos los proyectos un periodo estándar de veinte (20) años.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos con una vida útil estándar de cincuenta (50) años, el valor de salvamento como reflejo de la recuperación del total de activos al final del vigésimo año conforma el valor remanente de la inversión, o sea el monto actualizado del valor del proyecto después de ese periodo.

6.8. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

La naturaleza de los proyectos y los objetivos de sus ejecutores definirán la relevancia de la evaluación utilizada. Para los proyectos realizados por inversionistas del sector privado puede esperarse que la única evaluación considerada para la toma de decisiones sea la evaluación financiera, ya que el objetivo de los ejecutores se relaciona con la maximización de las ganancias financieras.

En contraste, aunque los proyectos propuestos no sean realizados por el sector público, es función suya el garantizar el suministro de la energía eléctrica al menor precio posible y a la mayor cantidad de los habitantes. El motivo de satisfacer una necesidad colectiva contiene una acción de aporte a la comunidad, que deberá ser evaluado socialmente.

Como se indicó anteriormente en la metodología, los resultados y comentarios del análisis de rentabilidad para cada proyecto incorporado en los planes de expansión derivados de la modelación de los escenarios planteados por la COPE, se realizan en tres etapas: en primer lugar, se evalúa la rentabilidad financiera del proyecto candidato por sí mismo; posteriormente, se evalúa la rentabilidad del inversionista considerando el financiamiento del Proyecto y finalmente, se evalúa el impacto social del proyecto, o sea se juzga el proyecto según su *“aporte al objetivo de contribuir al bienestar de la colectividad nacional”*.

Reiteramos que de los escenarios propuestos por la COPE se descarta para este análisis los escenarios que incorporan el recurso nacional de la turba por no tenerse a la fecha la *“información técnica y comercial”* pertinente.

En resumen, solo se evaluó la rentabilidad de los nuevos proyectos que se incorporan en los planes de expansión derivados de la modelación de cinco escenarios factibles, que se presentan a continuación:

- Hidrotérmico , MHT7
- Hidrotérmico con carbón, MHTCB7
- Hidrotérmico con gas natural de barcaza y carbón, MHTGBC7
- Hidrotérmico con gas natural de gasoducto y carbón, MHTGDC7
- Hidrotérmico con todas las Alternativas (Incluyendo Eólico), MHTTLA7

6.9. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS PROYECTOS

Esta sección está dedicada a evaluar los proyectos desde el punto de vista financiero, a través del enfoque total del proyecto y análisis desde las perspectivas social y del inversionista.

6.9.1. ENFOQUE TOTAL DEL PROYECTO

PLAN HIDROTÉRMICO (MHT7)

Los resultados de la evaluación indican que sólo algunos de los proyectos hidroeléctricos del Plan Indicativo de Generación superan la tasa referencia de recuperación de activos de 12%, por sí mismos. Este grupo lo conforman los proyectos Gualaca, Bonyic, Bajo de Mina, El Síndigo, El Alto, Changuinola I y Mendre.

En cambio, los proyectos Pando, Lorena, Prudencia, Monte Lirio y Pedregalito no superan los criterios de decisión, específicamente por tener los costos unitarios de inversión más altos dentro de los proyectos seleccionados por el SUPER para este plan de expansión.

La TIR va de 9 a 22%. Los años de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan alternativo no superan los nueve (9) años, lo cual es aceptable para proyectos de esta magnitud.¹²

Como parte del plan firme se incluyen dos nuevas centrales térmicas en construcción. La primera es la conversión de la operación de tres unidades de Bahía Las Minas con la utilización de carbón importado. Este proyecto se considera como una nueva central eléctrica. También se incluye la entrada, en el año 2009, del proyecto Pana Power constituido por motores de combustión interna y que se ubicará en el área de Arraiján.

Para cumplir con lo requerimientos de este plan de expansión se hace necesario incluir proyectos térmicos de motores de media velocidad (MMV), cuatro (4) de 100 MW que entran en operación desde el año 2016 y tres (3) de 50 MW en los años 2020 y 2021. Las centrales térmicas de 100 MW presentan rentabilidades marginales a la tasa de recuperación pero no logran la autosuficiencia. En cambio, los motores de 50 MW del periodo 2020-21, las cuales son llamadas a servicio por no haber opciones hidroeléctricas operan en ese año *full time*, por lo cual su estimado de rentabilidad en el periodo de evaluación de veinte años arroja cifras positivas. En el Cuadro N° A2.6 se presentan los resultados del análisis de los proyectos de expansión de Plan Hidrotérmico.

¹² La información detallada de cada proyecto, por escenario se presentan en los anexos adjuntos

CUADRO N° A2.6: Resultados de la Evaluación Financiera del Caso MHT7

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CONVENCIONAL MHT7
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k \$)	TIR	P/R ANOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	27,177	22.1%	4
BONYIC	2,011	53,030	2,713	12.8%	7
BAJO MINA	2,013	63,750	41,562	21.7%	4
EL SINDIGO	2,010	16,900	3,030	15.0%	6
EL ALTO	2,014	75,000	2,007	12.4%	7
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	12,824	12.7%	6
LORENA	2,014	57,880	-3,124	11.3%	6
PRUDENCIA	2,015	91,040	-8,129	10.9%	6
PANDO	2,014	60,000	-2,579	11.27%	8
MONTE LIRIO	2,015	101,000	-19,439	9.1%	9
MENDRE	2,009	35,000	4,950	14.5%	6
PEDREGALITO	2,010	36,000	-633	11.7%	7
<u>TERMICOS</u>					
MMV 100 MW-1	2,016	80,000	-315	11.9%	8
MMV 100 MW-2	2,017	80,000	-4,487	11.1%	8
MMV 100 MW-3	2,018	80,000	-6,719	16.0%	9
MMV 100 MW-4	2,019	80,000	-7,730	10.4%	9
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	10,439	16.0%	6
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	10,342	15.9%	7
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	10,366	15.9%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	98,213	22.5%	3
PANAPOWER	2,009	52,533	3,222	13.7%	9

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON CARBON (MHTCB7)

Como parte de los escenarios solicitados por la COPE, se modeló un plan de expansión en el cual adicional a las alternativas hidroeléctricas y térmicas de referencia se incluyera la opción de generar con centrales en base al carbón de calidad importado de Colombia.

La utilización de un insumo como el carbón, mas económico que los combustibles pesados, tiene efectos controversiales. La entrada de centrales de carbón de 250 MW disminuye significativamente los costos marginales de la energía entregada, a partir del año 2017, con la consiguiente disminución en los retornos recibidos por todas las centrales del sistema.

En razón a esta disminución de ingresos, sólo cuatro centrales hidroeléctricas son autosuficientes: El Sindigo y Mendre, gracias a su entrada en operación en el periodo firme 2007-2010; y Gualaca y Bajo Mina por los rendimientos operativos intrínsecos a estas centrales hidroeléctricas.

Por otro lado las centrales mas grandes, como El Alto, Changuinola I, Lorena, Prudencia, Pando y Monte Lirio, son afectadas por la disminución de los costos marginales del plan, haciendo que sus ingresos en los últimos años sean menores con lo cual los criterios de rentabilidad son negativos.

Las centrales BLM a carbón y Pana Power que se insertan al mercado en el año 2009 y 2010 respectivamente, al igual que un MMV de 50 MW que entra en el año 2016 resultan autosuficientes. En cambio, las tres plantas térmicas con base en el carbón importado no satisfacen los criterios de decisión. Los resultados de la evaluación financiera realizada a este caso se presentan en el Cuadro N° A2.7.

CUADRO N° A2.7: Resultados de la Evaluación Financiera del Caso MHTCB7

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CON CARBON MHTCB7
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	20,650	21.3%	4
BONYIC	2,011	53,030	-1,771	11.5%	6
BAJO MINA	2,013	63,750	31,934	20.3%	4
EL SINDIGO	2,010	16,900	742	12.9%	6
EL ALTO	2,014	75,000	-6,519	10.7%	8
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-2,325	11.9%	6
LORENA	2,014	57,880	-8,235	10.1%	6
PRUDENCIA	2,015	91,040	-16,978	9.5%	6
PANDO	2,014	60,000	-7,478	9.71%	8
MONTE LIRIO	2,015	101,000	-28,480	7.5%	10
MENDRE	2,009	35,000	2,730	13.4%	6
PEDREGALITO	2,010	36,000	-2,437	10.8%	7
<u>TERMICOS</u>					
CARBON 150 -1	2,017	180,750	-20,977	10.1%	8
CARBON 150 -2	2,018	180,750	-26,214	9.7%	8
CARBON 250 -1	2,020	274,000	-26,694	10.5%	8
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	5,779	14.7%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	84,733	22.0%	3
PANAPOWER	2,009	52,533	3,750	14.0%	9

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON GAS NATURAL COMPRIMIDO POR BARCAZA Y CARBÓN (MHTGBC7)

La simulación de operación del sistema con un escenario de precios del Gas Natural Comprimido, resulta en que solamente uno (1) de los proyectos hidroeléctricos de expansión es rentable, en este caso Bajo de Mina con una rentabilidad de 12 % y un VNA de 1 millón de dólares. El resto de los proyectos del plan de expansión presentan VNA negativos y rentabilidades que van de 5 a 8% y periodos de recuperación de las inversión inicial de 9 a 13 años, con la excepción de Bajo de Mina con sólo 7 años. El proyecto Pedregalito resulta con los indicadores más negativos.

Con respecto a los proyectos térmicos del plan, la situación varía sólo un poco, de los siete (7) nuevos proyectos de expansión sólo cuatro (4) presentan valores que superan los criterios de decisión. Los dos ciclos combinados de 250 MW y la conversión de BLM a carbón presentan criterios negativos, específicamente por enfrentarse a los precios marginales mas bajos de todos los planes, con un promedio de 39.29 \$/MWh en el periodo 2015-2021. En cambio, las turbinas de gas de 100 MW, la conversión del Ciclo Combinado de BLM de 158 MW, así como la central Pana Power dan valores positivos.

En el caso específico de la conversión del Ciclo Combinado de BLM a gas natural, hay que hacer notar que se utiliza un monto de inversión de la conversión de 3 millones de dólares, que incluyen la conversión del equipo de generación e infraestructura de desembarque y recibo del gas para 158 MW lo cual se traduce en resultados más que excepcionales.¹³ En el Cuadro N° A2.8, se pueden apreciar los valores obtenidos en la evaluación económica de este plan de expansión.

¹³ Esta información fue provista por la Comisión de Política Energética (COPE).

CUADRO N° A2.8: Resultados de la Evaluación Financiera del Caso MHTGBC7

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	-9,036	7.8%	10
BONYIC	2,011	53,030	-17,263	6.7%	11
BAJO MINA	2,013	63,750	1,265	12.3%	7
EL SINDIGO	2,010	16,900	-3,387	7.9%	9
EL ALTO	2,014	75,000	-24,325	7.0%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-110,826	7.1%	11
MENDRE	2,009	35,000	-7,531	7.8%	9
PEDREGALITO	2,010	36,000	-13,399	5.1%	13
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	-10,834	10.9%	8
CCGN 250-2	2,019	150,000	-11,684	10.8%	8
TGGN 100-1	2,014	40,000	4,742	14.4%	6
TGGN 100-2	2,015	40,000	2,717	13.3%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	-8,565	10.8%	6
CCGN BLM 160	2,009	3,000	201,765	2332.1%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	1,927	13.0%	10

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

**PLAN HIDROTÉRMICO CON GAS NATURAL POR GASODUCTO Y CARBON
(MHTGDC7)**

Este plan de expansión fue modelado con un escenario que considera la operación del gasoducto de Colombia – Panamá a partir de 2010. De todos los proyectos hidroeléctricos incorporados sólo dos superan los criterios de decisión de autosuficiencia financiera (Gualaca y Bajo Mina). Esto se debe principalmente a que el retorno de la inversión de los proyectos se reduce consecuentemente con los menores costos marginales resultantes del plan.

Los resultados de la evaluación de autosuficiencia financiera de los proyectos del plan de expansión con gas natural vía gasoducto, indican que los otros seis (6) nuevos proyectos hidroeléctricos que se incorporan al plan, no superan los criterios de decisión, por sí mismos. Este grupo lo conforman los proyectos Bonyic, El Alto, El Sindigo, Changuinola I, Mendre y Pedregalito.

El plan de expansión incluye cinco (5) proyectos térmicos, que comprenden la conversión a gas de 158 MW del Ciclo Combinado de BLM y tres nuevos ciclos combinados de 250 MW. Firme se encuentran la conversión a carbón de BLM y Pan Power. De todas estas plantas, los ciclos combinados a gas, a instalar en el 2014, 2018 y 2020 no son autosuficientes financieramente.

Como era de esperar en todos los planes de expansión en que se incluya la central convertida de BLM a gas se repiten la presentación de valores de decisión inusuales, tasas de retorno mayores al 630%. En el Cuadro N° A2.9 se pueden apreciar los datos de la evaluación financiera de los proyectos de este plan de expansión.

CUADRO N° A2.9: Resultados de la Evaluación Financiera del Caso MHTGDC7

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON MHTGDC7
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	5,849	14.8%	6
BONYIC	2,011	53,030	-13,187	7.9%	10
BAJO MINA	2,013	63,750	2,395	12.6%	7
EL SINDIGO	2,010	16,900	-1,656	9.9%	8
EL ALTO	2,014	75,000	-24,192	7.0%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-61,080	8.5%	9
MENDRE	2,009	35,000	-3,446	10.0%	8
PEDREGALITO	2,010	36,000	-9,821	6.7%	10
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	-31,965	8.3%	8
CCGN 250-2	2,018	150,000	-49,922	6.3%	11
CCGN 250-3	2,020	150,000	-53,249	6.0%	11
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	20,711	15.1%	4
CCGN BLM 160	2,012	3,000	92,507	654.9%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	2,331	13.2%	10

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTERMICO CON TODAS LAS ALTERNATIVAS y EOLICA (MHTTLA7)

Este plan de expansión es una variante del Plan Hidrotérmico, en donde se combinan todos los lineamientos de la COPE al poner a competir todas las alternativas presentadas en los planes anteriores, como son: carbón importado, gas natural por vía de un gasoducto¹⁴, un insumo nacional como la turba¹⁵ e introduciendo la novedad de una fuente renovable no tradicional, la entrada en operación de una central eólica en el año 2011, con una potencia instalada de 80 MW.

Como era de esperar, casi los mismos proyectos hidroeléctricos que no son rentables en los planes que incluyen gas, de barcaza o gasoducto, resultan con valores negativos, a lo que se le adiciona el proyecto eólico de Panamá Green Power. Los indicadores de aceptación más bajos lo tiene el proyecto Pedregalito, con una TIR de 6% y un periodo de recuperación de 12 años.

La TIR de los proyectos hidroeléctricos va del 6 al 14% como es el caso del proyecto Gualaca. En cuanto al índice de recuperación del capital invertido en los proyectos hidroeléctricos de este plan alternativo, la mayor parte superan los ocho años, en plazos mayores a los diez años, convirtiéndose en proyectos muy pocos atractivos¹⁶, destacándose el proyecto Pedregalito.

Los proyectos térmicos de este caso son más favorecidos, ya que cuatro de los seis proyectos térmicos de expansión superan los parámetros de decisión. En cambio, la central de 150 MW a gas no cubre los parámetros de decisión. Pero es la central proyectada con turba la que destaca negativamente con una TIR de 5.5%, VPN negativo de 111 millones y un periodo largo de recuperación de 12 años.

Como causa probable de la baja rentabilidad de muchos de los proyectos de este Caso, se señala los bajos costos marginales del sistema que origina la entrada del gas y la propia turba.

El Cuadro N° A2.10 presenta los datos utilizados para la evaluación financiera de este plan de expansión.

¹⁴ Como es lógico pensar en esta alternativa no se puso a competir el GNC por Barcaza, con el GN por gasoducto, aunque el primero tenga un diferencial de precios a favor.

¹⁵ Aunque no existe información precisa para este combustible y la respectiva instalación de generación se han dado varias iniciativas para el desarrollo de un proyecto de magnitud. Por las características del combustible se modeló con base a una central de carbón de 250 MW

¹⁶ La información detallada de cada proyecto, por escenario se presentan en los anexos adjuntos

CUADRO N° A2.10: Resultados de la Evaluación Financiera del Caso MHTTLA7

**RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS
(2007-2021)**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	3,390	13.5%	7
BONYIC	2,011	53,030	-16,185	7.2%	11
BAJO MINA	2,013	63,750	781	12.2%	8
EL SINDIGO	2,010	16,900	-2,244	9.3%	9
EL ALTO	2,014	75,000	-23,688	7.5%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	-71,503	8.0%	10
MENDRE	2,009	35,000	-4,418	9.5%	9
PEDREGALITO	2,010	36,000	-11,310	6.2%	12
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2,011	118,430	-27,245	7.9%	11
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	-12,421	10.8%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	6,948	12.9%	5
CCGN BLM 160	2,012	3,000	83,932	440.3%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	5,379	14.5%	7
PANAPOWER	2,009	52,533	1,380	12.7%	10
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	-111,948	5.5%	12

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

Resumiendo los resultados de la evaluación de autosuficiencia financiera de los proyectos de los cinco (5) planes de expansión analizados, es de destacar que con la excepción del Plan Hidrotérmico (MHT7), de exigirles una tasa financiera mínima de 12% a los proyectos hidroeléctricos, la mayor parte no son rentables por si mismos debido en gran parte al efecto de precios marginales muy bajos en los ingresos de retorno de los proyectos .

En el caso de los proyectos térmicos, la situación no es muy diferente, más de la mitad de las centrales de cada plan no son autosuficientes por si mismos y presentan tasas de recuperación menores. El resto de los proyectos térmicos presenta tasas que superan levemente la tasa de aceptación, con la excepción de la conversión a gas de BLM.

Otra nota a destacar, es que los planes en que el combustible carbón compite con el GNC por barcaza o el GN por gasoducto no logra sustituir, dado el diferencial de precios que presentan en el análisis ambos tipos de combustibles versus el carbón.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos, aunque la mayor parte no es rentable superan el 8% de la tasa de retorno. Solo los proyectos hidroeléctricos que inician operaciones en el año 2009, para los planes hidrotérmicos sin gas, los cuales coinciden con los más altos costos marginales del sistema durante el horizonte de este estudio, resultan ser rentables.

Con respecto al plan con GNC por Barcaza, al igual que los planes con GN por gasoducto, los precios utilizados son bajos de acuerdo al nivel de las transacciones internacionales de esta fuente, resultando con costos marginales muy bajos por lo cual la mayor parte de los proyectos no son rentables.

En conclusión, la mayor parte de los proyectos propuestos, con especial énfasis en los proyectos hidroeléctricos de altos montos de inversión, requieren del apalancamiento financiero, para ver si superan la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR) de 12%.

6.9.2. EVALUACION DEL INVERSIONISTA

La evaluación del inversionista involucra la evaluación desde el enfoque de los promotores de proyecto, donde únicamente se toman en cuenta los beneficios directos que se reciben y los costos que deben afrontarse para llevar a cabo el proyecto sin considerar otros costos y beneficios. En otras palabras, la obtención del mayor beneficio o retorno de los recursos volcados al proyecto, en particular los montos aportados de quienes asumen el riesgo.

El flujo de caja analizado en la sección anterior permitió medir la rentabilidad de toda la inversión, por consiguiente si se quiere medir la rentabilidad de los recursos realmente aportados por los dueños de los proyectos se deberá agregar el efecto del financiamiento para incorporar el impacto del apalancamiento de la deuda.

Como parámetros de esta evaluación se considera el financiamiento del sector bancario privado a una tasa de 7%, así como periodos de repago del principal de quince años para los proyectos hidroeléctricos y de 10 años para los proyectos térmicos.

PLAN HIDROTÉRMICO MHT7

El análisis financiero de los inversionistas muestra que todos los proyectos hidroeléctricos del plan son rentables, presentando valores presente netos más que aceptables y tasas de TIR de 13.5 a 47%.

El capital aportado por los inversionistas de los proyectos que superan los criterios de aceptación tienen tasas de retorno altas, tal es el caso que hay proyectos que alcanzan valores mayores a 45%, como es el caso de los proyectos de Gualaca y Bajo Mina. Un periodo de recuperación del capital aportado por los promotores que va de dos (2) a siete (7) años.

Al igual, todos los proyectos térmicos incluidos en el plan superan los criterios de aceptación financiera con VPN de 5 a 32 millones y TIR de 15 a 39%. Los datos correspondientes a este análisis se presentan en el Cuadro N° A2.11

CUADRO N° A2.11: Resultados de la Evaluación del Inversionista del Caso MHT7

PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021) RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
GUALACA	2011	40,500	32,724	45.6%	2
BONYIC	2011	53,030	15,949	21.7%	4
BAJO MINA	2013	63,750	62,751	46.7%	2
EL SINDIGO	2010	16,900	6,975	29.6%	3
EL ALTO	2014	75,000	20,507	20.2%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	77,147	20.1%	4
LORENA	2014	57,880	12,131	16.7%	3
PRUDENCIA	2015	91,040	15,864	16.0%	4
PANDO	2014	60,000	9,993	18.1%	5
MONTE LIRIO	2015	101,000	5,124	13.5%	7
MENDRE	2009	35,000	13,125	29.6%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	7,778	21.4%	4
TERMICOS					
MMV 100 MW-1	2016	80,000	14,082	18.7%	7
MMV 100 MW-2	2017	80,000	7,882	16.3%	9
MMV 100 MW-3	2018	80,000	7,646	15.1%	10
MMV 100 MW-4	2019	80,000	5,286	14.7%	10
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	14,086	26.6%	5
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	14,014	26.5%	5
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	14,032	26.5%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	124,903	39.1%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	6,269	19.9%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON CARBÓN MHTCB7

En este plan sólo el proyecto hidroeléctrico Monte Lirio que entra a partir del año 2015, no supera los índices de rentabilidad.

Con respecto a las centrales térmicas, el Motor de Media Velocidad (MMV) de 50 MW que entra en el año 2016 es rentable, las tres (3) centrales de Ciclo Combinado a carbón de 150 y 250 MW superaron los indicadores de rentabilidad. En el Cuadro N° A2.12 se presentan los resultados correspondientes a este caso.

CUADRO No. A2.12: Resultados de la Evaluación del Inversionista del Caso MHTCB7

PROYECTOS DE EXPANSION DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021) RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R ANOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2011	40,500	32,602	45.2%	2
BONYIC	2011	53,030	12,594	20.6%	4
BAJO MINA	2013	63,750	53,123	45.8%	2
EL SINDIGO	2010	16,900	4,777	24.2%	4
EL ALTO	2014	75,000	11,982	17.5%	4
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	66,015	19.7%	4
LORENA	2014	57,880	7,961	15.4%	3
PRUDENCIA	2015	91,040	7,015	14.0%	4
PANDO	2014	60,000	5,094	15.6%	5
MONTE LIRIO	2015	101,000	-3,917	10.7%	8
MENDRE	2009	35,000	9,737	27.9%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	5,334	20.2%	4
<u>TERMICOS</u>					
CARBON 150 -1	2017	180,750	14,462	14.5%	7
CARBON 150 -2	2018	180,750	9,218	13.6%	8
CARBON 250	2020	274,000	27,073	14.8%	7
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	12,971	28.3%	3
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	111,423	38.9%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	6,690	20.5%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON GNC POR BARCAZA Y CARBON MHTGBC7

En este plan de expansión solo tres proyectos hidroeléctricos superan los valores de aceptación de los inversionistas, de acuerdo a los criterios de evaluación seleccionados. Los proyectos Sindigo y Mendre superan marginalmente los criterios de aceptación y de Bajo Mina que mejora significativamente con tasa de retorno 25% y periodo de recuperación de solo cuatro años.

Todos los proyectos termoeléctricos genéricos del plan son rentables de acuerdo a la visual de los inversionistas, indudablemente la conversión de BLM, también la turbina a gas que entra en el año 2012, así como la turbina a gas en el año 2020, caso que se ha explicado en el plan anterior. Los valores correspondientes al análisis de este caso se presentan en el Cuadro N° A2.13.

CUADRO No. A2.13: Resultados de la Evaluación del Inversionista del Caso MHTGBC7

PROYECTOS DE EXPANSION HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2011	40,500	-577	11.4%	9
BONYIC	2011	53,030	-3,758	9.5%	10
BAJO MINA	2013	63,750	22,454	25.2%	4
EL SINDIGO	2010	16,900	152	12.4%	7
EL ALTO	2014	75,000	-5,824	9.5%	11
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	-30,139	9.3%	10
MENDRE	2009	35,000	576	13.0%	5
PEDREGALITO	2010	36,000	-4,453	5.8%	17
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	18,872	15.5%	7
CCGN 250-2	2,019	150,000	17,965	15.3%	7
TGGN 100-1	2,014	40,000	13,774	24.7%	3
TGGN 100-2	2,015	40,000	11,220	21.5%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	18,122	17.3%	4
CCGN BLM 160	2,009	3,000	202,874	7634.6%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	5,243	18.8%	9

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON GAS NATURAL POR GASODUCTO Y CARBON MHTGDC7

Solo los proyectos de El Alto, Bonyic y Pedregalito no obtienen resultados favorables en la evaluación. Los otros proyectos hidroeléctricos, tienen rendimientos técnicos muy ajustados, con lo cual recuperan marginalmente o con montos suficientes para satisfacer una tasa de descuento de 12%.

Controversialmente, las centrales genéricas de ciclos combinado con gas natural, al igual que en el anterior análisis de autosuficiencia financiera, no presentan indicadores de rentabilidad aceptables, en razón que son altas inversiones que entran en los años 2014, 2018 y 2020, cuando el plan presenta los menores costos marginales, los cuales por metodología valorizan los ingresos que permitan recuperar todos los costos con una tasa de 12%.

Siendo el proyecto de generación térmico CCBLM GN el que presenta valores más altos, en razón a lo indicado anteriormente. Como comentario final al plan de expansión basado en un escenario de precio gas por gasoducto, es necesario destacar que el precio base con el cual se proyectan los precios a través del horizonte de estudio, es mas bajo que el nivel actual del precio de referencia Henry Hub.¹⁷ Los datos del análisis correspondientes a este caso se presentan en el Cuadro N° A2.14.

¹⁷ Este es el precio de referencia utilizado para determinar las transacciones físicas y futuras del gas natural en Estados Unidos. Por lo general las transacciones mundiales de gas toman muy en cuenta este precio para fijar los precios locales e internacionales. Con el mismo se determina en todo momento, los precios a boca de pozo del combustible a los que se le agrega los costos de transporte al punto de consumo.

CUADRO N° A2.14: Resultados de la Evaluación del Inversionista del Caso MHTGDC7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON (2007-2021)
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2011	40,500	14,308	30.4%	3
BONYIC	2011	53,030	-42	12.0%	7
BAJO MINA	2013	63,750	23,584	25.9%	4
EL SINDIGO	2010	16,900	2,091	18.9%	4
EL ALTO	2014	75,000	-5,691	9.6%	10
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	7,260	12.9%	6
MENDRE	2009	35,000	4,223	20.9%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	-1,259	9.9%	8
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	-2,276	11.5%	9
CCGN 250-2	2,018	150,000	-20,218	7.7%	12
CCGN 250-3	2,020	150,000	-23,624	7.1%	13
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	47,404	28.3%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	93,674	2652.2%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	5,569	19.3%	9

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTEMICO CON TODAS LAS ALTERNATIVAS y EOLICA MHTTLA7

El análisis financiero del inversionista muestra que sólo la mitad de los proyectos hidroeléctricos del plan son rentables. Únicamente los proyectos con las mejores relaciones de inversión superaron los criterios de evaluación como Gualaca, Bajo de Mina, el Sindigo y Mendre. Un proyecto de la envergadura de Changuinola I al igual que el proyecto eólico Panamá Green Power pasan marginalmente el examen con un VPN levemente negativo, TIR marginalmente menores de 12% y periodos de recuperación de 9 y 11 años, parámetros muy poco atractivos para los inversionistas.

Al igual que el Plan anterior con GNC, todos los proyectos térmicos incluidos en el Plan superan los criterios de aceptación financiera. El capital aportado por los inversionistas de los proyectos se recuperan cubriendo la tasa descuento del 12%, aunque las dos centrales genéricas de Ciclos combinados tienen indicadores

marginales de 13 y 14 % respectivamente, con periodos de recuperación de 8 y 10 años lo cual disminuye su apreciación ante los ojos de los inversionistas.

La excepción es el proyecto de generación con turba, el cual presenta VPN negativo de 65 millones de dólares, una TIR menor de 6% y un periodo de recuperación del capital aportado de 14 años. Estos parámetros de decisión muy pocos atractivos se originan en los bajos costos marginales que para este proyecto van de 35.03 a 46.38 \$/MWh, del año 2017 al 2021. Los resultados obtenidos a través del análisis de este caso se presentan en el Cuadro N° A2.15.

En conclusión se muestra que los fondos de los inversionistas tienen buenos retornos en todos los proyectos hidroeléctricos, derivados del Plan de Expansión Hidrotérmico MHT7. Con respecto al Caso MHTCB7, los proyectos hidroeléctricos muestran valores de aceptación positivos, exceptuando el proyecto Monte Lirio. En ambos planes los proyectos térmicos superan los criterios de aceptación.

Muy por el contrario los tres planes en que participa el gas natural en su calidad comprimida o por gasoducto la mitad de los proyectos hidroeléctricos no superan los índices de aceptación. Solo los proyectos Gualaca, Bajo Mina, El Sindigo y Mendre presentan indicadores aceptables en todos los planes.

Es de observar, que entre los proyectos no favorecidos se encuentra el Proyecto Pedregalito el cual en los planes que introducen gas en cualquiera de sus formas, su periodo de recuperación llega a 17 años, un plazo demasiado grande para que los inversionistas esperen por la recuperación del capital aportado. En el caso del Proyecto Hidroeléctrico Bajo Mina, el proyecto con la mejor perspectiva, el rendimiento de los inversionistas se encuentra siempre sobre el 24 % y un periodo de recuperación de cuatro (4) años.

Con respecto a los proyectos térmicos de los planes, con la excepción del Plan con gasoducto (MHTGDC7), todos los proyectos son rentable de acuerdo a la evaluación estricta de los criterios de decisión privada. Sus tasas de retorno y montos de VPN varían pero logran tasas de retorno que en el peor de los casos es de 13 % y en promedio su rentabilidad fluctúa alrededor de 20%.

Los ciclos combinados a gas del plan con gasoducto tienen rentabilidades entre 7 y 11% y periodos de recuperación mayores a 9 años, parámetros inaceptables para los inversionistas.

La introducción del insumo doméstico de la turba en el caso MHTTLA7, en que compiten todas las fuentes alternativas, tiene efectos controversiales, ya que esta fuente baja demasiado los costos marginales del sistema, haciendo inviables varios de los proyectos hidroeléctricos, así como la propia central térmica con turba.

CUADRO N° A2.15: Resultados de la Evaluación del Inversionista del Caso MHTTLA7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS (2007-2021)
RENTABILIDAD DEL INVERSIONISTA**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSIÓN DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R ANOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2011	40,500	11,849	25.1%	3
BONYIC	2011	53,030	-2,312	10.6%	11
BAJO MINA	2013	63,750	21,970	22.9%	5
EL SINDIGO	2010	16,900	1,433	16.2%	4
EL ALTO	2014	75,000	-5,187	10.1%	10
EL GAVILAN (CHAN-75)	2010	320,000	-3,164	11.6%	9
MENDRE	2009	35,000	3,355	18.8%	3
PEDREGALITO	2010	36,000	-2,899	8.2%	16
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2011	118,430	-707	11.7%	11
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	17,099	14.8%	8
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	33,640	22.4%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	85,082	1959.2%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	14,360	22.7%	5
PANAPOWER	2,009	52,533	4,790	18.0%	9
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	-64,866	5.7%	14

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

6.10. ENFOQUE SOCIAL DE LOS PROYECTOS

6.10.1. Conceptos metodológicos

Los impactos que los proyectos propuestos tienen sobre el bienestar económico se reflejan en la modificación que estos tengan en el mercado de bienes, insumos y factores de producción. De la forma como estos impactos influyen en el cambio de la estructura del mercado de estos bienes y servicios es como finalmente se determina la magnitud del impacto de los proyectos sobre el bienestar de los individuos.

Por consiguiente los mercados generan las señales y precios para impulsar los intercambios de los bienes y servicios, en los mismos se realizan las transacciones y por tanto se fijan las cantidades ofrecidas o compradas, dadas

ciertas relaciones del propio mercado. De aquí que los mercados ocupan un papel primordial en el análisis de la asignación de los recursos pues reflejan el comportamiento económico de los agentes que participan. En situaciones en las cuales se presentan comportamientos de competencia perfecta y no existen distorsiones y/o externalidades, los precios asignan eficientemente los recursos.

Los precios de mercado de los recursos que se utilizan en la evaluación financiera y que deben ser desviados de los usos alternativos con el fin de construir y operar un proyecto propuesto, no representan el valor real. Generalmente el precio de mercado de los recursos no es una medida precisa de la utilidad marginal social, porque estos precios son distorsionados por factores tales como intervención estatal (impuestos, subsidios, tarifas aduaneras), fallas del mercado y por competencia imperfecta de la producción y consumo (monopolios, monopsonios, externalidades).

En la economía actual se presentan simultáneamente múltiples efectos que generan diferencias entre los precios, la utilidad marginal social y el costo marginal social.

La *evaluación social*, que incluye el análisis de eficiencia de los recursos, analiza el aporte neto al bienestar económico nacional. En su concepción amplia, esta evaluación pretende medir el aporte o impacto de los proyectos a dos objetivos de ámbito nacional: aumentar el bienestar nacional y mejorar la equidad distributiva.

El primer objetivo se mide por los "*precios cuenta*", también denominados "*precios sombra*" o "*precios de eficiencia*". Consiste en un examen de la eficiencia de los recursos invertidos en la ausencia de distorsiones de la economía, por parte de la intervención estatal y de mercados imperfectos no competitivos (monopolios, carteles). En suma una "*evaluación económica*", que teóricamente esto se traduce en un análisis de los agentes económicos en los mercados de bienes, como de los factores productivos, teniendo en cuenta las señales generadas por estos mercados, o sea, los precios de mercado.

En una economía sin distorsiones y perfectamente competitiva se puede demostrar que los precios de mercado conducen a una eficiente asignación de recursos, pues se considera que la economía esta en un marco de equilibrio parcial. Por lo cual, en una economía con distorsiones se hace necesario ajustar estos precios de mercado, de manera que se obtenga una aproximación al costo de oportunidad de cada factor, reflejando el verdadero valor al aporte al bienestar nacional, los *precios de eficiencia*.

La evaluación social incorpora tanto el análisis de eficiencia de los impactos de proyectos, así como los aspectos de equidad, o sea, los efectos que se generan sobre la distribución de los ingresos y riquezas generados en los diversos grupos

sociales. Por consiguiente los precios de eficiencia son ponderados a su vez por valores distributivos, para ser transformados en “*precios sociales*”.

Diversos métodos han sido diseñados para lograr una estimación de los precios sociales, pero los distintos enfoques pueden agruparse básicamente en cuatro categorías: el método de modelos matemáticos (programación), el método de las distorsiones, el método de objetivos múltiples de política económica (UNIDO)¹⁸ y el método basado en el empleo de los precios mundiales (Little and Mirrless)¹⁹

La ausencia total de estudios de asignación de precios sociales en el país, impide la “*evaluación estrictamente social*” de los proyectos. Con respecto a los precios de eficiencia, solo se tiene a la fecha un estudio formal, no actualizado sobre los “*Precios de Eficiencia para la Selección de Inversiones en el Sistema Eléctrico Nacional*”, realizado por el fenecido Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) en mayo del año 1993.²⁰

La rentabilidad que se intenta medir ya no es financiera, sino una rentabilidad más intangible, en términos de bienestar de la población y de la sociedad. La evaluación económica intenta medir el impacto del proyecto sobre los recursos reales que proveen satisfacción (utilidad) o bienestar económico a los consumidores. Como consecuencia la evaluación económica consiste en identificar los impactos positivos y negativos de los proyectos y asignarles un valor que refleje el aporte marginal de cada recurso al bienestar nacional.

En la necesidad de presentar una evaluación económica de los proyectos de generación candidatos dentro del Plan Indicativo de Generación, se utilizará la información compilada en 1993. El estudio está basado en datos de la economía nacional del periodo 1985-1986, por ser años en que no hubo recesión ya que el periodo 1987 –1990 fue impactado por el conflicto socio-político y el fenómeno de la invasión estadounidense.

6.11. CUANTIFICACIÓN DE LOS VALORES DE EFICIENCIA

La evaluación económica implícitamente utiliza como base la especificación de una función de bienestar o utilidad económica, $f(U)$, que señala cuales son los recursos que contribuyen a la utilidad de las entidades o individuos que

¹⁸ ORGANIZACIÓN DESARROLLO INDUSTRIAL DE NACIONES UNIDAS, “Pautas para la Evaluación de Proyectos” (Preparado por P. Dasgupta, S. Marglin y A. K. Sen) New York, Naciones Unidas

¹⁹ “Project Appraisal and Planning in Developing Countries”, 1978 New York, Basic Books

²⁰ Los resultados de este estudio están basados en la monografía “Estimación de los Precios de Cuenta para Panamá” de Roberto Fernández, de la División de Investigación de Políticas de Desarrollo del Banco Interamericano de Desarrollo, realizado en el año 1990

componen la economía o sociedad. Por consiguiente implícitamente se ha formulado la siguiente función de bienestar económico:

$$\int U = \int (C, S, BM)$$

Donde:

U = Bienestar o utilidad económica nacional

C = Consumo agregado, (Consumo de diferentes bienes y servicios)

S = Ahorro nacional

BM = Consumo (voluntario o involuntario) de "*bienes meritorios*", o sea, bienes que generan directamente utilidad, sin ser vendidos o comprados en ningún mercado. Son cualitativos, no se pueden cuantificar las bondades de los mismos, como en nuestro caso es la "*autosuficiencia energética*".

La evaluación económica en forma completa medirá el impacto de los proyectos sobre cada uno de los elementos de la función de bienestar y asignará valor a cada impacto según las utilidades del elemento afectado. A raíz de este planteamiento, la evaluación económica se resume en tres pasos: el primero consiste en identificar el impacto de los proyectos en la función de bienestar, luego, se asigna un valor a cada impacto a través de la estimación de las utilidades marginales de cada elemento y finalmente se realiza un descuento intertemporal de los impactos ubicados en diferentes momentos del tiempo. Lo que por último, nos conducirá al cálculo de un criterio de evaluación: el valor presente neto económico (VPNE) y/o la tasa interna de retorno económico ((TIRE).

Hay dos formas de generar utilidad: en forma directa a través del consumo de bienes y servicios, o sea "*valor de consumo*" y en forma indirecta generar o ahorrar un recurso o factor de producción que posea la capacidad de generar en el tiempo bienes que se consumen, o sea su uso alternativo: llamado "*costo de oportunidad*".

Cuando se trata de un bien o servicio tangible, el valor de consumo es sencillamente igual a la utilidad marginal del consumo. Los proyectos agregan consumo nacional "*al margen*", o sea, de una manera u otra exportan o importan bienes y servicios. El costo de tales bienes para la economía y por tanto el precio de cuenta de los bienes importados es el precio c.i.f.,²¹ que representa el costo directo de divisas de la importación. A la inversa los productos exportados se miden por el precio de exportación f.o.b.²²

²¹ c.i.f. Costs Insurance Freight Valor de las mercancías importadas en Puerto de Desembarque

²² f.o.b. Free on Board Libre a bordo Valor total de mercancías en Puerto de Embarque

En todos estos casos se utilizan los precios c.i.f. y f.o.b., es decir los "precios de frontera". Para el análisis económico, los precios de importación y exportación son los apropiados para medir el valor real de los bienes y servicios comercializados.

El costo de oportunidad refleja el sacrificio que hace el país por consumir el bien. Existen cuatro tipos de sacrificios: el primero considera la reducción del consumo por parte de otro grupo dentro de la colectividad, realmente un concepto social, de

distribución geográfica o sectorial, que no es parte de un análisis económico o de eficiencia. Los otros tres, tienen que ver con el costo marginal de adquisición, o sea, las "divisas". Estos sacrificios, en términos de un bien simbólico, son: la necesidad de mayor importación, reducción de las exportaciones de ese bien, la necesidad de mayor producción del bien

Los precios cuenta constituyen el nexo entre la evaluación de proyectos y el sistema macroeconómico, ya que debe permitir visualizar la consistencia entre el Programa de Inversiones y la Política Nacional de Desarrollo. Con la evaluación de proyectos a precios cuenta se determina la rentabilidad para todos los agentes económicos que se afectan con la realización del Proyecto

Los precios cuenta son conformados por la utilización combinada de varias metodologías de estimación, en algunos casos por medio de la asignación de valores al margen, o sea a *precios de frontera* o en su defecto estimación de los precios cuenta utilizando técnicas de semi matriz de insumo – producto.

Los parámetros de eficiencia se calculan bajo el supuesto implícito que los precios de frontera son más eficientes en la asignación de recursos que los precios del mercado interno. Los precios domésticos son menos eficientes debido a las distorsiones por imperfecciones gubernamentales y de la estructura económica vigente

Los precios de cuenta de los bienes y servicios comercializados suelen ser presentados como coeficientes de ajuste a los precios de mercado, estos coeficientes de ajuste se conocen como "*Razones de Precios Cuenta*" y representan el coeficiente entre el precio de cuenta de un bien y su precio de mercado.

$$rpc = \frac{VPE_i}{VPM_i}$$

Donde:

rpc: Razón de Precio Cuenta

VPE: Valor a precios económicos (eficiencia)

VPM: Valor a precios de mercado

A fin de convertir los precios en el mercado nacional de un producto no comercializable en precios económicos equivalente a precios de frontera, pueden derivarse de los precios cuenta "*factores de conversión*". Estos factores por lo general son inferiores a la unidad.

Con base en estos conceptos se cuantificará el valor real para la economía nacional de los bienes y servicios que se traducen en impactos positivos y negativos de los proyectos del Plan Indicativo de Generación como es la tasa de actualización económica (eficiente) y las razones precios cuenta (*rpc*) pertinentes a esta evaluación.

Entre las que podemos mencionar: la *rpc* de las divisas, los *fce* de la inversiones en generación, las *fce* de los combustibles de generación, el *fce* de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación, así como un factor estándar de conversión para bienes no comercializados y el excedente bruto de explotación (EBE).

6.12. TASA DE ACTUALIZACIÓN DE EFICIENCIA

El supuesto marginalista es de concurrencia perfecta y con un conocimiento cierto del porvenir que elimina todo riesgo del mercado financiero y del mercado mercantil. La tasa de interés resultante del libre juego de la oferta y demanda de capitales, es la tasa de actualización que se toma como medida de calculo del Valor Actual Neto(VAN) y de término comparativo para el TIR.

El capital es un recurso económico, que como tal tiene usos alternativos, o sea un costo de oportunidad, el cual esta supuesto a medir la productividad marginal de la inversión. El costo social del capital debe ser estimado por el rendimiento que alternativamente se obtendría por los fondos si no se invirtieran en los proyectos propuestos. La oferta de los recursos financieros provienen por lo general de dos fuentes: propios y de financiamiento de terceros. Este financiamiento se puede dividir a su vez en local y extranjero.

En un mercado local donde las inversiones compiten por una oferta de capital fija, o sea en caso de no recurrir al mercado internacional de capitales, el costo de los fondos propios depende del uso alternativo inmediato de estos fondos y el costo

del financiamiento local depende de las tasas de rendimiento de los ahorros netos y de las elasticidades de las funciones de inversión y ahorro nacionales.

El costo de usar los fondos propios corresponde a su costo de oportunidad, o sea lo que deja de ganar el dueño de los mismos de haberlos invertido en alternativas de un similar nivel de riesgo.

El costo del financiamiento se estima como un promedio ponderado de las tasas de interés vigentes cuantificadas por la importancia relativa de cada sector económico y sus elasticidades respectivas.²³

En el caso de los proyectos propuestos, en una economía abierta y globalizada, con un centro bancario internacional y de servicios, en conjunción con una legislación con ninguna restricción al movimiento de los capitales, la oferta de los recursos financieros se espera que provengan de préstamos e inversión externa. Esta oferta monetaria depende en sí del concepto del *riesgo- país*.

En el margen se puede decir que el costo de oportunidad de invertir capital en la industria eléctrica, se refleja fielmente por el costo de obtención de capital. El cual se estima por medio de la ponderación del costo de capital propio mas costo de financiamiento.²⁴

Por consiguiente:

$$r = \frac{E}{D + E} (r_{CAMP}) + \frac{D}{D + E} (r_d)$$

Donde,

r: Tasa de rentabilidad

D: Nivel de endeudamiento/ Largo Plazo

E: Patrimonio Neto

r_{CAMP}: Costo de oportunidad del capital propio

r_d: Tasa marginal de endeudamiento

El desarrollo de esta metodología fue implementado por el Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP), para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) y el Pliego Tarifario de Transmisión para la Empresa de Transmisión Eléctrica S. A. (ETESA), que rige a partir del 1° de julio del 2005.²⁵

²³ Esta metodología fue rigurosamente desarrollada por el profesor A. C. Habberger en "On Measuring the Social Opportunity cost of Public Funds". Esta teoría requiere conocer el valor de las elasticidades de las funciones de ahorro e inversión, metodología muy difícil de aplicar con el estado actual de la información.

²⁴ | Método el Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weight Average Cost of Capital)

²⁵ Ingreso Máximo Permitido (IMP) Consulta Publica, Anexo III, páginas 51-62

Los cálculos aprobados por la ANSP, para la tasa de retorno aplicable a ETESA es de 9.083% para el periodo, al cual haciéndole los ajustes pertinentes a una estructura de financiamiento de 70-30% que estimamos para los proyectos de generación propuestos y aplicándoles un “*spread*” adicional por riesgo corporativo de 1.25, dada las características de incertidumbre que tienen estos proyectos en construcción, se estima una tasa de retorno real sin impuestos de 9.497%.

6.13. RAZON PRECIO CUENTA DE LAS DIVISAS

Existe un recurso escaso en la economía cuyo valor es particularmente relevante en la evaluación de proyectos, la divisa. La escasez de esta y su relación con los procesos productivos ha conducido a que el mercado de divisas sea de vital importancia en la política económica. En general, el valor que aporta una divisa al país se determina por las políticas cambiarias y comerciales. Así, el precio cuenta de la divisa corresponde a un conjunto de parámetros nacionales cuyo valor es independiente de las particularidades desde los proyectos.

Por definición, el *precio cuenta de la divisa* representa la medición de la contribución al bienestar nacional, atribuible a la generación (o liberalización) de una divisa adicional. En un mercado sin distorsiones el tipo de cambio de equilibrio vigente (precio de mercado de la divisa) sería un buen candidato a ser el precio cuenta de la divisa; representaría tanto la disposición a pagar como el costo asociado de la divisa.

Existen distorsiones en el comercio exterior, con incentivos y des-incentivos basados en las políticas económicas vigentes. El precio cuenta de la divisa resulta ser el mismo para los casos de liberalización, generación o utilización de las divisas. La manera más fácil de enfocar la estimación del precio cuenta es por medio del equilibrio parcial, esta se centra en el impacto de la disponibilidad de una divisa adicional sobre el propio mercado de las divisas y sobre el comercio exterior.

La formulación del este equilibrio parcial incluye las importaciones y exportaciones de bienes así como las elasticidades de precios de las mismas, como las distorsiones de impuestos y aranceles a los bienes. Por lo general no se tienen estimaciones de las elasticidades y por otro lado se ha concluido que el volumen de exportaciones es inelástico con respecto al tipo de cambio real, por lo cual se excluye de la formulación.

Por consiguiente la expresión es:

$$pcd = \frac{\alpha TCN \sum_i M_i (1 + t_i + tv_i)}{\sum_i M_i}$$

Donde:

pcd : precio cuenta de la divisa

TCN : Tasa de cambio nominal

M_i : importaciones de Bienes

t_i : Tasa equivalente *ad-valorem* de las restricciones de importación

tv_i : *impuestos indirectos a las ventas internas de productos*

En la practica el factor de ajuste que se emplea para valorar la divisas utilizadas, generadas o liberadas por un proyecto es la razón del precio cuenta de la divisa y el tipo de cambio vigente.

$$rpcD = \frac{PCD}{TCV}$$

Donde:

PCD : Precio de Cuenta de la Divisa

TCV : Tipo de cambio vigente

En el caso particular de Panamá en que el dólar estadounidense circula como medio único de pago, define como unitario el termino de tasa de cambio de la expresión, haciéndole neutro.

Roberto Fernández G. en la estimación de precios cuenta para Panamá, estimo que el precio cuenta de la divisa es 1.21²⁶ En el estudio de los Precios de Eficiencia para la Selección de Inversiones en el IRHE de 1993 , re-estiman este precio cuenta en 1.183.²⁷

²⁶ Obra citada, 1990

²⁷ Obra citada, 1993

CUADRO N° A2.16 : Razón Precio de Cuenta de las Divisas

RAZON PRECIO CUENTA DE LAS DIVISAS	
DETALLE	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i> y <i>fc</i>
DIVISAS	1.1830

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

6.14. FACTOR ESTÁNDAR DE CONVERSIÓN

Este factor es una relación media entre los precios de frontera y los precios de mercado nacional. En su modalidad más sencilla, es una relación entre dos cifras del monto bruto del comercio exterior del país una que excluye y la otra que incluye los impuestos a las importaciones y los impuestos o subvenciones a las exportaciones.

$$fce = \frac{M + X}{(M + T_m) + (X + T_x)}$$

Donde :

M : Valor c.i.f. de las importaciones

X : Valor f.o.b. de las exportaciones

T_m : Impuestos a las importaciones

T_x : Impuestos y subvenciones a las exportaciones

El *factor de conversión estándar (fce)* se creó con el fin de tratar los aranceles e impuestos que inciden en el comercio exterior de un país y permiten diferencias entre los precios de frontera y los precios del mercado nacional.

CUADRO N° A2.17: Factor de Conversión Estándar

FACTOR DECONVERSION ESTANDAR	
DETALLE	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i> <i>v fc</i>
FACTOR DE CONVERSION ESTANDAR	0,8940

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

A partir del factor de conversión estándar se crearon otros factores para los insumos no comercializables, como por ejemplo, las obras de construcción, el transporte interno, el consumo de electricidad en sus diferentes tipos, etcétera. Se derivaron factores específicos estableciendo precios de frontera mediante el análisis económico detallado del bien o servicio y dividiéndolo entre los precios del mercado nacional

Por lo general, se realiza un desglose limitado de los insumos no comercializados y se aplican cinco o seis factores de conversión específicos. Cuando se trata de un producto de pequeña importancia relativa como proporción de los costos total del proyecto y/o es muy difícil encontrar la información necesaria, por lo tanto se utiliza el factor de conversión estándar.

6.15. EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBE)

El excedente bruto de Explotación a precios de mercado obtenido en forma residual, incluye la depreciación, los intereses, los alquileres pagados, los seguros, los impuestos sobre el producto final y la ganancia neta empresarial. Se procede a deducir las distorsiones de los impuestos, estimándose así una primera aproximación del EBE a precio económico.

CUADRO N° A2.18: Factor de Conversión del Excedente Bruto de Explotación

FACTOR DE CONVERSION DEL EXCEDENTE BRUTO DE EXPLOTACION	
DETALLE	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i> <i>v fc</i>
EXCEDENTE BRUTO DE EXOPLOTACION	0.9650

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

6.16. COSTOS EFICIENTES DE INVERSIÓN

Con el fin de facilitar el desarrollo de las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión en el sector eléctrico por el IRHE, se derivaron de las *rpc* “Factores de Conversión” (fc), un promedio de razones de precios cuenta correspondientes a ciertos bienes de capital, con el fin de descomponer hacia atrás aquellos bienes y/o servicios no comercializados, a los cuales no se valoró su aporte en el bienestar nacional por medio de la semi-matriz de insumo-producto.²⁸

El documento de trabajos sobre la estimación de los precios cuenta, preparado por Roberto Fernández G., lista una cantidad apreciable de razones de precio cuentas (*rpc*) de bienes no comerciados al margen, calculadas por medio de la matriz de relaciones intersectoriales (insumo – producto)²⁹

Los resultados son producto de la descomposición del monto de las inversiones en sus diferentes componentes: comercializables y no comercializables, aplicando sus respectivos parámetros de eficiencia.

A continuación presentamos las razones de precio cuenta para inversiones del sector eléctrico provenientes de la información actualizada en el año 1993.

CUADRO N° A2.19: Costos de Eficiencia por Tipo de Central

COSTOS DE EFICIENCIA POR TIPO DE CENTRAL	
TIPO DE CENTRAL	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i>
GENERACION HIDROELECTRICA	0,9272
TERMICAS A VAPOR	0,9400
TURBINAS A GAS	0,9420
CENTRALES A CARBÓN	0,9500
CICLOS COMBINADOS	0,9538
MOTORES DIESEL MEDIA VELOCIDAD	0,9446

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

²⁸ Es común con los bienes y servicios no comercializados, también, con bienes y servicios a los que no les puede asignar un uso único, o que su apreciación no es homogéneas por sectores económicos y/o grupos sociales afectados.

²⁹ Estimación de Precios de Cuenta para Panamá, Roberto Fernández, 1990. Cuadros N°. 15 y 16.

6.17. OTRAS RAZONES DE PRECIOS CUENTAS Y FACTORES DE CONVERSIÓN PERTINENTES

Combustibles

El factor de conversión utilizado para estos productos corresponde a una estructura económica diferente a la actual, pues cuando fueron estimados, en 1990 respondían a la existencia de una Refinería de Petróleo en el país, con producción fija de derivados, en que se re-exportaba cierta cantidad y se importaban los faltantes de algunos derivados esenciales. Con respecto al costo, el diesel liviano era producido al margen, los combustibles pesados se exportaban al margen y los derivados livianos requerían de importación.

La estructura de los combustibles comercializados fue construida asignando la diferencia de precio entre el precio de frontera y el precio neto que recibía la refinería, mientras que la brecha entre el precio básico y el precio de usuario se completaba con los márgenes de transporte, distribución y comercialización. Además, para los combustibles pesados utilizados en la generación eléctrica se elaboraron precios especiales por sus compras directas a la Refinería, que reducían los márgenes de precios.

En la actualidad el mercado de los combustibles en el país es libre, sin embargo, los precios son fijados a "*precios de paridad*" con las refinerías del área del Caribe. A falta de una actual y mejor estimación de las distorsiones se utilizara los factores de conversión de 1990.

Aceptando como válidos los precios de frontera de los combustibles, para la aplicación de los valores económicos a la utilización de los combustibles derivados del petróleo como un insumo intermedio importado para la producción final de la electricidad, y ser consistente con el análisis económico al reconocer al mismo tiempo la valoración del recurso nacional y renovable de la generación hidroeléctrica, se la aplicara a los factores de conversión estimados por Fernández la *rpc* de la divisa.

En el caso del gas natural comprimido (GNC) y del carbón mineral como insumos de centrales eléctricas, se ha determinado un factor de conversión unitario, pues por ser importados directamente para la producción de electricidad, en la actualidad no compiten por otros usos por lo cual sus costo de oportunidad no existe, y es de esperar que tendrán recargos adicionales y su precio en frontera debe reflejar el costo económico del insumo.

CUADRO N° A2.20: Costos de Eficiencia de los Combustibles

COSTOS DE EFICIENCIA DE LOS COMBUSTIBLES PERTINENTES	
DETALLE	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i> y <i>fc</i>
COMBUSTIBLES	
DIESEL OIL	0.8040
DIESEL MARINO	0.7600
BUNKER C	0.8990
GAS NATURAL	1.0000
CARBON MINERAL	1.0000

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

6.18. FACTOR DE CONVERSIÓN DE COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Otro factor de Conversión específico necesario para el análisis económico del Plan Indicativo de generación es el costo de operación y mantenimiento de las centrales de generación, desarrollado también por el equipo económico del IRHE.³⁰

CUADRO N° A2.21: Factor de Conversión de Operación y Mantenimiento en Generación

FACTOR DE CONVERSION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN GENERACION	
DETALLE	COSTOS EFICIENCIA <i>rpc</i> y <i>fc</i>
OPERACIÓN y MANTENIMIENTO	0,8620

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

³⁰ Obra citada

6.19. BENEFICIOS Y COSTOS

Los impactos positivos (beneficios del proyecto) se medirá como la cantidad del bien o servicio directamente producido por el proyecto o en su defecto por la liberación de recursos escasos que puedan ser utilizados en actividades alternativas.

Uno de los beneficios del proyecto para la nación radica en el hecho que a mayor oferta la comunidad tiene mayores oportunidades para consumir. Un proyecto de generación eléctrica se caracteriza por el beneficio de abastecer el país o una zona específica, dado que sin el proyecto no tendría suficiente energía para satisfacer sus necesidades. En este caso el consumo energético crece debido a la realización del proyecto. El beneficio del proyecto es el consumo de energía.

Otro beneficio a la comunidad lo representa la liberación de recursos monetarios que se hubieran requerido para importar la energía en caso que las misma no se pueda producir dentro de las fronteras nacionales, exigiendo el consumo de divisas con los consecuentes perjuicios económicos a la sociedad.

Los impactos negativos (costos económicos del proyecto), hacen que la demanda total por aquellos productos que utiliza como insumo al igual que los factores de producciones se incremente, lo cual puede causar sacrificios descritos anteriormente. En el caso que el producto sea de oferta fija, deberá de desviarse el consumo en otros sectores hacia el proyecto, así el costo sería en término del valor de consumo. Alternativamente la demanda por insumo del proyecto podría llevar a un incremento de la importación, una disminución de la exportaciones o a un incremento de la producción por lo cual su costo de oportunidad es el costo de adquisición en el margen, costo de las divisas.

Los costos y beneficios económicos no incluyen los “pagos de transferencias (tales como los derechos arancelarios y los impuestos) y se basan en los precios internacionales o los “*precios de frontera*” en el caso de los bienes comercializados y en los precios de cuenta o “precios sombra” en los bienes no comercializados.

Cuando se trata de bienes consumidos en el mercado interno, el valor económico (beneficios) de un producto es igual al precio de frontera (c.i.f.) de un producto importado similar más cualquier diferencia de los costos de transporte y manipulación en el país. Por otra parte si exporta la totalidad o parte de la producción del proyecto, el precio de exportación (f.o.b) constituye el precio en la frontera correcto que debe utilizarse para el volumen exportado.

6.20. INGRESOS

Los beneficios de los proyectos de generación de electricidad son cuantificados a través de los ingresos obtenidos por la venta del producto final, aunque es de esperar que parte de la producción pueda ser exportada cuando el diferencial de precios lo amerite, con lo cual su costo marginal de producción es igual a su precio de exportación.

O sea, que si la electricidad que demanda el sistema no es generada localmente, ya sea por incapacidad del sistema o a efecto de un diferencial de costos marginal de generación con otros sistemas eléctricos vinculados,³¹ que favorece la entrada de la electricidad de sistemas externos, deberá de importarse y pagarse a los precios que los sistemas eléctricos externos fijen, que en toda caso estarán regidos por los costos marginales del sistema local.

Por consiguiente se acepta que en el margen (frontera) los costos marginales de generación locales son un reflejo directo del valor económico. Además se colige que la generación local ahorra divisas y desde el punto de vista económico el valor de los ingresos deberá ser modificado por la razón cuenta de las divisas

6.21. COSTOS ECONOMICOS APLICABLES A LOS PROYECTOS

Los costos económicos aplicables a los proyectos involucran la valoración de la inversiones, insumos, intereses por prestamos, y demás gastos de consumo y factores de producción a términos económicos, por medio de la aplicación de los factores de conversión específicos para cada rubro.

Los desembolsos de inversión de los proyectos se modificarán por los respectivos factores de conversión de la inversión, estimados por el IRHE, en 1993. Los montos de intereses durante la construcción (IDC), del capital de trabajo y los cargos por intereses de financiamiento se valoran como costos económicos por medio de factor de conversión del Excedente Bruto de Explotación (EBE).

Los costos por operación y mantenimiento de las centrales de generación, se valoran por medio del respectivo factor de conversión de O&M de generación, estimado por el equipo de trabajo del IRHE, en 1993.

Los montos de gastos por combustibles insumidos en el proceso de generación térmica, son valorados por medio de los respectivos factores de conversión estimados por R. Fernández, en 1990. Además, por su calidad de importación y para diferenciar la generación por medio de recursos renovables locales de

³¹ SIEPAC y Interconexión con Colombia

factores de producción importados, a estos montos se le aplican la razón de precio cuenta de las divisas.

Los costos de peajes por no corresponder a un bien o servicio específico, que haya sido considerado en la elaboración de la semi- matriz de insumo – producto en 1990, se valoran por medio del factor de conversión estándar.

Los montos por uso del financiamiento y el repago del mismo se anulan entre sí, al igual que los montos de depreciación.

6.22. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN A PRECIOS ECONÓMICOS

En esta evaluación, sólo se juzgarán los proyectos según su contribución al bienestar de la colectividad nacional, involucrando el incremento del consumo nacional de electricidad y mantenimiento de un intercambio neto a favor del sistema eléctrico nacional.

PLAN HIDROTÉRMICO MHT7

Todos los proyectos pertenecientes a este plan de expansión presentan valores aceptables para los criterios de decisión, en razón que agregan un aumento de consumo de un bien necesario al desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE), va de los 16 a 227 millones. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa descuento económico de 9.5%. De 13 al 35%.

Aún, los proyectos térmicos conformados por unidades de Motores de Media Velocidad, y las centrales de ciclos combinados que utilizan carbón, que fueron castigados económicamente con recargos del monto de las divisas, al insumir combustibles importados, dan valores positivos para los criterios de decisión. Los resultados obtenidos de la evaluación a precios económicos de este caso se presentan en el Cuadro N° A2.22.

CUADRO N° A2.22: Resultados de la Evaluación a Precios Económicos del Caso MHT7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	75,134	34.2%	3
BONYIC	2,011	53,030	41,557	18.5%	5
BAJO MINA	2,013	63,750	140,391	34.7%	3
EL SINDIGO	2,010	16,900	15,774	22.4%	4
EL ALTO	2,014	75,000	55,172	17.5%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	227,484	18.1%	5
LORENA	2,014	57,880	41,213	15.7%	3
PRUDENCIA	2,015	91,040	57,414	15.0%	4
PANDO	2,014	60,000	28,832	15.7%	6
MONTE LIRIO	2,015	101,000	29,337	12.7%	7
MENDRE	2,009	35,000	29,346	22.0%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	19,710	17.3%	5
<u>TERMICOS</u>					
MMV 100 MW-1	2,016	80,000	55,865	18.9%	6
MMV 100 MW-2	2,017	80,000	39,088	16.9%	7
MMV 100 MW-3	2,018	80,000	42,382	16.0%	7
MMV 100 MW-4	2,019	80,000	41,087	15.8%	7
MMV 50 MW- 1	2,020	40,000	52,773	25.1%	5
MMV 50 MW- 2	2,021	40,000	52,643	25.0%	5
MMV 50 MW- 3	2,021	40,000	52,658	25.0%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	267,251	32.7%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	27,469	19.1%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON CARBON MHTCB7

Al igual que en el plan de expansión hidrotérmico, en este plan todos los proyectos hidroeléctricos superan los criterios de decisión económicos. Los montos de valor presente económicos van de 8 a 188 millones de dólares, las tasas retorno fluctúan de 11 a 34 % y periodos de recuperación del capital aportado de 3 a 8 años, siendo el proyecto más atractivo Bajo Mina y el de menor atractivo Monte Lirio.

Los proyectos térmicos presentan índices de aceptabilidad económica con valores presentes neto que van de 28 a 235 millones de dólares, TIR de 14 a 32 % y periodos de recuperación de capital no mayores a ocho años, como se puede apreciar en el Cuadro N° A2.23.

CUADRO N° A2.23: Resultados de la Evaluación a Precios Económicos del Caso MHTCB7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN DE REFERENCIA (2007-2021)
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	72,581	33.6%	3
BONYIC	2,011	53,030	33,354	17.5%	5
BAJO MINA	2,013	63,750	118,103	33.5%	3
EL SINDIGO	2,010	16,900	10,183	18.9%	5
EL ALTO	2,014	75,000	35,419	15.3%	5
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	188,103	17.3%	5
LORENA	2,014	57,880	28,461	14.3%	3
PRUDENCIA	2,015	91,040	35,712	13.3%	4
PANDO	2,014	60,000	17,190	13.7%	6
MONTE LIRIO	2,015	101,000	8,213	10.5%	8
MENDRE	2,009	35,000	24,228	20.7%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	15,309	16.2%	5
<u>TERMICOS</u>					
CARBON 150 -1	2,017	180,750	74,171	14.3%	6
CARBON 150 -2	2,018	180,750	63,948	13.5%	7
CARBON 250 -1	2,020	274,000	130,099	14.6%	6
MMV 50 MW- 1	2,016	40,000	39,217	25.1%	4
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	235,615	32.2%	2
PANAPOWER	2,009	52,533	28,395	19.4%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON GNC POR BARCAZA Y CARBON MHTGBC7

Con este plan en precios bajos del gas transportado por barcazas sólo cinco (5) proyectos hidroeléctricos superan los criterios de decisión, los otros tres (3) proyectos presentan valores VPN negativos y TIRE's de 7 al 9%. Los proyectos que no aprueban marginalmente el análisis económico son Bonyic y El Alto. Con un escenario de precios bajos de gas, el proyecto Pedregalito presenta valores

netos económicos muy negativos, una pérdida de casi 7 millones de dólares, una TIR de de solo 6.5% y un periodo de recuperación del capital de 12 años.

Todos los proyectos térmicos son rentables y presentan tasas económicas mas que aceptables que fluctúan de 15 al 20% , valores presentes económicos de 29 a 85 millones de dólares y periodos de recuperación no mayores de seis años, como se puede observar en los resultados del Cuadro N° A2.24.

CUADRO No. A2.24: Resultados de la Evaluación a Precios Económicos del Caso MHTGBC7

**PROYECTOS DE EXPANSION
HIDROTERMICO CON GAS/BARCAZA Y CARBON
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	4,829	11.3%	8
BONYIC	2,011	53,030	-152	9.5%	9
BAJO MINA	2,013	63,750	56,710	20.4%	5
EL SINDIGO	2,010	16,900	1,537	11.0%	8
EL ALTO	2,014	75,000	-958	9.3%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	4,046	9.6%	8
MENDRE	2,009	35,000	3,292	11.2%	7
PEDREGALITO	2,010	36,000	-6,645	6.5%	12
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	85,777	15.5%	6
CCGN 250-2	2,019	150,000	83,782	15.2%	6
TGGN 100-1	2,014	40,000	33,589	22.3%	4
TGGN 100-2	2,015	40,000	29,404	20.2%	5
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	59,101	16.4%	4
CCGN BLM 160	2,009	3,000	400,932	4333.5%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	24,570	18.3%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTÉRMICO CON GAS NATURAL POR GASODUCTO Y CARBON MHTGDC7

En este análisis, la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos resultan rentables con la excepción de los proyectos El Alto y Pedregalito. En el caso de estos proyectos, la situación es marginalmente negativa, VPNE de menos de un millón de dólares y TIRE de mas de 9.4%, pero con periodos de recuperación de capital de 7 y 8 años. Los proyectos Gualaca , Bajo de Mina, El Sindigo, Changuinola I y

Mendre son aceptables con periodos de recuperación del capital invertido promedio de ocho (8) años.

Con respecto a los proyectos térmicos, dos (2) de los cinco (5), los ciclos combinados 2 y 3 de 250 MW por un pequeño margen son no rentables, específicamente por ser inversiones a finales del periodo de evaluación, por lo cual se reflejan en ingresos de retorno menores. Los resultados obtenidos a través de este análisis se presentan en el Cuadro N° A2.25.

CUADRO N° A2.25: Resultados de la Evaluación a Precios Económicos del Caso MHTGDC7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN HIDROTERMICO CON GASODUCTO Y CARBON (2007-2021)
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	35,226	23.4%	4
BONYIC	2,011	53,030	6,847	11.3%	7
BAJO MINA	2,013	63,750	58,890	20.8%	5
EL SINDIGO	2,010	16,900	4,819	14.9%	6
EL ALTO	2,014	75,000	-644	9.4%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	57,486	12.2%	7
MENDRE	2,009	35,000	10,979	15.6%	4
PEDREGALITO	2,010	36,000	-21	9.5%	8
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,014	150,000	35,772	12.5%	6
CCGN 250-2	2,018	150,000	-673	9.4%	9
CCGN 250-3	2,020	150,000	-9,137	8.8%	10
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	109,938	23.8%	2
CCGN BLM 160	2,012	3,000	194,251	1378.9%	1
PANAPOWER	2,009	52,533	25,294	18.6%	8

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

PLAN HIDROTEMICO CON TODAS LAS ALTERNATIVAS y EOLICA MHTTLA7

Todos los proyectos hidroeléctricos pertenecientes a este plan de expansión, con la excepción de Pedregalito, que tiene indicadores de aceptación económicas deficientes, superan el análisis de eficiencia. El proyecto de índole renovable eólico de 80 MW denominado Panamá Green Power no supera marginalmente el análisis económico.

Los bajos resultados de Pedregalito no recomiendan su implementación desde el punto de vista de la sociedad, es un proyecto no apto para el desarrollo dentro del horizonte evaluado; a menos que las características propias del proyecto se modifiquen sustancialmente.

Muy por el contrario se recomienda la implementación del proyecto eólico, ya que bajo otras consideraciones el proyecto incrementaría el beneficio social.³²

Todos los proyectos térmicos superan el análisis socio-económico, aún el proyecto de la central térmica con turba, el cual mejora ostensiblemente su rentabilidad, debido principalmente a que la utilización del insumo nacional para la generación eléctrica tiene efectos positivos en otras áreas de la economía nacional como lo son las actividades de extracción minera y el transporte de carga interno. Los resultados de esta evaluación son mostrados en el Cuadro N° A2.26.

En resumen, el análisis económico se realiza con el fin de comprobar la bondad de la implementación de los proyectos de generación eléctrica, los cuales satisfacen la demanda de la electricidad como un bien final e intermedio que proporciona un impacto positivo a la colectividad en general al permitir el desarrollo de diversas actividades económicas.

A efecto de este análisis no se debería descartar ninguno de los planes evaluados, pero consecuente con las señales, se deben reevaluar aquellos proyectos que no cumplan con los indicadores de aceptación, pues los recursos requeridos para su implementación pueden ser utilizados con mayor eficiencia en otros proyectos.

En conclusión, solamente dos de las variantes del Plan de Expansión de Generación son completamente rentables para el país desde el punto de vista de la mejor asignación de los “recursos escasos” como es el caso del capital representado por las divisas necesarias para la implementación de los proyectos, los casos MHT7 y MHTCB7.

Los otros tres planes, en que se incluyen como insumo el gas natural en su forma comprimida o por medio de un gasoducto, presentan algunos proyectos que no superan indicadores de eficiencia económica, (Casos MHTGBC7, MHTGDC7 y MHTTLA7). En todos estos tres casos, dos (2) o tres (3) proyectos hidroeléctricos no superan los criterios de decisión económica, aunque de aceptarse los casos su participación en la expansión del sistema es mínima. En el peor de los casos, el plan de expansión con gasoducto (MHTGDC7), la unidad 3 de Ciclo Combinado a Gas Natural de 250 MW, planificada a entrar en el años 2020 no cumpliría

³² Esto es lógico, pues por lo general en los países en que los proyectos renovables no tradicionales como las granjas eólicas, reciben incentivos especiales y específicos por medio de subsidios, bonificaciones de tarifa y exenciones fiscales adicionales a las recibidas por las otras fuentes de generación eléctrica.

significativamente con los indicadores de aceptación económica, pues los otros dos proyectos hidroeléctricos y térmicos son marginalmente aceptables, o sea 250 MW del total de 1630 MW, un 15% del plan.

CUADRO N° A2.26: Resultados de la Evaluación a Precios Económicos del Caso MHTTLA7

**PROYECTOS DE EXPANSION
DEL PLAN HIDROTERMICO CON ALTERNATIVAS VARIAS (2007-2021)
RENTABILIDAD ECONOMICA DEL PROYECTO**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<u>HIDROELECTRICOS</u>					
GUALACA	2,011	40,500	31,222	20.5%	5
BONYIC	2,011	53,030	3,236	10.3%	9
BAJO MINA	2,013	63,750	57,835	19.2%	6
EL SINDIGO	2,010	16,900	3,851	13.4%	7
EL ALTO	2,014	75,000	2,230	9.8%	9
EL GAVILAN (CHAN-75)	2,010	320,000	39,441	11.2%	8
MENDRE	2,009	35,000	9,349	14.4%	5
PEDREGALITO	2,010	36,000	-2,533	8.4%	11
EOLICO-PANAM GREEN POWER	2,011	118,430	8,407	10.6%	10
<u>TERMICOS</u>					
CCGN 250-1	2,017	150,000	84,819	14.9%	7
RECONVERSION BLM-CARBON	2,010	110,500	96,516	19.8%	3
CCGN BLM 160	2,012	3,000	185,589	980.2%	1
TGGN 100 -1	2,020	40,000	34,486	20.7%	5
PANAPOWER	2,009	52,533	23,237	17.6%	8
GENERACION /TURBA	2,014	274,000	45,305	11.2%	9

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

Es razonable que se den estos resultados, pues los proyectos sólo fueron analizados sobre el impacto en el consumo o en su defecto la liberación de recursos –insumos, materias primas, y factores de producción –en la inversión y operación, a través de la utilización de los “precios cuenta o de eficiencia”.

La ecuación de utilidad social debe considerar los bienes meritorios, o en otras palabras la medición de externalidades económicas derivadas de los proyectos. Por lo general, su dificultad de cuantificación no facilita la incorporación en el análisis económico. Entre los bienes no incluidos en el presente análisis tenemos el castigo a la disminución de la calidad ambiental, el incremento o disminución de empleo directo por las inversiones y otros efectos intangibles derivados de la implementación de los proyectos propuestos.

Como ejemplo de una variable tácita no incluida en el análisis económico de los planes de expansión, se destaca la satisfacción plena de la demanda eléctrica del país, o sea la *“autosuficiencia energética”* del sistema eléctrico, que como parte de la seguridad económica de un país, es un bien meritorio adicional al beneficio neto de los proyectos analizados.

7. DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD DE LA GENERACIÓN EXISTENTE

Al igual que en los proyectos de expansión, el Reglamento de Transmisión requiere que se verifique si alguna de las centrales de generación en operación se deben desconectar por no cubrir en su totalidad los egresos causados por la operación o, en otras palabras, tener índices de rentabilidad negativos.³³

7.1 GENERALIDADES

La determinación de rentabilidad de las generadoras existentes se sustenta sobre las mismas herramientas, supuestos, metodología general y criterios de evaluación utilizados para obtener la rentabilidad de los proyectos de expansión que se contemplan en los casos estudiados.

Dadas las características propias de las inversiones hidroeléctricas, especialmente a los montos de las inversiones y sus posicionamientos de merito en los despachos de generación, no se prevé el cierre de operaciones de alguna generadora por falta de rentabilidad. Por consiguiente, es razonable que el análisis de rentabilidad de la generación existente se circunscriba a las plantas térmicas en operación.

7.2 SOPORTE TEÓRICO

De acuerdo a la teoría económica, el cierre de operaciones de una empresa es el punto conocido como *“cero ganancias”*, donde gráficamente se intersecta el costo marginal con el ingreso marginal y se cubre apenas el costo variable medio mínimo. Por consiguiente, en la operación debajo de este punto el costo de oportunidad del capital invertido no estaría cubierto por los ingresos. Razonablemente, en el largo plazo, se retiraría el capital, en busca de una mejor oportunidad de negocios.

³³ Reglamento de Transmisión, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), junio del 2005. Art. 63, literal c) de los Planes Indicativos de Generación, inciso iv.

Las decisiones de negocio requieren de, por lo menos, más de una alternativa para comparación. En el caso de las empresas de generación existentes, la decisión reside en continuar operando o cesar las operaciones.

La información pertinente para esta evaluación corresponde a los costos e ingresos futuros pronosticados. En el caso de empresas de generación eléctrica son los ingresos por generación y potencia versus los costos operativos y los costos fijos evitables.

El valor en instalaciones y equipos de la empresa es un “costo hundido”, debido a que ya ha sido incurrido, por lo cual desde el punto de vista de la evaluación de proyectos no es una consideración pertinente. Cualquier otro costo que tengan las generadoras y que no tengan que ver con la generación eléctrica tampoco son pertinentes. Aunque el monto comercial de los bienes y raíces de las instalaciones de generación, al igual que el valor de desecho pueden ser montos interesantes para la empresa al momento de su liquidación, no son items pertinentes para esta medición de rentabilidad.

7.3 METODOLOGIA APLICADA

El criterio de evaluación utilizado es el balance neto a valor presente del flujo de los fondos de los generadores existentes, resultante de los beneficios y egresos de operación de las generadoras durante el periodo de referencia.

Se utilizó el Valor Presente Neto (VPN) de los flujos de operación, como único criterio de decisión, debido a que no tiene cambios de sentido de los flujos, que permitieran el uso de los otros criterios de decisión utilizados en la determinación de rentabilidad de los proyectos de expansión.

Los beneficios son la suma de los ingresos de operación basada en el costo marginal del sistema más el ingreso por potencia de la central. Los costos operativos de operación son el resultado del uso de combustibles mas el costo de operación y mantenimiento fijo de las centrales.³⁴ Se utilizaron las salidas de generación térmica del SDDP de nodo único y el costo operativo térmico.

Para la determinación de un posible adelanto en el retiro de las centrales analizadas, se considerará el año en que el flujo neto de ingresos y egresos de operación resulte negativo.

³⁴ El costo operativo de planta (\$/MWh) lo obtiene el SDDP como producto del costo de combustible (\$/unidad) por el factor de consumo de combustible de la Planta (unidad/ MWh)

7.4 DATA

La base de datos utilizada en esta evaluación corresponde a los datos y parámetros técnicos actualizados y entregados por los generadores para los análisis de los modelos SUPER y SDDP. El Cuadro N° A2.27 presenta los parámetros de las centrales térmicas en operación.

7.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

Al igual que la evaluación de los proyectos de expansión, los resultados y comentarios del análisis de rentabilidad de la operación de los actuales generadores se realizaron en tres etapas: la sustentabilidad de la operación, el palanqueo financiero y el impacto socio-económico de la operación.

Se evaluaron la rentabilidad de los generadores térmicos en cada uno de los diferentes escenarios planteados por la COPE. A partir de 2010, las unidades 2, 3 y 4 de Bahía Las Minas forman parte de la conversión de la central de vapor que utilizará carbón, analizado como un proyecto de expansión.

Los resultados de la evaluación indican que todos los proyectos térmicos tienen flujos de fondos positivos a lo largo del periodo de referencia, en cualquiera de los tres enfoques analizados, destacándose el enfoque socio-económico con altos valores. Esta información se presenta en el Cuadro N° A2.28, el Cuadro N° A2.29 y Cuadro N° A2.30.

Los flujos netos correspondientes a los diferentes generadores existentes no muestran ningún año con flujo negativo, aún en los años en que el despacho simulado por merito no los llame a generar, ya que al compensar a las centrales generadoras por la potencia disponible, el flujo es positivo. Por consiguiente, no se dan señales que indiquen un adelanto del retiro de unidades.



CUADRO N° A2.27: Parámetros Técnicos de Los Generadores Térmicos

Planta	Capacidad Instalada (MW)	Costo Variable Oper y Mant. (\$/MWh)	Costo Fijo Oper y Mant. (\$/KW)	Factor de Capacidad (p.u.)	Potencia Firme (MW)	Fecha de Retiro	Tipo de Combustible	Cargos Por Peaje	
								Zona	Monto
COPESA	44	12.35	0	0.988	43.472	-	Diesel Liviano	7	-5.45
BLM2	40	4.42	11.57	0.829	33.16	2010	Bunker	9	-2.18
BLM3	40	4.42	11.57	0.705	28.2	2010	Bunker	9	-2.18
BLM4	40	4.42	11.57	0.89	35.6	2010	Bunker	9	-2.18
CCBLM	160	4.76	8.5	0.97	155.2	-	Diesel Liviano	9	-2.18
BLM CAR2	40	3.55	11.57	0.9	36	-	Carbón	9	-2.18
BLM CAR3	40	3.55	11.57	0.9	36	-	Carbón	9	-2.18
BLM CAR4	40	3.55	11.57	0.9	36	-	Carbón	9	-2.18
EGESA	42.8	54.51	9.38	0.9	38.52	2017	Diesel Liviano	7	-5.45
PANAM (WARTSILA)	96	11.5	55	0.96	92.16	-	Bunker	6	-1.77
PEDREGAL POWER	53.53	4.32	44.7	0.967	51.76351	-	Bunker	7	-5.45

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

CUADRO N° A2.28: Autosuficiencia de los Proyectos Térmicos Existentes

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	19,993	20,267	20,056	20,491	19,198
CCBLM	69,473	71,074	8,455	41,515	39,347
EGESA	13,057	13,188	13,470	11,606	12,680
PANAM (WARTSILA)	98,311	99,772	65,235	79,613	74,954
PEDREGAL POWER	75,799	76,169	50,416	60,595	56,958

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

CUADRO N° A2.29: Evaluación Financiera de los Proyectos Térmicos Existentes

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	20,024	20,301	20,083	20,513	19,241
CCBLM	70,620	72,211	8,246	38,438	36,280
EGESA	13,063	13,194	13,476	11,611	12,688
PANAM (WARTSILA)	99,192	100,652	66,129	80,507	75,841
PEDREGAL POWER	76,225	76,596	50,845	61,023	57,385

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA

CUADRO N° A2.30: Evaluación Económica de los Proyectos Térmicos Existentes

Planta	VPN DE CASOS (PLANES)				
	MHT7	MHTCB7	MHTGBC7	MHTGDC7	MHTTLAC7
	EN MILES \$				
COPESA	40,086	40,683	39,734	40,653	38,282
CCBLM	157,700	160,984	26,954	91,335	86,659
EGESA	25,941	26,209	26,618	23,201	25,119
PANAM (WARTSILA)	213,124	215,998	143,904	172,287	162,600
PEDREGAL POWER	157,675	157,928	104,528	124,418	116,861

Fuente: Gerencia de Planeamiento-ETESA