

URUGUAY

PERFIL DE PROYECTO

I. DATOS BÁSICOS

Título:	Proyecto Ciclo Combinado Punta del Tigre B	
Número:	UR-L1070	
Equipo de Proyecto:	Emilio Sawada (ENE/CPR), Jefe de Equipo; Ramón Espinasa (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Arturo Alarcón (INE/ENE); Soon Hyun Lee (INE/ENE); Gabriele Del Monte (PDP/CUR); Nadia Rauschert (PDP/CUR); Javier Cayo (LEG/SGO); Emmanuel Boulet, (VPS/ESG), bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de la División de Energía (INE/ENE); y Tracy Betts, Representante en Uruguay (CSC/CUR).	
Prestatario:	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)	
Garante:	República Oriental del Uruguay	
Ejecutor:	UTE	
Plan de financiamiento:	BID hasta	US\$200,0 millones
	CAF hasta	US\$180,0 millones
	KfW hasta	US\$ 70,0 millones
	Local y otros co-financiadores	<u>US\$100,0 millones</u>
	Total	US\$550,0 millones (preliminar asumiendo 500-MW)
Salvaguardias:	Políticas identificadas: B.05, B.06, B.09-OP-703; OP-704. Categoría: A	

II. ANTECEDENTES, JUSTIFICACIÓN GENERAL Y OBJETIVOS

A. Antecedentes

- 2.1 El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Uruguay cuenta con una capacidad de generación instalada de 2.692-Megawatts (MW), de los cuales el 57,1% corresponde a centrales hidroeléctricas¹, 32,5% a termoeléctricas y 10,4% a otras fuentes renovables. En el año 2010 la demanda de energía fue de 9.382-Gigawatt-hora (GWh), con una máxima de 1.698-MW. El crecimiento proyectado es de 3,8% anual promedio para los próximos cinco años, se espera que en el año 2015 la demanda supere los 11.000-GWh.
- 2.2 Uruguay ha alcanzado el máximo desarrollo de centrales hidráulicas de gran escala. Durante los años de hidraulicidad normal o alta, la capacidad de generación hidráulica es suficiente para cubrir una parte significativa o casi toda la demanda, pero en los años secos la generación térmica es fundamental, especialmente porque el sistema depende básicamente de una sola gran cuenca hidrológica. En el período 2001-2010, en términos de energía efectivamente generada, la fuente hidroeléctrica representó entre un mínimo de 43% (2006) y un máximo de 98% (2001) del total de la demanda. La oferta renovable para un año hidrológico medio es cercana a 8.750-GWh (incluyendo 1.750-GWh de biomasa).

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

- 2.3 La generación a partir de Energía Renovable No Convencional (ERNC) es creciente con una capacidad instalada de 40-MW de energía eólica y 240-MW a biomasa. Se está promoviendo la diversificación de la matriz incentivando en especial la energía eólica, esperando contar con unos 500-MW instalados para el 2015². Para que se pueda incrementar la instalación de plantas eólicas en escala y a la vez garantizar el suministro, es necesario contar con generación firme confiable y de rápida respuesta para las horas en que no hay viento adecuado.
- 2.4 UTE ha decidido la instalación de una planta de ciclo combinado a gas denominada Planta de Ciclo Combinado Punta del Tigre B (el Proyecto), para posibilitar el incremento de energía renovable y al mismo tiempo reducir la vulnerabilidad del sistema, especialmente a los años secos. El Proyecto es la solución de generación térmica de mayor eficiencia y menor impacto ambiental.³ El Proyecto desplazará la energía de centrales termoeléctricas más ineficientes y contaminantes dado que el despacho se realiza con base en el costo marginal. Este efecto de desplazamiento se incrementará también a medida que se incremente la capacidad instalada de centrales eólicas.
- 2.5 La estrategia para el sector contempla además la diversificación de fuentes de importación eléctrica con la construcción de una línea de transmisión entre Uruguay y Brasil; la construcción de una planta de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) cerca de Montevideo para poder acceder al mercado internacional de gas licuado y no depender solamente de la importación de gas a través de ductos; plantas de generación a partir de biomasa (residuos forestales y plantas de pulpa de papel), y programas de eficiencia energética.⁴
- 2.6 La Estrategia de País del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para Uruguay (GN-2398-2) prioriza el apoyo a las inversiones que contribuyan a la diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía a fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema, aumentar la seguridad energética y la eficiencia del sector. El Proyecto es consistente con estos lineamientos, y adicionalmente contribuye a 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 el Proyecto podría contribuir a la exportación de energía eléctrica; y (ii) cambio climático, ya que la planta 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 instalada de generación eólica.

B. Objetivos y resultados esperados.

- 2.7 El **objetivo general** del Proyecto es satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, contribuir a diversificar la matriz eléctrica en forma ambientalmente sostenible y mitigar la vulnerabilidad del sistema especialmente en los años de

² En marzo 2011 se adjudicaron 150-MW de proyectos eólicos y se están por licitar otros 150-MW.

³ La mayoría de las hidroeléctricas son centrales de paso, de gran variabilidad hidrológica, por lo cual no sirven como respaldo para las eólicas y la solución del *back-up* debe ser térmica.

⁴ El BID está considerando la posibilidad de financiar una nueva planta de celulosa (que incluye 180-MW de generación), y la planta regasificadora en Montevideo, ambas como operaciones sin garantía soberana.

baja hidraulicidad. El **objetivo específico** es apoyar la construcción de una planta de generación de ciclo combinado a gas y sus obras complementarias.

- 2.8 El costo total del Proyecto se estima entre US\$440 millones a US\$550 millones. El costo final dependerá del resultado de las ofertas que se presenten en la licitación actualmente en proceso. El mismo incluye turbinas, generadores, obras civiles, montaje, obras y equipos complementarias (no requiere ampliación de líneas de transmisión ni ductos). La selección del contratista se realizará considerando la mejor opción de capacidad instalada (entre 360-MW y 500-MW), costo de operación y mantenimiento, y rendimiento de los equipos. Se anticipa cofinanciamiento de la Corporación Andina de Fomento (CAF), *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW) y eventualmente de otros co-financiadores.
- 2.9 **Resultados esperados.** Con el Proyecto se espera: (i) incrementar la capacidad de generación instalada entre 13,4% y 18,6% (depende de la capacidad que se defina de 360-MW a 500-MW); (ii) incrementar la eficiencia energética del parque térmico de generación - mayor generación eléctrica con la misma cantidad de gas o combustible, en términos de *Kilowatt-horas/Calorías* (KWh/Cal); (iii) reducir el factor de emisiones CO₂/Megawatt-horas (MWh) del parque térmico al desplazar en el orden de despacho a otras unidades de generación antiguas; y (iv) reducir el costo marginal de generación térmica en el sistema (US\$/MWh).

III. ASPECTOS DE DISEÑO Y CONOCIMIENTO DEL SECTOR

- 3.1 El sector eléctrico de Uruguay está regido por la Ley 18.632/97 Nuevo Marco Regulatorio del Sector Eléctrico. Existe un ente regulador, la Unidad de Regulación de Servicios de Energía y Agua (URSEA); un ente normativo, la Dirección de Energía bajo el Vice-ministerio de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM), y un ente encargado de la planificación y operación del sistema, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME). En el subsector de generación participan UTE (tiene el 55,3% de la capacidad instalada del sistema), la Hidroeléctrica Binacional Salto Grande (Salto Grande) (35,1%) y los privados (7,6%). Las plantas despachan con base en el costo marginal. La compraventa de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realiza básicamente a través de contratos pero también se permiten transacciones en el mercado de oportunidades (*spot*). Los sectores de transmisión y distribución están estructurados como monopolios naturales regulados. UTE opera la mayor parte de las redes de transmisión en alta tensión, mientras que Salto Grande opera 150-kilómetros (km) en 500-kiloVolt (kV) en territorio del Uruguay.
- 3.2 Las tarifas eléctricas son propuestas por UTE a la URSEA y aprobadas por el Poder Ejecutivo. Las tarifas se ajustan regularmente, cubren los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema, y su nivel son una de las más elevadas de la región⁵. El esquema tarifario tiene bloques de consumo para los usuarios residenciales siendo 30% más bajo para los consumos menores a 100-kWh/mes. Se ha creado un fondo de regulación que acumula recursos en los años

⁵ La tarifa residencial está en el orden de US\$0.21/KWh (para consumos entre 101 a 600-kWh/mes).

de rica hidrología y que se utiliza para compensar los eventuales elevados costos de generación térmica especialmente en los años secos.⁶

- 3.3 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. Aunque UTE está verticalmente integrada, ha implementado un sistema de desglose contable de las actividades de generación, transmisión y distribución. Las unidades de generación de UTE despachan de acuerdo a su costo marginal, y UTE cuenta con 1,2 millón de clientes.
- 3.4 Las principales agencias multilaterales y bilaterales que actúan en el sector son: (i) CAF que, entre otros, está co-financiando la interconexión de Uruguay con Brasil; (ii) el Banco Mundial, que está 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). El BID está ejecutando una Cooperación Técnica (CT) regional no reembolsable para apoyar el desarrollo de una planta de regasificación (RG-T1462); y otra para analizar el potencial de generación distribuida a partir de energía renovable y eficiencia energética (RG-T1886).
- 3.5 Aspectos Fiduciarios. El Prestatario será UTE, el Garante del préstamo será la República Oriental del Uruguay. Dado el tiempo transcurrido desde la última operación del BID con UTE (Préstamo BID 903/OC-UR para la conversora Rivera - Livramento que se terminó de ejecutar en 2004), se recomienda realizar una evaluación de la capacidad institucional de UTE.

III. SALVAGUARDIAS AMBIENTALES Y SOCIALES

- 4.1 El ciclo combinado con un rendimiento térmico mayor a 48%, está en línea con las mejores técnicas disponibles para la generación a combustible. Sin embargo, la valoración preliminar indica que la generación de Gases Efecto Invernadero (GEI) de la planta durante su operación podría estar entre 0,8 y 1,4 megatoneladas CO₂ al año, dependiendo de la capacidad final y el combustible (asumiendo 6.000 horas de operación al año). Por ello, y considerando el potencial impacto al cambio climático, y teniendo en cuenta las directivas de la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703) el Equipo de Proyecto propone clasificar esta operación como **Categoría “A”**.
- 4.2 La planta se construirá en un predio de UTE de 12 hectáreas de extensión, en una zona rural a unos 40-km al Noroeste de la Ciudad de Montevideo a orillas del Río de la Plata, donde actualmente funciona la central Punta del Tigre “A” de 300-MW (50-MW x seis unidades) que operan a gas natural importado a través del Gasoducto Cruz del Sur desde Argentina y con combustible líquido cuando no hay gas disponible. Esta planta ya cuenta con una línea de transmisión en 500-kV, con capacidad suficiente para transportar la generación adicional de Punta del Tigre “B” (el ciclo combinado); asimismo cuenta con un poliducto por el cual se transporta el combustible líquido desde una estación de bombeo de la empresa de

⁶ Excepcionalmente, declarada una sequía por Ley, el Gobierno de Uruguay (GdU) puede otorgar financiamiento extraordinario o suspender total o parcialmente los aportes a rentas generales.

hidrocarburos estatal, Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), y también con un gasoducto desde el ramal del Gasoducto Cruz del Sur; ambos ductos tienen capacidad suficiente para hacer frente a la demanda adicional que requerirá el Proyecto; solo se requerirán adecuaciones en la capacidad de bombeo ya que ambos ductos están operando con presiones sustancialmente inferiores a las de diseño. En el futuro la red de gas de Uruguay tendrá una nueva fuente de provisión a través de la planta de regasificación (emprendimiento binacional Argentina-Uruguay), actualmente en análisis, que estará ubicado a unos 50-km al Este de la Ciudad de Montevideo.

- 4.3 Los potenciales impactos ambientales negativos durante la construcción dentro del predio son los típicos de una planta de generación de esta magnitud; fuera de la central son los impactos por el traslado de equipamiento pesado. Los impactos negativos durante la operación son emisiones (NO_x , SO_x , y material particulado); y el impacto sobre el agua del Río de La Plata por el proceso de enfriamiento. Los temas que requieren mayor atención son las emisiones, incluyendo el impacto combinado con la planta existente, en particular cuando operen con combustible líquido debido a la escasez de gas, y la descarga del agua al Río de La Plata.

V. OTROS TEMAS

- 5.1 Con respecto a adquisiciones, UTE ha iniciado el proceso de licitación como un contrato “llave en mano” tipo *Engineering, Procurement and Construction* (EPC). La licitación se planteó con una banda de capacidad instalada de 360-MW a 500-MW a los fines de permitir una amplia competencia de proveedores de equipamiento de diversas magnitudes que serán seleccionadas de acuerdo a la mejor combinación de precios, capacidad y rendimiento de las máquinas. Durante la etapa de *data-room* se presentaron 23 firmas interesadas y sus comentarios fueron reflejados en los pliegos. La revisión preliminar de la gestión y de los pliegos de licitación permite anticipar que el proceso es transparente y competitivo, y en líneas generales es consistente con las políticas de adquisiciones del BID. Durante el proceso de análisis será necesario confirmar este aspecto.

VI. RECURSOS Y CRONOGRAMA

- 6.1 Durante la preparación del préstamo será necesario, entre otros: (i) analizar los aspectos ambientales, incluyendo modelación de aire y de agua, y la preparación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA); (ii) analizar el efecto neto del desplazamiento del despacho eléctrico en términos de emisiones de Gases Efecto Invernadero; (iii) revisar el análisis económico y realizar un análisis financiero de UTE; (iv) revisar los aspectos técnicos con el apoyo de una firma consultora; y (v) análisis de los aspectos fiduciarios de UTE. Durante la ejecución se monitoreará, entre otros, los aspectos ambientales y sociales, y la ejecución de las obras.
- 6.2 En el Anexo V se detalla el cronograma que establece los hitos necesarios para lograr que el Borrador de Propuesta de Préstamo esté concluido en Diciembre de 2011 y que la operación sea presentada al Directorio Ejecutivo en el primer trimestre del 2012. El mismo Anexo especifica los costos de preparación de esta operación, que ascienden a US\$100.000. Las consultorías identificadas para la preparación del Proyecto serán financiadas a través del *Operational Input* (OI).

Anexo I / Confidencial

SAFEGUARD POLICY FILTER REPORT

This Report provides guidance for project teams on safeguard policy triggers and should be attached as an annex to the PP (or equivalent) together with the Safeguard Screening Form, and sent to ESR.

1. Save as a Word document. 2. Enter additional information in the spaces provided, where applicable. 3. Save new changes.

PROJECT DETAILS	IDB Sector	ENERGY-THERMOELECTRIC ENERGY
	Type of Operation	Investment Loan
	Additional Operation Details	
	Investment Checklist	Power Thermal
	Team Leader	Sawada, Emilio (EMILIOS@iadb.org)
	Project Title	Punta del Tigre Combined Cycle Power Generation Project
	Project Number	UR-L1070
	Safeguard Screening Assessor(s)	Boulet, Emmanuel Andre (EMMANUEL@iadb.org)
	Assessment Date	2011-06-27
	Additional Comments	

SAFEGUARD POLICY FILTER RESULTS	Type of Operation	Loan Operation	
	Safeguard Policy Items Identified (Yes)	The Bank will make available to the public the relevant Project documents.	(B.01) Access to Information Policy– OP-102
		The operation is in compliance with environmental, specific women's rights, gender, and indigenous laws and regulations of the country where the operation is being implemented (including national obligations established under ratified Multilateral Environmental Agreements).	(B.02)

		The operation (including associated facilities) is screened and classified according to their potential environmental impacts.	(B.03)
		There are Associated Facilities (see Policy definition) relating to the investments being financed by the Bank.	(B.04)
		An Environmental Assessment is required.	(B.05)
		Consultations with affected parties will be performed equitably and inclusively with the views of all stakeholders taken into account, including in particular: (a) equal participation of women and men, (b) socio-culturally appropriate participation of indigenous peoples and (c) mechanisms for equitable participation by vulnerable groups.	(B.06)
		The Bank will monitor the executing agency/borrower's compliance with all safeguard requirements stipulated in the loan agreement and project operating or credit regulations.	(B.07)
		The operation has the potential to pollute the environment (e.g. air, soil, water, greenhouse gases...).	(B.11)
		Suitable safeguard provisions for procurement of goods and services in Bank financed projects may be incorporated into project-specific loan agreements, operating regulations and bidding documents, as appropriate, to ensure environmentally responsible procurement.	(B.17)
	Potential Safeguard Policy Items(?)	No potential issues identified	
	Recommended Action:	Operation has triggered 1 or more Policy Directives; please refer to appropriate Directive(s). Complete Project Classification Tool. Submit Safeguard Policy Filter Report, PP (or equivalent) and Safeguard Screening Form to ESR.	

	Additional Comments:	

ASSESSOR DETAILS	Name of person who completed screening:	Boulet, Emmanuel Andre (EMMANUELB@iadb.org)
	Title:	
	Date:	2011-06-27

SAFEGUARD SCREENING FORM

This Report provides a summary of the project classification process and is consistent with Safeguard Screening Form requirements. The printed Report should be attached as an annex to the PP (or equivalent) and sent to ESR.

1. Save as a Word document. 2. Enter additional information in the spaces provided, where applicable. 3. Save new changes.

PROJECT DETAILS	IDB Sector	ENERGY-THERMOELECTRIC ENERGY
	Type of Operation	Investment Loan
	Additional Operation Details	
	Country	URUGUAY
	Project Status	
	Investment Checklist	Power Thermal
	Team Leader	Sawada, Emilio (EMILIOS@iadb.org)
	Project Title	Punta del Tigre Combined Cycle Power Generation Project
	Project Number	UR-L1070
	Safeguard Screening Assessor(s)	Boulet, Emmanuel Andre (EMMANUELB@iadb.org)
	Assessment Date	2011-06-27
	Additional Comments	

PROJECT CLASSIFICATION SUMMARY	Project Category: A	Override Rating:	Override Justification:
			Comments:
	Conditions/ Recommendations	<ul style="list-style-type: none"> Category "A" operations require an Environmental Impact Assessment or a Strategic Environmental Assessment (see Environment Policy Guideline: Directive B.5 for EIA and SEA requirements) and at least two consultations with affected parties. These operations will require an environmental assessment (EA), normally an Environmental Impact Assessment (EIA) for investment operations, or other environmental assessments such as a Strategic 	

		<p>Environmental Assessment (SEA) for programs and other financial operations that involve plans and policies. Category "A" operations are considered high safeguard risk. For some high safeguard risk operations that, in the Bank's opinion raise complex and sensitive environmental, social, or health and safety concerns, the borrower should normally establish an advisory panel of experts to provide guidance for the design and/or execution of the operation on issues relevant to the EA process, including health and safety. However, these operations will also establish safeguard, or monitoring requirements to address environmental and other risks (social, disaster, cultural, health and safety etc.).</p> <ul style="list-style-type: none"> • The Project Team must send to the ESR the PP (or equivalent) containing the Environmental and Social Strategy (the requirements for an ESS are described in the Environment Policy Guideline: Directive B.3) as well as the Safeguard Policy Filter and Safeguard Screening Form Reports.
--	--	---

SUMMARY OF IMPACTS/RISKS AND POTENTIAL SOLUTIONS	Identified Impacts/Risks	Potential Solutions
	Generation of solid waste (such as ash residues and sludge) is moderate in volume, does not include hazardous materials and follows standards recognized by multilateral development banks.	Solid Waste Management: The borrower should monitor and report on waste reduction, management and disposal and may also need to develop a Waste Management Plan (which could be included in the ESMP). Effort should be placed on reducing and re-cycling solid wastes. Specifically (if applicable) in the case that national legislations have no provisions for the disposal and destruction of hazardous materials, the applicable procedures established within the Rotterdam Convention, the Stockholm Convention, the Basel Convention, the WHO List on Banned Pesticides, and the Pollution Prevention and Abatement Handbook (PPAH), should be taken into consideration.
	Likely to have significant emissions or discharges that would negatively affect ambient environmental conditions (potentially from air emissions, cooling water intake and thermal discharge).	Management of Ambient Environmental Conditions: The borrower should be required to prepare an action plan (and include it in the ESMP) that indicates how risks and impacts to ambient environmental conditions can be managed and mitigated consistent with relevant national requirements and international standards and guidelines such as the IFC Thermal Power Guidelines (as appropriate). The borrower should (a) consider a number of factors, including the finite assimilative capacity of the environment, existing and future land use, existing ambient conditions, the project's proximity to ecologically sensitive or protected areas, and the potential for

		<p>cumulative impacts with uncertain and irreversible consequences; and (b) promote strategies that avoid or, where avoidance is not feasible, minimize or reduce the release of pollutants, including strategies that contribute to the improvement of ambient conditions when the project has the potential to constitute a significant source of emissions in an already degraded area. The plan should be subject to review by qualified independent experts. Depending on the financial product, this information should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.).</p>
	<p>Likely to have minor to moderate emission or discharges that would negatively affect ambient environmental conditions (potentially from air emissions, cooling water intake and thermal discharge).</p>	<p>Management of Ambient Environmental Conditions: The borrower should be required to prepare an action plan (and include it in the ESMP) that indicates how risks and impacts to ambient environmental conditions can be managed and mitigated consistent with relevant national requirements and international standards and guidelines such as the IFC Thermal Power Guidelines (as appropriate). The borrower should (a) consider a number of factors, including the finite assimilative capacity of the environment, existing and future land use, existing ambient conditions, the project's proximity to ecologically sensitive or protected areas, and the potential for cumulative impacts with uncertain and irreversible consequences; and (b) promote strategies that avoid or, where avoidance is not feasible, minimize or reduce the release of pollutants, including strategies that contribute to the improvement of ambient conditions when the project has the potential to constitute a significant source of emissions in an already degraded area. The plan should be subject to review by qualified independent experts. Depending on the financial product, this information should be referenced in appropriate legal documentation (covenants, conditions of disbursement, etc.).</p>
	<p>Significant Greenhouse Gas Emissions are predicted from fossil fuel combustion processes.</p>	<p>Greenhouse Gas (GHG) Assessment: The borrower should promote the reduction of project-related greenhouse gas emissions in a manner appropriate to the nature and scale of project operations and impacts. During the development or operation of projects that are expected to produce significant quantities of greenhouse gases, the borrower should quantify direct emissions from the facilities owned or controlled within the physical project boundary and indirect emissions associated with the off-site production of power used by the project. Quantification and monitoring of GHG emissions should be conducted annually in accordance with internationally recognized methodologies (i.e.</p>

		IPCC - http://www.ipcc.ch/). In addition, the borrower should evaluate technically and financially feasible and cost-effective options for the reduction/offset of emissions that may be achieved during the design and operation of the project. The Sustainable Energy and Climate Change Initiative (SECCI) can help with this task (http://www.iadb.org/secci/).
--	--	--

ASSESSOR DETAILS	Name of person who completed screening:	Boulet, Emmanuel Andre (EMMANUELB@iadb.org)
	Title:	
	Date:	2011-06-27

URUGUAY

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

ESTRATEGIA SOCIO-AMBIENTAL

I. ANTECEDENTES

- 1.1 El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Uruguay cuenta con una capacidad de generación instalada de 2.692-Megawatts (MW), de los cuales el 57,1% corresponde a centrales hidroeléctricas, 32,5% a termoeléctricas y 10,4% a otras fuentes renovables. En el año 2010 la demanda de energía fue de 9.382-Gigawatt-hora (GWh), con una máxima de 1.698-MW. El crecimiento proyectado es de 3,8% anual promedio para los próximos cinco años, se espera que en el año 2015 ésta supere los 11.000-GWh.
- 1.2 Uruguay ha alcanzado el máximo desarrollo de centrales hidráulicas de gran escala, pudiendo lograr incrementos marginales con re-potenciamientos y pequeñas centrales. Durante los años de hidraulicidad normal o alta, la capacidad de generación hidráulica es suficiente para cubrir una parte significativa o casi toda la demanda, pero en los años secos la generación térmica es fundamental, especialmente porque el sistema depende sustancialmente de una sola cuenca hidrológica. En el período 2001-2010, en términos de energía efectivamente generada, la fuente hidroeléctrica representó entre un mínimo de 43% (2006) y un máximo de 98% (2001) del total de la demanda. La oferta renovable para un año hidrológico medio es cercana a 8.750-GWh (incluyendo 1.750-GWh de biomasa).
- 1.3 La generación a partir de Energía Renovable No Convencional (ERNC) es creciente con una capacidad instalada de 40-MW de energía eólica y 240-MW a biomasa. Se está promoviendo la diversificación de la matriz incentivando en especial la energía eólica, esperando contar con unos 500-MW instalados para el 2015. Para que se pueda incrementar la instalación de plantas eólicas en escala y a la vez garantizar el suministro, es necesario contar con generación firme confiable y de rápida respuesta para las horas en que no hay viento suficiente.
- 1.4 UTE ha decidido la instalación de una planta de ciclo combinado a gas denominada Planta de Ciclo Combinado Punta del Tigre B (el Proyecto), para posibilitar el incremento de energía renovable y al mismo tiempo reducir la vulnerabilidad del sistema, especialmente a los años secos. El Proyecto es la solución de generación térmica de mayor eficiencia y menor impacto ambiental.
- 1.5 La estrategia para el sector contempla además la diversificación de fuentes de importación eléctrica con la construcción de una línea de transmisión entre Uruguay y Brasil; la construcción de una planta de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) cerca de Montevideo para poder acceder al mercado internacional de gas licuado y no depender solamente de la importación de gas a través de ductos;

plantas de generación a partir de biomasa (residuos forestales y plantas de pulpa de papel), y programas de eficiencia energética.

- 1.6 La Estrategia de País del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para Uruguay (GN-2398-2) prioriza el apoyo a las inversiones que contribuyan a la diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía a fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema, aumentar la seguridad energética y la eficiencia del sector. El Proyecto es consistente con estos lineamientos, y adicionalmente contribuye a 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 el Proyecto podría contribuir a la exportación de energía eléctrica; y (ii) cambio climático, ya que la planta 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 instalada de generación eólica.

II. EL PROYECTO

- 2.1 El **objetivo general** del Proyecto es satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, contribuir a 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 ciclo combinado a gas (denominado Punta del Tigre “B”) y sus obras complementarias.
- 2.2 El costo total del Proyecto se estima entre US\$440 a US\$550 millones dependiendo del resultado de las ofertas que se presenten en la licitación, el préstamo del BID es de US\$200 millones tentativamente. La selección del contratista se realizará considerando la mejor opción de capacidad instalada (entre 360-MW y 520-MW), costo de operación y mantenimiento y rendimiento de los equipamientos ofrecidos. Se anticipa un cofinanciamiento con la Corporación Andina de Fomento (CAF) en principio por un monto similar al del Banco.
- 2.3 El proyecto contempla principalmente: (i) Equipos de generación: Dos turbinas de Gas, una turbina de vapor, tres alternadores, dos calderas de recuperación de calor, sistema de enfriamiento de condensador y equipos auxiliares; (ii) Subestación de maniobra eléctrica de 150 KV de la central con conexión a la actual subestación de 500 kV existente; (iii) Tanque de almacenamiento de gas oil de 25.000 metros cúbicos de capacidad; (iv) Sistema de suministro/distribución/disposición de agua (incluyendo agua potable, sanitaria, pluviales, para incendios, y de proceso); (v) Sala de Mando de la Central; (vi) Edificios para equipos auxiliares (tratamiento de aguas, almacenamiento de productos químicos, desmineralizador, generador de emergencia); (vii) Edificio administrativo; (viii) Depósito; (ix) Talleres eléctrico, mecánico y de control; y (x) Laboratorios químico y eléctrico.
- 2.4 La nueva central se construirá en un predio de UTE de 12 hectáreas de extensión, en una zona rural a unos 40Km al Noroeste de la Ciudad de Montevideo a orillas

del Río de la Plata, donde actualmente funciona la central Punta del Tigre (denominado Punta del Tigre “A”) de 300-MW (50-MW x 6 unidades). La central Punta del Tigre A opera a gas natural cuando hay abastecimiento a través del Gasoducto Cruz del Sur desde Argentina y con combustible líquido cuando no hay gas.

- 2.5 La planta central Punta del Tigre A cuenta con una línea de transmisión con capacidad suficiente para transportar la generación adicional de la nueva planta hasta la Subestación Las Brujas (la línea es de 500kV pero actualmente opera en 132kV). Además cuenta con un gasoducto desde el ramal del Gasoducto Cruz del Sur, y con un poliducto 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.
- 2.6 La planta existente además posee un sistema de monitoreo permanente de emisiones en la propia central, en las chimeneas, y en los límites del predio, cual se aplicará para el monitoreo de emisiones de la nueva planta.
- 2.7 La contratación de la nueva planta de ciclo combinado se plantea como un contrato “llave en mano” tipo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) siendo el Contratista responsable tanto de la adquisición como de las obras civiles, montaje y puesta en marcha de la planta. Para la definición de las especificaciones técnicas vinculadas a los aspectos ambientales se han tomado los parámetros de las guías para plantas térmicas del IFC-Banco Mundial.
- 2.8 La planta de ciclo combinado podría operar en los primeros tiempos parcialmente con el gas importado de Argentina a través del Gasoducto Cruz del Sur (gasoducto existente y en operación) pero la cantidad de gas podría estar limitada dependiendo de las condiciones del mercado del gas del país vecino. Se prevé que para el 2014 la red de gas del país tenga una nueva fuente de provisión a través de la planta de regasificación (emprendimiento binacional AR-UR), actualmente en análisis, ubicado a unos 50Km al Este de Montevideo. La planta regasificadora operará inicialmente con buques tanques y tendrá una capacidad inicial para regasificar 10 millones de metros cúbicos por día. El 50% del gas regasificado se destinará a exportación a Argentina y del 50% correspondiente a Uruguay se destinará a uso residencial e industrial y para generación eléctrica de varias plantas térmicas, incluyendo ambas centrales de Punta del Tigre.
- 2.9 En el caso de que la construcción y puesta en marcha de la planta de regasificación se demore, el combustible principal podría ser gasoil vehicular (ASTM Nro 2) suministrado por ANCAP. La planta podría operar aproximadamente 1.750 horas anuales con gas oil (promedio del periodo 2014-2017), y 4.900 horas anuales con gas natural (promedio del periodo 2014-2023), con un rendimiento térmico mayor a 48%. Esta planta térmica sería una de las primeras en ser despachadas en el sistema por su eficiencia y bajo costo, y desplazaría otras centrales de menor eficiencia, especialmente las máquinas de la central Batlle.

- 2.10 El proyecto será licitado y ejecutado por UTE. UTE cuenta con una gerencia especializada de gestión ambiental que depende de la Gerencial General, en la Dirección de Planificación y Secretaría Técnica. Además cuenta con responsables de la gestión ambiental en cada una de las gerencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.
- 2.11 En cuanto al cronograma, UTE ha lanzado la licitación en Mayo 2011 con fecha de apertura de sobres para el 24 de Agosto 2011. Se espera poder adjudicar en el cuarto trimestre del 2011 y suscribir el contrato con la firma adjudicataria para comienzos del 2012. La construcción se estima en aproximadamente 10 meses. El préstamo del BID, se presentaría para consideración en el Directorio en el primer trimestre del 2012.

III. MARCO REGULATORIO AMBIENTAL

- 3.1 La Ley Nro 16.466/94 regula la protección del medio ambiente. El Decreto 435/94 y Nro 100/005 reglamentan la Evaluación de Impacto Ambiental requeridos para los proyectos. El Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), a través de la Dirección Nacional del Medio Ambiente (DINAMA) tramita y otorga la Autorización Ambiental Previa necesaria para los proyectos.

A. Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental

- 3.2 De acuerdo al Decreto Nro 100/005 – Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental, el procedimiento para la tramitación y obtención de las licencias ambientales consta básicamente de las siguientes etapas: a) comunicación del proyecto a la DINAMA; b) clasificación del proyecto (según las categorías descritas a continuación); c) solicitud de la Autorización Ambiental Previa; d) puesta de manifiesto; e) audiencia pública; y f) resolución.

B. Autorizaciones Ambientales

- 3.3 Para iniciar el proceso de obtención de la Autorización Ambiental Previa, el interesado debe comunicar el proyecto a la DINAMA mediante una presentación que debe contener, entre otros, una ficha ambiental del proyecto; la localización y descripción del área de influencia del proyecto y la clasificación del proyecto a criterio del proponente.
- 3.4 De acuerdo al Decreto Nro 100/05, todo proyecto deberá ser clasificado en alguna de las categorías siguientes:

a) Categoría "A": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución no presentaría aspectos ambientales significativos, dentro de lo tolerado y previsto por las normas vigentes. Dichos proyectos no requerirán la realización de un estudio de impacto ambiental;

b) Categoría "B": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener aspectos ambientales de entidad moderada en calidad y cantidad, cuya gestión implique la adopción de medidas bien conocidas y fácilmente aplicables. En estos casos, deberá realizarse un estudio de impacto ambiental sectorial o parcial;

c) Categoría "C": incluye aquellos proyectos de actividades, construcciones u obras, cuya ejecución pueda tener algún aspecto ambiental de alta entidad o numerosos aspectos de entidad moderada, independientemente de las medidas de gestión que se prevea para ellos. Dichos proyectos requerirán un estudio de impacto ambiental completo o detallado.

El MVOTMA ratifica o rectifica la clasificación propuesta por el interesado. Cuando la información presentada es insuficiente, el Ministerio solicita se complete con la información necesaria.

3.5 De acuerdo al Decreto, *una vez ratificada o rectificada la clasificación propuesta por el interesado para el proyecto, se le expedirá el Certificado de Clasificación Ambiental correspondiente; el que además, será comunicada a los organismos con competencia sectorial en la materia principal sobre la que versare el proyecto, a la Intendencia Municipal del departamento en el que se localizará y a la Junta Departamental correspondiente. El Certificado de Clasificación Ambiental será público a través de la página de internet de la Dirección Nacional de Medio Ambiente, una vez que la resolución sea firme. Cuando el proyecto fuera clasificado en la Categoría "A", se procederá a otorgar la Autorización Ambiental Previa, sin más trámite. En caso que del proyecto se deriven impactos ambientales negativos que puedan ser eliminados o reducidos, el MVOTMA podrá otorgar la Autorización Ambiental Previa, condicionándola a la introducción de modificaciones en el proyecto o a la adopción de medidas de prevención o mitigación que considerare necesarias para ello. Cuando el proyecto fuera clasificado en la Categoría "B" o "C", el interesado deberá realizar a su costo, el Estudio de Impacto Ambiental y solicitar la Autorización Ambiental Previa.*

3.6 UTE ya ha solicitado la “Viabilidad Ambiental de Localización” a la DINAMA en Mayo 2011, proponiendo una categorización Tipo “B” (la planta existente cuenta con la licencia correspondiente), considerando que el proyecto Punta del Tigre B se va a construir en el predio de un proyecto existente y que los impactos ambientales y sociales negativos son moderados y mitigables. La DINAMA ha solicitado información complementaria para la presentación y con base en ello emitirá los Términos de Referencia (TDR) para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En paralelo UTE ha comenzado el proceso de selección y contratación de la firma consultora que elaborará los EIA. Se espera que para Julio 2011 esté contratada la firma y para Septiembre 2011 esté completado el EIA.

C. Políticas del BID

3.7 Las Políticas del BID aplicables al Programa incluyen: (i) Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del BID (OP-703), específicamente los Directivos

B.5 (Requisitos de Evaluación Ambiental), B.6 (Consultas), y B.9 (Hábitats Naturales y Sitios Culturales); (ii) Sobre la Disponibilidad de Información (OP-102); y (iii) Desastres Naturales e Inesperados (OP-704). La aplicabilidad de la directiva B.9 (Hábitats Naturales y Sitios Culturales) será evaluada durante la preparación de las obras.

VI. CONTEXTO SOCIO-AMBIENTAL

- 4.1 La planta de ciclo combinado se ubicará en el actual predio de Punta de Tigre de 12 Ha, ubicado sobre la costa del Río de la Plata, a la altura del Km 40 de Ruta N°1, departamento de San José.
- 4.2 La zona del Proyecto se caracteriza por un clima templado, con variaciones desde mínimas de -5 grados centígrados (°C) en invierno hasta unos 45 grados °C en verano; las precipitaciones pluviales registran un promedio de 1.142 milímetros anuales. Según la estación meteorológica de Colonia ubicada aproximadamente a unos 120 km al oeste del predio, la velocidad media del viento en el área es entre 8-11 nudos (KT) y en dirección mas frecuente hacia el este. La vivienda mas cercana se encuentra hacia el noreste a una distancia de aproximadamente dos kilómetros.
- 4.3 El predio colinda al Sur con el Río de La Plata con un frente sobre el agua de aproximadamente 1.800 metros; al Este y Norte con un predio agrícola; al Oeste colinda con el camino de acceso pavimentado y un campo rural que además de cultivos tiene instalado un parque de generación eólica de 12-MW de capacidad (seis torres de 2MW cada una). El predio de Punta del Tigre tiene un acceso pavimentado desde la Ruta Nro 1 (Ruta de Montevideo a Colonia) de aproximadamente unos 6 Km de longitud. El predio se encuentra a unos 40 Km de distancia de la Ciudad de Montevideo y de su puerto, por lo cual tiene un acceso adecuado para el transporte de las maquinarias necesarias para la construcción y montaje, y el equipamiento a ser instalado en la nueva planta.
- 4.4 Los predios vecinos son básicamente rurales con algunas construcciones aisladas. No se prevé la necesidad de expropiaciones ni adquisición de tierras adicionales para el proyecto, ni tampoco ampliación de servidumbres.

VI. PRINCIPALES IMPACTOS Y RIESGOS

- 5.1 Los principales impactos socio-ambientales negativos que potencialmente podría generar el Proyecto están asociados más con su etapa de operación y mantenimiento. Se anticipa que éstos serán en general manejables mediante técnicas convencionales típicas aplicadas a las plantas de generación térmica. (NOTA: en la página web www.ute.com.uy tiene información detallada sobre la licitación de la planta de ciclo combinado incluyendo los aspectos ambientales).

A. Impactos en la Fase de Construcción

- 5.2 Los impactos socio-ambientales negativos que probablemente aparecerán durante la etapa de **construcción** del Proyecto se relacionan, entre otros, con: (i) potenciales

riesgos a la comunidad por accidentes vehiculares durante el transporte de maquinarias y equipos; (ii) incremento del material particulado y de gases de combustión; (iii) aumento de los niveles de ruido; (iv) incremento del riesgo de contaminación de cursos de aguas; (v) incremento del riesgo de contaminación del suelo con materiales y sustancias peligrosas; (vi) generación de residuos industriales y peligrosos y (vii) incremento del riesgo en la seguridad y salud de los trabajadores.

- 5.3 Los impactos positivos, por su parte incluirán a los siguientes: (i) generación de nuevas oportunidades de empleo; y (ii) mejoramiento de la economía local.

B. Impactos en la Fase de Operación

- 5.4 En la fase de **operación**, los principales impactos socio-ambientales negativos que podrían generarse serán, entre otros, los siguientes: (i) incremento de los niveles de emisión de elementos contaminantes, especialmente de CO, CO₂, NO_x, SO_x, material particulado, y Gases de Efecto Invernadero (GEI); (ii) potencial impacto en las aguas del Río de La Plata y el hábitat acuático por la toma y descarga de agua utilizada por la central, especialmente por el sistema de enfriamiento de la planta; (iii) niveles de ruido dentro de la planta y en los límites del predio de la planta; (iv) incremento de los riesgos en la seguridad y salud de los trabajadores, (v) incremento de los riesgos y seguridad de la comunidad vecina por consumo de agua del Río de La Plata; (vi) incremento del riesgo de contaminación del suelo con materiales y sustancias peligrosas; y (vii) generación de residuos industriales y peligrosos.
- 5.5 De acuerdo a las condiciones exigidas por el pliego de licitación: a) las emisiones sonoras no deben exceder los 50 decibeles en los límites del predio; las mediciones se realizarán de acuerdo a las normas IEC 60651, IEC 60804 e ISO 10494; b) las emisiones gaseosas deberán respetar los límites definidos en el “Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants” (Diciembre 2008) del IFC-Banco Mundial, o la propuesta de Gesta Aire, la que sea más exigente; c) en la calidad del aire se deberá cumplir con los límites de Gesta Aire, o los del IFC-Banco Mundial, los que sean mas exigentes (monóxido de carbono; dióxido de azufre; dióxido de nitrógeno; ozono; partículas totales en suspensión; etc), para lo cual se deberán diseñar la emisión, incluyendo altura y diámetro de las chimeneas, de manera que realizando las modelaciones correspondientes se cumplan con los límites, considerando el impacto combinado de la nueva planta con la planta existente; y d) las emisiones de efluentes líquidos y en la gestión de residuos sólidos se deberá cumplir con las normas vigentes en particular con el Decreto 253/79 y sus modificativos, o si son mas exigentes, los limites propuestos por el IFC-Banco Mundial.
- 5.6 Según un análisis preliminar, el tipo de tecnología (ciclo combinado) con un rendimiento térmico mayor a 48%, está en línea con las mejores técnicas disponibles para la generación a combustible. Sin embargo, la valoración preliminar indica que la generación de GEI de la planta durante su operación será

entre 1,2 y 2,3 megatoneladas (Mt) CO₂ al año, dependiendo de la capacidad final y el combustible (asumiendo 8.000 horas de operación al año). Esto puede representar un incremento significativo de emisión total de GEI en el sector de energía de Uruguay (la emisión total de GEI del sector de energía de Uruguay fue 1,6 Mt CO₂ en el 2006 según la información publicada por OLADE).

- 5.7 Una evaluación más a fondo (o adicional) de emisión de GEI al igual que de la aptitud de la tecnología/diseño seleccionado para minimizar la emisión de GEI continuará mediante la operación de la planta y será parte de la debida diligencia del proyecto.
- 5.8 Los impactos positivos, por su parte, se relacionan, entre otros, con los siguientes: (i) reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico del país, especialmente en los años de baja hidraulicidad; (ii) reducción de emisión de GEI al minimizar el uso de plantas menos eficientes; (iii) contribución a la diversificación de la matriz energética, en especial como respaldo de la creciente generación eólica.

C. Análisis del Riesgos

- 5.9 Uruguay, y en especial la zona del Proyecto, no tiene antecedentes de movimientos sísmicos y otros eventos climáticos adversos significativos que puedan afectar el Proyecto, salvo eventuales fuertes precipitaciones (líquidas y sólidas) propias de la región. No existen otras amenazas naturales que puedan comprometer la integridad del Proyecto.
- 5.10 Otros riesgos potenciales son los de origen antrópico y que eventualmente podrían acentuarse durante la construcción y operación del Proyecto. Éstos incluyen, entre otros: (i) accidentes que involucren a la comunidad o los trabajadores, especialmente vehiculares por los vehículos pesados de transporte de equipamiento y material durante el período de construcción; (ii) derrames de aceites o combustibles; (iii) derrumbes en excavaciones y/o estructuras; (iv) incendios, especialmente si afectan tanques de combustibles o el sistema del poliducto y gasoducto que llega a la planta; y (vi) explosiones accidentales.

VI. ESTRATEGIA AMBIENTAL Y SOCIAL

- 6.1 El equipo de proyecto realizará el proceso de análisis, *due dilligence* o debida diligencia (DD) enfatizando en los impactos potenciales que las obras puedan generar durante las etapas de construcción y de operación y mantenimiento, sobre los componentes sociales, ambientales, de salud ocupacional, de seguridad industrial y laboral.
- 6.2 El proceso de DD hará énfasis en los siguientes aspectos del Proyecto:
- Evaluación del cumplimiento de los estándares de emisiones (IFC - Banco Mundial), incluyendo las especificaciones técnicas incluidas en los pliegos de licitaciones; evaluación del tipo de combustible (gas y combustible

líquido) y su calidad, y el potencial impacto a partir del uso de cada una de ellas;

- Evaluación de las principales fuentes de emisión de la nueva Planta de Ciclo Combinado Punta del Tigre B, de la planta existente Punta del Tigre A, y el impacto combinado de ambas plantas a través de una modelación del aire, incluyendo el uso de los diferentes combustibles que puedan utilizar ambas plantas en los distintos escenarios de generación y estacionalidad, considerando la dirección y velocidad del viento y topografía, y los potenciales impactos a los receptores sensibles;
- Evaluación del impacto del uso del agua, incluyendo toma de agua desde el Río de La Plata y su descarga al río; análisis de los sistemas alternativos de enfriamiento en consideración (enfriamiento directo y torres de enfriamiento); para la descarga de agua al Río de La Plata, análisis del caudal, impacto térmico y dispersión, presencia de hábitats acuáticos sensibles y la evaluación del impacto a través de modelación;
- Evaluación del impacto del ruido (incluyendo la evaluación del impacto a través de modelación), dentro de la planta y en los límites del predio de la planta, incluyendo el impacto combinado de ambas centrales operando al mismo tiempo;
- Evaluación del cumplimiento legal socio-ambiental, laboral, de salud ocupacional y seguridad industrial conforme a los requerimientos nacionales, estatales y municipales correspondientes;
- Evaluación del cumplimiento por parte del proyecto de las políticas socio-ambientales del Banco que aplican;
- Sistema de gestión de materiales y residuos peligrosos;
- Sistema de gestión o de residuos no peligrosos;
- Sistema de manejo de efluentes, especialmente del agua en caso de enfriamiento directo;
- Plan de seguridad industrial y salud ocupacional;
- Planes de contingencia y respuesta a emergencias y desastres naturales;
- Planes de capacitación y entrenamiento;
- Plan de relaciones comunitarias, incluyendo consultas públicas, sistema de quejas y reclamos;

- Evaluación de los impactos (positivos y negativos) a las comunidades locales, incluyendo empleo local directo e indirecto, desplazamiento económico, potencial de afectación a la salud pública y la seguridad de la población, entre otros;
- Evaluación de la pertinencia (conveniencia, suficiencia, presupuesto, recurso humano requerido, cronograma y control de calidad) del sistema de gestión ambiental y las medidas de manejo ambiental y social, de seguridad industrial, y de salud ocupacional y laboral, así como de su monitoreo;
- Evaluación de la el seguimiento y monitoreo ambiental;
- Otros aspectos importantes que se identifiquen durante el proceso de debida diligencia.

6.2 Posteriormente a la etapa de análisis y en función de los hallazgos que se identifiquen en este ejercicio, el Equipo de Proyecto presentará un Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS) que resumirá las medidas de manejo que se requiera para prevenir, mitigar o compensar los impactos ambientales negativos, y para optimizar los impactos positivos. El IGAS recomendará las condiciones ambientales y sociales a ser incorporadas en el Contrato de Préstamo del BID.

6.3 Categorización: Considerando que la planta se construirá en un predio con una central térmica existente de magnitud (300MW) que cuenta con la debida licencia ambiental, que para su obtención se realizaron consultas públicas, y que opera desde el 2006 sin que hasta la fecha se hayan registrado problemas ambientales y sociales significativos en la operación de la planta; que la nueva planta de ciclo combinado no requiere obras complementarias de transmisión eléctrica, poliducto para el transporte de combustible líquido ni gasoductos, ni caminos de acceso o de servicio; que no requiere expropiaciones ni adquisición de nuevos predios ni servidumbres; y que los potenciales impactos negativos son manejables y limitados al predio existente y su área adyacente; sin embargo, basándose en el potencial de emisiones de GEI y a su vez, el impacto al cambio climático, y teniendo en cuenta las directivas de la Política de Medio Ambiente y de Cumplimiento de Salvaguardias (OP-703) el Equipo de Proyecto propone clasificar esta operación como **Categoría “A”** hasta tanto se complete la preparación del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y se realice la debida diligencia correspondiente.

Figura 1. Ubicación del Predio – Central Punta del Tigre



Figura 2. Disposición en el Predio



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

Índice de actividades y trabajo sectorial ejecutado y propuesto

Temas	Descripción	Fechas	Referencias y vínculos a archivos técnicos
Documentos del Proyecto	Carta de Solicitud para el Financiamiento de la Operación y Respuesta	Abril 2011	IDBDocs: 36244116
	Documentos de Licitacion del Proyecto	2011	Documentos en el siguiente link
Estudios de Impacto Ambiental y Social	Anteproyecto Ambiental	2011	IDBDocs: 36244088
	Estudio de Impacto Ambiental	En preparación	
Sistema Eléctrico Uruguayo/ UTE	Estructura Tarifaria - UTE	2008	IDBDocs: 36243838
	Estructura Tarifaria URSEA	2010	IDBDocs: 36243918
	Plan de Quinquenal de Inversiones UTE 2011-2015	Noviembre 2010	IDBDocs: 36244118
Otros Estudios y Datos	Proyección de la Demanda ADME	Noviembre 2010	IDBDocs: 36243848
	Evolución de la Potencia Instalada en el Sistema	Diciembre 2010	IDBDocs:36243870
Documentos de evaluación del Proyecto	Estudio de Evaluación Económica y Financiera del Proyecto	En preparación – Diciembre 2011	
	Estudio de evaluación institucional de UTE		
	Estudio de evaluación Técnica del Proyecto		
	Estudio de evaluación institucional de UTE		

Anexo V Confidencial