

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
VICEPRESIDENCIA DE SECTORES Y CONOCIMIENTO

**LINEAMIENTOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS A
COMBUSTIBLES FÓSILES LÍQUIDOS Y GASEOSOS -
UN ENFOQUE PARA CONCILIAR EL FINANCIAMIENTO DE
CENTRALES ELÉCTRICAS A COMBUSTIBLES FÓSILES CON LOS
OBJETIVOS DE CAMBIO CLIMÁTICO**

10 DE AGOSTO DE 2012

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por Paul Suding (VPS/ESG), Emmanuel Boulet (VPS/ESG) y Milena Breisinger (VPS/ESG), bajo la supervisión de Janine Ferretti (Jefa, VPS/ESG).

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

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN Y APLICABILIDAD	1
II.	CENTRALES A COMBUSTIBLES FÓSILES - FUTURO PAPEL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, Y POSIBLES IMPACTOS SOBRE LAS EMISIONES DE GEI.....	4
III.	TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y EMISIONES DE GEI	6
IV.	ENFOQUE DE OTROS BANCOS MULTILATERALES DE DESARROLLO CON RESPECTO AL FINANCIAMIENTO DE LAS CENTRALES A COMBUSTIBLES FÓSILES	- 12 -
V.	EL ENFOQUE DEL BID CON RESPECTO AL FINANCIAMIENTO DE NUEVAS CENTRALES ALIMENTADAS CON COMBUSTIBLES FÓSILES, LÍQUIDOS Y GASEOSOS	- 14 -

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AIE	Agencia Internacional de Energía
BAoD	Banco Asiático de Desarrollo
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BERD	Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo
CH4	metano
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> [Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos]
GEI	Gases de efecto invernadero
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
Gt	Giga toneladas
GW	Gigavatio
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
MJ	Mega Joules
Mt	Megatoneladas
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMGI	Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

I. INTRODUCCIÓN Y APLICABILIDAD

- 1.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) está formulando lineamientos y notas técnicas para determinados sectores y subsectores que es sabido contribuyen considerablemente al cambio climático. La generación de electricidad a partir de combustibles fósiles¹ pertenece a esa categoría. Estos lineamientos sectoriales son uno de los instrumentos de que se valdrá el BID para integrar transversalmente la mitigación del cambio climático en las operaciones que financia, una de las líneas estratégicas de la intervención del Banco². Según el párrafo C.4.4 de la Estrategia Integrada del BID de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, y de Energía Sostenible y Renovable, “El Banco promoverá principios sectoriales con el fin de cumplir los objetivos de mitigación. En el caso de proyectos generadores de energía a partir de combustibles fósiles, el Banco será selectivo en cuanto al tipo de tecnología que se proponga para efectos de financiamiento, buscando un equilibrio entre beneficios ambientales y económicos, y el logro de estándares internacionales de desempeño en emisiones de GEI...El Banco elaborará notas técnicas sectoriales que contengan orientaciones y mejores prácticas para el desarrollo de actividades en industrias intensivas en GEI, donde el Banco anticipe crecimiento en sus operaciones”.
- 1.2 Según los Lineamientos Sectoriales de Energía Sostenible de 2011³, “Si bien el Banco fomentará de manera importante el uso de Eficiencia Energética y Conservación Energética (EEC) y de tecnologías de bajo contenido de carbono (TBC)...las inversiones en infraestructura “convencional”, en particular aquellos que usen combustibles fósiles, continuarán siendo relevantes para los países miembros del Banco”. El BID, en consonancia con su mandato y sus lineamientos, seguirá respaldando centrales alimentadas con combustibles fósiles diseñadas para utilizar la mejor tecnología comprobada de que se disponga que sea adecuada para las características particulares del proyecto. El objetivo de este respaldo es promover una eficiencia alta y, por ende, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y cumplir con las prácticas y normas óptimas de aceptación internacional.
- 1.3 Para poder ser evaluados por el BID como parte de la revisión que realiza de los proyectos, se exigirá en la etapa de elegibilidad que los proyectos presentados cumplan con los criterios mínimos de desempeño o, en caso contrario, que se comprometan a cumplirlos. Para que un proyecto pueda ser elegible para obtener financiamiento del BID, el cumplimiento de estos criterios debe verificarse durante

¹ Las centrales alimentadas con combustibles fósiles utilizan una gran variedad de combustibles que emiten gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Los combustibles fósiles, que contienen altos porcentajes de carbono, incluyen fuentes primarias como carbón, petróleo y gas natural, y productos secundarios derivados de estas fuentes.

² Banco Interamericano de Desarrollo, 2011. Estrategia integrada del BID de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, y de Energía Sostenible y Renovable. Versión revisada (documento GN-2609-1), Washington, D.C.

³ Banco Interamericano de Desarrollo, 2011. Lineamientos Sectoriales de Energía Sostenible, (documento GN-2613), Washington, D.C.

el análisis o la fase de debida diligencia, y confirmarse con anterioridad a la aprobación del Directorio.

- 1.4 Los presentes lineamientos esbozan los criterios de elegibilidad y tienen por objetivo ofrecer en forma clara y cuantitativa los criterios mínimos de desempeño necesarios para que el BID pueda respaldar proyectos de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Asimismo, proporcionan orientación sobre la evaluación y la reducción de las emisiones de GEI de los proyectos utilizando las mejores tecnologías adecuadas de que se disponga. Por lo tanto, el presente documento, “Lineamientos para Centrales Eléctricas a Combustibles Fósiles Líquidos y Gaseosos”, constituye un enfoque para financiar *nuevas* centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles en forma compatible con el compromiso del BID de proteger al medio ambiente y reducir los efectos adversos sobre el clima mundial, de conformidad con su Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias⁴.
- 1.5 Los presentes lineamientos se centran en plantas que generan electricidad a partir de combustibles fósiles líquidos y gaseosos porque el Banco ya ha aprobado lineamientos específicos sobre centrales eléctricas operadas a carbón aplicables a las centrales alimentadas con combustibles fósiles sólidos⁵. En cambio, estos lineamientos no abordan unidades que emplean principalmente combustibles no fósiles en la generación de electricidad, como madera, desechos, residuos, gas de basurales y gas de vertedero, ni unidades que emplean combustibles fósiles en forma secundaria.
- 1.6 Estos lineamientos se aplican únicamente a plantas nuevas o a unidades nuevas que se están presentando al BID antes del inicio de operaciones. No cubren la rehabilitación de plantas existentes que están funcionando, las cuales se abordan en los Lineamientos Sectoriales de Energía Sostenible del BID⁶.
- 1.7 Los presentes lineamientos se refieren a todas las plantas eléctricas nuevas, ya sea que formen parte de un sistema integrado de suministro eléctrico que conecta a otras plantas que atienden a muchos consumidores, o que funcionen independientemente proporcionando electricidad a un solo cliente o a unos pocos clientes, como una planta industrial o una red local no interconectada, con o sin conexión a una red de servicios suplementarios o de reserva.
- 1.8 Estos lineamientos se aplican únicamente a plantas alimentadas con combustibles fósiles que emplean motores de combustión (turbinas o motores de combustión

⁴ Según la Directiva B.11 de la Política del Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias del BID, “[E]l Banco promueve la reducción y control de emisiones de gases de efecto invernadero (GHG, por sus siglas en inglés) de modo que se ajusten a la naturaleza y escala de las operaciones”.

⁵ Banco Interamericano de Desarrollo, 2009. Lineamientos sobre Centrales Eléctricas Operadas a Carbón; Un Enfoque para Conciliar el Financiamiento de Centrales Eléctricas a Carbón con los Objetivos de Cambio Climático (documento GN-2532). Washington, D.C.

⁶ Lineamientos sectoriales de energía sostenible del BID (op. cit.) párrafo 3.10. La rehabilitación de plantas termoeléctricas existentes se considera como una eficiencia por el lado de la oferta que en general es respaldada.

interna alternativo) y generadores para producir electricidad. En cambio, no cubren (i) compresores estacionarios e instalaciones de bombeo, automóviles o trenes; (ii) tecnologías que no aplican procesos termodinámicos, como las que generan electricidad mediante pilas de combustible o que emplean tecnología magnetohidrodinámica (MHD) u otras tecnologías; y (iii) centrales termoeléctricas que no emplean procesos de combustión, como las centrales nucleares.

- 1.9 Los lineamientos no se aplican a grupos electrógenos muy pequeños de menos de 20 kilovatios eléctricos (kWe). Aunque no se establecen requisitos numéricos mínimos en el caso de generadores cuya capacidad es de más de 20kWe pero de menos de 1 megavatio eléctrico (MWe), el principio aplicado es el de utilizar la mejor tecnología comprobada y adecuada a las características particulares del proyecto de que se trate.
- 1.10 Estos lineamientos implementan la estrategia del BID con respecto al cambio climático y se centran en las emisiones de GEI. Otras emisiones aéreas, efluentes líquidos y desechos sólidos, sustancias peligrosas, ruido y aspectos de salud y seguridad se examinan en el análisis ambiental y social, sobre la base de la directiva B.11. de la Política de Medio Ambiente y Cumplimiento de Salvaguardias.
- 1.11 Con respecto a las emisiones de GEI, las centrales eléctricas emiten principalmente anhídrido carbónico (CO₂). Otros gases de efecto invernadero, como las emisiones fugitivas de metano (CH₄), hexafluoruro de azufre (sf₆), hidrofluorocarbonos (HFC) u óxid nitroso (N₂O), todas sustancias de mayor potencial de calentamiento atmosférico (PCA), pueden ser emitidas en muy pequeñas cantidades por las centrales eléctricas y sus instalaciones auxiliares. En este documento se examinan únicamente las emisiones de CO₂⁷. El resto del documento se divide en cuatro capítulos: en el Capítulo II se presentan las tendencias de aumento de la producción de electricidad y el papel que podrían desempeñar los combustibles fósiles en la generación; en el Capítulo III se analizan los tipos de centrales eléctricas de combustibles fósiles y asuntos conexos relacionados con el medio ambiente, prestando especial atención a los impactos sobre el cambio climático; en el Capítulo IV se presenta el enfoque de otros bancos multilaterales de desarrollo en cuanto al financiamiento de centrales alimentadas con combustibles fósiles y el enfoque actual con respecto al cambio climático; y en el Capítulo V se presenta el enfoque propuesto del BID sobre con respecto al financiamiento de centrales eléctricas operadas a combustibles fósiles.

⁷ Las demás emisiones de GEI no se tabulan en las estadísticas del sector de la energía sino en las de otros subsectores. No obstante, el documento utiliza como unidad común los equivalentes en anhídrido carbónico (CO₂e). Véase la delineación de las emisiones de GEI que aplica la Agencia Internacional de Energía (AIE) con respecto a la energía y los sectores basada en las convenciones establecidas en IPCC, Agencia Internacional de Energía (AIE), *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2010 Edition*, OCDE/AIE, 2010 *Part I Methodology*: El Instituto de Recursos Mundiales (WRI-CAIT) asumirá las funciones que realiza la AIE con respecto a los datos del sector de la energía.

- 1.12 Este documento se preparó utilizando los informes de antecedentes que elaboraron consultores externos⁸ y datos de disponibilidad pública. Se llevó a cabo una revisión técnica en que se distribuyeron los lineamientos, se celebraron reuniones internas y se realizaron intercambios de información con instituciones multilaterales de desarrollo, empresas consultoras especializadas y expertos. La orientación y los comentarios recibidos se tuvieron en cuenta y resultaron esenciales para mejorar los presentes lineamientos, tanto en aspectos de forma como de fondo.
- 1.13 Estos lineamientos entrarán en vigor seis meses después de su aprobación para que haya suficiente tiempo para efectuar los cambios administrativos y los procedimientos dentro de la institución. Los lineamientos se aplicarán a las operaciones que ingresen a la lista de operaciones en tramitación del Banco⁹ después de su fecha de aprobación.

II. CENTRALES A COMBUSTIBLES FÓSILES - FUTURO PAPEL EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, Y POSIBLES IMPACTOS SOBRE LAS EMISIONES DE GEI

- 2.1 En 2008, los combustibles fósiles contribuyeron aproximadamente 41% de la generación de electricidad en América Latina y el Caribe. El carbón representó 4,4%, el petróleo, 15,6% y el gas natural, 20,9%. La mayor cantidad de electricidad se generó con energía hidroeléctrica (53,7%). Otras fuentes de energía renovable contribuyeron 3,2%, en tanto que la energía nuclear aportó 2,3%¹⁰.
- 2.2 En 2008 las emisiones de GEI del suministro de electricidad y calor en América Latina y el Caribe alcanzaron unas 280 megatoneladas (Mt) de CO₂e¹¹, más aproximadamente 50 Mt de los productores de automóviles. Estas emisiones procedieron principalmente de centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles. Según esa misma compilación, las emisiones totales de GEI del sector de energía de América Latina y el Caribe habían alcanzado más de 1.477 Mt de CO₂e llegado 2008. Por consiguiente, el suministro de electricidad y calor representa alrededor del 22% de las emisiones del sector de la energía. Aunque esta proporción ha aumentado desde mediados de los años noventa, en los últimos años se ha mantenido estable porque las emisiones de GEI del transporte han aumentado a un ritmo más elevado.

⁸ Gomelsky, Roberto. *Available technologies and thermal plants prospective potential in Latin America*. Informe del BID sobre productos de conocimiento y fortalecimiento de capacidad. Figueroa de la Vega, F. y Gomelsky, R., Papel de las Plantas de Energías Fósiles en la futura generación eléctrica de América Latina e impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero, Programa de Cooperación BID/GIZ. Proyecto: Cambio Climático y Energía en América Latina y el Caribe. 31/3/2011.

⁹ El ingreso en la lista de operaciones en tramitación del Banco significa (a) después de la firma de la carta mandato, en el caso de las operaciones sin garantía soberana, y (b) después de emitirse el número del proyecto, en el caso de las operaciones del sector público.

¹⁰ Datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE); suma de países latinoamericanos y del Caribe no pertenecientes a la OCDE + México, <http://www.iea.org/stats>.

¹¹ Agencia Internacional de Energía (AIE), *CO₂ Emissions from Fuel Combustion*, edición de 2010, *OECD/IEA 2010 Tables for Latin America and Mexico*.

- 2.3 Según los resultados de tres marcos hipotéticos, la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe habrá aumentado entre 100% y 150% entre 2007 y 2032¹². Incluso suponiendo que se realice un esfuerzo concertado para conservar energía y utilizarla más eficientemente, y que los países de la región emprendan una trayectoria de menor crecimiento de la demanda de electricidad, satisfacer esta demanda exigirá una duplicación de la capacidad eléctrica instalada, de más de 287 GW en 2011¹³ a más de 500 GW en 2030¹⁴.
- 2.4 Estos marcos hipotéticos indican que el papel potencial de las plantas de combustibles fósiles, excluido el carbón, para cubrir la demanda de electricidad en América Latina y el Caribe varía ampliamente, según las opciones de política que se adopten¹⁵, y daría lugar a niveles de emisión de GEI muy diferentes.
- (i) En el marco hipotético de baja energía térmica, en que las tecnologías de energía renovable, incluida la energía hidroeléctrica, se aplican en forma prioritaria, llegado 2030 se seguirán necesitando 30 GW suplementarios en nueva capacidad eléctrica a base de combustibles fósiles líquidos y gaseosos para contar con flexibilidad operativa. Para 2030, en América Latina se agregarían aproximadamente 27 GW de nueva capacidad eléctrica a base de combustibles fósiles, excluido el carbón, y en el Caribe otros 3GW, de utilizarse la tecnología más eficiente en la mayor medida posible en función de combustible disponible. De este modo se podría evitar un considerable aumento de las emisiones de GEI procedentes de la generación de electricidad.
 - (ii) En caso de no adoptarse tan rápidamente las nuevas tecnologías de energía renovable, y de no poder aprovecharse el potencial hidroeléctrico en la escala prevista, el papel de los combustibles fósiles será mucho más importante, necesitándose aproximadamente 200 GW de capacidad y 1.000 teravatios por hora (TWh) de producción llegado 2030 (marco hipotético de alta energía térmica/baja eficiencia). De no prestarse especial atención a la eficiencia energética, ello duplicaría las emisiones de GEI procedentes de la producción de electricidad y calor.

¹² R. Gomelsky, F. Figueroa, et al. ; OLADE, *LAC Energy Prospective to 2032*.

¹³ Historial combinado de México y otros países de América Latina y el Caribe según la AIE, *World Energy Outlook 2011*; Agencia Internacional de Energía, París, 2011.

¹⁴ En el estudio de antecedentes para BID/GIZ, Figueroa y Gomelsky elaboraron una estimación de la capacidad requerida que asciende a entre 492 GW y 513 GW, solamente para América Latina. Véase F. Figueroa, R. Gomelsky, *Papel ...*, op. cit. Además, se proyecta que el Caribe necesitará entre 25 GW y 30 GW aproximadamente si se incluye a Cuba. Véanse marcos hipotéticos para los países del Caribe, excluida Cuba, en *Nexant, Caribbean Regional Electricity Generation, Interconnection and Fuels Supply Strategy*, Informe final presentado al Banco Mundial, 2010.

http://www.caricom.org/jsp/community_organs/energy_programme/electricity_gifs_strategy_final_report.pdf.

¹⁵ Véanse más detalles sobre los marcos hipotéticos y las regiones en el anexo y en el estudio de antecedentes de F. Figueroa y R. Gomelsky, op. cit., sobre el futuro papel que podrían tener diversas tecnologías para cubrir la demanda de electricidad.

- (iii) De elegirse la tecnología más eficiente en función de los combustibles disponibles, en el marco hipotético de alta energía térmica/alta eficiencia, la tasa de aumento de las emisiones de GEI atribuibles a la producción de electricidad y calor podría reducirse en más de 40%.
- 2.5 Lo anterior demuestra la importancia de elegir, además de energía renovable, tecnologías de bajo contenido de carbono y tecnologías de combustibles fósiles eficientes. La combinación de energía renovable y eficiencia en el uso de los combustibles fósiles permitiría evitar el aumento de las emisiones de GEI procedentes de la generación de electricidad, y mantendría el lugar que la región de América Latina y el Caribe ocupa como contribuyente de poca envergadura a las emisiones mundiales de GEI. Si, por lo contrario, no crece vigorosamente la generación de electricidad con energía renovable, con tecnologías de alta eficiencia se podría mitigar sustancialmente el aumento de las emisiones de GEI.
- 2.6 Con respecto al posible volumen de la nueva capacidad eléctrica a base de petróleo o gas, los marcos hipotéticos indican que en los próximos 20 años se instalarán en América Latina y el Caribe entre 30 GW y 100 GW de nueva capacidad basada en combustible fósiles, excluido el carbón. Incluso suponiendo cifras bajas dentro de esa gama y una fuerte expansión de la capacidad de energía renovable (incluida la energía hidroeléctrica), ello representaría una inversión de al menos US\$30.000 millones.

III. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES Y EMISIONES DE GEI

- 3.1 Las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles emplean una gran variedad de combustibles y tecnologías. Estas últimas se caracterizan por su ciclo termodinámico y temperaturas operativas y presiones, factores que determinan la eficiencia, el tipo de combustible que puede utilizarse (algunas tecnologías permiten la quema de distintos tipos de combustible), la vida útil, la rapidez con que pueden iniciarse las operaciones, y la inversión y los gastos de explotación (en combustible, y en operación y mantenimiento de tipo fijo y variable).
- 3.2 Los insumos de combustible fósil pueden ser sólidos (carbón, lignito, turba, coque de petróleo), líquidos (productos derivados de petróleo crudo, arenas bituminosas o esquistos bituminosos como gasolina, diesel, fuel-oil liviano y los diferentes tipos de fuel-oil pesado, incluido el combustible del transporte marítimo internacional¹⁶ o combustible sólido licuado) o gaseosos (gas natural, gas de petróleo o de refinería, o gases de carbón, como gas de mina, gas de capas carboníferas, gas de altos hornos y gas de coque).

¹⁶ El diesel y el fuel-oil ligero (LFO) son prácticamente idénticos, ambos pertenecen a la clase de combustibles número 2. El LFO que se emplea para calefacción, usos industriales y la generación de electricidad pertenece a veces a la clase de hidrocarburos más liviana y en varios países se comercializa con otro nombre (gas-oil). El combustible pesado y el combustible utilizado en el transporte marítimo forman parte de una gama de productos minerales derivados del petróleo de calidad mucho más amplia (fuel-oil número 4, 5 y 6).

- 3.3 El combustible se utiliza para producir energía térmica ya sea en forma de vapor o de fluido gaseoso. La expansión de esta energía térmica alimenta una maquinaria rotatoria (una turbina o un motor de combustión interna alternativo) que, a su vez, hace funcionar un generador de electricidad. Según el lugar en que ocurre la combustión del combustible, las centrales termoeléctricas pueden agruparse en las de combustión externa (como las centrales a vapor que emplean motores Stirling o de ciclo Rankin) y las de motores de combustión interna que, a su vez, se subdividen en las de combustión continua (turbinas a gas de ciclo Brayton) o de combustión intermitente (motores de combustión interna alternativo de ciclo Diesel u Otto). El diseño de las centrales eléctricas de ciclo combinado se basa en los ciclos Brayton y Rankin: el calor generado de la salida de la turbina a gas se utiliza para producir el vapor que alimenta la turbina a vapor.
- 3.4 En el Cuadro 1 se presenta una reseña de las características de las principales tecnologías de generación termoeléctrica a partir de combustibles líquidos o gaseosos, factores pertinentes para la realización de inversiones en América Latina y el Caribe en servicio eléctrico en el futuro previsible. La reseña incluye las principales características de costo que determinan la competitividad de la inversión y el despacho de la planta.
- 3.5 En los sistemas eléctricos interconectados de escala mayor pueden considerarse las tecnologías de unidades de tamaño más grande, como las centrales de ciclo combinado para la carga base, las centrales condensadoras para la carga mediana y las turbinas de ciclo único para la carga máxima. El uso de instalaciones con motores Diesel y de ciclo Otto es bastante común para satisfacer demandas puntuales más bajas (industriales) o las demandas de sistemas eléctricos más pequeños, no solo en el Caribe sino también en zonas remotas de los grandes países de la región. También pueden ser pertinentes para la región los grupos electrógenos más pequeños de menos de 1 MW, por ejemplo, en la electrificación rural.
- 3.6 Las turbinas de vapor a contrapresión (relación fija de energía térmica y eléctrica) se utilizan en la industria cuando la electricidad y la carga térmica significativa tienen perfiles similares, o en redes de calefacción y electricidad urbanas con extracción de vapor de condensación. Estas aplicaciones de cogeneración son empleadas por clientes grandes que, en muchos casos, venden la energía excedentaria a las redes públicas interconectadas. La producción en la planta eléctrica de otros tipos de energía en forma simultánea con la generación de electricidad incrementa significativamente la eficiencia combinada. Aunque la producción de energía térmica puede reducir la capacidad de generación de electricidad en el caso de las turbinas con extracción de vapor de condensación, también genera otros productos de valor, como el vapor de proceso, principalmente en plantas industriales. Si se produce una combinación de calor/frío y electricidad mediante un proceso denominado trigeneración, la energía térmica puede utilizarse en un proceso de absorción para hacer funcionar enfriadores por absorción.

Cuadro 1. Características de las principales tecnologías de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles líquidos y gaseosos (> 1 MWe)

Motor (ciclo termodinámico)	Tipo de planta	Aplicación	Gama de tamaño de la unidad (MW)	Gama de inversión (1) (US\$2010/kW)	Vida útil (años)	Gama de eficiencia eléctrica (2) (% , HHV, neto)	Combustibles principales (temporal o adicional)	Operación y mantenimiento, excluido el combustible (US\$2010/MWh)	Despacho (factores de planta, %)
Turbinas a vapor (ciclo Rankine)	Contrapresión (3)	Industrial (CHP)	5-50	1.200-2.000	30	33-38 (3)	HFO: Gas natural	~15	Carga base (65 -80)
	Centrales de condensación, simples o de recalentamiento	Redes interconectadas; industrial (CHP)	50-750	1.200-2.000	40	35-41	HFO; LFO/ Gas natural	~15	Carga base o mediana (60-85)
	Ciclo combinado	Redes interconectadas; usos cautivos; industriales (CHP)	150-800	900-2.000	20/30	40-55	Gas natural; LFO	~10	Carga base o mediana (50-85)
Turbina a gas (ciclo Brayton)	Turbinas de ciclo único	Redes interconectadas; usos cautivos	20-300	500-800	20	26-36	Gas natural ; LFO	~5	Carga máxima (10-15)
	Aeroderivadas	Redes medianas; usos cautivos;	5-40	500-800	15	25-35	Gas natural ; LFO	5	Carga máxima (10-15)
	Alta velocidad (1.000 -3.600 rpm)	Redes pequeñas, usos cautivos; industriales (CHP)	hasta 4	800-1000	20	34-40	Gas natural, Diesel/ (dual,5)	~25	Carga máxima-mediana (30-50%)
Motores de combustión interna alternativos; encendido a compresión (de ciclo Diesel)	Mediana velocidad (275-1.000 rpm)	Redes medianas; usos cautivos Industriales (CHP)	hasta 45	800-1000	25	34-42	HFO; gas natural, diesel, (Dual)	~20	Carga base y mediana (50-85%)
	Baja velocidad (60-275 rpm)	Redes medianas; industriales (CHP)	2 - 85	800-1000	25	38-48	HFO; Gas natural	~15	Carga base y mediana (50-85%)
Motores de combustión interna alternativos ; encendido eléctrico (de ciclo Otto)	Mezcla pobre (4)	Redes pequeñas; industriales; usos cautivos (CHP)	Hasta 20	800-1000	20	35-42	Gas natural , Dual (Diesel)	~20	Carga máxima-mediana (30-50%)

- (1) La gama del costo de inversión es amplia y depende de la ubicación y el tiempo de construcción; el costo por kW aumenta a medida que mejoran la calidad, la eficiencia, el control de las emisiones y otros factores.
- (2) Tras la publicación de los lineamientos del BID sobre centrales eléctricas operadas a carbón, se emplean el valor calórico superior (HHV) y el producto eléctrico neto según la presión en las respectivas unidades. Estas eficiencias se miden a plena carga. El desempeño de carga parcial de los motores de combustión interna alternativos es relativamente superior al de las turbinas a gas y las unidades de ciclo combinado. Todas las tecnologías ofrecen alguna posibilidad de aprovechar el calor extraído de la contrapresión, el vapor de condensación y los gases de escape, además de generar electricidad, con o sin un efecto de reducción de la producción eléctrica.
- (3) Las plantas a vapor de contrapresión son de coeficiente eléctrico y térmico fijo, y se emplean cuando puede cubrirse una demanda de calor y electricidad paralela. La eficiencia neta total es del orden de 75%-81% (HHV).
- (4) Los motores de combustión rica pueden obtenerse en la categoría de capacidad inferior a 1 MW. En la alimentación a dos combustibles, el motor funciona principalmente con gas natural, con inyecciones de diesel para el encendido. Algunas fuentes mencionan un ciclo combinado diesel-Otto.

Fuente: Roberto Gomelsky, *Fossil Fuel Power Plants: Available Technologies and Thermal Plants' Prospective Potential in Latin America*. Documento del BID, 2010.

Comisión Europea: *Reference Document for Best Available Technology BREF: Large Combustion Plants*, 2006; EPA: *Technology Characterization Gas Turbines 2008*; EPA: *Technology Characterization Reciprocating Engines*; IFC/Grupo del Banco Mundial, *Environment Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants*, 2008; IEA/ETSAP *TECHDES Technology Briefs, Gas Fired Power Plants 2010*; IEA/NEA: *Projected Costs of Generating Electricity*; 2010 Edition1; KPMG: *Image Study Diesel Power Plants*, estudio realizado en nombre de la empresa MAN, 2010.

- 3.7 Todas esas tecnologías pueden, en principio, funcionar con combustibles líquidos y gaseosos derivados del petróleo o el gas natural. Por lo tanto, incluso si la tecnología de ciclo combinado pueda aplicarse en países sin una dotación de gas natural, las emisiones de GEI son sustancialmente más bajas cuando se emplea gas natural en lugar de fuel-oil ligero o pesado (HFO).
- 3.8 Los precios de mercado del fuel-oil liviano (LFO)/diesel, sin embargo, vuelven a este combustible antieconómico en centrales de gran capacidad de muchas horas de operación (factor de planta) en comparación con las que tienen costos operativos bajos. Incluso una central de ciclo combinado solo se alimentaría excepcional o temporalmente con LFO en lugar de gas natural.
- 3.9 Con miras a formular requisitos con respecto al cambio climático, en el Cuadro 2 se presentan las tecnologías en cuestión en más detalle, indicándose su desempeño estándar y la gama de resultados que generalmente se alcanza tanto en cuanto a eficiencia (igual que en el Cuadro 1) como en cuanto a intensidad de emisiones de GEI, la cual varía tratándose de gas natural, diesel o LFO y HFO. Las emisiones de GEI se calcularon a partir de las eficiencias y los tipos de combustibles aplicando las fórmulas y factores que figuran en la parte inferior del cuadro.
- 3.10 Del Cuadro 2 se desprende que existe una variación de más de 100% en la cantidad de emisiones producidas por MWh para fines similares (carga mediana o base) entre la tecnología más limpia (gas natural de ciclo combinado) y las turbinas de vapor a condensación alimentadas a petróleo o los motores diesel de velocidad mediana. Ello demuestra que elegir un combustible de bajo contenido de carbono y la mejor tecnología disponible reduce sustancialmente las emisiones de GEI por kilovatio hora (kWh).
- 3.11 Un mayor número de países está empezando a obtener gas natural de recursos autóctonos o importándolo por oleoducto, ya sea en forma de gas natural licuado (GNL) o gas natural comprimido (GNC). Esta mayor disponibilidad, conjugada con tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones, nutre las expectativas de una nueva expansión del gas natural en la generación eléctrica. En países que carecen de combustibles fósiles, las expectativas en torno a la variabilidad de los precios posiblemente sea un factor disuasivo para la formalización de planes de importar GNL a largo plazo.
- 3.12 Las emisiones de GEI de las centrales alimentadas con combustibles fósiles no pueden reducirse demasiado recurriendo a las tecnologías actuales. En el futuro, la captura y almacenamiento de carbono (CAC) podría ser una forma de mitigar los efectos del cambio climático atribuibles a estas centrales. Aunque es una posibilidad prometedora que permitiría reducir eficazmente la cantidad de GEI que emiten, la captura y almacenamiento de CO₂ requiere energía adicional e incrementaría las necesidades de combustible. Según estimaciones, esos y otros costos del sistema incrementarían el costo de la energía producida por una central nueva equipada de tecnología de CAC.

Cuadro 2. Eficiencia energética y emisiones de GEI de algunas tecnologías de generación eléctrica

	Tecnología	Gama de eficiencia eléctrica, (1) como %, HHV, neto/unidad)	Emisiones de GEI (kg CO ₂ e /MWh) (2)		
			Gas natural (3)	Diesel/ LFO (3)	HFO (3)
Turbinas a vapor (ciclo Rankine)	Turbina de vapor a contrapresión	33-38	555-480	n.a.	800-695
	Turbina a vapor, condensadora	35-41	520-450	n.a.	755-645
	Ciclo combinado	40-55	455-330	630-460	n.a.
Turbinas a gas (ciclo Brayton)	Turbina a gas, grande	26-36	700-505	970-700	n.a.
	Turbina a gas aeroderivada	25-35	730-550	1010-720	n.a.
Motores de combustión interna alternativos	Diesel de alta velocidad	34-40	540-455	740-630	n.a.
	Diesel de mediana velocidad	36-42	505-435	700-600	733-630
	Diesel de baja velocidad	38-48	480-380	660-525	695-550
	Motor de ciclo Otto de mezcla pobre	35-42	520-435	720-600	n.a.

(1) La eficiencia y las emisiones se calculan sin el uso de calor; cuanto más calor se emplee en la práctica, mayor será la eficiencia global y menor la intensidad de las emisiones.

(2) Emisiones de CO₂ (kg/MWh)=(3,6/eficiencia (%))*CO₂ del combustible (kg/gigajoule del combustible consumido). Sobre la base de información del IPCC (emisiones de GEI por combustible por gigajoule consumido. Véase el cuadro.

Factores de CO ₂ supuestos por el IPCC, por tipo de combustible (kg/gigajoule de combustible consumido, valor calórico bruto)	
Gas natural	50,8
Diesel/LFO	69,9
HFO	73,3

(3) Las cifras en negrillas corresponden a los combustibles más comunes de la tecnología en cuestión. Los combustibles con un mayor contenido de carbono, como el fuel-oil pesado, pueden obtenerse a un menor precio que el LFO, al igual que el gas natural. Estos combustibles Pueden utilizarse en turbinas de vapor y motores diesel de velocidad baja y mediana.

IV. ENFOQUE DE OTROS BANCOS MULTILATERALES DE DESARROLLO CON RESPECTO AL FINANCIAMIENTO DE LAS CENTRALES A COMBUSTIBLES FÓSILES

- 4.1 Aunque la mayoría de los bancos multilaterales de desarrollo financian centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles (plantas nuevas y rehabilitación de las existentes), son selectivos con respecto al tipo de tecnología que respaldan para equilibrar los beneficios ambientales y económicos, y bastante estridentes en cuanto a las emisiones. El BID es el primer banco multilateral de desarrollo en proponer lineamientos específicos que establecen criterios mínimos de desempeño con respecto a los GEI que emiten las centrales alimentadas con combustibles fósiles. Varios bancos comerciales han adoptado los lineamientos sectoriales del BID como referencia.
- 4.2 El Marco Estratégico sobre Desarrollo y Cambio Climático del Grupo del Banco Mundial, adoptado en octubre de 2008, establece los criterios generales que deben cumplir las operaciones para poder recibir financiamiento de cualquiera de los organismos que integran dicho grupo, incluidos la Corporación Financiera Internacional (IFC) y el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (OMGI). Como parte de este marco estratégico, el Grupo del Banco Mundial ha adoptado un conjunto de criterios para orientar sus operaciones, incluido el uso de la mejor tecnología adecuada disponible en la evaluación de los proyectos de carbón¹⁷, pero no para otros combustibles fósiles. Actualmente, en el contexto de una nueva estrategia sectorial con respecto a la energía, el Grupo del Banco Mundial está estudiando la posibilidad de limitar el financiamiento de las centrales a carbón a los países menos desarrollados.
- 4.3 En los Lineamientos sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica, la IFC y el Grupo del Banco Mundial proporcionan directrices sobre las emisiones a la atmósfera¹⁸. En el caso de las emisiones de GEI, dichas directrices contienen información sobre los niveles de emisión de CO₂e habituales en plantas nuevas de generación eléctrica, pero no fijan límites para el material particulado, las emisiones de SO₂ NO_x y el exceso del contenido de O₂ en el gas seco. Se ofrece una lista de recomendaciones en cuanto a la selección de combustibles, la cogeneración de calor y electricidad (CHP), la eficiencia energética (el objetivo es estar en el cuartil superior del promedio nacional/regional), la relación inversa entre los costos de capital y de explotación, técnicas de seguimiento y control de procesos, compensación de emisiones, reducción de pérdidas en la transmisión y distribución y medidas por el lado de la demanda, teniendo en cuenta las oportunidades de ubicación (uso de otros combustibles y aprovechamiento de calor residual, etc.).

¹⁷ Banco Mundial, Criteria for Screening Coal Projects under the Strategic Framework for Development and Climate Change, Washington DC, 2010.

¹⁸ IFC, Grupo del Banco Mundial, Lineamientos sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica, 19 de diciembre de 2008.

- 4.4 Estos lineamientos de la IFC/Grupo del Banco Mundial se utilizan en forma concomitante con el enfoque de la IFC sobre las emisiones de GEI a nivel de proyectos que establece la Norma de Desempeño 3 sobre reducción y prevención de la contaminación¹⁹. Entre los requisitos pertinentes se señala que el cliente debe “incorporar en sus operaciones medidas de conservación de recursos y eficiencia energética” y “promover la disminución de las emisiones de gases con efecto de invernadero (GEI) relacionadas con los proyectos de acuerdo a la naturaleza y en proporción a sus operaciones e impactos”.
- 4.5 En su política con respecto a la energía de 2009, el Banco Asiático de (BAsD) no excluye la posibilidad de financiar centrales alimentadas con combustibles fósiles a la vez que fomenta el uso de tecnologías más limpias²⁰.
- 4.6 El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) se refiere a las emisiones de CO₂ y GEI en su Política ambiental de 2008 y en varios de los requisitos de desempeño conexos. Establece disposiciones tanto para la medir los niveles de GEI y considerar reducciones a través de “opciones técnicas y financieras, factibles y eficaces desde el punto de vista de los costos”, y promover las emisiones de GEI “en forma adecuada a las características y escala de las operaciones e impactos de los proyectos”. Al cliente se le solicita “evaluar opciones técnicas y financieras que sean factibles y eficaces desde el punto de vista de los costos para reducir su intensidad de carbono durante el diseño y operación del proyecto, y estudiar opciones adecuadas”. El BERD aplica las normas ambientales de la Unión Europea en todos sus proyectos, sujeto a la forma en que éstos se definen. Todos los proyectos de energía térmica son objeto de una evaluación de las mejores técnicas disponibles, de conformidad con los requisitos expuestos en la Directiva sobre emisiones industriales de la UE de 2010 y establecidos como pauta de referencia en función del respectivo documento de referencia sobre la evaluación de las mejores técnicas disponibles. Todos los proyectos de energía térmica que darían lugar a un aumento de la capacidad de la central de más de 300 MW térmicos, o que sean plantas térmicas totalmente nuevas de 300 MW, se clasifican en la categoría “A” y exigen una completa evaluación del impacto ambiental y social que incluye consultas públicas y divulgación antes de su consideración por parte del Directorio.
- 4.7 El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha adoptado criterios para evaluar las emisiones de GEI de las centrales de carbón/lignito a fin de asegurarse de que la utilización de combustibles de uso intensivo de carbono sea compatible con las metas de emisión globales. El BEI financia plantas alimentadas con combustibles fósiles siempre que cumplan las siguientes condiciones generales de que (i) utilicen la mejor tecnología disponible e incluyan equipos para capturar carbono; (ii) sean eficaces desde el punto de vista de los costos, teniendo en cuenta las externalidades de CO₂; y (iii) remplacen plantas existentes en el sistema de que se trate y

¹⁹ Corporación Financiera Internacional. Normas de desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social, 30 de abril de 2006.

²⁰ Política de energía del BAsD, junio de 2009, párrafo 33.

ocasionen una disminución de la intensidad del carbono en la generación eléctrica de al menos 20%²¹.

V. EL ENFOQUE DEL BID CON RESPECTO AL FINANCIAMIENTO DE NUEVAS CENTRALES ALIMENTADAS CON COMBUSTIBLES FÓSILES, LÍQUIDOS Y GASEOSOS

- 5.1 El BID respaldará la construcción de nuevas centrales alimentadas con combustibles fósiles, tanto líquidos como gaseosos, que cumplan el principio de desarrollo sostenible²² y tengan un impacto reducido en materia de cambio climático. Ambos principios son esenciales en un sector que ya emite altos niveles de CO₂ y cuyas perspectivas de mercado están creciendo.
- 5.2 A fin de promover el desarrollo y la autosuficiencia en la generación de electricidad sin socavar su respaldo a los esfuerzos de mitigación del cambio climático ni su compromiso con la protección del medio ambiente, el BID seguirá apoyando centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles que cumplan criterios mínimos de eficiencia y de emisión de GEI y utilicen la mejor tecnología adecuada de que se disponga para lograr una eficiencia alta y una reducción en la intensidad de las emisiones de GEI.
- 5.3 Los proyectos que se presenten al BID deberán, en la etapa de elegibilidad, cumplir los requisitos mínimos de desempeño o comprometerse a cumplirlos. El cumplimiento de estos criterios se verificará durante la fase de debida diligencia, con anterioridad a la aprobación del Directorio.
- 5.4 En el Cuadro 3 se presentan los criterios mínimos de desempeño para que el BID financie nuevas centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles. Dichos criterios se basan en la gama de especificaciones de diseño de nuevas centrales alimentadas con combustibles fósiles (véase el Cuadro 2). Al igual que en el caso de los lineamientos de las centrales eléctricas alimentadas con carbón, se aplican dos criterios para evitar la conversión a combustibles con niveles de emisión más altos, particularmente en plantas que emplean dos o múltiples tipos de combustible:
 - (i) mínima eficiencia energética de la central (el insumo de energía — mayor valor térmico— relacionado con el producto eléctrico neto del generador) como porcentaje;
 - (ii) máxima intensidad de las emisiones de CO₂ (kg CO₂e/kWh neto).

²¹ *The EIB approach to coal/and lignite fuelled power stations. Annex 3 to A Clean Energy For Europe: A reinforced EIB contribution, w/o year.*

²² Véanse los Lineamientos Sectoriales de Energía Sostenible del BID, (op. cit.) párrafo 3.28.

Cuadro 3. Requisitos de eficiencia (mínima) y emisiones específicas (máximas) de centrales alimentadas con combustibles fósiles; unidades nuevas a plena carga

Tecnología	Eficiencia mínima (eléctrica, HHV, neto, %) ¹	Máxima emisión de GEI (kg CO ₂ e./neto MWh)		
		gas natural	diesel (LFO)	HFO
Turbina de vapor a contrapresión	>37	495	n.a.	710
Turbina de vapor	>39	470	n.a.	675
Turbina de gas de ciclo combinado	>47	390	535	n.a.
Turbina de gas de ciclo abierto (grande o aeroderivada) ²	>32	570	785	n.a.
Motor de combustión interna alternativo, diesel de alta velocidad ³	>38%	480	660	n.a.
Motor de combustión interna alternativo, diesel de mediana velocidad	>40%	460	630	660
Motor de combustión interna alternativo, diesel de baja velocidad	>42%	435	600	630
Motor de combustión interna alternativo, ciclo Otto	>40%	460	630	660

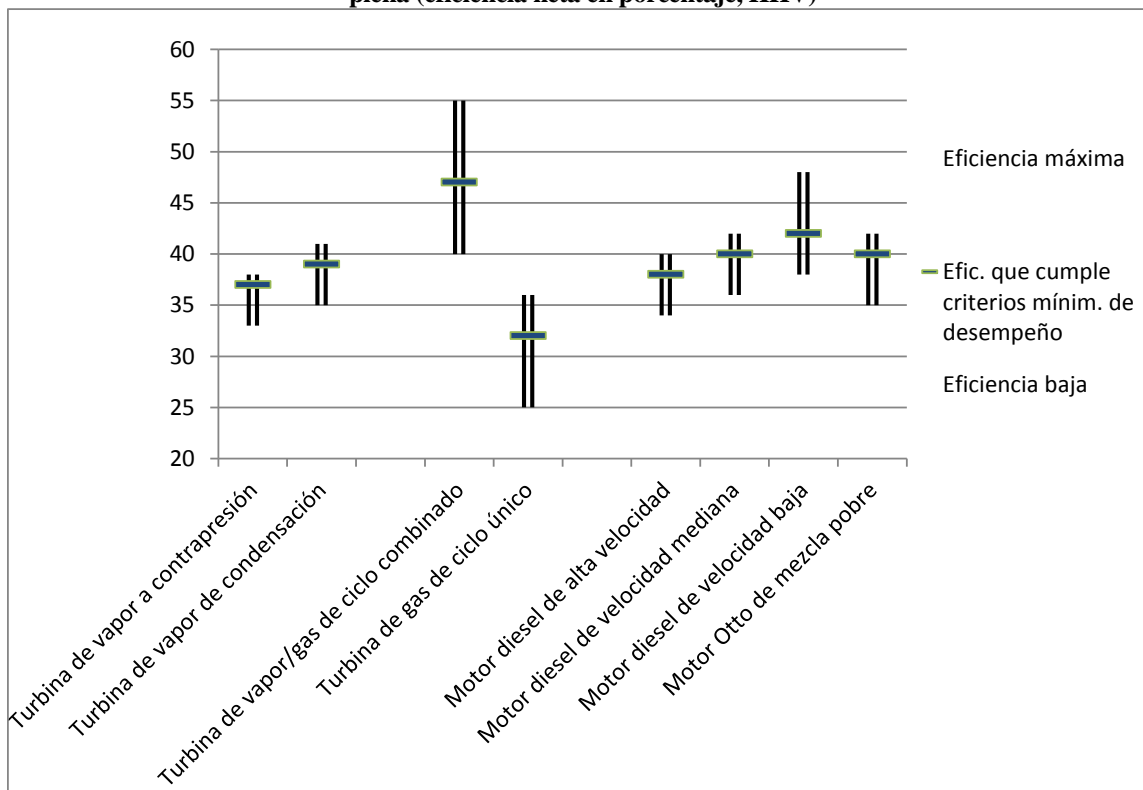
Notas:

1. Cuando se utiliza la cogeneración eléctrica y térmica, la eficiencia total mínima aceptable (eléctrica más térmica) es 50%.
2. Las turbinas a gas de ciclo único solo son aceptables cuando operan a un nivel que cubre la carga máxima.
3. Las unidades diesel de alta velocidad solo son aceptables si no generan más de 5 MW de la capacidad total en una planta.

5.5 El objetivo de aplicar criterios mínimos de desempeño es evitar que el BID financie plantas ineficientes alimentadas con combustibles fósiles, sin excluir ningún tipo de tecnología o combustible que pudiera resultar adecuado bajo las circunstancias particulares del proyecto. Los criterios mínimos de desempeño se sustentan en los siguientes principios:

- (i) permitir la aplicación de todo tipo de tecnologías para cubrir la amplia gama de necesidades y condiciones;
- (ii) exigir normas de eficiencia más exigentes para tecnologías cuyas emisiones sean de mayor intensidad. Esta alternativa se ilustra en el Gráfico 1 a continuación;
- (iii) limitar el uso de tecnologías de baja eficiencia (turbinas de ciclo único o diesel de alta velocidad) a aplicaciones específicas;
- (iv) permitir el uso de otra tecnología cuando la cogeneración eléctrica y térmica se apliquen a escala significativa.

Gráfico 1. Gamas de desempeño en cuanto a eficiencia y criterios mínimos, unidades nuevas a carga plena (eficiencia neta en porcentaje, HHV)



- 5.6 En estos lineamientos solo se establecen requisitos mínimos cuantificados para unidades cuya capacidad eléctrica sea de más de 1 MW. El BID también financiará unidades más pequeñas en determinadas circunstancias y para fines específicos o como parte de un grupo más grande. Estas situaciones se examinarán según las circunstancias específicas.
- 5.7 Antes de que un proyecto se declare elegible, deberá determinarse si la tecnología existente y el combustible que emplea son aceptables. Los criterios mínimos de desempeño no excluyen tipos de tecnología o combustible. No obstante, durante la etapa de elegibilidad del ciclo de proyectos deberá darse lugar a un análisis sobre las oportunidades y su factibilidad en cada caso específico, momento en el cual deberá adoptarse una decisión fundamentada sobre el combustible y la tecnología preferidos dadas las características básicas del proyecto.
- 5.8 Durante el proceso de debida diligencia o evaluación, el BID trabajará con los prestatarios potenciales comprometidos a cumplir con los criterios del Banco en cuanto a desempeño mínimo, a fin de encontrar formas de lograr que los proyectos cumplan los criterios. Con anterioridad a la aprobación del Directorio, se deberá comprobar el cumplimiento de los criterios mínimos de desempeño y otras características básicas.
- 5.9 Si la planta y la selección de combustible bajo consideración forman parte de un Plan de Acción de Energía Sostenible establecido por el BID con el respectivo

país²³, la debida diligencia confirmará que los criterios mínimos de desempeño se hayan alcanzado con el diseño particular de esa planta. En ausencia de un Plan de Acción de Energía Sostenible, se exigirá que el proyecto cumpla, en la etapa de elegibilidad, los criterios mínimos de desempeño o que se comprometa a cumplirlos. Asimismo, antes de otorgarse la elegibilidad deberá determinarse si la tecnología y el combustible del proyecto son aceptables, teniendo en cuenta sus características particulares (tamaño, ubicación, consideraciones ambientales y sociales) y su entorno. Antes de declararse la elegibilidad se examinarán los siguientes aspectos además de los criterios mínimos de desempeño:

- (i) disponibilidad de gas natural a corto o mediano plazo (5 años) en las condiciones actuales (a verificarse con la planificación nacional de energía); si el gas natural fuera una opción, esto podría cambiar el carácter óptimo del combustible y, posiblemente, la selección de tecnología puesto que:
 - a. las turbinas de gas de ciclo combinado de las plantas a gas natural son la tecnología más adecuada; además, bajo circunstancias especiales dichas turbinas pueden funcionar temporalmente con LFO/diesel;
 - b. las grandes plantas condensadoras a vapor con extracción intermedia, habituales en sistemas eléctricos interconectados, logran un desempeño satisfactorio cuando son alimentadas con gas natural, pero su desempeño sigue siendo muy inferior al de las plantas equipadas de turbinas de gas de ciclo combinado;
 - c. las turbinas de gas de ciclo abierto alimentadas con gas natural solo son aceptables como equipo de carga máxima; utilizar diesel en las turbinas de gas solo es aceptable cuando no existe ninguna posibilidad de obtener gas natural o en casos en que no hay ninguna otra posibilidad de cubrir la carga máxima;
 - d. las plantas de ciclo diesel alcanzan niveles de desempeño sustancialmente mejores en cuanto a emisiones cuando funcionan con gas natural;
- (ii) plantas a vapor y de combustión interna alimentadas con fuel-oil, únicamente si el país no dispone de gas natural a corto o mediano plazo o dicho combustible no puede importarse específicamente para la planta con un coeficiente razonable de costo/beneficio y a un precio factible desde el punto de vista financiero: las grandes plantas a vapor podrían justificarse de aplicarse la mejor tecnología de vapor. Podría ser útil analizar, en la etapa de diseño, la inclusión de equipos que

²³ Banco Interamericano de Desarrollo. 2011. Lineamientos Sectoriales de Energía Sostenible del BID (op. cit.) párrafo 3.2.

permitan a la planta estar en condiciones de capturar carbono²⁴, a medida que esta tecnología evolucione y se vuelva eficaz desde el punto de vista de los costos, sobre todo si el carbono puede reinyectarse in situ o utilizarse en el proceso de producción;

- (iii) oportunidades de cogeneración y uso del calor residual de la planta para otros propósitos: se han establecido requisitos mínimos únicamente para la generación de electricidad y éstos no incluyen los usos térmicos del gas o el calor residuales. Los parámetros de eficiencia de las plantas de vapor mejoran sustancialmente con la cogeneración, ya sea por extracción intermedia de calor en una planta de condensación o en plantas de vapor a contrapresión, incluso en plantas de ciclo combinado. Asimismo, la energía térmica de los motores de combustión interna alternativos puede utilizarse con fines de calefacción o de enfriamiento utilizando enfriadores por absorción. Se considera que se han cumplido los requisitos mínimos si la eficiencia total, eléctrica y térmica, de la unidad es de más de 50%, incluso si la eficiencia eléctrica no cumple el requisito mínimo;
- (iv) posibilidad de utilizar combustibles disponibles localmente como los subproductos derivados de la extracción de petróleo y gas (por ejemplo, gas asociado, gas de capas carboníferas, o gas de mina): ello es sumamente recomendable, sobre todo en casos en que los GEI (por ejemplo, metano) se escapan a la atmósfera o se queman sin generar energía útil. En ubicaciones de producción remotas, las plantas de motores de combustión interna alternativos alimentadas, por ejemplo, con gas asociado o gas de mina, pueden, en lugar de emitir calor, producir energía térmica además de electricidad;
- (v) oportunidades para la cogeneración con residuos: disponibilidad de biomasa residual o de combustibles derivados de biomasa que podrían coalimentar la planta.

5.10 El financiamiento del BID no deberá fomentar las siguientes tecnologías, a menos que se trate de casos muy especiales (emergencias, gestión de riesgo de desastres, respaldo, energía renovable híbrida in situ):

- (i) motores de combustión interna alternativos a gasolina de ciclo Otto, de cualquier tamaño;
- (ii) autogeneración sin cogeneración, es decir, la que se emplea en los pequeños generadores diesel en edificios y la industria;
- (iii) generadores diesel que forman parte de sistemas de electrificación fuera de la red de distribución, de cualquier tamaño, incluidos los que se utilizan para generar energía renovable variable de respaldo in situ;

²⁴ IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos y Leo Meyer (Eds.). Cambridge University Press, Reino Unido.

- (iv) plantas térmicas a vapor sin cogeneración alimentadas con petróleo crudo.
- 5.11 El BID revisará periódicamente los criterios mínimos de desempeño que figuran en el Cuadro 3 y el Gráfico 1 para tener en cuenta nuevas tendencias tecnológicas e institucionales. Se ha programado realizar una revisión regular cinco años después de la aprobación si la experiencia o nuevos acontecimientos no apuntan a la necesidad de efectuar un ajuste antes de esa fecha. Al actualizar los criterios, el Banco considerará la mayor disponibilidad de datos fiables sobre la eficiencia energética y las emisiones de CO₂ de plantas alimentadas con combustibles fósiles, el desempeño de la planta y las opciones de mitigación, incluida su propia experiencia en la implementación de estos lineamientos en los proyectos. Asimismo, las revisiones y actualizaciones regulares se llevarán a cabo a la luz de cambios en los objetivos mundiales con respecto a las emisiones de GEI. Las revisiones podrán incluir pequeños ajustes en los criterios o propuestas para adoptar nuevos criterios o medidas de mitigación.
- 5.12 Los proyectos que cumplan los criterios y los lineamientos al ser declarados elegibles para recibir financiamiento del BID mantendrán esa calidad aunque en el futuro se produzcan cambios específicos en este sector o subsector. La protección adquirida de los proyectos en lo que respecta los criterios de desempeño de estos lineamientos y los que se apliquen en la etapa de elegibilidad permitirán al BID reaccionar dinámicamente a las novedades que se vayan produciendo en materia de cambio climático y mantener su compromiso con sus prestatarios y clientes.
- 5.13 El Banco aceptará medidas de compensación de conformidad con sus Lineamientos de compensación de las emisiones de GEI. Mientras no se hayan adoptado dichos lineamientos se aceptarán únicamente medidas de compensación que se basen en mecanismos de cumplimiento, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio, a condición de que las compensaciones de carbono sean adquiridas y retiradas a lo largo de la vida del proyecto.
- 5.14 Se desplegarán esfuerzos para ayudar a financiar el diferencial de costo que presupone la adopción de tecnologías más limpias. El BID tiene interés en aplicar los instrumentos financieros actualmente disponibles y los que irán surgiendo, con el objetivo de crear incentivos para que se adopten tecnologías más limpias en las plantas alimentadas con combustibles fósiles y, particularmente, para cubrir los costos incrementales de adoptar tecnologías de bajo contenido de carbono.
- 5.15 El BID también podrá ayudar a transferir a los países tecnologías más avanzadas en el ámbito de la generación eléctrica con combustibles fósiles, además de productos de investigación y desarrollo, por ejemplo, proporcionando cooperación técnica para actividades de investigación y desarrollo y la implementación de proyectos piloto.
- 5.16 El BID fortalecerá su respaldo al desarrollo de marcos normativos nacionales adecuados que reflejen los costos ambientales, incluidos los que imponen las emisiones de CO₂, en el análisis de los costos y beneficios de los proyectos, ya sea a través de la preparación de proyectos de cooperación técnica independientes o

como parte de un análisis medioambiental focalizado en el país o en un análisis específico del país de que se trate.