

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

URUGUAY

PROYECTO CICLO COMBINADO PUNTA DEL TIGRE “B” (UR-L1070)

PROPUESTA DE PRÉSTAMO

Este documento fue preparado por el Equipo de Proyecto integrado por: Emilio Sawada (ENE/CUR), Jefe de Equipo; Arturo Alarcón (ENE/CBO), Jefe de Equipo Alterno; Natacha Marzolf (INE/ENE); Emiliano Detta (INE/ENE); Gabriele del Monte (FMP/CUR); Nadia Rauschert (FMP/CUR); Javier Cayo (LEG/SGO); Oscar Camé (ESG/CPR), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE); y Juan José Taccone, Representante en Uruguay (CSC/CUR).

De conformidad con la Política de Acceso a Información, el presente documento está sujeto a divulgación pública.

CONTENIDO

I.	DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS.....	1
A.	Antecedentes y Justificación del Proyecto	2
B.	Marco Regulatorio del Sector Energético de Uruguay.....	5
C.	Objetivo, Componentes y Costo.....	7
D.	Matriz de Resultados	9
II.	ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS.....	9
A.	Instrumentos Financieros.....	9
B.	Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación.....	10
C.	Riesgos Fiduciarios y de Ejecución.....	11
E.	Otros Temas y Aspectos Especiales	12
III.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN	14
A.	Resumen de Medidas de Implementación.....	14
B.	Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados.....	15

ANEXOS	
ANEXO I	Matriz de Efectividad en el Desarrollo (DEM). Resumen
ANEXO II	Matriz de Resultados
ANEXO III	Arreglos Fiduciarios

ENLACES ELECTRÓNICOS (REQUERIDOS)	
1.	Plan Operativo Anual (POA) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36798955
2.	Plan de Adquisiciones Completo http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36798985
3.	Arreglos de Monitoreo y Evaluación http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36806694
4.	Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36806711

ENLACES ELECTRÓNICOS (OPCIONALES)	
1.	Plan de Ejecución Plurianual http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36798937
2.	<i>Guide to Clean Fossil Fuel Technologies for the Power Sector in Latin America and the Caribbean</i> http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36831248
3.	Conclusiones alcanzadas por la Comisión Multipartidaria de Energía http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36831712
4.	Presentación del Director Nacional de Energía sobre la Política Energética del Uruguay http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36831722
5.	Análisis de Alternativas Técnicas para Incrementar la Capacidad de Generación para el Sistema Interconectado Nacional. http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36833485
6.	Características Técnicas de la Central Ciclo Combinado Punta del Tigre B http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36843245
7.	Nota de apoyo de DNE a Central Punta del Tigre B y Planta Regasificadora http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36865085
8.	Informe de Evaluación Socioeconómica y Financiera del Proyecto http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36798969
9.	Informe de Evaluación de Capacidad Institucional del Ejecutor (SECI) http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36806847

SIGLAS Y ABREVIATURAS

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
CAF	Corporación Andina de Fomento
CO	Capital Ordinario
CT	Cooperación Técnica
EBITDA	<i>Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization</i>
EDF	<i>Expected Default Frequency Model</i>
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i>
ERNC	Energía Renovable No Convencional
GdU	Gobierno de Uruguay
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
GNL	Gas Natural Licuado
GWh	<i>Gigawatt-hora</i>
ICO	Índice Comparador de Ofertas
IGAS	Informe de Gestión Ambiental y Social
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JICA	<i>Japan International Cooperation Agency</i>
KfW	<i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i>
kWh	<i>kilowatt-hora</i>
MMm ³	Millones de metros cúbicos
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MW	<i>Megawatts</i>
MWh	<i>Megawatt-hora</i>
O&M	Operación y Mantenimiento
PGAS	Plan de Gestión Ambiental
PM	Partículas Suspendidas
POA	Plan Operativo Anual
PMR	<i>Progress Monitoring Report</i>
PV	Foto-voltaicos
ROA	<i>Return on Assets</i>
ROE	<i>Return on Equity</i>
ROP	Reglamento Operativo del Proyecto
SECI	Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional
SEPA	Sistema de Gestión y Seguimiento de Planes de Adquisiciones
SIGMA	Sistema Integrado de Administración y Modernización Administrativa
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SO ₂	Dióxido de Azufre
TOCAF	Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
tCO ₂	Toneladas de Dióxido de Carbono

GDEF	Gerencia de División Económico Financiera
URSEA	Unidad de Regulación de Servicios de Energía y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VANE	Valor Actual Neto Económico

RESUMEN DEL PROYECTO
URUGUAY
PROYECTO CICLO COMBINADO PUNTA DEL TIGRE "B"
UR-L1070

Términos y condiciones financieras				
Prestatario: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) Organismo ejecutor: UTE Garante: República Oriental del Uruguay			Facilidad de Financiamiento Flexible*	
			Plazo de amortización:	25 años
			VPP Original	15
			Período de desembolso:	5 años
Fuente	Monto	%	Período de gracia:	5 años
BID (CO)	200,0	27,0	Comisión de inspección y vigilancia:	**
CAF	180,0	24,3		
KfW	70,0	9,4	Tasa de interés:	Basada en LIBOR
UTE	291,2	39,3	Comisión de crédito:	**
Total	741,2	100,0	Moneda de aprobación:	US\$ del Capital Ordinario
Esquema del proyecto				
<p>El objetivo general del Proyecto es contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema en los años secos. El objetivo específico es apoyar la construcción de una planta de generación de ciclo combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental de UTE.</p> <p>Condiciones especiales previas para el primer desembolso: La UTE deberá presentar evidencia sobre (i) la preparación del Plan de Gestión Ambiental consolidado para Punta del Tigre; y (ii) la revisión técnica satisfactoria por parte del BID de la propuesta adjudicada del ciclo combinado. Condiciones especiales previas para el segundo desembolso: (i) el desarrollo de un modelo complementario de dispersión de emisiones gaseosas (¶3.4).</p> <p>Condiciones especiales de ejecución: La UTE deberá (i) semestralmente, presentar un informe de avance de la ejecución del proyecto del ciclo combinado y del Componente de Modernización de la Gestión Ambiental, incluyendo aspectos ambientales y sociales; (ii) doce meses antes de la fecha prevista para el inicio de la operación de la primera turbina de combustión, entregar un informe que certifique la iniciación de un programa de monitoreo de la calidad del agua y hábitat acuático, incluyendo sus primeros resultados; (iii) seis meses antes de la fecha prevista para el inicio de la operación de la primera turbina de combustión, presentar un informe que certifique el inicio de la implementación del plan de acción para el establecimiento de un parque costero en el área del proyecto de ciclo combinado; (iv) inmediatamente después del inicio de operación de la primera turbina a combustión y del inicio de operación de la turbina a vapor, realizar visitas de supervisión ambiental por parte del BID, a los efectos de verificar que la operación de la planta está cumpliendo con las políticas ambientales y sociales del BID, de acuerdo con los estándares acordados y la normativa nacional aplicable; y (v) antes del último desembolso, presentar un informe final sobre la implementación del parque costero en el área del proyecto de ciclo combinado. (¶3.5).</p>				
Excepciones a las políticas del BID: Ninguna.				
El proyecto califica como: SEQ <input type="checkbox"/> PTI <input type="checkbox"/> Sector <input type="checkbox"/> Geográfica <input type="checkbox"/> % beneficiarios <input type="checkbox"/>				
Adquisiciones: Todas las adquisiciones del Proyecto se realizarán conforme a las políticas y procedimientos del BID, tal como definidas en los documentos GN-2349-9 y GN-2350-9. No se prevén excepciones a las políticas del BID. Ver Plan de Adquisiciones actualizado (Anexo III).				

(*) Bajo la Facilidad de Financiamiento Flexible (documento FN-655-1), el prestatario tiene la opción de solicitar modificaciones al calendario de amortización, así como conversiones de moneda y de tipo de interés, con sujeción en todos los casos a la fecha de amortización final y la VPP original. Al considerar esas solicitudes, el Banco tendrá en cuenta las condiciones de mercado, así como consideraciones operacionales y de gestión de riesgos.

(**) La comisión de crédito y la comisión de inspección y vigilancia serán establecidas periódicamente por el Directorio Ejecutivo como parte de su revisión de los cargos financieros del Banco, de conformidad con las políticas correspondientes.

I. DESCRIPCIÓN Y MONITOREO DE RESULTADOS

A. Antecedentes y Justificación del Proyecto

- 1.1 Uruguay no dispone de reservas probadas de petróleo, de carbón mineral ni de gas natural. Por otro lado, ya ha alcanzado el máximo desarrollo de su potencial hidroeléctrico con centrales de gran escala. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con una capacidad de generación instalada de 2.692-Megawatts (MW), de los cuales el 57,1% son centrales hidroeléctricas¹, 32,5% termoeléctricas y 10,4% otras fuentes renovables. La capacidad de interconexión existente con Argentina es de 2.000-MW aunque la misma se utiliza en forma limitada, dependiendo de los precios y la disponibilidad de energía para exportación desde el país vecino. Existe asimismo una interconexión eléctrica con Brasil con una capacidad actual de 72-MW, sujeta a las mismas restricciones.
- 1.2 Uruguay es uno de los países con la mayor cobertura eléctrica en Latinoamérica (98%). El SIN tiene más de 1,3 millones de clientes, concentrados principalmente en sector residencial (88%) que consumen el 40% de la energía; Montevideo concentra el 44% de la demanda. En el año 2011 la demanda de energía fue de 9.976-Gigawatt-hora (GWh), siendo las importaciones de electricidad 4,9% de ese valor, con un pico de demanda de 1.745-MW. El crecimiento proyectado es de 3,8% anual para los próximos cinco años, y se espera que en el año 2015 la demanda supere los 11.000-GWh, con un pico de aproximadamente 2.000-MW².
- 1.3 **Hidrología.** La hidrología de las cuencas vinculadas al sistema hidroeléctrico de Uruguay se caracteriza por ser muy variable, lo cual tiene un impacto directo en los costos de abastecimiento. Durante los años de hidrología normal o alta, la capacidad de generación hidroeléctrica es suficiente para cubrir una parte significativa de la demanda³. Sin embargo, en los años secos la generación térmica es fundamental para cubrir la demanda, en particular porque la mayoría de las hidroeléctricas son centrales de paso, con baja capacidad de almacenamiento de largo plazo, y el sistema depende básicamente de la cuenca del Río Uruguay, y de la sub-cuenca del Río Negro, las cuales han registrado épocas de sequía en forma simultánea. En el período 2001-2010, la fuente hidroeléctrica cubrió entre 43% (2006) y 98% (2001) de la demanda⁴.
- 1.4 **Importaciones.** Las interconexiones con los países vecinos proveen también respaldo ante la variabilidad de los ciclos hidrológicos, llegando a aportar hasta 35% de la demanda (2006), aunque a precios elevados. Los contratos de importaciones generalmente son interrumpibles y dependen de los costos marginales y disponibilidad de los países exportadores. El precio promedio de la

¹ Incluyendo 945-MW propios de la Hidroeléctrica Binacional Salto Grande con Argentina.

² Datos del 2011. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería. <http://www.miem.gub.uy>

³ La oferta de energía renovable para un año hidrológico medio es cercana a 8.750-GWh, que incluye tres centrales hidroeléctricas del Río Negro (Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución), con una potencia total instalada de 593-MW y la parte uruguaya de la central binacional de Salto Grande. La única central hidroeléctrica con capacidad efectiva de embalse o de reserva de energía, es Gabriel Terra (150MW), con un volumen de reserva equivalente a cuatro meses y medio de generación.

⁴ Fuente. Ministerio de Energía y Minería. <http://www.miem.gub.uy>

importación del 2009 al 2011 ha sido de US\$199 por MW-hora (US\$/MWh), alcanzando las importaciones desde Argentina precios promedio de US\$425/MWh en el 2009. En épocas de máxima demanda y años secos, existe una alta probabilidad de que los exportadores vecinos carezcan de excedentes ante la prioridad de abastecer su demanda interna⁵.

- 1.5 La generación a partir de Energía Renovable No Convencional (ERNC) es creciente, con una capacidad instalada actual de 43-MW de energía eólica y 240-MW de generación térmica basada en biomasa. Uruguay tiene un ambicioso plan de promoción de la energía eólica para cubrir su creciente demanda de energía. En febrero 2012 se realizó la tercera licitación para parques eólicos, y se recibieron ofertas por 780-MW, que se suman a los 332-MW ya adjudicados en las primeras dos licitaciones, y a los 200-MW que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) planea incorporar en forma directa. Se espera que la generación eólica supere los 1.000-MW para el 2015. Sin embargo, la instalación de plantas eólicas en gran escala requiere generación firme de rápida respuesta como respaldo para las horas en que no hay viento⁶. Dada la intrínseca variabilidad hidrológica en el Uruguay (§1.3), la solución de generación de respaldo más eficiente es la térmica y dentro de ella, los ciclos combinados (§1.9).
- 1.6 **Provisión de Gas Natural.** Uruguay está conectado con Argentina a través del gasoducto Cruz del Sur (Buenos Aires – Colonia - Montevideo), que tiene una capacidad de transporte de más de seis Millones de Metros cúbicos por día (MMm³/d). Las máquinas actuales de Punta del Tigre “A” (250-MW) pueden consumir hasta 1,8 MMm³/d funcionando con gas natural. Por otro lado, el resto de la demanda de gas (no-eléctrica) en Uruguay podría alcanzar entre 0,6 y 0,9-MMm³/d hasta el 2015. Dado que la nueva central de ciclo combinado puede consumir hasta unos 2,0-MMm³/d, la demanda máxima de Uruguay en el 2015 sería de unos 4,7-MMm³/d, que podrían ser suministrados a través del gasoducto Cruz del Sur, si hubiese disponibilidad de gas para ser transportado por ductos⁷.
- 1.7 **Planta de Regasificación.** Actualmente las posibilidades de contar con un suministro estable de gas natural en Uruguay a través de ductos son muy bajas debido principalmente al elevado nivel de consumo del mercado interno en Argentina que disminuye los excedentes para exportaciones⁸. Ante esta situación, se ha venido avanzando con un proyecto de una planta regasificadora de Gas Natural Licuado (GNL) cerca de Montevideo, que está siendo desarrollada por la UTE y la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)⁹, y con la posible participación de la empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). Esta planta tiene prevista una capacidad inicial de

⁵ Fuente: UTE.

⁶ Las fuentes intermitentes de generación como la eólica garantizan solo un porcentaje de energía que pueden alcanzar a un tercio de la capacidad instalada.

⁷ En Argentina se han instalado dos plantas regasificadoras, una en Bahía Blanca y otra en Escobar.

⁸ La posibilidad de importación de gas de Bolivia requiere de importantes inversiones en expansión de gasoductos en Argentina para incrementar la capacidad de transporte.

⁹ UTE y ANCAP han constituido una empresa de propósito específico denominado Gas Sayago S.A. para desarrollar la planta regasificadora denominada NGL del Plata.

10-MMm³/d, y permitirá acceder al mercado internacional de GNL, reduciendo la dependencia a la importación de gas natural a través de ductos, y garantizando el suministro de gas natural en cantidades adecuadas para cubrir la demanda. Se espera que la planta entre en operación a fines del 2014.

- 1.8 **Justificación de la operación.** La situación del sector eléctrico en el Uruguay presenta desafíos en el corto y mediano plazo, debido a: (i) el crecimiento de la demanda; (ii) la vulnerabilidad del sistema ante la variabilidad hidrológica; (iii) la volatilidad del precio de los combustibles fósiles (gas natural, petróleo y derivados); (iv) la limitada disponibilidad de gas natural por ductos; y (v) los elevados precios y limitada disponibilidad de la energía eléctrica importada especialmente en los años secos¹⁰. Ante esta situación, la estrategia del Gobierno del Uruguay (GdU) contempla: (i) la diversificación de la matriz eléctrica, en especial con la incorporación masiva de energía eólica (¶1.5); (ii) la diversificación de fuentes de importación eléctrica con la construcción de una línea de transmisión de 500-MW entre Uruguay y Brasil; (iii) la construcción de una planta de regasificación de GNL (¶1.7); (iv) la instalación de plantas de generación a partir de biomasa (residuos forestales y plantas de pulpa de papel)¹¹; y (v) la implementación de programas de eficiencia energética¹².
- 1.9 **Solución Propuesta.** La UTE ha analizado las diferentes opciones para incrementar la capacidad de generación en forma ambientalmente sostenible, considerando, entre otros, las tecnologías disponibles, fuentes de combustible (i.e., gas, combustibles líquidos, carbón), hidroeléctricas, ERNC (eólico, biomasa, mini-hidros), las restricciones de importación y el impacto de la hidrología en la confiabilidad del suministro¹³. Como resultado, se ha concluido que la mejor solución es la expansión del parque eólico, combinada con la instalación de un ciclo combinado, conjuntamente con una planta regasificadora (¶1.7). La instalación de parques eólicos en gran escala solo es posible si se cuenta con generación firme para cuando no hay viento suficiente, siendo el ciclo combinado el más apropiado por su rápida respuesta, eficiencia y costo. Con esta solución es posible garantizar el suministro de energía, incrementar energía renovable y reducir la vulnerabilidad del sistema especialmente en los años secos, constituyendo la alternativa más robusta en los distintos escenarios hidrológicos considerados¹⁴. El ciclo combinado es la mejor solución de generación térmica en

¹⁰ Ver link electrónico. Documento de la Dirección Nacional de Energía.

¹¹ El BID ha aprobado un préstamo sin garantía soberana para una nueva planta de celulosa (que incluye 160-MW de capacidad de generación) (UR-L1068).

¹² La estrategia sectorial del Gobierno de Uruguay contempla estos desafíos y sus soluciones, los cuales fueron discutidos y consensuados en una Comisión Parlamentaria Multipartidaria. Ver link.

¹³ Ver *Sustainable Energy Sector Guidelines*, Párrafo 3.28 (GN-2613) y link electrónico de Análisis de Alternativas Técnicas para Incrementar la Capacidad de Generación para el SIN.

¹⁴ El criterio que aplica UTE para determinar la expansión del parque de generación consiste en contar con un respaldo firme que sea capaz de evitar racionamientos mayores al 10% de la demanda anual, aun en la época más seca de las crónicas históricas registradas, y en un escenario que no haya disponibilidad de importación de energía eléctrica.

costo eficiencia¹⁵ y de menor impacto ambiental a costos razonables para Uruguay (¶2.10). Adicionalmente, dado que el despacho se realiza con base en el costo marginal, el ciclo combinado desplazará termoeléctricas de menor eficiencia y mayor nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (ver Tabla 1). Esta solución es la óptima para integrar sistemas eléctricos hidro-térmicos, tanto por sus costos como por su flexibilidad técnica para despachar como generación de base o intermedia. Así supera económica y ambientalmente a otras tecnologías térmicas, tal como se ha analizado en numerosos estudios realizados a nivel internacional y en la región de Latinoamérica en particular¹⁶.

Tabla 1. Comparación de indicadores Plantas Térmicas con Punta del Tigre “B”

Plantas Térmicas	Costo Variable (US\$/MWh)	Emisiones (tCO ² */MWh)
Central CTR	279	0.85
Punta del Tigre-A (a diesel)	217	0.68
Battle Sala B	180	1.12
Battle 6ª Unidad	144	0.87
Battle 5ª Unidad	140	0.84
Motores	121	1.13
Promedio Parque Térmico Actual	168	0.87
Punta del Tigre-B (a diesel)	165	0.53
Punta del Tigre-B (a gas natural)	95	0.39

* Toneladas de Dióxido de Carbono

- 1.10 **Sitio del Proyecto.** La Central Punta del Tigre “B” se construirá en el mismo predio donde opera actualmente la central Punta del Tigre “A”, la cual cuenta con una línea de transmisión con capacidad suficiente para transportar la generación adicional de la nueva planta hasta la Subestación Las Brujas (línea en 500-kV que actualmente opera en 150-kV). El predio cuenta con un gasoducto desde el ramal del Gasoducto Cruz del Sur (red a la cual estará conectada la futura planta regasificadora), y con un oleoducto por el cual se transporta el combustible líquido desde una estación de bombeo de la empresa de hidrocarburos estatal ANCAP. Las instalaciones de ambos ductos tienen capacidad suficiente para hacer frente a la demanda adicional que requerirá Punta del Tigre “B”.

B. Marco Regulatorio del Sector Energético de Uruguay

- 1.11 El sector eléctrico de Uruguay está regido por la Ley 18.632/97 Nuevo Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Existe separación de roles con: (i) un ente regulador, la Unidad de Regulación de Servicios de Energía y Agua (URSEA);

¹⁵ La eficiencia promedio del parque térmico es de 31,3% (potencia eléctrica generada/capacidad calorífica del combustible quemado) mientras que la eficiencia de Punta del Tigre “B” de ciclo combinado sería alrededor de 55%.

¹⁶ El estudio *Guide to Clean Fossil Fuel Technologies for the Power Sector in Latin America and the Caribbean* de la OLADE, CIEMAT y DMT concluye que las plantas de ciclo combinado a gas natural son la solución más económica para energía firme con bajas emisiones e impacto ambiental. Para mayores detalles ver link electrónico.

- (ii) un ente normativo, la Dirección Nacional de Energía, bajo el Vice-ministerio de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM); y (iii) un ente de planificación y operación del sistema, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). En el subsector de generación participan la UTE (55,3% de la capacidad instalada), la Hidroeléctrica Binacional Salto Grande (Salto Grande) (35,1%) y los privados (12,6%). La compra-venta en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realiza básicamente a través de contratos pero también se permiten transacciones en el mercado de oportunidades (*spot*). Se permite la participación de privados en la generación, y las unidades despachan de acuerdo al costo marginal. La transmisión y distribución son monopolios regulados, siendo la UTE el principal actor. La estatal ANCAP tiene el monopolio de la importación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, excepto la importación de gas, y es el proveedor principal de combustibles de la UTE. El sector separa los roles de regulación (URSEA), formulación de políticas (MIEM) y empresario (la UTE). El sector es consistente con la Política de Servicios Públicos (OP-708).
- 1.12 **Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).** La UTE es una agencia estatal descentralizada fundada en 1912 que se rige bajo una ley orgánica (Ley 15.031/80) y tiene por objeto garantizar el servicio eléctrico de Uruguay en forma sustentable. El presupuesto anual es preparado con base en la planificación estratégica y es aprobado por el Poder Ejecutivo. La UTE cuenta con un Directorio que incluye un representante de los partidos de oposición.
- 1.13 **Tarifas y Subsidios.** Las tarifas eléctricas son propuestas por la UTE a la URSEA y aprobadas por el Poder Ejecutivo. Las tarifas están calculadas con base en un año hidrológico medio, cubren los costos de abastecimiento en el mediano plazo (inversión, operación y mantenimiento además de una utilidad de entre 6% y 10% sobre los activos), y no tienen subsidios. Las tarifas se ajustan anualmente, reflejando los costos de los combustibles e inflación; en casos extraordinarios se han dado más de un incremento por año. El nivel de las tarifas es uno de los más elevados de la región (US\$0.21/*kilowatt*-hora (kWh) para residencial con consumos entre 101 a 600-kWh/mes). Sin embargo, los usuarios con consumos menores a 100-kWh/mes tienen una tarifa un 30% más baja por kWh.
- 1.14 **Fondo de estabilización.** En el 2010, se creó un Fondo de Estabilización Energética con el objetivo de reducir el impacto negativo de los potenciales déficits hídricos sobre la situación financiera de la UTE y sobre las finanzas públicas (Artículo 773 de la Ley 18.719). En diciembre de 2010, la UTE transfirió US\$150 millones al fondo, que tendrá un máximo equivalente a US\$500 millones (definido en Unidades Indexadas). El reglamento de funcionamiento del fondo (Decreto 442/011) establece que la UTE realizará transferencias al fondo cuando la hidrología anual exceda 115% de la media, mientras que la UTE podrá recibir transferencias del fondo cuando la hidrología anual sea inferior al 90% de la media. Este fondo sirve principalmente para compensar el gasto debido a los elevados costos de generación térmica que se dan en los años secos que anteriormente se cubrían a través de préstamos del GdU a la UTE¹⁷.

17

Excepcionalmente, declarada una sequía por Ley, el GdU puede otorgar financiamiento extraordinario o suspender total o parcialmente los aportes a rentas generales a los que UTE está obligado.

- 1.15 **Participación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el sector.** El BID ha venido apoyando al GdU con varias Cooperaciones Técnicas (CT) incluyendo una regional la planta de regasificación (Apoyo Estudios Preparatorios del Proyecto de Planta de Gas Natural Licuado, RG-T1462) con la cual se han financiado parte de los estudios técnicos y ambientales. Adicionalmente se ha aprobado recientemente la CT Apoyo al Proyecto de Ciclo Combinado Punta del Tigre “B” (UR-T1080) mediante la cual se está realizando la debida diligencia de los estudios técnicos y ambientales de ciclo combinado. Por último, se está ejecutando otra CT para analizar el potencial de generación distribuida a partir de energía renovable y eficiencia energética (RG-T1886).
- 1.16 **Otras agencias multilaterales y bilaterales que actúan en el sector.** Las principales agencias multilaterales y bilaterales que actúan en el sector son: (i) Corporación Andina de Fomento (CAF) que, entre otros, está co-financiando la interconexión con Brasil y Punta del Tigre “B”; (ii) el Banco Mundial, que ha venido apoyando una operación *Global Environmental Facility* (GEF) para un programa de eficiencia energética; y (iii) *Japan International Cooperation Agency* (JICA) con un plan piloto de instalación de paneles foto-voltaicos (PV).
- 1.17 **Estrategia del País. BID en el sector y lecciones aprendidas.** La Estrategia de País del BID con Uruguay 2010 - 2015 (GN-2626) prioriza el apoyo a las inversiones que contribuyan a asegurar el abastecimiento energético mediante la incorporación de infraestructura de regasificación de gas e inversiones asociadas para la generación eléctrica a gas y con ciclos combinados. Estos lineamientos se encuentran alineados con la política energética del GdU. Dentro de las lecciones aprendidas en el sector se destaca la conveniencia de contratos llave en mano para este tipo de proyectos, y la importancia de contar con una firma supervisora independiente para garantizar el adecuado seguimiento y monitoreo de las obras.
- 1.18 **Consistencia con el Noveno Aumento General de Capital (GCI-9).** El proyecto de ciclo combinado y las acciones de modernización de la gestión ambiental de UTE (el Proyecto) son consistentes con los lineamientos, y contribuyen con las metas del incremento de capital del BID (GCI-9) vinculado a: (i) integración, ya que la planta consumirá gas o combustible importados y eventualmente, dependiendo de las condiciones del mercado regional, podría exportar energía eléctrica; y (ii) cambio climático, ya que la planta desplazará el despacho de máquinas térmicas ineficientes, contribuirá a disminuir el factor de emisiones del conjunto del parque térmico de generación y aumentar su eficiencia, además de servir de respaldo a la creciente capacidad de generación eólica (§1.9 y 2.3).

C. Objetivo, Componentes y Costo

- 1.19 El objetivo general del Proyecto es contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema especialmente en los años de sequía. El objetivo específico es apoyar la construcción de una planta de generación de ciclo combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de modernización de la gestión ambiental en la UTE.

- 1.20 **Costo del Proyecto.** El costo total del Proyecto se estima en US\$741,2 millones, de los cuales US\$200 millones (27,0%) serán cubiertos por el BID. Adicionalmente US\$180 millones (24,3%) serán provistos por la CAF; US\$70 millones (9,4%) por *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), y US\$291,2 millones (39,3%) por la UTE, todos ellos en concepto de contrapartida. En caso de que haya un aumento en el costo del Proyecto o necesidades adicionales de financiamiento dichos montos serán cubiertos por la UTE.
- 1.21 **Componente I. Obras de Infraestructura.** El Componente I incluye el diseño final de ingeniería, suministro de equipos y materiales, construcción de obras civiles, eléctricas y electromecánicas y puesta en marcha de la planta de ciclo combinado (530-MW). Se trata de una licitación llave en mano, o *Engineering, Procurement and Construction* (EPC). La planta deberá estar diseñada para poder utilizar gas natural y diesel como combustible alterno dependiendo de su disponibilidad. La planta incluye dos turbinas de combustión duales, dos calderas de recuperación de calor y una turbina de vapor, con todos sus sistemas auxiliares, y facilidades complementarias para su operación. El monto de este componente se estima en US\$481,3 millones (sin incluir impuestos y gastos de importación).
- 1.22 **Cronograma del Contrato EPC.** El cronograma para la construcción del Proyecto se estima en 36 meses, en etapas: (i) la instalación y puesta en marcha de la primera turbina de combustión, que incluye fabricación, transporte, instalación de la turbina, obras complementarias de la subestación de transformación y de las conexiones a la red de transmisión; la Recepción Provisoria de esta turbina tiene un plazo de 18 meses a partir de la entrada en vigencia del contrato EPC; (ii) la instalación y puesta en marcha de la segunda turbina de combustión a los 22 meses; y (iii) el cierre del ciclo, con la instalación y puesta en marcha de la turbina a vapor a los 36 meses, y recepción definitiva a los 48 meses. El préstamo del BID financiará hasta US\$196,9 millones del contrato EPC, contribuyendo a los pagos definidos según hitos, en forma pro-rata entre los co-financiadore. La Operación y Mantenimiento (O&M) será realizada por el contratista EPC a partir de la Recepción Provisoria de la primera turbina, con un plazo de tres años (con posibilidades de extensión del mismo) y durante el cual la UTE recibirá capacitación para su manejo.
- 1.23 **Componente II. Programa de Modernización de la Gestión Ambiental en la UTE.** La UTE viene realizando esfuerzos para mejorar la gestión ambiental, habiendo alcanzado logros importantes tales como certificaciones ISO para la generación hidroeléctrica y la térmica, y resultados positivos en el tratamiento y disposición de los difenilos policlorados (PCBs) de transformadores, entre otros¹⁸. Sin embargo, aún no cuenta con un diagnóstico integral y planteo de acciones específicas bajo un plan. En ese contexto, la UTE tiene previsto desarrollar un programa de modernización de gestión ambiental que contribuya a la sostenibilidad ambiental del sector, por un total de US\$1 millón a ser cubiertos con recursos del préstamo del BID, que incluye: (i) un diagnóstico ambiental integral de la UTE; (ii) el desarrollo de un plan de acción ambiental; (iii) el

18

Ver link. http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/gestion_destacada.html

desarrollo de un sistema de gestión y desempeño ambiental; y (iv) la ejecución de un proyecto piloto a ser identificado, dimensionado e implementado durante la ejecución del préstamo (ejemplo, manejo de residuos industriales).

- 1.24 **Componente III. Gestión y Administración del Proyecto.** El Componente III incluye la contratación de una firma consultora para la asistencia a UTE en la supervisión de las obras. Asimismo, se tienen contemplados gastos de importación, cargas sociales, pago de IVA y otros que serán cubiertos con recursos de contrapartida. Adicionalmente, se han previsto US\$75 millones (15% del valor de las obras) para imprevistos como contrapartida, y US\$2,0 millones del financiamiento del BID para cubrir gastos financieros del préstamo del BID.

Tabla 2. Costos Estimados (en miles de \$US)

CONCEPTO (Miles de US\$)	TOTAL	BID	Contrapartida		
			CAF *	KfW *	UTE
Componente I. Obras de Infraestructura	481.391	196.975	178.255	70.000	36.161
Componente II. Modernización de la Gestión Ambiental en la UTE	1.000	1.000	0	0	0
Componente III. Gestión y Administración del Proyecto	258.812	2.025	1.745	0	255.042
Supervisión de la obra	10.000	0	0	0	10.000
Auditoría Externa del Proyecto	200	0	200	0	0
Cargas Sociales	8.894	0	0	0	8.894
Gastos Financieros	3.570	2025	1.545	0	0
Gastos de importación e IVA	95.267	0	0	0	95.267
Otros gastos y recargos	65.239	0	0	0	65.239
Imprevistos	75.642	0	0	0	75.642
TOTAL	741.203	200.000	180.000	70.000	291.203
%	100,0%	27,0%	24,3%	9,4%	39,3%

*Financiamientos ya aprobados por los respectivos organismos.

D. Matriz de Resultados

- 1.25 Resultados esperados. Se cuenta con una Matriz de Resultados que detalla los indicadores de productos, resultados e impactos asociados. Con el Proyecto se espera: (i) incrementar la oferta de energía eléctrica del sistema; (ii) diversificar las fuentes de generación eléctrica; (iii) reducir la vulnerabilidad del sistema en los años secos; y (iv) reducir el factor de emisiones del parque térmico. Se espera que el Proyecto tenga como impacto: (i) el incremento de la capacidad instalada de generación (incluyendo generación eólica); (ii) la reducción del costo promedio de generación térmica; y (iii) la reducción de importaciones de energía.

II. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO Y PRINCIPALES RIESGOS

A. Instrumentos Financieros

- 2.1 El Proyecto se desarrollará como un préstamo de inversión en obras con garantía soberana a ser financiado en un 100% con recursos del Capital Ordinario (CO) con un plazo de amortización a 25 años. El prestatario será la UTE y el Garante del préstamo será la República Oriental del Uruguay. El período de desembolso se estima en cinco años de acuerdo al cronograma tentativo (ver Tabla 3).

Tabla 3. Cronograma Tentativo de Desembolsos (US\$ millones)

Fuente	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año5	Total
Componente I. Obras de Infraestructura.						
BID	49,2	59,1	49,2	39,4	0	196,9
Contrapartida	71,1	85,3	71,1	56,9	0	284,4
Total	120,3	144,4	120,3	96,3	0	481,3
Componente II. Programa de Modernización de la Gestión Ambiental en la UTE						
BID	0,0	0,1	0,4	0,3	0,2	1,0
Componente III. Gestión y Administración del Proyecto						
BID	0,1	0,4	0,7	0,9	0	2,0
Contrapartida	33,0	45,9	65,6	110,3	2	256,8
Total	33,1	46,2	66,3	111,2	2	258,8
Total Proyecto	153,4	190,7	187,0	207,8	2,2	741,1
%	20,7%	25,8%	25,2%	28,3%	0,3%	100,0%

B. Riesgos Ambientales y Sociales y Medidas de Mitigación

- 2.2 El Proyecto ha sido clasificado como Categoría A en el marco de la Política OP-703 de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias. Durante el proceso de análisis se identificaron como impactos y riesgos ambientales y sociales claves: (i) la generación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), particularmente CO₂, sobre todo cuando opere con diesel; (ii) las emisiones gaseosas por la combustión de gas natural y/o diesel, principalmente NO_x, SO₂, PM, y CO; (iii) el aumento de temperatura del agua en el río y el consiguiente impacto potencial en el hábitat acuático debido a la descarga del sistema de enfriamiento; y (iv) aunque no directamente vinculado al Proyecto, potenciales dificultades en la implementación de un parque costero a desarrollar en el área del Proyecto, debido a diversidad de intereses entre la comunidad y un grupo de pescadores asentados en el sitio.
- 2.3 Las medidas de mitigación y manejo de los impactos indicados arriba en los ítems (i) y (ii) fueron primordialmente aplicadas en la etapa de diseño del Proyecto. El BID ha verificado los parámetros de diseño, el contenido de los pliegos de licitación y los modelos de emisiones implementados, y ha constatado que tanto los valores de eficiencia en la generación como de emisión de CO₂ están dentro de los límites establecidos por las Guías del BID para plantas térmicas¹⁹.
- 2.4 En cuanto al impacto al agua, la superficie en la que se podría producir un aumento de hasta 2° C no es significativa (2,88 Hectáreas), teniendo en cuenta el gran volumen del cuerpo receptor (Río de La Plata). Se realizará un monitoreo complementario de calidad de agua y hábitats acuáticos, a efectos de verificar el cumplimiento de los estándares aplicables y, de ser necesario, implementar medidas adicionales. Por otra parte, se requerirá al Ejecutor el diseño e implementación de una estrategia y un plan de acción adecuados para manejar la situación relacionada a la implementación del parque costero.
- 2.5 Como resultado del proceso de análisis se ha verificado que el Proyecto, incorporando las condiciones al contrato de préstamo, satisface los requerimientos aplicables de las políticas del BID, en particular la OP-703 y la OP-102.

¹⁹

OP-916. *IDB Liquid and Gaseous Fossil Fuel Power Plant Guidelines.*

C. Riesgos Fiduciarios y de Ejecución

- 2.6 El Organismo Ejecutor (OE) será la propia UTE, quien tiene amplia experiencia con organismos multilaterales, y está familiarizado con procedimientos y normas similares a las del BID²⁰. No obstante, se realizó una evaluación de la capacidad institucional de la UTE utilizando la metodología del Sistema de Evaluación de la Capacidad Institucional (SECI). El resultado consolidado de las capacidades evaluadas presentó un desarrollo satisfactorio con un nivel de riesgo bajo.
- 2.7 **Gestión de Riesgos.** Durante la preparación se realizaron talleres con la UTE a los fines de identificar los riesgos potenciales del Proyecto. Los mismos se resumen en la Matriz de Gestión de Riesgos. Se destaca el riesgo de desarrollo vinculado a la provisión de gas al ciclo combinado a través de la planta de regasificación, actualmente en proceso de licitación. La ejecución e inicio de la operación de la regasificadora podría sufrir retrasos, escenario en el cual el ciclo combinado tendría que usar diesel en los inicios de su operación. Aunque con el diesel se cumplen con los parámetros de emisiones internacionales, se limitarían los beneficios ya que la reducción de costos de generación y disminución de emisiones serían menores. Los beneficios de la regasificadora son muy importantes para Uruguay. Los ahorros para el sistema eléctrico utilizando gas natural (en vez de diesel) en el ciclo combinado pueden estar en un rango de US\$95 a US\$190 millones anuales²¹ dependiendo de la hidrología, el precio del petróleo y del gas. Por lo tanto, a pesar de constituir un factor de impacto para el ciclo combinado, la probabilidad del riesgo de retraso se reduce porque existe un incentivo económico fuerte para que se acelere su ejecución²². Los otros riesgos identificados, incluyendo los de desarrollo, ambiental y social, y fiduciarios, se consideran de nivel medio o bajo y están debidamente mitigados.
- 2.8 **Adquisiciones.** Las adquisiciones se realizarán de conformidad con las Políticas de Adquisiciones del BID GN-2349-9 y GN-2350-9. El plan de adquisiciones se gestionará a través del Sistema de Gestión y Seguimiento de Planes de Adquisiciones SEPA (www.iniciativasepa.org). No se prevén excepciones a las mencionadas políticas. El contrato EPC del ciclo combinado (Componente I) fue licitado por UTE aplicando la legislación nacional en materia de compras y contrataciones estatales siguiendo lo indicado en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF). La adjudicación del contrato, que finalmente fue realizado bajo la figura de una contratación directa, fue el resultado de un proceso competitivo internacional otorgándose en definitiva a la mejor oferta que cumplía con los pliegos. Hubo dos procesos competitivos internacionales, los cuales fueron dejados sin efecto debido a que las ofertas

²⁰ La última operación con el BID fue el préstamo 903/OC-UR, ejecutado en forma satisfactoria.

²¹ Estimación con base a un rango de factor de uso de la planta del 30% al 60% y considerando una diferencia de costo de generación de US\$70/MWh más elevado en el caso del diesel.

²² UTE es uno de los actores principales del proyecto de la regasificadora pero no tiene el control de su cronograma y por sí sola no puede garantizar la fecha de inicio de su operación. El GdU a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE) emitió una carta de apoyo confirmando la decisión política de avanzar con la licitación y ejecución de la planta regasificadora. Ver link electrónico.

presentadas no cumplían con las condiciones de los respectivos pliegos²³. En consecuencia, UTE decidió aplicar la figura de contratación directa siguiendo el TOCAF²⁴. El Equipo de Proyecto, a través de revisiones y provisión de comentarios a los pliegos, ha verificado oportunamente que se siguieran las buenas prácticas así como los criterios del BID en la materia, concluyéndose que el proceso fue realizado en conformidad con las políticas de adquisiciones del BID, habiéndose aplicado criterios de economía y eficiencia, publicidad, igualdad de oportunidad, competencia y transparencia en el proceso. Los detalles se explican en el Anexo III, Acuerdos y Requisitos Fiduciarios. Las adquisiciones previstas para el Componente II (Modernización de la Gestión Ambiental de la UTE) son contrataciones de consultorías y estudios de montos limitados.

- 2.9 **Financiamiento retroactivo y reconocimiento de gastos.** El Banco podrá financiar retroactivamente con cargo a los recursos del préstamo, hasta por la suma de US\$39,40 millones (19,7% del monto propuesto del préstamo), y reconocer con cargo al aporte local, hasta por la suma de US\$56,88 millones (19,5% del monto estimado del aporte local), gastos elegibles efectuados por el prestatario antes de la fecha de aprobación del préstamo. Dichos gastos incluirán el primer pago del contrato EPC y se financiarán siempre que se hayan cumplido con requisitos sustancialmente análogos a los establecidos en el contrato de préstamo. Los gastos deberán haberse efectuado a partir del 12 de Octubre de 2011, pero en ningún caso se financiarán gastos efectuados más de 18 meses antes de la fecha de aprobación del préstamo.

E. Otros Temas y Aspectos Especiales

- 2.10 **Viabilidad Técnica.** La licitación del ciclo combinado estableció estándares para garantizar el uso de una tecnología ampliamente probada y de alta confiabilidad. La modalidad del contrato es “llave en mano” y se prevé la contratación de una firma consultora internacional externa para apoyar en la supervisión. Estos elementos garantizan el diseño, operatividad y funcionamiento de la planta, y minimizan los riesgos técnicos. El costo estimado por la UTE para la planta se considera razonable de acuerdo a los precios de mercado²⁵. El BID ha contratado una firma consultora internacional que revisará la propuesta adjudicada para

²³ Los pliegos del segundo proceso indicaban que se iba a analizar solamente la oferta con el mejor Índice Comparador de Ofertas (ICO), que entre otros considera el rendimiento de los equipos, y que de no cumplir con los pliegos, no se iba a analizar la oferta con el segundo mejor ICO, sino que iba a dejar sin efecto el proceso, que es lo que efectivamente ocurrió.

²⁴ UTE tenía la posibilidad de utilizar la figura de la adjudicación directa desde el comienzo, pero realizó dos procesos competitivos internacionales antes de aplicar dicho mecanismo. Si se hubieran aplicado los procedimientos del BID el resultado hubiera sido el mismo, se habría adjudicado a la segunda mejor oferta del segundo proceso, ya que la mejor oferta en términos de ICO no cumplía con los pliegos. UTE negoció y llegó a un acuerdo con el consorcio *Hyundai Engineering & Construction Co. Ltd., Kepco Plant Service & Engineering Co. Ltd., y Hyundai Corporation* por un precio equivalente a US\$481 millones para el total de las inversiones. En términos del ICO, la diferencia entre la oferta adjudicada y la rechazada en el segundo proceso de licitación fue de 3,2%. Se espera que el contrato se formalice para fines del 2012.

²⁵ Este punto, así como otros aspectos técnicos tales como la capacidad del gasoducto, poliducto y líneas de transmisión existentes, toma y descarga de agua, fueron analizados y verificados durante las misiones de análisis que se realizaron conjuntamente con los técnicos de la CAF y KfW.

verificar que está de acuerdo a estándares y normas internacionales, e identificar áreas que requieran atención durante la construcción.

- 2.11 El Equipo del BID revisó el Modelo de Frecuencias de Incumplimiento Esperado (*Expected Default Frequency Model* o EDF) utilizado por la UTE para su planificación. El Modelo EDF optimiza la expansión y utilización de recursos, e incluye el análisis de: (i) el nivel de demanda; (ii) la disponibilidad de equipos (incluyendo eólico futuro); (iii) el comportamiento hidrológico; y (iv) los intercambios con países vecinos. El costo total de gestión es la suma del costo de explotación y el costo de no suministro de la energía eléctrica o costo de falla. El análisis considera asimismo distintos escenarios para el costo de los combustibles fósiles. Utilizando este modelo, se verificó que el ciclo combinado es la alternativa óptima, y de mayor robustez frente a las incertidumbres modeladas.
- 2.12 **Viabilidad Económica.** Para la evaluación económica del ciclo combinado se determinó el costo total de suministro en los escenarios “con” y “sin” proyecto, asumiendo una hidraulicidad promedio. Se determinó que el Proyecto tiene como principales beneficios económicos: (i) la reducción en los costos de abastecimiento por ahorros en el uso de combustibles e importaciones; y (ii) la reducción de la probabilidad de interrupciones de suministro eléctrico (con su consecuente reducción de los costos por los cortes evitados). Se obtuvo una Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 23,8% y un Valor Actual Neto Económico (VANE) de US\$207 millones, con los flujos descontados a un 12%, para la situación en que el proyecto funcione con diesel, y una TIRE de 42,5% y una VANE de US\$1.191 millones para el escenario con gas²⁶. En consecuencia, se considera el Proyecto viable desde el punto de vista económico, y se demuestra asimismo la mayor rentabilidad de su funcionamiento con gas natural. Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad, verificando que el Proyecto es aun rentable con un incremento de 30% en los costos de inversión, o de 18% en los costos de operación, o con un retraso de dos años en su entrada en operación.
- 2.13 **Viabilidad Financiera.** La empresa presenta una estructura financiera y operativa sana registrando un patrimonio de US\$5.939 millones, ingresos por US\$1.554 millones, un bajo nivel de endeudamiento de US\$587 millones y *Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization* (EBITDA) por US\$376 millones²⁷. El flujo de fondos de la UTE es sólido respaldado en una estructura tarifaria que se ajusta regularmente y que refleja los costos operativos y de inversiones. Sin embargo, está expuesto a las variaciones de los precios de combustibles para las plantas térmicas y los niveles de hidraulicidad que pueden obligar a incrementar las necesidades de financiamiento, especialmente en el corto plazo. La creación del Fondo de Estabilización Energética (por un monto equivalente de hasta US\$500 millones) mitiga gran parte de este riesgo.
- 2.14 La UTE tiene una calificación local de AAA (*Fitch*). Asimismo, tiene emitidas obligaciones negociables en el mercado local y por ello la información financiera

²⁶ Los resultados son muy positivos debido a que en un escenario sin proyecto la opción que tiene el sistema es la importación a costos elevados. En el caso con gas se asignó un 25% del costo de las inversiones de la planta regasificadora, porcentaje estimado de consumo para el ciclo combinado.

²⁷ Cifras al 31 de Diciembre del 2011.

de la empresa es publicada y actualizada regularmente en la página web del Banco Central del Uruguay. En los próximos cinco años la UTE tiene previsto inversiones por más de US\$1.500 millones. Considerando los compromisos financieros actuales, el endeudamiento adicional por las inversiones previstas, la UTE tendría capacidad suficiente para hacer frente a las obligaciones de los contratos de préstamo vinculados al Proyecto²⁸.

III. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN

A. Resumen de Medidas de Implementación

- 3.1 **Esquema de Ejecución.** La Gerencia de División Económico Financiera (GDEF) de la UTE será la responsable ante el BID por las gestiones vinculadas al préstamo y contará con el apoyo de las unidades especializadas para cada actividad. La contratación de una firma consultora internacional para la asistencia a UTE en el seguimiento de las obras y el contrato O&M aseguran tanto la ejecución como el O&M adecuado de la planta. La ejecución del Componente de Modernización de Gestión Ambiental estará liderada en los aspectos técnicos por la Gerencia Medio Ambiente, que se apoyará en las unidades correspondientes para las licitaciones, contrataciones y seguimiento de contratos.
- 3.2 La GDEF será responsable ante el BID por: (i) la coordinación de todas las actividades relacionadas con el préstamo; (ii) la elaboración de los informes de avance físico-financiero; (iii) la presentación de las solicitudes de no objeción y desembolso del préstamo y el mantenimiento de registros contables; (iv) la implantación y mantenimiento de un sistema de control que garanticen el correcto uso de los recursos; y (v) la preparación de los informes incluyendo el Informe de Monitoreo del Progreso (*Progress Monitoring Report* o PMR), los Planes Operativos Anuales (POA) y los Informes Semestrales de Seguimiento.
- 3.3 Los desembolsos del préstamo se realizarán a través de pagos directos al contratista EPC o de anticipos de fondos, según una programación de gastos, los cuales deberán ser justificados previo al siguiente desembolso. El préstamo se ejecutará con base en un POA y el SEPA. Para el Componente I, los desembolsos se realizarán siguiendo los hitos previstos en el contrato EPC. La GDGF será responsable de verificar el cumplimiento de los aspectos técnicos en los hitos de pago con el apoyo de la firma supervisora. El equipo del BID contará con el apoyo de consultores técnicos y ambientales.
- 3.4 **Condiciones previas al Primer Desembolso.** La UTE deberá presentar, a satisfacción del BID, evidencia de: (i) la preparación del Plan de Gestión Ambiental (PGAS) consolidado para Punta del Tigre (centrales A más B); y (ii) la revisión técnica satisfactoria por parte del BID de la propuesta adjudicada del proyecto de ciclo combinado. **Condiciones previas al Segundo Desembolso.** La UTE deberá presentar, a satisfacción del BID, evidencia de: (i) el desarrollo de un

²⁸ Según las proyecciones financieras los niveles de apalancamiento se mantendrían por debajo de 2.0 (deuda/EBITDA) con una cobertura de intereses mayores a 10.0 (EBITDA/Intereses). Para mayores detalles ver: <http://www3.bcu.gub.uy/autoriza/ggmvr/ute/mvrfcalif260412.pdf>.

modelo complementario de dispersión de emisiones gaseosas con el objeto de confirmar los resultados del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- 3.5 **Condiciones Especiales de Ejecución.** La UTE deberá presentar, a satisfacción del BID, evidencia de: (i) semestralmente, la presentación de un informe de avance de la ejecución del proyecto del ciclo combinado y del Componente de Modernización de la Gestión Ambiental, el cual incluya información respecto del cumplimiento de las pautas ambientales y sociales definidas en el Plan de Gestión Ambiental (GAS); (ii) doce meses antes de la fecha prevista para el inicio de la operación de la primera turbina de combustión (recepción provisoria), la entrega de un informe que certifique el inicio de un programa de monitoreo de la calidad del agua y hábitat acuático, incluyendo sus primeros resultados; (iii) seis meses antes de la fecha prevista para el inicio de la operación de la primera turbina de combustión (recepción provisoria), un informe que certifique el inicio de la implementación del plan de acción previamente acordado con el BID para el establecimiento de un parque costero en el área del Proyecto del ciclo combinado; (iv) inmediatamente después del (a) inicio de operación de la primera turbina a combustión (recepción provisoria) y del (b) inicio de operación de la turbina a vapor (recepción provisoria del ciclo combinado completo), la realización de visitas de supervisión ambiental por parte del BID, a los efectos de verificar que la operación de la planta está cumpliendo con las políticas ambientales y sociales del BID, de acuerdo con los estándares acordados y la normativa nacional aplicable; y (v) antes del último desembolso, la presentación de un informe final sobre la implementación del parque costero en el área del proyecto de ciclo combinado.

B. Resumen de Medidas para el Monitoreo de Resultados

- 3.6 **Monitoreo.** La UTE deberá presentar un Informe Semestral de Seguimiento del Proyecto, para la aprobación del BID, a más tardar 60 días después del 30 de junio y del 30 de diciembre de cada año, o fechas alternativas coordinadas con los otros financiadores. La UTE contará con un sistema de seguimiento que integre la información financiero-contable y los avances con base en el PMR. El informe se focalizará en los indicadores la Matriz de Resultados (Anexo II), se analizarán los problemas encontrados y se presentarán las medidas correctivas adoptadas. Los informes correspondientes al 30 de diciembre de cada año, incluirán además el POA del año siguiente, con pronóstico de desembolsos y Plan de Adquisiciones actualizado. La revisión de estos informes será realizada en reuniones semestrales entre el BID y la GDEF, y los otros co-financiadores.
- 3.7 El Equipo del BID contará con apoyo de consultores técnicos para el seguimiento del Proyecto a fin de poder identificar oportunamente eventuales problemas en su ejecución. El equipo del BID realizará visitas trimestrales a las obras, coordinadas con los otros cofinanciadores, y mantendrá un diálogo constante con la GDEF.
- 3.8 **Evaluación.** La UTE presentará al BID un informe intermedio a los 60 días de haberse desembolsado el 50% del préstamo; y un informe de evaluación final a los 60 días de haberse desembolsado el 100% del préstamo. Los informes, cuyos términos de referencia requerirán la no-objeción del BID, incluirán, entre otros: (i) los avances en el logro de las metas de la Matriz de Resultados; (ii) el grado de

cumplimiento de las obligaciones contractuales; (iii) la efectividad del sistema de seguimiento y evaluación; y (iv) las lecciones aprendidas.

- 3.9 **Evaluación Socioeconómica Ex-post.** Después de un año completo de operación del ciclo combinado, se realizará una evaluación de tipo costo-beneficio ex-post que considerará información actualizada de la demanda, del costo del Proyecto, y de los costos de generación, incluyendo importaciones de energía.
- 3.10 **Auditoría.** El OE deberá presentar los estados financieros anuales del Proyecto, auditados por el Tribunal de Cuentas o en su defecto por una firma auditora independiente aceptable para el BID, seleccionada de acuerdo con las políticas y procedimientos del BID. Durante el período de ejecución, dichos estados financieros auditados deberán ser presentados anualmente dentro de los 120 días siguientes al cierre del cada ejercicio fiscal.

Matriz de Efectividad en el Desarrollo			
Resumen			
I. Alineación estratégica			
1. Objetivos de la estrategia de desarrollo del BID	Alineado		
Programa de préstamos	La intervención está alineada con el programa de préstamos (i) para países pequeños y vulnerables, (ii) para respaldar iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible (incluida la energía renovable) y sostenibilidad ambiental, y (iii) para respaldar la cooperación e integración regionales.		
Metas regionales de desarrollo	La intervención contribuye a la meta de desarrollo para la protección del medio ambiente, respuesta frente al cambio climático, promoción de la energía renovable y fomento de la seguridad alimentaria: Estabilización de emisiones en equivalente de CO2 (toneladas métricas por habitante).		
Contribución de los productos del Banco (tal como se define en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)	La intervención contribuye a los siguientes productos del Banco: (i) Número de proyectos transfronterizos y transnacionales respaldados (infraestructura, aduanas, etc...), y (ii) Porcentaje de capacidad de generación de electricidad de fuentes con bajo carbono en el total de la capacidad de generación financiada por el BID.		
2. Objetivos de desarrollo de la estrategia de país	Alineado		
Matriz de resultados de la estrategia de país	GN-2626	La intervención contribuye a la mejora de la capacidad de oferta eléctrica y gasífera.	
Matriz de resultados del programa de país	GN-2661-4	El proyecto está incluido en el Documento de Programación de País 2012.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (si no se encuadra dentro de la estrategia de país o el programa de país)			
II. Resultados de desarrollo - Evaluabilidad	Altamente Evaluable	Ponderación	Puntuación máxima
	9,3		10
3. Evaluación basada en pruebas y solución	9,9	25%	10
4. Análisis económico ex ante	10,0	25%	10
5. Evaluación y seguimiento	7,5	25%	10
6. Matriz de seguimiento de riesgos y mitigación	10,0	25%	10
Calificación de riesgo global = grado de probabilidad de los riesgos*	Medio		
Clasificación de los riesgos ambientales y sociales	A		
III. Función del BID - Adicionalidad			
El proyecto se basa en el uso de los sistemas nacionales (criterios de VPC/PDP)	Si	Se usan todos los sistemas nacionales financieros. En adquisiciones se usa el portal de compras estatales y de información.	
El proyecto usa otro sistema nacional para ejecutar el programa diferente de los indicados arriba			
La participación del BID promueve mejoras en los presuntos beneficiarios o la entidad del sector público en las siguientes dimensiones:			
Igualdad de género			
Trabajo			
Medio ambiente	Si	Se ha incorporado en el diseño del proyecto la elaboración e implementación de un Programa de Modernización de la Gestión Ambiental.	
Antes de la aprobación se brindó a la entidad del sector público asistencia técnica adicional (por encima de la preparación de proyecto) para aumentar las probabilidades de éxito del proyecto			
La evaluación de impacto ex post del proyecto arrojará pruebas empíricas para cerrar las brechas de conocimiento en el sector, que fueron identificadas en el documento de proyecto o el plan de evaluación.			

La intervención está alineada con el programa de préstamos para países pequeños y vulnerables, para respaldar iniciativas sobre cambio climático, energía sostenible (incluida la energía renovable) y sostenibilidad ambiental y para respaldar la cooperación e integración regionales. La intervención contribuye a la meta regional de desarrollo para la protección del medio ambiente, respuesta frente al cambio climático, promoción de la energía renovable y fomento de la seguridad alimentaria. En particular, los productos del Banco a los que contribuye son: (i) Número de proyectos transfronterizos y transnacionales respaldados (infraestructura, aduanas, etc.), y (ii) Porcentaje de capacidad de generación de electricidad de fuentes con bajo carbono en el total de la capacidad de generación financiada por el BID. La intervención está alineada con la estrategia de país y con el programa de país.

El objetivo general del proyecto es contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema especialmente en los años con escasas precipitaciones. El objetivo específico es apoyar la construcción de una planta de generación de ciclo combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de mejora de la gestión ambiental en la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).

La matriz de resultados presenta en detalle todos los indicadores de impacto y resultados y productos asociados a los objetivos y componentes del programa. Los indicadores presentados son SMART. El programa incluye un análisis económico y un plan de evaluación que se basa en una metodología ex-post la cual medirá si se han realizado algunos de los resultados esperados del programa.

Están identificados los principales riesgos, las medidas de mitigación y los indicadores para su seguimiento.

Matriz de Resultados

Objetivo del Proyecto	El objetivo general del Proyecto es contribuir a satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema especialmente en los años de baja hidraulicidad. El objetivo específico es apoyar la construcción de una planta de generación de ciclo combinado a gas y sus obras complementarias y el desarrollo de un programa de mejora de la gestión ambiental en UTE.
------------------------------	--

Indicadores de Producto	Línea de Base 2012	Año 1 2013	Año 2 2014	Año 3 2015	Año 4 2016	Meta	Medios de Verificación	Comentarios
Componentes 1 y 3								
Planta de Ciclo Combinado de 530 MW Instalada	0	0	0	0	1	1	Informe de UTE, Visita de Inspección, MIEM.	Se hará la recepción provisional de dos turbinas de ciclo simple en el 2014 y una turbina de vapor en el 2016.
Componente 2								
Diagnóstico ambiental de UTE realizado	0	0	1	0	0	1	Informe de UTE	
Plan de Acción Medioambiental desarrollado	0	0	1	0	0	1	Informe de UTE	
Sistema de Gestión y Desempeño Ambiental diseñado	0	0	0	1	0	1	Informe consultor con el diseño del Sistema de Gestión por parte de UTE	
Proyecto Piloto utilizando el Sistema de Gestión Ambiental Implementado ¹	0	0	0	0	0	1	Informe de UTE, Visita de Inspección a oficinas de UTE y a Planta Punta del Tigre B, Reportes del Sistema de Gestión.	

¹ Se identificará el proyecto piloto concreto a ser realizado durante la ejecución del programa. A partir de la selección de este proyecto se establecerán los indicadores apropiados a ser evaluados después de terminado el proyecto (por ejemplo costo por tonelada de residuos industriales tratada).

Indicadores de Resultado	Línea de Base (2011)	Meta (2016)	Medios de Verificación	Comentarios
GWh/año generados en Uruguay	9.524	13.392	MIEM DNE	Línea Base (datos del MIEM DNE). Para calcular la meta, se utilizó el escenario de expansión realizado por UTE utilizando generación hidroeléctrica similar al promedio de los últimos años (año hidrológico medio).
% de generación no hidroeléctrica en el Ssistema Eléctrico Uruguayo,	32%	52%	MIEM DNE	Se usa % de generación no hidroeléctrica como indicador de la diversificación de la matriz hacia otras fuentes de generación (eólica, biomasa, ciclo combinado). Este indicador muestra también la reducción de la vulnerabilidad a años secos.
Capacidad Instalada Térmica Firme como porción de la demanda máxima	64%	80%	MIEM DNE	El indicador muestra la vulnerabilidad del sistema en años secos.
Reducción del Factor de Emisiones del Parque Térmico (tCO ₂ /MWh)	0,87	0,51	Informe UTE	<p>Se calculó el factor de emisiones del parque térmico utilizando información provista por UTE de: (i) factor de emisiones (tCO₂/MWh) por planta en operación; (ii) generación térmica en el 2011 (línea base); y (iii) el escenario de expansión de UTE (Meta) que asume generación hidroeléctrica con un año hidrológico medio.</p> <p>En estos escenarios se asume que la planta Punta del Tigre B opera con gas natural en el 2016.</p>

Indicadores de Impacto	Línea de Base (2011)	Meta (2017)	Medios de Verificación	Comentarios
Reducción del Volumen de Importaciones de Electricidad (GWh/año)	470,3	120	MIEM DNE	Se tomaron como base las importaciones de electricidad en el 2011. La meta fue calculada por UTE asumiendo que la planta de ciclo combinado entra en operación a su máxima capacidad en el 2016, y un año hidrológico medio.
Incremento en la Capacidad Instalada de Generación (MW)	2697	3880	MIEM DNE	Se asumió como año de línea base el 2011. Para el 2016 se asume que se incrementa la generación eólica en 673 MW en base a las licitaciones adjudicadas por UTE, que se instalan 560 MW térmicos (fósiles y biomasa) y deja de operar una planta de 50 MW térmica.
Reducción del Costo Promedio de la Generación Térmica (\$US/MWh)	200,6	118,3	Informe UTE / ADME / MIEM DNE	Se calculó el Costo Promedio de Generación utilizando información provista por UTE de: (i) costos por planta en operación; (ii) generación térmica en el 2011 (línea base); y (iii) el escenario de expansión de UTE (Meta) que asume generación hidroeléctrica con un año hidrológico medio. En estos escenarios se asume que la planta Punta del Tigre B opera con gas natural en el 2016.

ANEXO III

ACUERDOS Y REQUISITOS FIDUCIARIOS

PAÍS: URUGUAY

PROYECTO N° UR-L1070

NOMBRE: Proyecto Ciclo Combinado Punta del Tigre "B"

ORGANISMO EJECUTOR: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

PREPARADO POR: Gabriele M. del Monte y Nadia Rauschert

I. Resumen ejecutivo

1. Los Acuerdos y Requisitos Fiduciarios establecidos para el presente Programa se fundamentan en los siguientes análisis disponibles: CFAA del año 2005 y la evaluación SECI del Organismo Ejecutor (OE) de abril 2012. En marzo de 2011 se comenzó la evaluación de la Gestión de las Finanzas Públicas a través de la metodología PEFA, esperando que hacia fines de 2012 se cuente con el informe final de sus resultados.
2. El riesgo fiduciario del Uruguay es considerado bajo, es decir que la probabilidad de que los fondos públicos o de donantes sean utilizados para fines no autorizados, es menor. En general, la administración financiera pública en Uruguay es considerada como responsable y transparente, pero con un elevado nivel de controles que pueden enlentecer los procesos correspondientes. En lo que concierne a las adquisiciones públicas, cuentan con un marco jurídico e institucional reconocido y una buena base legal, pero que presenta algunas debilidades que afectan la efectividad y pueden producir mayores costos en términos de costos transaccionales de los procesos. Los estudios realizados en los años 2005 y 2008 indican que la corrupción no es percibida como un problema y clasifican al país como de "riesgo medio".
3. El costo total del programa se estima en US\$ 741,2 millones (compuesto por: US\$ 200MM de financiamiento BID, US\$ 180MM CAF, US\$ 70MM KfW y US\$ 291,2 MM de contrapartida local-UTE). El garante de la operación será la República Oriental del Uruguay y el Prestatario y Organismo Ejecutor-OE será la UTE, una empresa de propiedad del Estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría, quien será responsable por la administración de los recursos de la operación, así como de gestionar el oportuno financiamiento de los aportes de contrapartida local.

II. Contexto fiduciario del Organismo Ejecutor

El OE es una persona de derecho público interno, con el grado de autonomía técnica determinada por las normas constitucionales relativas a los entes descentralizados del dominio industrial y comercial del Estado, y por el decreto-ley N° 15.031 de 4/07/1980 ("Ley Orgánica" de UTE).

Para efectos ilustrativos describimos el contexto de los sistemas con los que opera el Ejecutor:

- a. Presupuesto. Es elaborado por UTE de acuerdo con las disposiciones constitucionales vigentes, y estructurado según las normas del Ente dada su especialización. El presupuesto es preparado anualmente Por la Division Economico Financiera en base a las instrucciones recibidas por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y del Ministerio de Economía y Finanzas y los objetivos que las distintas áreas de UTE acuerdan llevar adelante basados en la planificación estratégica del Ente.
- b. Tesorería, existe un sector de Tesorería dentro de la Gerencia Económico Financiero.
- c. Contabilidad y reportes financieros, el Ejecutor utiliza el sistema de Gestión y Contabilidad SAP y prepara sus estados financieros anuales de acuerdo con normas contables vigentes en el Uruguay.
- d. Control Interno. Existe una Unidad de Auditoría Interna y Seguimiento de Gestión en relación de staff con el Directorio de UTE. Asimismo funciona un Comité de Auditoría integrado por tres miembros del Directorio.
- e. Control Externo, Como Ente emisor de obligaciones, UTE se encuentra regulado por el Banco Central del Uruguay. Para ello debe presentar estados financieros trimestrales con informe de compilación y anuales con informe de auditoría externa independiente. Adicionalmente, por disposición Constitucional sus estados financieros anuales son visados por el Tribunal de Cuentas de la República (TCR).
- f. Procedimientos de adquisiciones y contrataciones: estos se basan sobre el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF). La calificación SECI, en lo que Capacidad de Ejecución concierne, arroja para el Sistema de administración de bienes y servicios (SABS): normas y procedimientos relativos a la solicitud, autorización, cotización, contratación, verificación de ejecución o entrega, registro y verificación de existencia de los bienes o servicios que se adquirirán en desarrollo de la programación de operaciones, un nivel Satisfactorio y un Riesgo Bajo (RB).

III. Evaluación del riesgo fiduciario y acciones de mitigación

El resultado consolidado de las capacidades de UTE evaluadas por SECI, presenta un grado de desarrollo "Satisfactorio" (SD), asociado a un nivel de riesgo "Bajo" (RB).

Este resultado está alineado con los antecedentes del ejecutor en la operación implementada por UTE en el pasado con el Banco (préstamo 903/OC-UR), donde se ha destacado un historial de cumplimiento de obligaciones contractuales, avalado por estados financieros auditados con opinión limpia. Igual aval surge de los resultados de las actividades de supervisión del Banco

aplicadas en forma regular a la ejecución del programa anterior, de acuerdo con sus políticas, o con normas a cuyo cumplimiento se obligó el prestatario en virtud del contrato de préstamo.

IV. Aspectos a ser considerados en Estipulaciones Especiales a los contratos

Con el fin de agilizar la negociación del contrato por parte del equipo de proyecto, se incluyen a continuación aquellos Acuerdos y Requisitos que deberán ser considerados en las estipulaciones especiales:

- Tipo de cambio, para la rendición de cuentas en dólares. El ejecutor informa que la conversión de moneda local a dólares la hará en base al tipo de cambio de la fecha de pago.
- Auditoria de estados financieros, se requiere su presentación al cierre de cada año, durante todo el periodo de ejecución y deberán estar auditados por el TCR o una firma privada elegible para el Banco.

V. Acuerdos y Requisitos para la Ejecución de las Adquisiciones

Las Políticas de adquisiciones que aplican para este Préstamo son la GN-2349-9 y la GN-2350-9.

1. Ejecución de las Adquisiciones

Si bien la adquisición principal del Proyecto Ciclo Combinado Punta del Tigre “B” ha sido adjudicada al consorcio liderado por la firma coreana Hyundai, quedan otras adquisiciones (consultorías y estudios) para la cual se cree oportuno recordar que:

- 1.1. Antes del inicio de las adquisiciones, el Plan de Adquisiciones-PA para los primeros 18 meses deberá ser dado de alta en el SEPA, y mantenido actualizado por la UE.
- 1.2. La pertinencia del gasto, es decir los TdR, ET, DDL y presupuesto, de responsabilidad del Especialista Sectorial (ES)/JdE del proyecto, necesita siempre de no-objeción previa con respecto al inicio de la adquisición misma.

2. Adquisición de la Obra con modalidad de “llave en mano”

- 2.1. El Préstamo contempla una sola adquisición de obras: la construcción de la Central de Ciclo Combinado Punta del Tigre “B” con modalidad de llave en mano (ejecución 4 años), más operación y mantenimiento (O&M) por un periodo de 3 años (extensible por otros 2 años), cuyo proceso está en curso de finalización habiendo sido adjudicada mediante la modalidad de contratación directa al consorcio compuesto por Hyundai Engineering & Construction Co.Ltd., Kepco Plant Service & Engineering Co.Ltd. y Hyundai Corporation, denominado Consorcio HDEC-KPS-HDC, debiéndose esperar la firma del respectivo contrato. La verificación de la conformidad legal del proceso ha sido realizada por el TCR .
- 2.2. A la contratación directa de la firma Consorcio HDEC-KPS-HDC por parte de la UTE - no existiendo al momento Préstamo alguno por parte del BID - se ha llegado utilizando preceptivamente la normativa nacional en materia de compras y contrataciones estatales siguiendo lo indicado en el TOCAF, art. 33 literal 22 y después de la realización de dos procesos competitivos internacionales que no pudieron ser concluidos.

- 2.3. El Banco se ha cerciorado, en su oportuno momento, que los pliegos utilizados en las dos licitaciones internacionales siguieran sustancialmente las buenas prácticas así como las normas del Banco en materia.
- 2.4. La primera licitación pública internacional ha sido publicada en fecha 25.05.2011 en los diarios nacionales, pagina web de la UTE así como en UNDB online. La apertura de las ofertas se realizó en fecha 20.12.2011 después de tres postergaciones y de haber contestado a más de 700 preguntas con 19 circulares. Hubo cinco ofertas (Cobra Instalaciones y Servicios SA; Electroingeniería SA; Ansaldo Energía SPA y Construcciones e Instalaciones Electromecánicas S.A. conformantes del consorcio denominado "Consortio Ansaldo SPA y CIEMSA"; Abener Energía SA y General Electric International Inc.; Hyundai Engineering Co. Ltda., KEPCO Plant Service & Engineering Co. Ltd. y Hyundai Corporation, conformantes del consorcio denominado "Consortio HEC-KPS-HDC").
- 2.5. El 14.06.2012 el Directorio de la UTE, a unanimidad, decidió rechazar las cinco ofertas recibidas y dejar sin efecto la licitación debido a que no se pudo comprobar de forma fehaciente la experiencia requerida del oferente mejor calificado, el Consortio HEC-KPS-HDC (denunciado penalmente por un diputado del Congreso Nacional por presunto fraude de HEC en la documentación vinculada a la experiencia requerida) y porque las restantes ofertas no cumplían cabalmente con los requerimientos de la licitación.
- 2.6. En fecha 25.06.2012 UTE publicó por la segunda vez la licitación internacional en los diarios nacionales, pagina web de la UTE así como en UNDB online. No hubo postergaciones.
- 2.7. En fecha 08.08.2012 se realizó la apertura de las ofertas. Se recibieron cinco ofertas, cuatro por las mismas firmas/consorcios de la licitación anterior (Cobra Instalaciones y Servicios SA; Electroingeniería SA; Ansaldo Energía SPA; Abener Energía SA y General Electric International Inc.); y la quinta por parte del consorcio compuesto por Hyundai Engineering and Construction (HDEC), KEPCO Plant Service & Engineering Co. Ltd. (KPS), y Hyundai Corporation (HDC), denominado "Consortio HDEC-KPS-HDC") (en esta oportunidad no se presentó la firma HEC, objeto de denuncia mencionada).
- 2.8. Estas cinco firmas/consorcios representan una parte sustancial del mercado específico de plantas de ciclo combinado de la capacidad licitada.
- 2.9. El pliego utilizado en esta licitación preveía que antes de verificar el cumplimiento formal y de experiencia de la firma y/o consorcios, la Comisión Asesora de Adjudicaciones (CAA) analizaría todas las ofertas técnicas para identificar el mejor Índice Comparador de Ofertas (ICO), sumatoria de distintos factores técnicos económicos entre construcción, mantenimiento y prestaciones de las turbinas. Una vez identificado el mejor ICO, contextualmente se devolverían las garantías de mantenimiento de oferta a las demás firmas y se evaluarían los antecedentes de la firma con el mejor ICO (pre-adjudicataria). De esta forma, de no cumplir los requisitos la firma con mejor ICO no se podría pasar a la segunda mejor clasificada dado que el proceso de por sí quedaría cancelado. En esta eventualidad, y conforme al TOCAF, la UTE pasaría a una contratación directa
- 2.10. El 23.09.2012 se puso en vista a los oferentes el resultado preliminar de la evaluación de la oferta con el mejor ICO (Electroingeniería) y se recibieron observaciones al mismo por parte de las cuatro firmas que obtuvieron los ICO menores al primero. Las observaciones recibidas fueron analizadas por el CAA y desestimadas.

- 2.11. En fecha 27.09.2012 el Directorio de la UTE, sobre la base de la evaluación de los antecedentes por parte de la CAA, resuelve rechazar la oferta de Electroingeniería, dado que no cumplía con los requisitos técnicos del pliego.
- 2.12. Con misma fecha el Directorio de la UTE, después de haber realizado dos procesos competitivos que no pudieron completarse, decide ampararse a la normativa nacional (TOCAF, art.33, numeral 22) y proceder de inmediato a entablar las negociaciones para poder llegar a la contratación directa de una firma/consorcio para realizar el proyecto de la Planta de Ciclo Combinado de Punta del Tigre B. En este caso, y así lo dispone en su resolución, el Directorio indica que el consorcio con el cual se entablará la negociación será la segunda mejor oferta clasificada (segundo mejor ICO) de la última licitación internacional que fue dejada sin efecto (Consorcio HDEC-KPS-HDC).
- 2.13. El 28.09.2012, Electroingeniería presentó un recurso administrativo contra la Resolución de la UTE de rechazo de su oferta. Por resolución del Directorio, la UTE rechazó el recurso presentado. Electroingeniería tiene la posibilidad de interponer una Acción de Nulidad en el Tribunal Contencioso-Administrativo. Sin embargo, este recurso no tendría efectos suspensivos sobre el proceso de contratación directa. En fecha 14.11.2012 Electroingeniería SA ha enviado notas al Banco planteado su posición en relación a su descalificación por parte de UTE en la segunda licitación.
- 2.14. Para debida información se reporta que: la diferencia entre la oferta económica del mejor ICO (Electroingeniería), y el segundo ICO (Consorcio HDEC-KPS-HDC) era de 3.3%.
- 2.15. Cabe señalar que la UTE estaba habilitada, en el marco de la normativa nacional aplicable a las Administraciones del Estado Descentralizadas, a realizar la contratación directa desde el inicio del proceso. Sin embargo, decidió realizar dos llamados públicos internacionales competitivos antes de realizar la contratación directa.
- 2.16. Con base en los pliegos utilizados en el segundo proceso, UTE ha negociado y llegado a un acuerdo con el Consorcio HDEC-KPS-HDC por un valor equivalente a US\$481 millones (costo total de las inversiones), lo cual fue aprobado por Resolución del Directorio de UTE del 18.10.2012, por unanimidad. En términos de ICO (que no se considera para la contratación directa), la oferta adjudicada resultó equivalente a 3.2% superior a la oferta de Electroingeniería SA en el segundo proceso dejado sin efecto.
- 2.17. El 19.10.2012 UTE ha ingresado el expediente al TCR para que se expida sobre la legalidad del proceso de la contratación. El TCR con su Expediente nº 6233/12 de fecha 31.10.2012 no levanta observaciones, ni a la justificación de la Contratación directa, ni al cumplimiento de lo exigido. El TCR informa sin embargo que *"...no pueden comprometerse gastos sin que exista disponibilidad suficiente en el rubro de imputabilidad contable..."* y es para este aspecto que levanta una observación a la UTE
- 2.18. La UTE con Resolución del Directorio nº 12-1737 de fecha 06.11.2012 reitera el gasto atendiendo lo observado por el TCR. Con este dictamen UTE estaría en condiciones de firmar contrato con el consorcio HEDC-KPS-HDC.
- 2.19. Cabe finalmente señalar que el consorcio liderado por la firma Ansaldo (Italia) ha presentado una nota a UTE indicando que la contratación directa que realiza UTE no debería haber sido realizada con el consorcio HDEC-KPS-HDC, si no con Ansaldo ya que su oferta era la más competitiva después de la de Electroingeniería SA (según los cálculos

realizados por la misma Ansaldo). Este acto sin embargo no constituye una protesta formal al proceso de contratación directa. Se hace notar que, los dos procesos de licitación competitivos previos a la contratación directa se han realizado conforme a las buenas prácticas internacionales aplicables a este tipo de licitaciones de proyectos llave en mano, hubo publicidad adecuada, se otorgaron plazos razonables para la preparación de ofertas, se recibieron y respondieron numerosas consultas de clarificaciones, la justificación de los rechazos de las ofertas fue debidamente fundada y hubo un alto grado de participación de los principales proveedores internacionales de centrales de ciclo combinado. Adicionalmente, para la segunda licitación se introdujeron algunos ajustes a los pliegos originados de las rondas de preguntas y respuestas de la primera licitación, tales como la limitación de la responsabilidad al monto del contrato, adecuándose a las prácticas internacionales para este tipo de proyectos que contribuyeron a mejorar las ofertas.

- 2.20. Por lo ante mencionado y sobre la base de la información disponible, se puede concluir que la contratación directa se realizó:
- 2.20.1. siguiendo la normativa nacional en materia de compras y contrataciones estatales de acuerdo al TOCAF;
 - 2.20.2. si bien, desde un punto de vista técnico y formal, se recurrió a la figura de una contratación directa, la identificación del consorcio con el cual se negoció la misma se basó en un proceso integral altamente competitivo, siendo el mismo sustancialmente similar a los procedimientos del Banco; se estaría contratando a la segunda mejor oferta de la última licitación realizada según normas nacionales, con una mínima diferencia de precios entre la primera y segunda oferta, precio que además se considera razonable y de mercado. El precio final de adjudicación resulta ser inferior a lo ofertado por Consorcio HDEC-KPS-HDC en la segunda licitación.
 - 2.20.3. la contratación se considera consistente con lo indicado en el párrafo 1.9 del GN-2349-9 y el proceso realizado conforme a las políticas de contrataciones del Banco habiéndose seguido criterios de economía y eficiencia, publicidad, igualdad de oportunidades, competencia y transparencia del proceso.

3. Adquisición y Selección y Contratación de Consultores

- 3.1. Firmas Consultoras: se seleccionarán y contratarán según las Políticas del BID. Los llamados con publicidad internacional (valor mayor a USD 200.000) serán con modalidad de revisión ex-ante.
- 3.2. Selección de los consultores individuales: n/a

4. Capacitación: n/a

- 5. **Adquisiciones Anticipadas/Financiamiento Retroactivo:** para la contratación anticipada de la Central de Ciclo Combinado Punta del Tigre "B", podría necesitarse el financiamiento retroactivo del primer anticipo, dependiendo de la fecha en que se formalice el Contrato EPC. .

6. Tabla de Montos Límites para Uruguay (miles de US\$)

Obras			Bienes y servicios distintos de consultoría			Consultoría	
LPI	LPN	CP	LPI	LPN	CP	Publicidad Internacional	Lista Corta 100% Nacional
≥ 3.000	3.000-250	< 250	≥ 250	250-50	<50	≥ 200	< 200

- 7. Límite para Revisión Ex-Post** --- NO SE APLICA. Si bien UTE es considerado un OE de nivel de riesgo bajo, las adquisiciones previstas a financiar con recursos del Préstamo BID y a realizarse con normas del Banco son para firmas consultoras de valor mayor de USD 200,000 y por ende con modalidad de revisión ex-antes. La única adquisición que quedaría con monto menor a realizarse con recursos del financiamiento es la contratación de la firma consultora para el *Plan de Acción Medioambiental*. La puesta en marcha de la revisión ex-post solo para esta adquisición no se considera eficiente.
- 8. Adquisiciones Principales:** El Préstamo contempla solo seis adquisiciones de firmas consultoras, además de la de obra: cuatro con recursos del Préstamo BID y dos con recursos de contrapartida nacional. Estas serán realizadas durante la ejecución del Préstamo y son reflejadas en el Plan de Adquisiciones inicial en anexo obligatorio a este documento POD.
- 9. Supervisión de Adquisiciones:** el método de revisión es ex-ante.
- 10. Registros y Archivos:** no hay disposiciones especiales. Habrá un archivo dedicado.

VI. Acuerdos y Requisitos para la Gestión Financiera

1. Programación y presupuesto

No hay requerimientos adicionales que los contractuales.

2. Contabilidad y sistemas de información

Para la registración del proyecto se utilizará el Sistema SAP que utiliza el Ente. Los Estados Financieros del OE y del Proyecto deberán ser emitidos, de acuerdo a Normas Contables Aceptadas por el Banco en su Política de Gestión Financiera y se requerirá que sean auditados en forma anual por el TCR o una firma privada elegible (en este caso la misma que audita los estados del OE).

3. Desembolsos y flujo de caja

A los efectos de la ejecución de los fondos del Proyecto, el OE deberá habilitar una cuenta especial (de carácter nominativo) a nombre del proyecto en el BCU, la cual recibirá los fondos desembolsados por el Banco que luego se transferirán a otra cuenta que el Proyecto utilice para sus pagos.

La modalidad de desembolsos será la de “anticipos” que se basa en las necesidades reales de liquidez, sustentadas en una adecuada proyección financiera y de desembolsos.

4. Control Interno y auditoría externa

Los informes de la auditoría externa del Proyecto y la revisión de los procesos y solicitudes de desembolso, deberán presentarse por cada ejercicio anual durante la etapa de desembolso, hasta el 30 de abril del año siguiente. Se deberán tomar en consideración las Normas Internacionales de Auditoría (NIA) y las Guías emitidas por el Banco para el efecto. Se podrá tomar en cuenta también los informes del Área de Auditoría Interna, en la medida que consideren aspectos del proyecto.