



Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas-Quito EC-L1040; 2472/OC-EC

Informe de Terminación de Proyecto (PCR)

Equipo de Proyecto Original: Emilio Sawada (ENE/CPR), Jefe de Equipo; Alberto Levy (INE/ENE), Jefe de Equipo Alterno; Javier Cuervo (INE/ENE); Carlos Echevarría (ENE/CPE); Ramón Espinasa (INE/ENE); Paola Méndez (INE/ENE); Jorge Ordoñez (INE/ENE); Elizabeth Brito (VPS/ESG); Ximena Herbas (VPS/ESG); Hyun Jung Lee (LEG/SGO); Marco Alemán (PDP/CEC); Santiago Schneider (PDP/CEC); Duval Llaguno (RND/CEC); Patricio Crausaz (PDP/CEC); Cristina Villalba (CAN/CEC); bajo la supervisión de Leandro Alves, Jefe de División (INE/ENE); y Carlos Melo, Representante (CAN/CEC).

Equipo de PCR: Jesús Tejeda (ENE/CEC); Emilio Sawada (ENE/CUR); Virginia Snyder (INE/ENE); Stephanie Suber (INE/ENE); Felipe Barrera (CAN/CEC); Ximena Herbas (VPS/ESG); Gumersindo Velazquez (FMP/CEC); Gustavo Palmerio (FMP/CEC); Vianca Merchán (CAN/CEC).

Índice

Enlaces Electrónicos.....	2
Acrónimos y Abreviaciones.....	3
Información Básica (cantidad en dólares americanos US\$)	4
I. Introducción	5
II. Desempeño del proyecto (A ser calificado)	6
2.1 Efectividad	6
a. Análisis de la Lógica Vertical	7
b. Resultados Logrados	10
c. Análisis de la Atribución de los Resultados	19
d. Resultados Imprevistos.....	21
2.2 Eficiencia	22
2.3 Relevancia.....	26
2.4 Sostenibilidad	27
III. Criterios no centrales	28
3.1 Contribución a los Objetivos Estratégicos del Banco	28
3.2 Contribución a los Objetivos de Desarrollo de la Estrategia País	28
3.3 Monitoreo y Evaluación	29
3.4 Uso de Sistemas de Países	30
3.1 Salvaguardias ambientales y sociales.....	30
IV. Hallazgos y Recomendaciones.....	32
4.1 Lógica Vertical.....	32
4.2 Ejecución y Presupuesto	32
4.3 Experiencia general con la gestión del proyecto	33
4.4 Evaluación de Impacto	34
4.5 Asuntos no resueltos	34

Enlaces Electrónicos

1. [Matriz de Efectividad en el Desarrollo \(DEM\)](#)
2. [Versión Final de Reporte de Progreso del Monitoreo \(PMR\)](#)
3. [Propuesta de Préstamo 2472/OC-EC.](#)
4. [Evaluación económica financiera expost](#)
5. [Informe de Gestión Ambiental y Social expost.](#)
6. [Informe de evaluación de medio término.](#)
7. [Anexo Técnico Resultados Visita Técnica de Especialistas a las EDB.](#)
8. [Anexo Técnico. Metodología De Medición de Resultados.](#)
9. [Anexo Técnico. Indicadores Adicionales.](#)
10. [Informe final del proyecto.](#)
11. Metodología de evaluación de emisiones, [Manual de Estadísticas Energéticas – OLADE](#)
12. [Minuta de la reunión de QRR.](#)
13. [Minuta del Taller de Cierre.](#)
14. [Presentación taller de cierre EC-L1040.](#)
15. [Presentación taller de cierre EC-L1040- evaluación costos](#)
16. [Presentación taller de cierre EC-L1040- evaluación ambiental](#)
17. [Presentación taller de cierre EC-L1040 - evaluación adquisiciones](#)
18. [Anexo Técnico Pruebas de Tratabilidad de Agua](#)
19. [Comentarios de PETROECUADOR al PCR](#)
20. [Anexo Financiero. Detalle de desembolsos](#)

Acrónimos y Abreviaciones

EC-L1040	Proyecto, Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas – Quito
2472/OC-EC	Contrato de Préstamo del Proyecto, Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas–Quito, entre la República del Ecuador y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
API	Instituto de Petróleo Americano
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BDP	Barriles de petróleo bombeados por día
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CO	Capital Ordinario
CPI	<i>Cost Performance Index</i>
CV	Varianza en Costo, por sus siglas en inglés <i>Cost Variance</i>
CT	Cooperaciones Técnicas
DO	Dióxido de Carbono
EDB	Estaciones de Bombeo
EP PETROECUADOR	Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador
GdE	Gobierno de Ecuador
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GTA	Gerencia de Transporte y Almacenamiento de EP PETROECUADOR
HP	Caballos de Fuerza
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agencia Internacional de Energía)
ICC	Compañía Inspección y Control de Calidad Ingenieros S.A.
IGAS	Informes de Gestión Ambiental y Social
ISP	Informes Semestrales de Progreso
kBOE	<i>Kilo Barrel of Oil Equivalent (miles de barriles equivalentes de petróleo)</i>
LACT	<i>Lease Automatic Custody Transfer</i>
MR	Matriz de Resultados
M&E	Monitoreo y Evaluación
OE	Organismo Ejecutor
PA	Plan de Adquisiciones
PEP	Plan de Ejecución del Proyecto
PGAS	Plan de Gestión Ambiental y Social
PMO	Oficina de Gerencia de Proyectos de la GTA en EP PETROECUADOR
PMR	Reporte de Monitoreo del Proyecto (<i>Progress Monitoring Report</i>)
POA	Plan Operativo Anual
POD	Propuesta de Desarrollo de la Operación
SMART	Específicos, Medibles, Alcanzables, Reales; Delimitados en el Tiempo
SNI	Sistema Nacional Integrado
SPI	Índice de desempeño del Cronograma, siglas en inglés de <i>Schedule Performance Index</i>
SV	Varianza del Cronograma, por sus siglas inglés <i>Schedule Variance</i>
TDR	Términos de Referencia
TPH	<i>Total Petroleum Hydrocarbon</i> (Hidrocarburos totales de petróleo)
UGP	Unidad de Gestión del Proyecto en EP PETROECUADOR
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América

Información Básica (cantidad en dólares americanos US\$)

NÚMERO DE PROYECTO (S): EC-L1040
TÍTULO: PETROECUADOR: MODERNIZACIÓN DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO DEL POLIDUCTO
ESMERALDAS-QUITO
INSTRUMENTO DE PRÉSTAMO: PROYECTO DE INVERSIÓN ESPECIFICA (ESP)
PAÍS: ECUADOR
PRESTATARIO: REPÚBLICA DEL ECUADOR
PRÉSTAMO (S): 2472/OC-EC
SECTOR/SUBSECTOR: ENERGÍA / HIDROCARBUROS

FECHA DE APROBACIÓN DIRECTORIO: 1 DE DICIEMBRE 2010
FECHA DE EFECTIVIDAD CONTRATO DE PRÉSTAMO: 1 DE FEBRERO 2011
FECHA DE ELEGIBILIDAD PRIMER DESEMBOLSO: 20 DE JUNIO 2011

MONTO PRÉSTAMO (S)

MONTO ORIGINAL: US\$58.000.000
MONTO ACTUAL (EJECUTADO): US\$53.844.460,80¹
MONTO NO EJECUTADO: US\$4.155.539,20
PARI PASU: 32% / 68%
COSTO TOTAL DEL PROYECTO: US\$79.591.750,48

MESES DE EJECUCIÓN

DESDE APROBACIÓN: 54 MESES
DESDE EFECTIVIDAD DEL CONTRATO: 48 MESES

PERIODOS DE DESEMBOLSO

FECHA ORIGINAL DE DESEMBOLSO FINAL: 1 DE FEBRERO 2014
FECHA ACTUAL DE DESEMBOLSO FINAL: 3 DE JUNIO 2015
EXTENSIÓN ACUMULATIVA (MESES): 16 MESES
EXTENSIÓN ESPECIAL (MESES): N/A

DESEMBOLSOS

MONTO TOTAL DE DESEMBOLSOS A LA FECHA: US\$53.844.460,80 (92,8%)

REDIRECCIONAMIENTO. ESTE PROYECTO:

¿RECIBIÓ FONDOS DE OTRO PROYECTO? No
¿ENVIÓ FONDOS A OTRO PROYECTO? No

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS ECONÓMICO EX POST: ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.
METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EX POST: LA EVALUACIÓN SE REALIZÓ COMPARANDO LAS METAS ACORDADAS UNA VEZ ELEGIBLE EL PROYECTO CON LAS METAS ALCANZADAS AL FINALIZAR EL PROGRAMA.

CLASIFICACIÓN DE EFECTIVIDAD EN EL DESARROLLO:

¹ Ver anexo financiero: detalle de las transacciones de desembolso realizadas en el programa.

I. Introducción

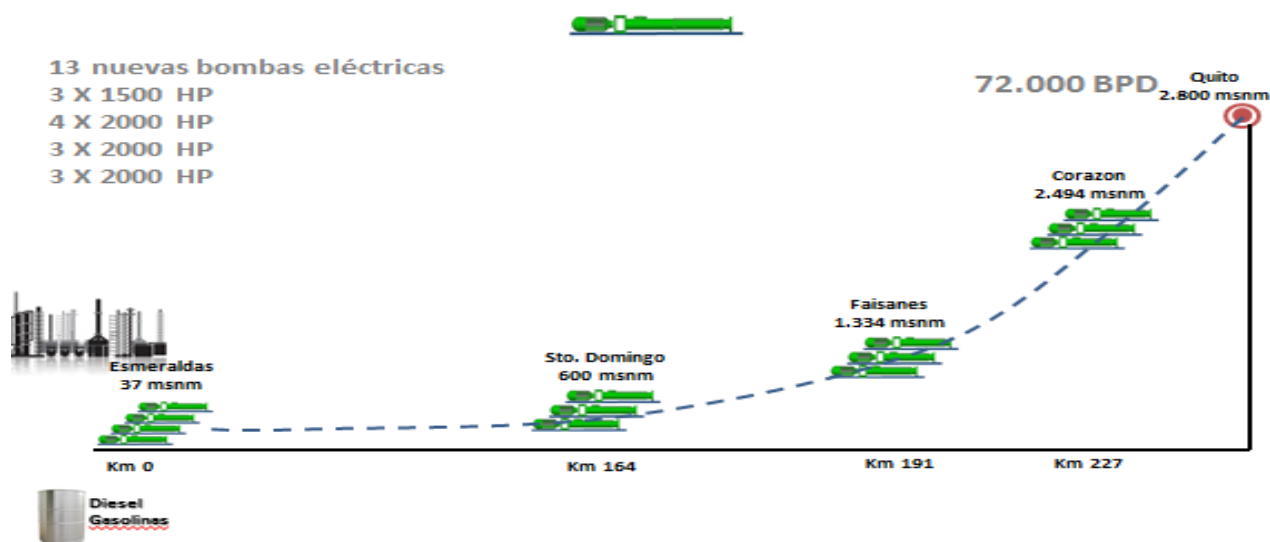
El primero de febrero de 2011 se suscribió entre la República del Ecuador y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el contrato de préstamo número 2472/OC-EC, para financiar la ejecución del proyecto Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas- Quito (EC-L1040).

El préstamo 2472/OC-EC (el proyecto) se planteó como un apoyo para mejorar la eficiencia energética y la gestión ambiental con el objetivo de contribuir a la modernización que estaba realizando PETROECUADOR. El préstamo puntualmente buscaba apoyar a la Gerencia de Transporte y Almacenamiento (GTA) para modernizar el sistema de transporte de productos refinados. El poliducto entre Esmeraldas y Quito, con más de 30 años de antigüedad requería ser modernizado para poder hacer frente a la creciente demanda. Las unidades de bombeo habían superado su vida útil para operación continua, lo que implicaban menores niveles de eficiencia y mayores costos de operación.

El proyecto específicamente apoyó a la GTA de PETROECUADOR en la modernización de las Estaciones De Bombeo (EDB) de combustibles del poliducto Esmeraldas–Quito. Esto se realizó para (i) incrementar la capacidad de bombeo de las estaciones; (ii) reducir el consumo de combustibles fósiles utilizado principalmente para el bombeo; (iii) reducir el costo de operación y mantenimiento; (iv) mitigar los impactos ambientales relacionados con el manejo de residuos y el uso de diésel. El proyecto incluyó obras civiles electromecánicas y trabajos ambientales.

El poliducto Esmeraldas-Quito cuenta con 235 km de longitud y cuatro EDB con 35 años de operación, ubicadas de la siguiente manera: EDB Esmeraldas, a 37 metros sobre el nivel del mar (msnm); EDB Santo Domingo a 600 msnm; EDB Faisanes a 1.334 msnm; y EDB El Corazón a 2.494 msnm. Además cuenta con una estación reductora ubicada en la ciudad de Quito a 2.800 msnm.

Figura 1. Poliducto Esmeraldas –Quito. Estaciones De Bombeo (EDB)



La evaluación final del proyecto se fundamenta en el análisis del desempeño del mismo tomando en cuenta los criterios de Efectividad, Eficiencia, Relevancia y Sostenibilidad, así como el análisis de la Gestión y Monitoreo. El informe además muestra los principales hallazgos y recomendaciones considerando los principios y guías establecidos para los

Informes de Terminación de Proyectos (PCR, por sus siglas en inglés)². El período de análisis de este PCR abarca desde el 1 de diciembre de 2010 al 3 de septiembre de 2015.

II. Desempeño del proyecto

Esta evaluación se desarrolla en congruencia con los principios y lineamientos sugeridos para la preparación del PCR del BID. El PCR parte del análisis del avance de los indicadores de producto y el logro de los indicadores de resultado en función de la estructura lógica vertical definida para el proyecto. Este análisis se realiza sobre la base de objetividad, indicadores medibles y verificables, evidencia empírica sólida, así como principios rectores como la transparencia y la equidad.

El documento PCR revisa los cuatro criterios centrales que definen el desempeño de una operación: (i) efectividad; (ii) eficiencia; (iii) relevancia; y (iv) sostenibilidad los cuales serán desarrollados en las próximas secciones de este documento. También se incluyen en este reporte los criterios no-centrales: (v) contribución a los objetivos estratégicos del Banco; (vi) contribución a los objetivos de desarrollo de la estrategia de país; (vii) seguimiento y evaluación; (viii) uso de los sistemas nacionales; y (ix) salvaguardias ambientales y sociales.

2.1 Efectividad

El objetivo general del proyecto era apoyar a la modernización de PETROECUADOR en su proceso para convertirse en una empresa pública moderna y eficiente. Para alcanzar los objetivos del proyecto se desarrollaron dos componentes y sus respectivos productos y resultados. El **Componente I, Mejoramiento de las Estaciones de Bombeo**; apoyó las inversiones asociadas a la adquisición y reemplazo de equipos de bombeo a base de diésel, en operación durante los últimos 35 años en las cuatro EDB del poliducto Esmeraldas-Quito (Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón).

El Componente I financió la adquisición y montaje de 13 unidades de bombeo (bombas, motores eléctricos y variadores), para sustituir las unidades existentes: 3 unidades de 1.500 caballos de potencia (HP, por sus siglas en inglés) en EDB Esmeraldas, 4 unidades de 2.000HP en EDB Santo Domingo, 3 unidades de 2.000HP en EDB Faisanes, y 3 unidades de 2000HP en la EDB El Corazón. Al inicio de la ejecución del proyecto, las EDB contaban con 14 equipos de bombeo. Dos equipos eléctricos (2 unidades de 2.500HP), y 12 equipos operados con diésel (6 unidades de 1.050HP y 6X1200HP).

La remodelación de las EDB incluyó adecuación de sistemas eléctricos, mecánico, de instrumentación y control; además de obras civiles complementarias. Para las EDB Faisanes y El Corazón, se requirieron inversiones de repotenciación de las líneas de subtransmisión eléctrica para adecuar el suministro de electricidad, las cuales fueron ejecutadas por las empresas eléctricas públicas respectivas con recursos propios³.

El **Componente II, Gestión ambiental mejorada en las EDB**, apoyó el desarrollo de obras de remediación en la EDB Santo Domingo, la mejora en la operación de las piscinas API⁴ en las cuatro EDB, incluyendo la compra e instalación de cuatro plantas de tratamiento de efluentes.

² [Project Completion Report](#), *Principles and Guidelines, Document of the Inter-American Development Bank*.

³ En el caso de la estación de Faisanes, dichas obras fueron ejecutadas por la Hidroeléctrica Toachi-Pilatón (HIDROTAP) en coordinación con la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Santo Domingo, y para la estación El Corazón, por la Empresa Eléctrica Quito (EEQ).

⁴ Instituto de Petróleo Americano (*American Petroleum Institute*, API por sus siglas en inglés), las piscinas API son construidas bajo las normas API.

Como parte de las obras ambientales, se financió la eliminación de cuatro piscinas de lodos, la remoción de suelo contaminado y la construcción de una única piscina de acopio temporario de lodos en la EDB Santo Domingo.

La siguiente sección describe y analiza el grado en que el proyecto alcanzó o espera alcanzar sus impactos y resultados dados los productos entregados, y la conexión que hay entre los productos y los resultados e impactos. Se demuestra que el proyecto cumplió con la lógica vertical y que ha logrado los resultados establecidos. Esta sección de efectividad tiene cuatro componentes: (i) lógica vertical; (ii) resultados logrados, (iii) atribución y (iv) resultados imprevistos.

a. Análisis de la Lógica Vertical

El análisis de lógica vertical evalúa la validez de la lógica subyacente en el diseño original del proyecto, es decir, las relaciones de causa efecto que existe en la cadena de resultados mostrada en la Matriz de Resultados (MR) del proyecto. El análisis identifica si los productos financiados por el proyecto contribuyeron al logro de los resultados y si la relación esperada entre productos y resultados ocurrió o no como se esperaba.

La industria petrolera es la más importante en Ecuador, y al momento del diseño del proyecto el desarrollo de la infraestructura de transporte de los derivados del petróleo (especialmente naftas, gasolinas y diésel) no había sido suficiente para acompañar el crecimiento de la demanda interna, requiriéndose de transportes adicionales por carretera mediante el uso de auto-tanques con mayor impacto ambiental, de seguridad y costos operativos. Al mismo tiempo, desde el año 2007, la empresa pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR⁵ (en adelante, PETROECUADOR) había comenzado un proceso de modernización realizando una consultoría con una firma internacional, financiada con fondos propios, con el objetivo de obtener un diagnóstico y elaborar recomendaciones para modernizar la empresa. El BID acompañó el complejo proceso de transformación que comenzó la empresa desde ese entonces y contribuyó con consultores técnicos y especialistas de energía en el desarrollo de la visión estratégica para el suministro eléctrico en los campos de extracción de crudo, implementación de un sistema de compras electrónicas, y priorización de aspectos ambientales entre otros.

El proyecto se planteó como un apoyo para mejorar la eficiencia energética y la gestión ambiental con el objetivo de contribuir a la modernización que estaba realizando PETROECUADOR. El préstamo puntualmente buscaba apoyar a la GTA para modernizar el sistema de transporte de productos refinados. El poliducto entre Esmeraldas y Quito, con más de 30 años de antigüedad requería ser modernizado para poder hacer frente a la creciente demanda. Las unidades de bombeo habían superado su vida útil para operación continua, lo que implicaban menores niveles de eficiencia energética y mayores costos de operación.

Para cumplir con las metas planteadas y esperadas, el proyecto contó con una serie de indicadores para medir si los resultados fueron alcanzados. Algunas de las metas establecidas durante la preparación del proyecto fueron ajustadas y acordadas con el Organismo Ejecutor (OE), PETROECUADOR, durante la preparación del primer Reporte de Monitoreo del Proyecto (*Progress Monitoring Report*, PMR por sus siglas en inglés) (ver Tabla 1). **Es importante remarcar que los resultados y productos esperados y alcanzados utilizados en este PCR consideran las metas finales acordadas e incluidas en el [PMR](#).**

⁵ PETROECUADOR EP, es un ente de derecho público con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. La empresa está estructurada con seis (6) gerencias: (i) Exploración y Producción (crudo); (ii) Transporte y Almacenamiento; (iii) Refinación; (iv) Comercialización; (v) Seguridad, Salud y Ambiente; y (vi) Desarrollo Organizacional.

Dado que se quería mejorar la eficiencia y productividad del sector y en particular del poliducto y especialmente de las EDB se consideró como fundamental (i) mejorar la capacidad de transporte del caudal; (ii) reducir el diésel utilizado para bombear el transporte de los Barriles Equivalentes de Petróleo por Día (BDP); (iii) mejorar la eficiencia de los motores de bombeo eléctrico; (iv) reducir el costo de bombeo; y (v) reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Los indicadores de **resultados** del **Componente I** fueron los siguientes: (i) **capacidad de transporte⁶ en el caudal Esmeraldas-Santo Domingo**, teniendo como meta final el equivalente de 72.000 BDP y con una línea base de 60.000 BDP en el año 2010; (ii) **volumen de consumo anual de diésel de los motores existentes en las estaciones de bombeo**, teniendo como meta una reducción en el consumo de diésel a 273.475 galones⁷, partiendo de una línea base de 1.236.855 galones en el año 2009; (iii) **emisiones de CO₂ netas eliminadas por barril transportado entre las estaciones de Esmeraldas y Santo Domingo**, la meta esperada era 27,6 gCO₂/barril, con una línea base del año 2011 de 46 gCO₂/barril. Esto se debe a que después de la sustitución de los motores a diésel por equipos eléctricos, hay reducciones en las emisiones de CO₂⁸; (iv) **capacidad de transporte en el caudal Santo Domingo-Quito**, con una meta esperada de 78.445 BDP, y una línea base del año 2010 de 48.000 BDP; (v) **emisiones de CO₂ netas eliminadas por barril transportado entre Santo Domingo y Quito**, con una meta esperada de 627,3 gCO₂/barril partiendo de una línea base del año 2013 de 789 gCO₂/barril; (vi) **eficiencia energética de los motores**, medida en porcentaje, esperando alcanzar 85% al final del proyecto y partiendo de una línea base de 61% en el año 2011⁹; y (vii) **reducción del costo de bombeo**, con una meta esperada de US\$3,66¢/barril y una línea de base de US\$7,48¢/barril del 2010.

Dado que las unidades de bombeo habían superado su vida útil para operación continua e impactaban directamente sobre los resultados planteados, los **productos** establecidos para el **componente I** consistieron en: (i) **Adquisición de unidades de bombeo completas**, incluyendo variador, motor y bomba, para lo cual se esperaban adquirir 13 unidades; (ii) **instalación de unidades de bombeo en las localidades de Esmeraldas** (3 unidades), **Santo Domingo** (4 unidades), **Faisanes** (3 unidades), y **El Corazón** (3 unidades). Esto requirió obras civiles, electromecánicas y de montaje (casa de bombas, eliminación de muro contra ruido, bodegas, construcción/reubicación de tuberías de servicio, transporte e instalación de equipos de bombeo, construcción/ampliación de subestaciones eléctricas, y equipos contra incendios); (iii) **instalación de 3 unidades de medición LACT** (*Lease Automatic Custody Transfer*)¹⁰, las cuales permiten mejorar el control en el caudal de transporte en el poliducto al

⁶ La línea base corresponde al volumen promedio diario de combustible transportado por el poliducto. Este volumen depende de la demanda de combustible, de la política de distribución y de la capacidad de transporte. Sin embargo, cabe precisar que la capacidad de transporte de caudal o capacidad de bombeo de caudal, es medida regularmente como la potencia de la infraestructura instalada, considerando las pruebas de desempeño en su instalación in situ.

⁷ De los 365 días del año, se asume que habrá períodos de uso de los motores diésel que quedan como respaldo, debido a situaciones de cortes de energía eléctrica, mantenimiento regular y extraordinario de los motores eléctricos y pruebas de funcionamiento.

⁸ Para el cálculo de las emisiones de los motores de combustión el Ejecutor consideró un factor de emisión de 0,269 toneladas de CO₂ por Megavatio-hora (MWh, por sus siglas en inglés). Fuente: *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories 2006*

⁹ El porcentaje a alcanzar corresponde al valor de eficiencia de los motores eléctricos, y es el valor reportado por el fabricante, el cual no se ve afectado por la altitud.

¹⁰ Definición de unidad LACT: **Lease** significa que este tipo de unidad se utiliza sobre la locación de un productor, **Automatic** significa que la unidad actúa por sí misma y se autorregula, no requiere atención para su operación normal. **Custody** se deduce que la unidad supervisa la venta al transportista (compañía de conductos) del crudo producido y asegura que el volumen es medido, muestreado y rechazado si el mismo no fuera

reducir los errores de medición y desviación entre el flujo de entrada y el flujo de salida del poliducto; (iv) se realizó un **estudio de ingeniería de las obras civiles, electromecánicas y montaje**; (v) **instalación de equipamiento eléctrico y mecánico**; (vi) **construcción de obras adicionales para el montaje de bombas**; y (vii) **fiscalización del montaje, obras e instalación de las unidades LACT**.

De manera paralela al mejoramiento de las EDB, se vio como necesario mejorar también la gestión ambiental de las mismas. Para esto, el **resultado** esperado para el **componente II**, era **reducir las descargas de hidrocarburos en términos de TPH¹¹** (*Total Petroleum Hydrocarbon*), mismo que indica la muestra de hidrocarburos que se encuentra en el petróleo crudo. El valor meta alcanzado según el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en Ecuador (Decreto Ejecutivo 1215) fue de 6,24 mg por litro. La norma establece que la concentración de TPH en las descargas debe ser menor a 20 mg/l y en promedio anual menor a 15 mg/l.

Para lograr la reducción de los parámetros de TPH, los **productos** esperados de las inversiones vinculadas a obras ambientales, del **componente II**, fueron los siguientes: (i) **piscinas de la estación de Santo Domingo tratadas**, lo cual involucra la extracción, transporte e incineración de residuos peligrosos. La ejecución de este producto incluyó la remoción y tratamiento de 15.300 m³ de terreno en el área que ocupaban las cuatro piscinas de lodos existentes, y la sustitución de estas piscinas por una única piscina de acopio temporaria, lo cual se completó en el 2014; (ii) **instalación y puesta en operación de una nueva piscina de acopio temporario de lodos y otros residuos en la EDB Santo Domingo**; este producto fue consecuencia del primer producto, ya que en el lugar donde estaban las 4 piscinas de la EDB Santo Domingo, luego de hacer el trabajo de remediación se construyó la nueva piscina de acopio temporario de lodos, y (iii) **obras de mejoras de tratamiento de efluentes en las piscinas API** (en Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón). La ejecución de este producto incluyó trabajos de limpieza en las piscinas de Esmeraldas y Faisanes, así como la instalación de plantas de tratamiento de efluentes en las cuatro EDB, que entraron en operación en 2015.

En línea con los objetivos del proyecto, lo anteriormente descrito tanto para el componente I y II contribuyó a modernizar el sistema de transporte de productos refinados, mejorando la eficiencia energética de los equipos utilizados para transportar los distintos productos y reduciendo los costos de operación. Esto se consiguió al sustituir equipos a diésel con más de 30 años en operación y una eficiencia promedio no mayor a 60%, por equipos de bombeo eléctrico con eficiencias de diseño de 96%, que permitieron reducir además los costos de transporte.

Adicionalmente se modernizó la gestión ambiental de la empresa, al mejorar la gestión ambiental por eliminación de piscinas de acopio que representaban un pasivo ambiental para la empresa, y se redujeron los efluentes a las piscinas API, así como la concentración de hidrocarburos a la descarga.

comerciable; **Transfer** significa que la unidad está equipada para enviar el crudo o refinado desde el tanque de producción a la bomba de transferencia.

¹¹ TPH es un término usado para cualquier mezcla de hidrocarburos que se encuentran en el petróleo crudo.

Con la implementación de estas actividades, el proyecto contribuyó al proceso de modernización y eficiencia en la gestión de PETROECUADOR iniciado por el GdE desde 2007¹².

b. Resultados Logrados

La Tabla 1 presenta los ajustes en la MR a nivel de resultados y productos. Se explican las razones de los cambios acordados entre el OE y el Banco, Estos cambios contribuyeron a mejorar el monitoreo del proyecto a través del PMR y no afectaron la lógica vertical. En función del alcance de la MR reflejada en el PMR, la evaluación final, y las evaluaciones expost independientes que forman parte del PCR, se analizan los resultados alcanzados por el proyecto. El avance logrado se presenta en la Tabla 2.

El principal resultado logrado a través del proyecto es que el sistema de transporte de productos refinados de las EDB del poliducto Esmeraldas-Quito fue modernizado y que la gestión ambiental fue mejorada en las EDB. Del análisis de la MR, y como se explicó en la sección anterior, esto implica que las conexiones entre los productos y resultados muestran una lógica consistente, donde la ejecución de los productos es una condición necesaria para el logro de los resultados.

Actualmente se encuentran instaladas todas las bombas eléctricas previstas como productos en el proyecto. Las EDB de Faisanes y El Corazón, están en operación, mientras que las EDB Esmeraldas y Santo Domingo están en proceso de comisionado. PETROECUADOR reporta que se realizará el comisionado y entrada en operación de las EDB Esmeraldas y Santo Domingo en el primer semestre de 2016. En cuanto al componente ambiental, todas las obras ya fueron completadas. Es importante mencionar que a pesar de que falte el comisionado y puesta en marcha de los nuevos equipos de las EDB Esmeraldas y Santo Domingo, se evidencia en la MR que para casi todos los indicadores de resultado establecidos se alcanzaron o incluso sobrepasaron las metas establecidas.

Durante la preparación del PCR se realizaron visitas de verificación (adicionales a las de seguimiento y monitoreo) y se confirmó la situación de los productos del proyecto de las obras aceptadas por PETROECUADOR: (i) los motores, bombas, variadores fueron adquiridos; (ii) la ingeniería de obras civiles, electromecánicas y montaje fue realizada; (iii) las nuevas unidades de bombeo, motores, variadores de las EDB en El Corazón, Faisanes, Santo Domingo y Esmeraldas están instaladas; (iv) las unidades LACT están instaladas; (v) el equipamiento eléctrico y mecánico instalado; y (vi) las obras ambientales realizadas. Se constató el avance de los trabajos para la entrada en operación de las EDB Esmeraldas y Santo Domingo.

De acuerdo a lo reportado en la Tabla 2, los resultados del componente I se cumplieron de la siguiente manera: Se aumentaron las horas de operación de los equipos eléctricos existentes en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo a raíz de la nueva capacidad de bombeo en las EDB Faisanes y El Corazón. Estas últimas dos EDB limitaban la capacidad de bombeo del poliducto generando un cuello de botella aguas arriba (ver Figura 1). En el tramo del poliducto Esmeraldas-Santo Domingo se alcanzó un caudal de 77.760 BDP en el año 2015, superior a la meta de 72.000 BDP. La entrada en operación de los nuevos equipos eléctricos en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo, está prevista para el primer semestre de 2016¹³.

¹² Ver sección A, B, C, D y E del documento de Propuesta de Préstamo para mayor detalle sobre los antecedentes del diseño del proyecto.

¹³ El atraso en la entrada en operación de los nuevos equipos en estas EDB, obedece a atrasos en la ejecución del contrato de la obra mayor suscrito entre PETROECUADOR y la firma MONCTEZ. Los atrasos están relacionados con: (i) cambios en el alcance del contrato original por tuberías encontradas en los sitios donde se instalarían los nuevos equipos, y no previstos en los diseños iniciales; (ii) atrasos en la ejecución de los

De las emisiones de CO₂ netas estimadas por barril transportado en el mismo tramo se alcanzó reducción a 32 gCO₂/barril, por encima de la meta esperada de 27,6 gCO₂/barril. Se espera que la meta sea superada aún más con la entrada en operación de los nuevos equipos eléctricos en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo, durante el primer semestre de 2016.

En cuanto al volumen de diésel consumido en las EDB, este se redujo a 223.810 galones, superando la meta de 273.475 galones. Se espera que el consumo de diésel también se reduzca aún más con la entrada en operación de los nuevos equipos eléctricos en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo programada para el primer semestre de 2016 según información proporcionada por PETROECUADOR.

En el tramo Santo Domingo–Quito se alcanzó un aumento de transporte equivalente a 72.000 BDP por debajo de la meta de 78.445 BDP. Sin embargo, se espera que esta meta sea superada cuando el poliducto con sus cuatro EDB alcancen operación sincronizada durante el primer semestre de 2016.

La reducción de emisiones de CO₂ netas estimadas por barril transportado en el tramo Santo Domingo-Quito alcanzó 501 gCO₂/barril, superando la meta prevista de 627,3 gCO₂/barril.

Por último, la eficiencia energética de los motores fue superada al confirmarse con datos del fabricante, una eficiencia de los motores de 96%, mayor a la meta estimada de 85%. La reducción en el costo de bombeo superó la meta esperada de US\$3,66¢, alcanzando US\$3,50¢ por barril.

A cuanto a los resultados del Componente II, descargas de hidrocarburos en términos de TPH, se alcanzó cumplir con la meta esperada que era de 20 mg/litro, en el 2015 se alcanzó 6.24 mg/litro. Esto demuestra que el resultado supero ampliamente no solo la meta esperada sino que además según la meta reportada de acuerdo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en Ecuador, la misma establece que la concentración de TPH en puntos de descarga de efluentes debe tener una concentración menor a 20 mg/l y en promedio anual menor a 15mg/l.

En cuanto a los productos del componente I, el logro de los mismos es el siguiente: (i) **Adquisición de unidades de bombeo completas**, incluyendo variador, motor y bomba, para lo cual se esperaban adquirir 13 unidades.; (ii) **instalación de unidades de bombeo en las localidades de Esmeraldas** (3 unidades), **Santo Domingo** (4 unidades), **Faisanes** (3 unidades), y **El Corazón** (3 unidades). Todas las unidades fueron instaladas en cada una de las EDB, habiendo comenzado los trabajos en el año 2012 y finalizado las obras en el 2015. Esto requirió obras civiles, electromecánicas y de montaje (casa de bombas, eliminación de muro contra ruido, bodegas, construcción/reubicación de tuberías de servicio, transporte e instalación de equipos de bombeo, construcción/ampliación de subestaciones eléctricas, y equipos contra incendios);

procesos de importación de equipos y materiales; (iii). condiciones climáticas en los sitios de las obras; (iv) atrasos en la adecuación de las obras eléctricas por parte de las Empresas Eléctricas Distribuidoras; (v) evidencia de contaminación y posterior remediación de suelos en la EDB Esmeraldas, por hidrocarburos filtrados en años pasados en el sitio de las obras; y (vi) ineficiente gestión financiera del contratista MONTECZ según lo registrado en los informes y minutas de supervisión de las obras. Estos atrasos resultaron en la firma de dos contratos complementarios. Actualmente los siete nuevos equipos eléctricos en estas dos EDB ya se encuentran instalados. Las obras civiles y mecánicas ya están concluidas. PETROECUADOR con recursos propios lleva a cabo el proceso de pre-comisionado donde completa obras eléctricas antes del comisionado final de estas dos EDB prevista para el 1er semestre de 2016. La fecha precisa del comisionado deberá definirse según la estrategia de PETROECUADOR para el paro sincronizado del poliducto antes de iniciar las pruebas.

(iii) **instalación de 3 unidades de medición LACT** (*Lease Automatic Custody Transfer*)¹⁴, las cuales fueron instaladas en el 2015; (iv) realización de un **estudio de ingeniería de las obras civiles, electromecánicas y montaje**. El estudio se realizó en el 2011; (v) **instalación de equipamiento eléctrico y mecánico**, que fue completado en 2015; (vi) **construcción de obras adicionales para el montaje de bombas**, se había previsto una obra, y se completaron 2 obras entre 2012 y 2013 relacionadas con la repotenciación de líneas de transmisión hacia las EDB El Corazón y Faisanes¹⁵; y (vii) **fiscalización del montaje, obras e instalación de las unidades LACT**. Estos trabajos fueron subcontratados durante el 2012 y 2013 durante la construcción de las obras mayores. Entre 2014 y 2015 la fiscalización estuvo a cargo del equipo de PETROECUADOR, con recursos propios.

El logro de los productos del componente II es el siguiente: (i) la remoción y tratamiento del suelo (15.300 m³) en el área que ocupaban las cuatro piscinas de lodos existentes finalizó en el año 2013, (ii) **instalación y puesta en operación de una nueva piscina de acopio temporario de lodos y otros residuos en la EDB Santo Domingo**; que fue consecuencia de la sustitución de las 4 piscinas por una única piscina de acopio temporaria, entró en operación a inicios de 2015; y (iii) **obras de mejoras de tratamiento de efluentes en las piscinas API** (en Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón) que incluyó trabajos de limpieza en las piscinas de Esmeraldas y Faisanes, así como la instalación de plantas de tratamiento de efluentes en las cuatro EDB, entraron en operación en el primer trimestre del año 2015.

¹⁴ Definición de unidad LACT: **Lease** significa que este tipo de unidad se utiliza sobre la locación de un productor, **Automatic** significa que la unidad actúa por sí misma y se autorregula, no requiere atención para su operación normal. **Custody** se deduce que la unidad supervisa la venta al transportista (compañía de conductos) del crudo producido y asegura que el volumen es medido, muestreado y rechazado si el mismo no fuera comerciable; **Transfer** significa que la unidad está equipada para enviar el crudo o refinado desde el tanque de producción a la bomba de transferencia.

¹⁵ No se encontró evidencia de la necesidad de una tercera obra adicional relacionada con el montaje de los nuevos equipos el proyecto. Las obras eléctricas de repotenciación en las EDB se completó con las dos obras confirmadas. Sin embargo, se evidenció que la tercera obra había sido incluida como meta planeada para adecuar la estación Biaterio ubicada en la Ciudad de Quito. Las inversiones de PETROECUADOR la estación Biaterio no fue considerada como parte del proyecto.

Tabla 1. Cambios a la Matriz de Resultados

Sección de la Matriz de Resultados donde los cambios se llevaron a cabo	Indicador original	Indicador final	Tipo de cambio	Razones para el cambio	Fecha de cambio	Fecha de cambio acordado con la entidad ejecutora
Resultado	Incremento en la capacidad de transporte después de completadas las obras de recambio de tubería de derivados de hidrocarburos.	Capacidad de transporte en el caudal Esmeraldas – Santo Domingo y Santo Domingo Quito.	Modificación de redacción	De acuerdo con hallazgos del PMR: Para facilitar el manejo de costos y para definir con mayor precisión los productos finales.	Agosto 2011	Abril 2011
Resultado	Reducción en el consumo de diésel de los motores existentes en las estaciones de bombeo	Volumen de consumo anual de diésel de los motores existentes en las estaciones de bombeo	Modificación de redacción	De acuerdo con hallazgos del PMR: Para facilitar el manejo de costos y para definir con mayor precisión los productos finales.	Agosto 2011	Abril 2011
Resultado	Reducción neta de emisiones de CO ₂ , por barril transportado por efecto de sustitución de los motores debido al menor uso de diésel	Emisiones netas de CO ₂ netas estimadas por barril transportado Esmeraldas-Santo Domingo	Modificación de línea de base	El OE no pudo reproducir los valores calculados de la línea base de 2009 para el cálculo de la meta en 2015. Con base en un nuevo estudio realizado por el ejecutor en 2013 para la EDB el Corazón, se redefinió el valor de línea de base y metas alcanzadas utilizando la metodología según el manual de Estadísticas Energéticas de la OLADE.	Octubre 2015	Noviembre 2015
Resultado	-	Descargas de Hidrocarburos en Términos de TPH (<i>Total Petroleum Hydrocarbon</i>).	Se incluyó un resultado adicional que se relaciona con el objetivo del proyecto.	Este indicador no estuvo contemplado en el diseño de la operación. Fue incluido con la finalidad de contar con una métrica para la gestión ambiental mejorada en las EDB. El indicador fue acordado con el OE y registrado en el Informe Inicial.	Abril de 2011	Abril de 2011
Producto, Componente I	-	Unidades de bombeo completas (variador-motor-bomba) adquiridas	Nuevo indicador	Para monitorear la adquisición por separado de 13 bombas eléctricas.	Agosto 2011	Abril 2011

Sección de la Matriz de Resultados donde los cambios se llevaron a cabo	Indicador original	Indicador final	Tipo de cambio	Razones para el cambio	Fecha de cambio	Fecha de cambio acordado con la entidad ejecutora
Producto, Componente I.	Instalación de motores eléctricos y equipo complementario en sustitución de motores diésel obsoletos en las estaciones	Bombas eléctricas en Esmeraldas instaladas (ídem para Santo Domingo, Faisanes y El Corazón)	Desglose de indicadores con sus hitos respectivos y ajuste en el valor de línea de base.	El indicador original incluía desglose por equipos existentes en cada EDB, además de monitoreo por tipo de obra (civil, electromecánica y montaje de equipos). Se incluyeron indicadores para monitorear las mejoras en cada EDB por separado y sus hitos. Se acordó con el Ejecutor que para monitorear la adquisición, instalación y beneficios de los nuevos equipos, se consideraría como cero la línea de base. La información ingresada en el PMR es la que se financió con recursos del proyecto en concordancia con el Informe Inicial del proyecto acordado con el Ejecutor.	Agosto de 2011	Abril de 2011
Producto #1, Componente II.	Eliminación de residuos peligrosos en la estación de bombeo Santo Domingo en las cuatro piscinas existentes; Eliminación de suelos contaminados en la zona de las cuatro piscinas de residuos peligrosos que deberán tener menos de 2.500 de concentración de hidrocarburos en términos de TPH (Total Petroleum Hydrocarbon),	Piscinas de la Estación de Santo Domingo tratadas (extracción, transporte e incineración de residuos peligrosos).	Fusión de indicadores	Los indicadores originales fueron monitoreados a través de un solo indicador. Se acordó con el ejecutor monitorear el alcance de este producto a través de un único indicador. El segundo hito de este producto incluía el monitoreo de la concentración de hidrocarburos en las 4 piscinas después de remediadas. El área de las cuatro piscinas fue remediada según el IGAS y las cuatro piscinas fueron eliminadas.	Agosto de 2011	Abril 2011
Producto #3. Componente II.	-	Obras de mejora de tratamiento de efluentes en las piscinas API (Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón) en funcionamiento.	Nuevo indicador	-	Agosto de 2011	Abril 2011

Tabla 2. Indicadores de resultados

Tabla 21 Indicadores de Resultados							Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados ¹⁶		
Componente #1. Mejoramiento de las EDB.							
Resultado #1. Capacidad de transporte en el caudal Esmeraldas-Santo Domingo	Barriles Diarios de Petróleo (BDP)	60.000	2010	Registros de PETROECUADOR	Valor de Meta Original	72.000	2015
					Valor de Meta revisado	72.000	
					Valor alcanzado	77.760	
Resultado #2. Volumen de consumo anual de diésel de los motores existentes en las estaciones de bombeo.	Galones	1.236.855	2009	Registro de PETROECUADOR del volumen anual de combustible utilizado por estación	Valor de Meta Original	273.475	2015
					Valor de Meta revisado	273.475	
					Valor alcanzado	223.810	
Resultado #3.Emisiones de CO ₂ netas estimadas por barril transportado entre Esmeraldas y Santo Domingo	g CO ₂ /barril	46	2013	Registros PETROECUADOR ¹⁷	Valor de Meta Original	27.6	2015
					Valor de Meta revisado	27.6	
					Valor alcanzado	32	
Resultado #4.Capacidad de transporte en el caudal Santo Domingo-Quito	BDP	48.000	2010	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	78.445	2015
					Valor de Meta revisado	78.445	
					Valor alcanzado	72.000	
Resultado #5.Emisiones de CO ₂ netas estimadas por barril transportado entre Santo Domingo y Quito	g CO ₂ /barril	789	2013	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	627.3	2015
					Valor de Meta revisado	627.3	
					Valor alcanzado	501	

¹⁶ Es importante recalcar que aunque las metas han sido superadas, una vez entren en operación los 7 equipos todos los indicadores mejoraran aún más, aumentando o disminuyendo según sea el caso.

¹⁷ [Valor reportado según metodología de la OLADE.](#)

Resultado/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados		Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Resultado #6.Eficiencia Energética de los motores	%	61	2011	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	85	2015
					Valor de Meta revisado	85	
					Valor alcanzado	96	
Resultado #7.Reducción del costo de energía de bombeo	Centavos US\$/barril	7,48	2011	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3,66	2015
					Valor de Meta revisado	3,66	
					Valor alcanzado	3,50	
Componente #2: Gestión ambiental mejorada en las EDB							
Resultado #1. Descargas de hidrocarburos en términos de TPH (<i>Total Petroleum Hydrocrabon</i>)	Mg/litro	140	2010	Registros PETROECUADOR para los 4 sitios de descarga actuales	Valor de Meta Original	20	2015
					Valor de Meta revisado	20	
					Valor alcanzado	6,24 ¹⁸	

¹⁸ Meta reportada según Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador que establece que la concentración de TPH en puntos de descarga de efluentes debe tener una concentración menor a 20 mg/l y en promedio anual menor a 15mg/l.

Tabla 3
Matriz de Productos

Producto/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados		Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Componente #1: Mejoramiento EDB							
Producto #1. Unidades de bombeo completas (variador-motor-bomba) adquiridas	Unidades de bombeo	0 ¹⁹	2011	Informe semestral PETROECUADOR	Valor de Meta Original	13	2011
					Valor de Meta revisado	13	
					Valor alcanzado	13	
Producto #2. Bombas eléctricas en Esmeraldas instaladas ²⁰ .	Instalaciones	0	2012	Informe semestral PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3	2015
					Valor de Meta revisado	3	
					Valor alcanzado	3	
Producto #3. Bombas eléctricas en Santo Domingo instaladas.	Instalaciones	0	2012	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	4	2015
					Valor de Meta revisado	4	
					Valor alcanzado	4	
Producto #4. Bombas eléctricas en Faisanes instaladas.	Instalaciones	0	2012	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3	2015
					Valor de Meta revisado	3	
					Valor alcanzado	3	
Producto #5. Bombas eléctricas en El Corazón instaladas.	Instalaciones	0	2012	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3	2015
					Valor de Meta revisado	3	
					Valor alcanzado	3	
Producto #6. Unidades de medición LACT instaladas.	Unidades LACT	0	2011	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3	2015
					Valor de Meta revisado	3	
					Valor alcanzado	3 ²¹	
Producto #7. Ingeniería de los estudios de las obras civiles, electromecánicas y montaje realizada.	Estudio	0	2011	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	1	2011
					Valor de Meta revisado	1	
					Valor alcanzado	1 ²²	

¹⁹ La información ingresada en el PMR es la que se financió con recursos del programa en concordancia con el Informe Inicial del Proyecto acordado con el Ejecutor. Se acordó que solo se le daría seguimiento a todo producto financiado con recursos del proyecto. La línea base de los tipos de motores en cada estación se consideró en cero.

²⁰ Las obras civiles, electromecánicas, eléctricas y de montaje en cada EDB se monitorearon como para el alcance de cada indicador.

²¹ Las unidades LACT fueron instaladas en la EDB Santo Domingo, por su rol como estación de distribución hacia varios puntos del país.

²² Este producto fue financiado con recursos de aporte local.

Producto/Indicador	Unidad de Medida	Valor de Línea de Base	Año de Línea de Base	Medio de Verificación	Metas y Resultados Alcanzados		Fecha en la que las metas fueron alcanzadas
Producto #8. Equipamiento eléctrico y mecánico instalado.	Equipamiento	0	2012	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	1	
					Valor alcanzado	1	
Producto #9. Obras adicionales para el montaje de bombas construida.	Obra	0	2012	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	1	2012
					Valor de Meta revisado	3	
					Valor alcanzado	2	
Producto #10. Fiscalizaciones del montaje, obras e instalación de unidades LACT culminadas.	Fiscalizaciones	0	2012	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	3	2015
					Valor de Meta revisado	7	
					Valor alcanzado	3	
Componente #2: Inversiones vinculadas a obras ambientales.							
Producto #1. Piscinas de la Estación de Santo Domingo tratadas (extracción, transporte e incineración de residuos peligrosos).	Piscina	0	2011	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	4	2013
					Valor de Meta revisado	4	
					Valor alcanzado	4 ²³	
Producto #2. Nueva piscina de acopio temporario de lodos y otros residuos en la estación de bombeo de Santo Domingo operando.	Piscina	0	2011	Registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	1	2015
					Valor de Meta revisado	1	
					Valor alcanzado	1 ²⁴	
Producto #3. Obras de mejora de tratamiento de efluentes en las piscinas API (Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón) en funcionamiento.	Obras	0	2011	Informe Técnico y registros PETROECUADOR	Valor de Meta Original	4	2015
					Valor de Meta revisado	4	
					Valor alcanzado	4 ²⁵	

²³ De acuerdo al informe de gestión ambiental y social del proyecto, las cuatro piscinas existentes en la EDB Santo Domingo fueron remplazadas por una única piscina de acopio construida según especificaciones ambientales. El volumen de lodos removido en el área que ocupaban las cuatro piscinas alcanzó aproximadamente 15.300 m³ por encima de los 1.200 m³ recomendados en el estudio ambiental previo (*EC-T1158-Apoyo proyecto de modernización de EDB*). La remoción de lodos se hizo a una profundidad de 9m superior a los 6m recomendados en el diseño del proyecto.

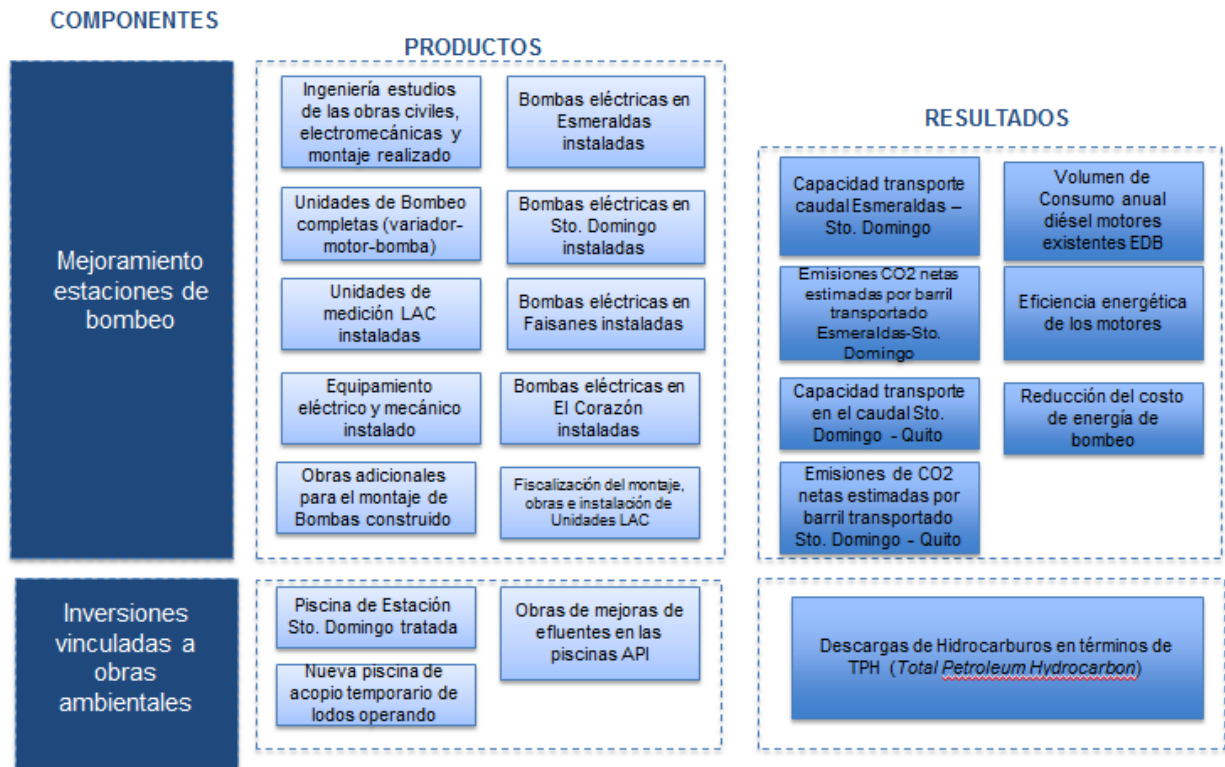
²⁴ La nueva piscina de acopio temporario se ubica en el área remediada donde existían las cuatro piscinas. La nueva piscina cuenta con un área aproximada de 1.000m².

²⁵ Las mejoras de las piscinas API de las EDB incluyó limpieza de lodos en la EDB Esmeraldas y Faisanes y la instalación de cuatro plantas de tratamiento de efluentes que garantizan que los residuos líquidos vertidos presenten una concentración de hidrocarburos dentro de la norma ambiental.

c. Análisis de la Atribución de los Resultados

El análisis de la atribución de los resultados busca mostrar la eficacia de las intervenciones realizadas por el proyecto. De acuerdo a la metodología de análisis sugerida²⁶ por el Banco, se requiere evaluar qué parte del logro de los resultados planteados es atribuible al proyecto. El proyecto no consideró el desarrollo de una evaluación de impacto, sin embargo para determinar la contribución de las inversiones realizadas de manera directa sobre los resultados alcanzados se realizaron análisis técnicos. Para mayor detalle ver [Anexo Técnico – Metodología de medición de resultados](#).

Todos los indicadores de producto fueron evaluados con corte al 3 de septiembre de 2015 a través del informe final del proyecto contratado por el OE y a partir de visitas de supervisión. El avance en los indicadores de resultados se calculó sobre la base de los indicadores de producto, y la línea de base del proyecto. Los ajustes en la MR incorporados en el PMR contribuyeron a reforzar el monitoreo de los productos y resultados sin afectar la lógica vertical del proyecto.



La capacidad de transporte de hidrocarburos del poliducto en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo y Santo Domingo- Quito es medida como la potencia de la infraestructura instalada, considerando las pruebas de desempeño en su instalación in situ²⁷. Los cambios observados en la capacidad de transporte, así como los beneficios económicos y ambientales evaluados, se atribuyen de manera directa al proyecto. La mejora en la eficiencia de la operación de los equipos eléctricos existentes, se atribuye al proyecto al eliminar el cuello

²⁶ Principios y guía para la elaboración del PCR.

²⁷ Las pruebas de desempeño consideran las condiciones ambientales, altitud, presión y temperatura en donde están ubicados los motores y sus equipos

de botella que existía aguas arriba en las EDB Faisanes y El Corazón (ver Figura 1), lo cual contribuyó al incremento en el bombeo de hidrocarburos en todo el poliducto. Igualmente se atribuye al proyecto la mejora en la gestión del poliducto en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo, por modernización de los cuartos de control, instalación de nuevas unidades de medición LACT, capacitación del personal a cargo; y nueva infraestructura para la reducción de residuos y su manejo.

La capacidad de transporte en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo, antes del proyecto ascendía a 60.0000 BDP. Con el proyecto ejecutado la capacidad de transporte se incrementó a 77.760 BPD. En el tramo Santo Domingo-Quito el volumen transportado ascendía a 48.000 BPD a través de una tubería de 12 pulgadas de diámetro. Con el proyecto la capacidad de transporte se incrementó en a 72.000 BDP.

El volumen de consumo anual de diésel de los motores existentes en las EDB también se atribuye al proyecto, dado que al haberse sustituido los motores a diésel en las EDB por motores eléctricos, se consume menos diésel que en el pasado. No se deja de consumir diésel completamente porque los motores antiguos permanecen como respaldo, pero sin lugar a duda la reducción es significativa como lo demuestra la tabla de resultados, según los datos de contabilidad reportados por PETROECUADOR. La empresa estima que cada año se utilizaría un 13% de los motores a diésel como respaldo durante el mantenimiento de los motores eléctricos y o mantenimiento de redes eléctricas y operaciones a bajo caudal (Ver Anexo Análisis Costo Beneficio expost- ahorro en costos de desechos de la combustión de diésel).

La medición del consumo de diésel, de septiembre 2015 (223.810 galones), corresponde a las EDB Faisanes y El Corazón, que cuentan con los motores eléctricos instalados y operando y a las EDB de Esmeraldas y Santo Domingo, que operan con sus motores eléctricos anteriores.

Las emisiones de CO₂ netas estimadas por barril transportado en el tramo Esmeraldas-Santo Domingo y Santo Domingo- Quito son cuantificadas por PETROECUADOR utilizando factores de emisión que son obtenidos del AP-42 de la EPA, así como de las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, y del Instrumental normalizado del PNUMA-2005 para la Cuantificación de Dioxinas y Furanos.

Para dicho análisis se consideran los datos de consumo de diésel de la EDB El Corazón, en el período enero a junio de 2015, período en que dicha estación se encontraba operando con los motores nuevos, y se lo compara con el primer semestre de los años 2013 y 2014, que corresponde a la fase sin proyecto.

La eficiencia energética de los motores fue verificada en las especificaciones de los motores eléctricos nuevos instalados en las EDB, las cuales no tienen pérdidas por altitud, a diferencia de los motores de combustión interna que presentan este tipo de problemas. La línea de base considera el valor real de eficiencia de los motores de combustión interna instalados en 2009, en cada una de las cuatro estaciones de bombeo e incorpora el efecto de pérdida de eficiencia por altitud. La medición actual considera la eficiencia energética verificada en las especificaciones de los motores eléctricos nuevos que fueron instalados en las EDB, los cuales no tienen pérdidas por altitud.

El **costo de energía de bombeo** considera que cada una de las EDB lleva un registro del volumen de combustible transportado, volúmenes de combustible utilizado para los motores diésel existentes. La reducción del costo se calculó a partir del precio de mercado del diésel en el momento del cálculo; del mismo modo, con respecto al consumo eléctrico en las EDB que utilizan los motores eléctricos. La medición de la meta se realizó con las EDB nuevas operando en El Corazón y Faisanes, para las EDB de Santo Domingo y Esmeraldas, la medición considera la operación de los motores eléctricos que existían antes del proyecto y con los cuales se han venido manejando.²⁸

Los resultados presentados sobre las **descargas de hidrocarburos en términos de TPH** muestran que en todos los casos los parámetros de Hidrocarburos totales TPH, se encuentran debajo de la norma y al promedio anual es decir <20mg/l y en promedio anual <15mg/l. [Ver Anexo Técnico Prueba de Tratabilidad de agua presentados por EP Petroecuador.](#)

Cabe señalar que los resultados del monitoreo realizado en los puntos de descarga de las piscinas API, en cada una de las EDB en 2010, antes del proyecto, mantenían valores de TPH que continuamente sobrepasaban el límite máximo permisible establecido en el texto unificado de legislación ambiental secundaria para actividades hidrocarburíferas. El límite máximo permisible establecido de TPH es de 20 mg/l. De esta manera la línea de base indica que las mediciones realizadas en los puntos de descarga, se encontraban 7 veces sobre el límite máximo permisible de TPH, es decir un valor de 140,0 mg/l. Las pruebas de tratabilidad del agua oleosa proveniente de las piscinas API, en las Plantas del Sistema de Tratamiento Secundario instalados en cada una de las estaciones de las estaciones del Poliducto Esmeraldas - Quito se realizaron, los puntos de descarga de las Plantas de Tratamiento que tratan las descargas de las piscinas API de cada EDB dando resultados en promedio de las 4 EDB de 6,24 mg/litro. De los informes de supervisión independientes contratados por el OE y por el Banco (informe de medio término del proyecto, informe final del proyecto, informe de visitas de supervisión y evaluaciones expost, ver todos los enlaces electrónicos al principio de este reporte), confirman la contribución directa del proyecto en cuanto a: (i) incremento del volumen transportado en el poliducto; (ii) reducción de diésel utilizado en la operación de las EDB; (iii) reducción de residuos sólidos asociados a la operación y mantenimiento de motores a diésel para el bombeo de hidrocarburos; y (iv) reducción en el costo de operación de las EDB.

d. Resultados Imprevistos

Entre los resultados no incluidos en la MR y que PETROECUADOR busca cuantificar a través de un primer ejercicio con datos generados durante los primeros meses de operación del poliducto en las condiciones actuales, se mencionan: (i) reducción de contaminación sonora²⁹ que existía como resultado de la operación continua de motores a diésel durante 35 años; (ii) reducción de residuos líquidos, sólidos y gaseosos al remplazar motores a diésel por motores eléctricos (reducción de aceites lubricantes hasta en 84%, y de filtros hasta en 53%); y (iii) reducción de otros gases asociados al uso de motores a diésel además del CO₂ (cerca de 37.000 kg de otros gases) (Ver [Anexo Técnico- Indicadores adicionales](#)).

²⁸ A precios de mercado.

²⁹ El OE informó que se lleva a cabo un estudio para determinar el nivel sonoro actual en las EDB y determinar los beneficios del proyecto medidos en decibels según norma ambiental local. Esto aún no ha sido demostrado empíricamente. Al momento de entrega del PCR no se cuenta con el resultado final

2.2 Eficiencia

Metodología de evaluación. Se llevó a cabo un análisis costo beneficio expost a través del cual se identificaron los impactos económicos del proyecto, así como los costos y beneficios correspondientes. Los beneficios totales se compararon con los costos de operación y mantenimiento (O&M) de las EDB más los costos de inversión. Estos se estimaron en dólares constantes de junio de 2015. La evaluación del retorno financiero consideró precios de mercado y la del retorno económico se realizó tanto a precios de mercado como a precios de eficiencia, estimados estos últimos mediante la aplicación de las Relaciones de Precios Cuenta (RPC) actualizadas para este estudio.

Beneficios operativos. Se partió de las proyecciones de demanda nacional de derivados de petróleo (gasolinas, diésel y jet fuel) preparados por PETROECUADOR. Estas se distribuyeron a nivel de estaciones regionales y se prepararon las de la zona norte que es la atendida por el poliducto Esmeraldas–Quito. Se proyectaron los volúmenes de derivados a transportar durante el período de la vida útil de los equipos, estimada en 25 años. Para ello se elaboró la matriz de movimiento de productos basada en la proyección de las ofertas de las refinerías y en las demandas de derivados. Con la capacidad de transporte “con” y “sin” proyecto, se determinaron los volúmenes a transportar, y los adicionales que podrían ser transportados en auto-tanque por carretera. Los beneficios operativos se estimaron como los ahorros de costos de O&M de las EDB, más la reducción de costos del transporte en auto tanques.

Para la evaluación financiera se aplicaron las tarifas autorizadas para el transporte de combustible por auto-tanque debidamente indexadas a junio de 2015 y para las evaluaciones económicas se estimaron costos unitarios eficientes de transporte de derivados por auto-tanques, tanto a precios de mercado como a precios de frontera (o de eficiencia)³⁰, lo cual se realizó mediante una modelación detallada de los transportes por carretera en los tramos Esmeraldas–Santo Domingo y Santo Domingo–Beaterio (Quito)³¹.

Beneficios ambientales. Se estimaron beneficios de tipo ambiental por ahorro de emisiones de CO₂ y por menores costos de manejo de residuos de aceites y filtros. El proyecto instaló unidades de bombeo operadas con electricidad, lo cual reduce las emisiones de CO₂ en las EDB, dado que en ausencia del proyecto se incrementaría el uso de combustible diésel para el bombeo. Asimismo, el proyecto contribuye a reducir el transporte terrestre de derivados, con lo cual se reduce el uso de combustible diésel por carretera, disminuyendo las emisiones de CO₂. Las EDB previo al proyecto operaban con combustible diésel mientras que con el proyecto se han instalado nuevas bombas eléctricas, que desplazan el uso de diésel y por lo tanto de residuos asociados (filtros, grasas, aceites). Los beneficios correspondientes se estimaron con información obtenida por PETROECUADOR de la operación actual de las EDB Faisanes y El Corazón.

Costos. La inversión del proyecto en el Componente I fue de US\$78.06 millones³² a junio de 2015 y no incluye impuestos (IVA u otros). Los costos de O&M asociados al volumen de

³⁰ Metodología Squyre van der Tak.

³¹ Para el estudio no se dispuso de un análisis de los costos económicos de esta actividad para el Ecuador y el consultor acudió a la aplicación de un modelo detallado preparado recientemente por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, en la cual se trataron de reflejar lo mejor posible los costos eficientes del transporte terrestre de derivados por auto-tanque para el Ecuador. En ello se tuvo especial cuidado de reflejar tanto los precios de mercado del diésel utilizado por los camiones como su precio de frontera vinculado al precio internacional.

³² La fecha de corte para el valor reportado de US\$78.06 millones es el 3 de junio de 2015. No obstante, la inversión total del componente I asciende a US\$79.59 millones (incluye IVA u otros) debido a que en el periodo

hidrocarburos transportado con el proyecto se estimaron mediante la aplicación de indicadores de costos unitarios. Estos fueron calculados a partir de la información detallada de costos del año 2014 proporcionada por PETROECUADOR y con estimaciones realizadas para el sistema con el proyecto, incluyendo los que se refiere a los consumos y costos de electricidad en las nuevas unidades de bombeo.

Resultados obtenidos. La evaluación realizada confirmó la eficiencia económica del proyecto, dado que sus beneficios esperados resultan superiores a los costos de inversión, y O&M. En la evaluación financiera se obtuvo un Valor Presente Neto Financiero (VNPF) de US\$38,6 millones y una Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) de 16,8%. De la evaluación económica se obtuvo un Valor Presente Neto Económico (VPN y VPNE) de US\$12,1 millones a precios de mercado y de US\$27,7 millones a precios de frontera, así como una Tasa Interna de Retorno Económica (TIR y TIRE) de 13,7% a precios de mercado y de 15,8% a precios de frontera. Los costos financieros y económicos evaluados para este proyecto se calcularon a partir de los costos de bombeo históricos de 2014 a precios de mercado. Los ingresos financieros se determinaron con las tarifas aprobadas para el transporte terrestre de derivados mientras que en la evaluación económica a precios de mercado se aplicaron costos eficientes de transporte por auto tanques, que son inferiores a las tarifas. Ello explica que el resultado de la TIRF (16,0%) sea superior al de la TIR (13,7%). Por otro lado, el efecto de los mayores precios de eficiencia del diésel y de la electricidad con respecto a los correspondientes precios de mercado son los que explican que la TIRE (16,0%) haya resultado superior a la TIR (13,7%).

También se realizó un **análisis de sensibilidad** de los resultados obtenidos a variaciones en los principales parámetros y proyecciones utilizadas para la evaluación. Este indicó que el rendimiento financiero y económico de este proyecto se reduce ante el incremento del precio de la electricidad, dado el mayor costo del movimiento de los derivados con bombas eléctricas en lugar de utilizar parcialmente motores de combustión. Un incremento de 20% en el precio de la electricidad reduce la TIRE del 15.8% al 13.3% y una reducción del 20% la incrementa al 17.5%.

De manera similar, la consideración de los Costos Marginales del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en lugar del costo promedio de la electricidad conduce a una estimación mayor de la TIRE, que resulta de 16,2%, dado que el país está en proceso de cambio de la matriz de generación para favorecer la hidroelectricidad con lo cual los costos de generación disminuyen. Se observó que variaciones de +/- 20% en la estimación del precio económico del diésel conduce a estimaciones del TIRE del 16,8% y 14,7%, respectivamente; dado el impacto que tiene este parámetro en la estimación de los beneficios por ahorro en los costos operativos actuales de las EDB, que utilizarían diésel en una proporción significativa sin el proyecto, aunado al costo de transporte por auto tanques.

Los resultados del análisis de sensibilidad también muestran que un incremento del 20% en el costo de transporte por auto-tanques, incrementaría la TIRE al 19,1%, mientras que una reducción del 20% la reduciría al 11.4%. Durante la evaluación del proyecto se consideró la reducción progresiva que tendría la disponibilidad de las bombas actuales, principalmente en las estaciones de Faisanes y El Corazón. Conforme a los supuestos utilizados en el estudio inicial, en el Caso Base se supuso que dicha disponibilidad se reduciría anualmente en un 10%.

de cierre de la operación, hasta el 30 de septiembre de 2015 se procesaron pagos por el monto de US\$ 1.53 millones. Las fuentes de financiamiento del total de inversión en este componente fue US\$53.84 millones BID y US\$25.74 de contrapartida local.

Si dicho gradiente se incrementa al 12%/año, la TIRE resultante se incrementaría al 16.2% y si se reduce al 8%/año la TIRE se reduciría al 15.3%. Finalmente, los resultados obtenidos confirman el menor peso que tienen los beneficios económicos complementarios por reducción de emisiones de CO₂ y de desechos de la combustión del diésel. Sin estos beneficios la TIRE se reduce solamente al 15.6%.

Comparación ex ante y ex post. La evaluación ex post del proyecto se realizó conociendo los costos de inversión finales y a nivel financiero y económico (esta última tanto a precios de mercado como a precios de frontera), mientras que la evaluación ex ante se refirió básicamente a un enfoque financiero a precios de mercado³³. En este último se cuantificó el ahorro que tendría el país por transportar los derivados de petróleo por medio del poliducto en lugar de utilizar auto-tanques (considerando para la estimación del costo de transporte por carretera las tarifas aprobadas y para el transporte por poliducto los costos unitarios reportados por PETROECUADOR). Los resultados se reflejaron en un flujo de egresos e ingresos durante los años de vida del proyecto, del cual se obtuvieron los índices sobre su viabilidad financiera.

En la evaluación ex post la estimación de beneficios se realizó con el panorama de consumo futuro de derivados previsto en 2015, mientras que la evaluación ex ante se realizó en el año 2010, en forma tal que la visión inicial del impacto del proyecto evaluado se obtuvo con las proyecciones de consumo de combustibles de la época. En la evaluación ex ante se consideró adicionalmente el transporte de GLP, el cual no se consideró en la evaluación ex post dada la política de sustitución de este combustible adoptada hace pocos años por el GdE. Se observa que el crecimiento estimado de la demanda de combustibles derivados del petróleo (incluyendo el GLP) en la época de la evaluación ex ante (cerca del 3,6% anual) es superior al que se tuvo (sin incluir el GLP) para la evaluación ex post (cerca del 2,8% anual) lo cual es un factor que incide hacia mejores indicadores económicos en la evaluación ex ante con relación a los obtenidos en la ex post. La evaluación ex ante obtuvo una TIR del 21,1%, superior al obtenido en la evaluación ex post, la cual fue del 16,8%.

En general, en la evaluación ex ante se aplicaron costos unitarios de O&M y de transporte de derivados por carretera superiores a los usados en la evaluación ex post, con lo cual los beneficios resultaron superiores en la evaluación ex ante favoreciendo la evaluación inicial del proyecto. Asimismo, la evaluación ex ante se realizó bajo proyecciones de volúmenes a transportar superiores y con capacidad asignada al proyecto algo superior, lo cual también incidió en una mayor estimación inicial de los beneficios. Lo contrario ocurrió con la estimación del costo de inversión en el proyecto, el cual fue superior en la evaluación ex ante, incidiendo en un menor resultado del rendimiento económico del proyecto.

Finalmente se observa que en la evaluación ex ante no se cuantificaron beneficios complementarios por reducción de emisiones de CO₂ ni por los ahorros en costos por menores volúmenes de desechos (lodos de la combustión del diésel y desechos de filtros). En ella tampoco se aplicaron relaciones de precio cuenta para una evaluación económica a precios de eficiencia.

³³ Según reportado en informe: "Modernización de las Estaciones De Bombeo Del Poliducto Esmeraldas-Beaterio". EP PETROECUADOR. Gerencia De Transporte Y Almacenamiento. Octubre 2010.

Tabla 3. Costos del Proyecto

	Producto	Costo Total Planeado (millones US\$)				Costo Total Revisado (US\$)				Costo Total Actual (US\$)			
		2012				Jul-14				3 de junio de 2015			
		BID	Local	Total	%	BID	Local	Total	%	BID	Local	Total	%
Componente I: Mejoramiento de Estaciones Bombeo	i. Motores, bombas, variadores, adquiridos	14.1	4.4	18.5	22.3%	14.1	4.9	19.0	22.0%	14.1	4.9	19.0	23.7%
	ii. Ingeniería de Obras civiles, electromecánicas y montaje, realizada	-	1.5	1.5	1.8%	-	0.7	0.7	0.8%	-	0.7	0.7	0.9%
	iii. Obras civiles, electromecánica y montaje: a. Estación de bombeo El Corazón, instalada b. Estación de bombeo Faisanes, instalada c. Estación de bombeo Santo Domingo, instalada d. Estación de bombeo Esmeraldas Instalada	37.7	-	37.7	45.5%	33.6	9.3	42.9	49.6%	30.1	6.8	36.9	46.1%
	iv. Unidades de medición LAC, instaladas	2.0	1.0	3.0	3.6%	5.1	-	5.1	5.9%	4.9	-	4.9	6.1%
	v. Equipamiento eléctrico y mecánico, instalado	-	12.0	12.0	14.5%	-	4.2	4.2	4.9%	-	4.9	4.9	6.2%
	vi. Obras adicionales para el montaje de bombas, construidas	-	5.5	5.5	6.6%	-	9.0	9.0	10.4%	-	8.5	8.5	10.6%
	vii. Fiscalización	3.3	-	3.3	4.0%	3.0	-	3.0	3.5%	3.0	-	3.0	3.7%
Componente II Inversiones obras ambientales	viii. Tratamiento de residuos peligrosos en Santo Domingo	0.4	-	0.4	0.5%	0.2	-	0.2	0.2%	0.2	-	0.2	0.2%
	xix. Nueva piscina en Santo Domingo <i>Nueva piscina de acopio temporario de lodos y otros residuos en la estación de bombeo de Santo Domingo operando</i>	0.1	-	0.1	0.1%	0.5	0.0	0.6	0.7%	0.4	0.0	0.4	0.5%
	x. Mejora tratamiento de efluentes <i>Obras de mejora de tratamiento de efluentes en las piscinas API (Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón) en funcionamiento</i>	0.4	-	0.4	0.5%	1.5	-	1.5	1.7%	1.2	-	1.2	1.5%
Sub-Total (Componentes)		58.0	24.4	82.4	99.5%	58.0	28.1	86.1	99.5%	53.8	25.8	79.7	99.5%
Administración y Otros Costos[1]		-	0.4	0.4	0.5%	-	0.4	0.4	0.5%	-	0.4	0.4	0.5%
Total (Proyecto)		58.0	24.8	82.8	100%	58.0	28.5	86.5	100%	53.8	26.2	80.1	100%

2.3 Relevancia

Con el alcance de las metas de los indicadores acordados, el PCR confirma la relevancia del proyecto como instrumento para contribuir con los objetivos estratégicos del país en el transporte de hidrocarburos ya que la industria petrolera es la más importante del Ecuador. De acuerdo a las cifras estadísticas del Banco Central de Ecuador, el aporte promedio de la industria hidrocarburífera al Producto Interno Bruto (PIB) desde el año 2007 hasta el año 2012, representó 11% del total de las exportaciones en el periodo señalado. La actividad hidrocarburífera sustenta el desarrollo de obras públicas, la seguridad y servicios de educación y salud, por consiguiente el Estado tiene como prioridad continuar con los procesos que garanticen la operación y desarrollo eficiente del sector de hidrocarburos.

El consumo doméstico de derivados del petróleo creció significativamente en los últimos años hasta alcanzar 259,5³⁴ Miles de Barriles Diarios (MBD) en 2014³⁵, incluyendo gasolinas (extra y super), diésel (2 y premium), jet fuel, GLP, Fuel oil y residuos. El 60% de los combustibles comercializados al interior del país son importados y 40% producidos localmente, principalmente a través de la refinería de Esmeraldas. El desarrollo de la infraestructura de transporte de los derivados del petróleo (especialmente naftas, gasolinas y diésel) no ha sido suficiente para acompañar el crecimiento de la demanda interna, requiriéndose también transportes adicionales por carretera mediante el uso de auto-tanques con mayor impacto ambiental, de seguridad y costos operativos.

La ciudad de Quito, es la segunda de mayor consumo de hidrocarburos en el país, donde el sector transporte (particular y de carga) ocupa el primer lugar, seguido por el sector industrial. Precisamente en la red actual de poliductos del Ecuador se destaca el de Esmeraldas-Quito, que transporta el 45% del volumen de los derivados requeridos en el país (gasolinas, diésel y jet fuel, incluyendo productos importados), desde la refinería Esmeraldas hacia la zona norte y central del país, especialmente para Quito y sus alrededores. Este ducto transporta combustibles desde la ciudad de Esmeraldas ubicada al nivel del mar, hasta la ciudad de Quito, a través de un sistema de bombeo donde la EDB El Corazón se ubica a 2.400 msnm. El poliducto cuenta con 35 años de operación continua y como mencionado anteriormente requería ser modernizado para hacer frente a los requerimientos de la demanda creciente en apego a los estándares de seguridad e impacto socio-ambiental del país. Las unidades de bombeo del poliducto habían superado su vida útil, lo que implicaba menores niveles de eficiencia y mayores costos de operación. El apoyo del BID fue requerido para apoyar la modernización de las cuatro EDB del poliducto (Esmeraldas, Santo Domingo, Faisanes y El Corazón), y contribuir a mejorar su gestión ambiental.

Con la entrada en operación de las nuevas unidades de bombeo, motores y variadores de las EDB Faisanes y El Corazón se aprovechó la capacidad no utilizada de las dos bombas eléctricas existentes en la EDB Esmeraldas y Santo Domingo. Con la sincronización de la operación de todas las EDB en el primer semestre de 2016, se disminuirá el riesgo estacional de desabasto en la Unidad Beaterio, ubicada en la ciudad de Quito. Las obras de modernización incluyeron rediseño de la plataforma donde se ubican las nuevas unidades de bombeo, de canales de evacuación para separación de aguas de lluvia de los residuos que pudieran presentarse durante la operación de las bombas, contribuyendo a reducir afectaciones en las zonas aledañas.

³⁴ Según datos reportados por PETROECUADOR.

³⁵ De acuerdo a los datos reportados por la Agencia Internacional de Energía (IEA), el consumo interno de petróleo en Ecuador en el 2012 era de 216 mil barriles equivalentes de petróleo por día.

El proyecto está alineado y apoya las políticas del sector de recursos naturales no renovables de Ecuador y en especial las políticas del sector hidrocarburos³⁶ al contribuir a garantizar el suministro de derivados de petróleo, mejorar los niveles de eficiencia en el consumo de hidrocarburos, reducir el impacto ambiental y social en las actividades del sector hidrocarburífero y elevar los niveles de modernización y desarrollo tecnológico en el sector. Adicionalmente la modernización del poliducto contribuye con las metas de la estrategia nacional Cambio de la Matriz Energética del Ecuador³⁷, la cual promueve un incremento de la oferta eléctrica con energías renovables e intensifica el desplazamiento de combustibles fósiles por electricidad, es decir se utiliza más electricidad como fuente de energía en vez de diésel, y esta electricidad es en su mayoría según lo planeado con el CME generada por fuentes de energías renovables.

2.4 Sostenibilidad

La sostenibilidad del proyecto evalúa los factores que podrían influir en la permanencia de los resultados logrados y el logro de los resultados esperados (expost a la ejecución del proyecto). El análisis de sostenibilidad contiene dos componentes: (i) análisis del grado en que el plan de mitigación de los riesgos identificados fue adecuado; y (ii) identificación y evaluación de los riesgos que podrían obstaculizar la continuación de los resultados.

Análisis de la mitigación de los riesgos identificados en el proyecto. Al inicio del proyecto se realizó la identificación, evaluación de los riesgos asociados a la ejecución del proyecto. Los riesgos identificados al inicio del proyecto fueron: (i) posible atraso en la ejecución del proyecto debido al proceso de reestructuración de PETROECUADOR, que podría afectar los procesos de adquisiciones y desembolsos; (ii) ejecución inadecuada del proyecto debido al limitado conocimiento y experiencia del ejecutor en la gestión de proyectos financiados con recursos del BID, y (iii) retraso en la ejecución de los contratos de obras debido al nivel de complejidad de las mismas.

Se confirmó el atraso en la ejecución del proyecto debido principalmente a que la empresa contratada para la construcción de la obra mayor no logró cumplir con el tiempo previsto en el contrato original, requiriendo de la suscripción de dos contratos complementarios financiados principalmente con recursos de aporte local. Durante el segundo trimestre de 2015, y después haber solicitado al Ministerio de Finanzas y al BID dos extensiones de la fecha de último desembolso del proyecto, PETROECUADOR³⁸ declaró terminación por mutuo acuerdo del contrato con el contratista debido a atrasos consecutivos en los contratos complementarios, y propuso la terminación de los trabajos pendientes con personal propio y a través de la subcontratación de servicios paralelos. El atraso en la ejecución también tuvo como origen la reestructuración continua de la Gerencia de Transporte de PETROECUADOR asignada para la ejecución del proyecto, así como de su Unidad de Gestión del Proyecto (UGP). La Gerencia de Transporte se vio afectada por tres cambios de gerentes en un periodo de dos años, dilatando los procesos de aprobación y avance en la ejecución de contratos asociados a las obras de modernización y ambientales.

Las medidas de mitigación de los riesgos del proyecto incluyeron: (i) fortalecimiento de la UGP; y (ii) la elaboración de un plan de monitoreo permanente de la ejecución. En este sentido, el plan de mitigación propuesto apoyó el manejo de los problemas suscitados, pues la gestión de los retrasos suscitados en el proyecto pasó a ser la principal acción por parte de la UGP. Sin

³⁶ [Plan-Estrategico-MRNNR.](#)

³⁷ Plan Nacional del Buen Vivir que incluye incluye el Cambio de la Matriz Productiva y del Cambio de la Matriz Energética (CME). <http://www.senplades.gob.ec/>

³⁸ [Ayuda de memoria con fecha 05/27/2015](#) de la reunión entre el BID y el Gerente General de PETROECUADOR para el avance del proyecto.

embargo esta medida de mitigación no fue suficiente, debido a que las decisiones finales para la implementación de acciones de corrección estuvieron rezagadas por la GTA de PETROECUADOR. La preparación y ejecución de los procesos de licitación por parte de la UGP también contribuyeron al retraso en la ejecución. Esto debido a los cambios continuos en el quipo y que requería de entrenamientos nuevos en los procesos de adquisiciones acordados en el convenio del proyecto. Igualmente se identificó como riesgo técnico, que las obras y la repotenciación de la transmisión eléctrica para las estaciones Faisanes y El Corazón podrían sufrir retrasos en su ejecución. Este riesgo también se materializó y fue mitigado, mediante el monitoreo del avance de las obras y el apoyo de PETROECUADOR al contratista en las conversaciones con la empresa eléctrica local.

Finalmente se identificó como riesgo económico y financiero que el precio del petróleo experimentara importantes oscilaciones y afectara los ingresos fiscales del país. Esta volatilidad tenía implicancias en el plan de inversiones, que podría retrasar las obras con aporte local. Sin embargo, este riesgo no se materializó durante los años de construcción de la obra principal. Una caída en los precios del petróleo con las consecuencias macroeconómicas respectivas se confirmó durante el 2015, cuando la obra principal del proyecto contaba con las inversiones mayores completas.

Identificación y evaluación de los riesgos que podrían obstaculizar la continuación de los resultados. Los riesgos identificados que podrían obstaculizar la confirmación y continuidad de los resultados a futuro, y que han sido evaluados como riesgos de alta probabilidad de ocurrencia e impacto son: (i) culminación oportuna del comisionado y arranque de las unidades de bombeo de Esmeraldas y Santo Domingo; y (ii) cambios en la Gerencia General de PETROECUADOR que motive nuevos cambios en la estrategia acordada para la entrada en operación de las EDB en el corto plazo. Sin embargo, PETROECUADOR ha confirmado en reiteradas ocasiones la importancia de la modernización del poliducto y la prioridad de su entrada operación. Asimismo, y tal como confirmado por PETROECUADOR durante el taller de cierre del proyecto, la medida de mitigación ante futuros cambios en la gerencia de PETROECUADOR, es involucrar a técnicos de alto nivel dentro de PETROECUADOR, a las autoridades sectoriales, el Ministerio de Hidrocarburos y el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos en la revisión periódica de los avances en la operación del poliducto.

III. Criterios no centrales

3.1 Contribución a los Objetivos Estratégicos del Banco

El proyecto contribuye a los objetivos estratégicos y prioritarios del Noveno Aumento General de Capital (GCI-9) del BID al (i) apoyar a países pequeños y vulnerables, dado que Ecuador es uno de los 19 países clasificados por el Banco como pequeños y vulnerables; (ii) apoyar a las iniciativas de cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad del medio ambiente³⁹, dado que el proyecto incluye actividades para mejorar la eficiencia energética de los equipos de bombeo, reducir el uso del diésel, mejorar la contabilidad y control del transporte de derivados de petróleo lo que lleva a mejorar el suministro de energía y la sostenibilidad ambiental.

3.2 Contribución a los Objetivos de Desarrollo de la Estrategia País

³⁹ Cabe mencionar que la segunda contribución mencionada aquí al GCI-9, no fue originalmente incluida en el sistema OPUS del Banco, pero si corresponde mencionar la contribución del proyecto a las iniciativas de cambio climático, energía sostenible y sostenibilidad del medio ambiente, dados los productos y resultados alcanzados.

El proyecto fue diseñado en línea con los objetivos de la estrategia del Banco con Ecuador 2008-2011 (GN-2490) que promovía el apoyo a la infraestructura productiva. La estrategia del Banco identificaba como una prioridad la modernización del sistema estatal de exploración, extracción, refinación y comercialización de petróleo, así como la expansión de su capacidad, mejora de su eficiencia, transporte y la mitigación de los aspectos ambientales. La operación fue consistente con estos lineamientos ya que apoyó la modernización y mejora de la eficiencia del transporte de productos refinados y de la gestión ambiental de estaciones de bombeo.

A través de la evaluación final del proyecto se confirma el alineamiento del proyecto con este objetivo y su contribución a la estrategia, dado que las inversiones realizadas contribuyen a mejorar la eficiencia energética al reducir el consumo de diésel, mejorar la medición del transporte de petróleo y derivados, y la reducción de los costos operativos técnicos y ambientales.

Igualmente el proyecto está alineado con los objetivos de la estrategia de país 2012-2017 GN-2680-2 que promueve el desarrollo de una estrategia energética sostenible que promueva la eficiencia energética. Al mismo tiempo cabe resaltar que el proyecto es instrumental para fomentar las acciones enmarcadas en la iniciativa nacional de Cambio de la Matriz Energética, que busca fomentar el uso de la electricidad basada en energías renovables, por sustitución de diésel, en este caso en el bombeo de derivados a través del poliducto. Esto también contribuye a un mayor uso de electricidad, la cual en Ecuador, tal como se mencionó anteriormente cada vez más es producida por fuente de energías renovables.

3.3 Monitoreo y Evaluación

i) Diseño del anexo de Monitoreo y Evaluación⁴⁰ (M&E, por sus siglas en inglés)

Monitoreo. En el diseño del proyecto se estableció que se realizarían revisiones semestrales del avance del proyecto y visitas a los sitios de obra. El OE debía presentar a más tardar el 31 de julio y 31 de enero de cada año durante la ejecución del proyecto, los Informes Semestrales de Progreso del Proyecto (ISP), para lo cual debía contar con un sistema de seguimiento que integrara la información financiero contable y el avance del proyecto. Los ISP debían focalizarse en el cumplimiento de las metas e indicadores incluidos en la MR, analizar los problemas y presentar las medidas correctivas adoptadas y complementarse con la actualización de las herramientas de gestión, Plan de Ejecución del Proyecto (PEP), Plan Operativo Anual (POA) y Plan de Adquisiciones (PA).

Evaluación. El OE debía presentar un informe de evaluación a los 18 meses de ejecución contados a partir de la fecha del primer desembolso del financiamiento, un informe intermedio a los 60 días contados a partir de la fecha de desembolso del 50% de los recursos del préstamo; y un informe de evaluación final a los 60 días contados a partir de la fecha de desembolso del 90% del préstamo. La evaluación a nivel de resultados se realizó siguiendo una metodología antes y después.

ii) Implementación del M&E

El OE presentó los ISP en los tiempos acordados con el Banco. En cuanto a las herramientas de gestión, las mismas tuvieron retrasos en cuanto a su actualización. El proyecto adicionalmente para su seguimiento incorporó como herramienta el Reporte de Monitoreo del Programa (PMR), el cual se fue actualizando con la información presentada por el OE. En noviembre de 2013, se presentó el informe de evaluación intermedia independiente, y a la fecha de último desembolso se presentó el informe de evaluación final, elaborado por el

⁴⁰ El M&E del proyecto se encuentra como un enlace electrónico en el documento POD del proyecto.

consultor contratado por ARCONEL. Como parte del proceso de evaluación final del proyecto, el Banco con acuerdo del OE contrató las evaluaciones expost económica financiera y ambiental.

iii) Utilización del M&E

En la elaboración del primer PMR, se acordaron ajustes en los indicadores de producto de la MR para el mejor monitoreo de las obras civiles, electromecánicas y de montaje por cada EDB. Sin embargo, durante la ejecución del contrato único de las obras de modernización el OE no reportó el avance financiero asociado al avance de los productos por cada EDB, dificultando evaluar al cierre, el avance físico con el avance financiero desagregado en el PMR. De manera general se puede mencionar, que el monitoreo y las evaluaciones realizadas, permitieron prever los retrasos suscitados del proyecto, permitiendo que la UGP generara las recomendaciones respectivas, sin embargo, sin que se tomaran las medidas correctivas a tiempo por parte del OE.

De manera adicional al proceso de monitoreo establecido en el M&E, el Ministerio de Finanzas en coordinación con el Banco llevaron a cabo revisiones periódicas (2 por año) del avance del proyecto. La UGP fue invitada a presentar los avances, riesgos y plan de acción, lo que contribuyó a mitigar los atrasos del proyecto.

3.4 Uso de Sistemas de Países

Las adquisiciones de bienes y servicios, y la contratación de obras se realizaron en conformidad con las Políticas para la Adquisiciones de Obras y Bienes Financiados por el BID (Documento GN-2349-7 del BID). La selección y contratación de los servicios de consultoría con recursos del préstamo se realizaron de acuerdo con las Políticas para la Selección y Contratación de Consultores Financiados por el BID (Documento GN-2350-7 del BID), conforme a lo establecido en el contrato de préstamo y el plan de adquisiciones. La supervisión de las adquisiciones y contrataciones se realizó ex ante por parte del BID.

Hasta el 2014, la contabilidad de PETROECUADOR se llevó a través del sistema AS400, (sistema de registros contables y financieros automatizado). Para reportar las transacciones al Banco a cargo del proyecto, por fuente de financiamiento, categorías de inversión, entre otros, el OE extrajo la información a través del KETRA. En octubre de 2014 PETROECUADOR emigró al sistema ORCLE, manteniendo el sistema KETRA para el reporte de las transacciones del proyecto al Banco.

3.1 Salvaguardias ambientales y sociales

En octubre de 2010, se preparó el Informe de Gestión Ambiental y Social (IGAS), para el proyecto de modernización de las EBD del poliducto Esmeraldas–Quito, con el objetivo de identificar los potenciales impactos ambientales y sociales que el proyecto podría generar durante su ejecución y diseñar las acciones preventivas, correctivas o de mitigación que permitan hacerlo sostenible.

En el IGAS se determinó que la sustitución de los motores y bombas tendrían importantes resultados en términos de desempeño ambiental, social, de salud y seguridad laboral, en el área de las estaciones, en particular: (i) por la reducción de las emisiones de material particulado, óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), monóxido carbono (CO) y CO₂, al sustituirse los motores diésel por motores eléctricos; (ii) por la reducción sustancial de la contaminación sonora; (iii) por la reducción de la generación de residuos, tales como los aceites quemados por los motores diésel y filtros de los motores a combustión; y (iv) por la reducción de los riesgos de contaminación del agua y de suelo por la gestión inadecuada de

dichos residuos. Asimismo, que la remediación de los pasivos ambientales contribuirá a la eliminación de lodos y suelos contaminados que no han sido atendidos por casi 20 años, eliminando así un riesgo de infiltración y contaminación de suelos y aguas; y por el tratamiento de los efluentes de las piscinas API manteniendo dentro de la norma los niveles de hidrocarburos en los cursos de agua receptores de las descargas.

En el Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS), preparado en el marco de la evaluación ambiental ex ante del proyecto, se plantearon las siguientes acciones: (i) cumplimiento de los requerimientos de la legislación ambiental, social y de salud y seguridad laboral aplicables para el proyecto; (ii) cumplimiento de las políticas operacionales del Banco aplicables al proyecto; (iii) coordinación permanente con el Banco para decisiones de cambio sustanciales en el proyecto que puedan implicar la generación de impactos ambientales o sociales adicionales no previstos; (iv) cumplimiento del procedimiento de regularización ambiental de la infraestructura de transporte del poliducto Esmeraldas–Quito, incluyendo las estaciones de bombeo ante la autoridad ambiental nacional; (v) obtención de otros permisos ambientales vinculados con la gestión ambiental de las estaciones de bombeo que hacen parte del proyecto; y (vi) implementación de acciones correctivas para la eliminación de pasivos ambientales existentes en la estación de Santo Domingo, así como mejoramiento de los sistemas de depuración de aguas residuales existentes en las EDB.

Para determinar la pertinencia, eficiencia, efectividad, impacto y sostenibilidad a la luz de los objetivos específicos ambientales y sociales que se plantearon en el proyecto, el Banco contrató una evaluación ex post independiente previo acuerdo con el OE. La metodología de la evaluación ambiental ex post del proyecto, se basó en: (i) identificar los resultados de las inversiones, el grado de cumplimiento de los objetivos planteados y la validez de las proyecciones ex ante, desde la perspectiva ambiental y social; (ii) verificar el cumplimiento de los procesos técnicos, administrativos y legales ambientales establecidos en la evaluación ex ante; (iii) determinar la contribución de la ejecución de iniciativas de gestión ambiental y social al logro de las políticas públicas; (iv) identificar las acciones correctivas para mejorar los procesos de inversión existentes y futuros; y, (v) formular lineamientos al proceso continuo de actualización de metodologías, capacitación, criterios de formulación y evaluación ex ante de futuros programas similares.

La evaluación ex post del proyecto muestra las siguientes intervenciones ambientales en las EDB: (i) se construyeron las trampas de grasa en hormigón armado, sellado de conexiones existentes, cunetas, cajas de revisión y conexiones, cimentación para la planta de tratamiento secundario y cubierta metálica-canales de ALL y bajantes, canalización de bajantes de agua, cubierta metálica API-proyección de aguas oleosas; (ii) se suministró e instaló una planta de tratamiento secundario (*Oil Water Separator*) en cada EDB para tratar el agua que sale del separador tipo API, removiendo las partículas de aceite consideradas como disueltas, con la finalidad de que la descarga final sea realizada bajo normas ambientales vigentes⁴¹; (iii) prevención y mitigación de impactos (supervisión de especificaciones-monitoreo ambiental), manejo de desechos sólidos (colocación de recipientes para clasificación), seguridad industrial y salud ocupacional (dotación de equipos de seguridad), programas de retiro (retiro de elementos provisionales).

De manera particular en la EDB Santo Domingo durante la fase de preparación del proyecto se identificó un área de pasivos ambientales formada por un grupo de 4 piscinas de acumulación de lodos de fondos de tanque sin cobertura de suelo y evidentes problemas de contaminación.

⁴¹ Se llevaron a cabo las pruebas de arranque de las plantas de tratamiento en todas las EDB, durante el primer semestre de 2015, utilizando una bomba temporal proveída por el contratista. Los equipos de bombeo especial para envío de efluentes de la piscina API a la planta, quedará instalada al cierre de 2015.

Como parte de las inversiones del proyecto, se eliminaron las cuatro piscinas, se llevó a cabo la limpieza y remediación del sitio, y se construyó una única piscina temporaria de recuperación de lodos provenientes de las cuatro EDB.

Finalmente, el informe de evaluación ambiental expost concluye que las intervenciones del proyecto en términos ambientales y sociales, concluye que la instalación de nuevos sistemas de bombeo eléctricos generan mínimos impactos ambientales y sociales negativos, considerando que las actividades de construcción e instalación de la infraestructura fueron realizadas al interior de las mismas estaciones de bombeo, en áreas ya intervenidas y disponibles sin afectar el ambiente externo.

La operación de los nuevos sistemas de bombeo instalados redundarán en beneficios no solo económicos en el transporte de derivados de hidrocarburos en el país, sino también, vistos desde la perspectiva ambiental en: (i) la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al sustituir motores a diésel por motores eléctricos; (ii) la reducción significativa de la generación de ruido ambiental; y (iii) la reducción sustancial de residuos sólidos y líquidos, así como la separación y correcta canalización de agua de lluvia a través de la nueva infraestructura.

IV. Hallazgos y Recomendaciones

4.1 Lógica Vertical

Los productos contemplados según Matriz de Resultados se cumplieron al confirmarse la instalación de 13 bombas eléctricas en las cuatro EDB. Los resultados evaluados se midieron como resultados del incremento en la operación de las bombas eléctricas existentes en las EDB Esmeraldas y el Santo Domingo, así como de la operación de las EDB Faisanes y El Corazón. La entrada en operación de las EDB Esmeraldas y Santo. Domingo aumentaran los beneficios esperados por encima de las metas alcanzadas en los resultados del proyecto.

Fue necesario precisar que para medir el resultado “capacidad de transporte en el poliducto Esmeraldas-Santo Domingo y Santo Domingo–Quito”, las metas se reportan en volumen promedio al día de combustible transportado por el poliducto (no como caudal), dado que este indicador depende de la demanda de combustibles, de la política de distribución, y de la capacidad de transporte. Se constató que los algoritmos y supuestos utilizados para calcular las emisiones de CO₂ de la línea de base durante el diseño del proyecto, no pudieron ser validados durante la evaluación final. El OE utilizó la metodología utilizada durante la evaluación de las emisiones de CO₂ contratada para la EDB Faisanes.

En cuanto al indicador de resultados “Parámetros de TPH en las descargas, reducidos”, se corrigió la línea de base y el valor meta según el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. La norma establece que la concentración de TPH en las descargas debe ser menor a 20 mg/l y en promedio anual menor a 15 mg/l.

4.2 Ejecución y Presupuesto

El atraso en la ejecución fue el riesgo evidente durante la ejecución del proyecto y que generó dos extensiones de la fecha de último desembolso del proyecto. Según el informe final del OE, el contratista de la obra mayor, la empresa MONTECZ no logró completar el trabajo de pre-comisionado y comisionado de las EDB Esmeraldas y Santo Domingo, los cuales están siendo terminados por PETROECUADOR. La terminación por mutuo acuerdo del contrato con

la empresa MONTECZ incluye una serie de penalizaciones por atraso⁴² que no permitieron continuar con los pagos respectivos como previsto. El Componente I que incluía la construcción de la obra mayor de modernización consideró un presupuesto de US\$57,1 millones (98,4%), de los cuales se pagaron US\$52,1 millones (89,8%) al cierre de la nueva fecha acordada de último desembolso. El Componente II incluía un presupuesto inicial de US\$900 mil (1,5%), de los cuales se pagaron efectivamente US\$1,8 millones (3,1%). El aumento en el costo del Componente I se debió básicamente al aumento en el costo de las obras de mejora de efluentes en las piscinas API y de la piscina de acopio temporario en la EDB Santo Domingo.

El OE no solicitó el desembolso de US\$250 mil que se encontraban en la cuenta del proyecto en el BID, y confirmó el retorno de US\$3,90 millones⁴³ que no pudieron ser ejecutados dentro de la fecha de último desembolso acordada con el Ministerio de Finanzas y el Banco.

El valor del aporte local pasó de US\$24,8 millones a US\$26,2 millones debido a obras adicionales en las EDB incluidas por el OE durante la ejecución del proyecto. El proceso de comisionado está siendo financiado por el OE con recursos propios y se espera sea equivalente al monto no utilizado del proyecto.

4.3 Experiencia general con la gestión del proyecto

La UGP reportó de manera continua atrasos en la ejecución del proyecto por problemas durante la adjudicación y ejecución de los contratos previstos. Algunos de los factores que afectaron el cronograma e influyeron en el logro de los resultados en el tiempo esperado fueron los siguientes: (i) hallazgos de tuberías en desuso en los sitios de construcción del proyecto no incluidos en la ingeniería en detalle, y que generaron el primer contrato complementario con la empresa MONTECZ⁴⁴; (ii) retrasos y paralización de actividades del contratista MONTECZ, por problemas técnicos y financieros; (iii) el primer proceso de contratación para las unidades LACT fue declarado desierto, lo cual afectó la fecha de entrega e instalación de los equipos⁴⁵; (iv) el primer proceso para la contratación de las piscinas de lodos y obras de mejora en el tratamiento de efluentes, fue declarado desierto, lo cual significó que el proceso de entrega recepción de las obras de tratamiento de efluentes se concluyeran en de julio de 2015; (v) cambios en el equipo de la UGP y su dedicación de tiempo completo; y (v) cambios continuos en la cabeza de la Gerencia de Transporte de PETROECUADOR que obstaculizó los procesos internos de toma de decisiones, ante incumplimientos por parte de los contratistas.

En lo referente a los sistemas de monitoreo financiero, en 2014 PETROECUADOR migró a un nuevo sistema contable. La transición provocó atrasos en la entrega oportuna de los estados financieros y en la justificación de montos ejecutados.

⁴² El 16 de octubre de 2014, fue la fecha concedida a la empresa MONTECZ para la terminación de las obras. Todo trabajo realizado a partir de dicha fecha, tenía una multa diaria por incumplimiento de contrato. El balance final no permitió al OE continuar con los pagos de planillas dado que las multas superaba los cobros por avance de trabajos.

⁴³ El 29 de diciembre de 2015 fue acreditado el monto de US\$ 3.905.539,20 en las cuentas del BID.

⁴⁴ El primer contrato complementario se firmó en octubre de 2013. El segundo contrato complementario se firmó en junio de 2014.

⁴⁵ El primer proceso de licitación fue declarado desierto por falta de claridad en las especificaciones técnicas de los equipos (CAN/CEC 1110-2012; CAN/CEC 1930-2012). El proceso de contratación de las Unidades de Medición LACT, concluyó en agosto de 2013 (CAN/CEC 788-2013), con la firma del contrato con ENDRESS+HAUSER INSTRUMENTS INTERNATIONAL AG. Los equipos fueron instalados en abril de 2015, una vez que se completaron los trabajos mecánicos, pruebas hidrostáticas y de tuberías en las EDB Esmeraldas y Santo Domingo. La instalación de estas unidades requirió la salida de operación del poliducto durante 48 horas para llevar a cabo el remplazo de unidades de medición. En julio de 2015 se suscribió con el contratista el acta entrega recepción de las unidades LACT instaladas y puestas en funcionamiento.

4.4 Evaluación de Impacto

El proyecto no se contempló la realización de una evaluación de impacto.

4.5 Asuntos no resueltos

Durante la inspección de las instalaciones se encontraron los siguientes aspectos: EDB El Corazón y Faisanes, detalles de acabados en la obra civil en bodegas y cuarto de control que no fueron concluidos por el contratista MONTECZ, pero que no afectan el funcionamiento del proyecto, ni el logro de los resultados. En la EDB Santo Domingo y Esmeraldas, las nuevas bombas eléctricas se encuentran instaladas y con comisionado pendiente de ser completado durante el primer semestre de 2016. Los servicios asociados al proceso de comisionado incluyen contratación del proveedor de los equipos eléctricos para validar el proceso de pruebas y arranque; obras eléctricas finales; y sincronización de equipos. Al igual que en las EDB Faisanes y El Corazón, se encontraron detalles de acabados en la obra civil que no fueron concluidos, pero que no afectan el funcionamiento de las EDB.

En las EDB, las cuatro plantas de tratamiento secundario de los efluentes de las piscinas API, entraran en operación continua a fines de 2015.

Tabla 4
Hallazgos y Recomendaciones

Hallazgos	Recomendaciones
Lógica Vertical	
Hallazgo #1. Indicador no adecuado para la medición de resultados en la MR.	Recomendación #1. Validar previo a la aprobación de la operación que los indicadores y sus unidades de medición midan el resultado, y su grado de correlación.
	Recomendación #2. Incorporar durante el diseño del proyecto las fuentes de información de donde se obtiene la línea de base, así como los algoritmos y supuestos utilizados para la construcción de los indicadores, con la finalidad de que al momento de preparar la evaluación final estos se puedan reconstruir y sean comparables en iguales condiciones.
Hallazgo #2. Falta de subproductos para un mejor monitoreo.	Recomendación #3. Durante el diseño de los proyectos fue necesario considerar el desglose de los subproductos para el monitoreo físico y financiero de los productos finales. Estos fueron incluidos durante la ejecución.
Ejecución y Presupuesto	
Hallazgo #3. Retrasos en la ejecución, por procesos declarados desierto, hallazgos que modifican contratos, demora interna en toma de decisiones.	Recomendación #4. Incorporar en la información para la toma de decisiones que presenta la Unidad de Gestión del Proyecto a las autoridades del OE, el costo de oportunidad incurrido por la demora en la ejecución de los contratos.
	Recomendación #5. Fortalecer a las UGP en la preparación de procesos licitatorios con políticas del Banco, para mitigar procesos de adquisición desierto.
	Recomendación #6. Revisar la pertinencia de incluir en los contratos de obras financiadas con recursos del Banco, penalizaciones que motiven la terminación oportuna de contratos con firmas que no logran demostrar la capacidad de ejecución comprometida.
Hallazgo #4. Fondos desembolsados no utilizados.	Recomendación #7. Mejorar los procesos de toma de decisiones críticas en el OE, ante incumplimientos por parte de los contratistas que resultan en el no uso de los recursos de financiamiento dentro de las fechas acordadas.
	Recomendación #8. Llevar a cabo talleres de actualización de riesgos acorde con la evolución del proyecto durante su ejecución.
Recomendación #1. Beneficios del proyecto y potencial de réplica.	Recomendación #9. Se constató con los resultados alcanzados al cierre del proyecto, la pertinencia y los beneficios derivados de la implementación de las inversiones. La modernización del poliducto se tradujo en mejora de su eficiencia operativa, ambiental y de condiciones de trabajo. Como parte de los resultados se confirmó la reducción en el costo de transporte de hidrocarburos al pasar a electricidad, lo cual responde a la estrategia nacional de desplazamiento de

	combustibles fósiles por electricidad, en este caso en el transporte de hidrocarburos por poliducto. La participación del Banco en este proyecto contribuyó además a mejorar las condiciones ambientales de operación de las EDB según las normas ambientales respectivas. Tradicionalmente el Banco no ha estado muy involucrado en el sector de hidrocarburos en la región. Sin embargo, el enfoque de esta operación focalizando acciones de eficiencia energética y mejora en la gestión ambiental, ha demostrado que puede ser una de las formas adecuadas para apoyar más activamente este sector.
Evaluación de Impacto	
N/A	N/A

Informe de Terminación de Proyecto

Programa Modernización de las Estaciones de Bombeo del Poliducto Esmeraldas-Quito.

EC-11040 / 2472/OC-EC

Efectividad en el Desarrollo		
Resumen		
I. Contribución Estratégica		
1. Objetivos de la Estrategia de Desarrollo del BID		
Programa de Préstamo	La intervención contribuye al programa de préstamos: 1) países pequeños y vulnerables; 2) apoyar las iniciativas de cambio climático, energía sostenible y sostenibles del medio ambiente.	
Metas Regionales de Desarrollo	La intervención contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 a través de la mejora en la eficiencia energética de los equipos de bombeo y la reducción en el consumo de diesel.	
Contribución a los Productos del Banco (Tal como se definen en el Marco de Resultados del Noveno Aumento)		
2. Objetivos de Desarrollo de la Estrategia de País		
Objetivo Estratégico del País (Matriz de Resultados)	La matriz estratégica de la EBP 2008-2011 identifica dentro de las prioridades la modernización del sistema estatal de exploración, extracción, refinación y comercialización de petróleo, así como la expansión de su capacidad y mejora de su eficiencia.	
Relevancia del proyecto a los retos de desarrollo del país (Si no se encuadra en la estrategia de país)		
III. Efectividad en el Desarrollo - Criterios Centrales		
Calificación promedio	Logro Alto	Peso
1. Efectividad	0.96	40.00%
Logro promedio de resultados atribuibles al proyecto	0.97	60.00%
Logro promedio de productos	0.96	40.00%
2. Eficiencia	1.00	30.00%
3. Relevancia	1.00	20.00%
4. Sostenibilidad	0.85	10.00%
III. Efectividad en el Desarrollo - Criterios No Centrales		
Contribución a los Objetivos de Desarrollo del Banco	Satisfactorio	
Contribución a los Objetivos de Desarrollo del País	Satisfactorio	
Cumplimiento con el Plan de Monitoreo y Evaluación	Satisfactorio	
Uso de Sistemas Nacionales	Satisfactorio	
Salvaguardas Ambientales y Sociales (implementación de medidas de mitigación)	Satisfactorio	
Nota de Efectividad en el Desarrollo		

El objetivo general del proyecto era contribuir a la modernización de PETROECUADOR, apoyando al sistema de transporte de productos refinados a través de la modernización de las Estaciones De Bombeo (EDB) de combustibles del poliducto Esmeraldas-Quito. Los objetivos específicos fueron: (i) incrementar la capacidad de bombeo de las estaciones; (ii) reducir el consumo de combustibles fósiles utilizado principalmente para el bombeo; (iii) reducir el costo de operación y mantenimiento; (iv) mitigar los impactos ambientales relacionados con el manejo de residuos y el uso de diésel.

La operación fue aprobada por el Directorio del Banco en fecha 1 de diciembre de 2010 y alcanzó la elegibilidad el 20 de junio de 2011. Los montos del préstamo comprendieron: USD 58 millones con recursos del contrato de préstamo y USD 24.8 millones con recursos de contraparte local. Hasta la fecha, el 92,8% del monto del préstamo fue ejecutado.

Efectividad. El documento detalla la lógica vertical que guió el diseño de la intervención, a través del dimensionamiento de los problemas identificados (poco desarrollo de la infraestructura de transporte de los derivados de petróleo que no acompañó el crecimiento de la demanda interna) y su vínculo con los productos planteados por la operación (modernización del poliducto entre Esmeraldas y Quito, particularmente de las EDB). Sobre la base del reporte de PMR, la operación cumplió con las metas establecidas para los indicadores de resultado y de producto, con excepción de aquellas relacionadas con el resultado de “emisiones de CO2 netas estimadas por barril transportado entre Esmeraldas y Quito” (76% de logro) y “capacidad de transporte en el caudal Santo Domingo-Quito” (79% de logro). Asimismo, no se alcanzó la meta para los productos de “fiscalización del montaje, obras e instalación de unidades LACT” (43% de logro) y “obras adicionales para el montaje de bombas” (67% de logro). El documento podría haberse fortalecido con una explicación acerca de los factores que ocasionaron el logro parcial de los productos antes mencionados. En cuanto a atribución, los cálculos técnicos reportados muestra la dependencia directa de los indicadores de resultado con los productos generados. Se destaca como la nueva infraestructura instalada incide directamente sobre la capacidad de transporte de hidrocarburos o potencia. Como el consumo anual de diésel responde directamente al cambio a motores eléctricos. Se muestra como las emisiones de CO2, así como los costos de energía, son cuantificados considerando la reducción de consumo de diésel. Finalmente, las descargas de hidrocarburos en términos de TPH se miden de manera directa en los puntos de descarga de las piscinas API de cada una de las EDB.

Eficiencia. El documento del PCR presenta un análisis costo beneficio expost que cuantifica: (i) beneficios operativos, a partir de ahorros en los costos de O&M de las EDB y reducción de los costos del transporte en auto-tanques; y (ii) beneficios ambientales por ahorro de emisiones de CO2 y menores costos de manejo de residuos de aceites y filtros. La evaluación confirma la eficiencia económica del proyecto y un análisis de sensibilidad muestra que los resultados son robustos a variaciones en los principales parámetros y proyecciones utilizadas. Este análisis podría haber sido fortalecido con una justificación más detallada sobre la selección de rangos de variación testeados, a fin de justificar si son pertinentes y esperables en el contexto país.

Relevancia. Se resalta la contribución del proyecto a las políticas del sector reflejadas en el Plan Estratégico 2014-2017 del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, dada su contribución a garantizar el suministro de derivados de petróleo, mejorar los niveles de eficiencia en el consumo de hidrocarburos, reducir el impacto ambiental y social en las actividades del sector, y elevar los niveles de modernización y desarrollo tecnológico en el sector. Adicionalmente, se destaca la contribución con las metas de la estrategia nacional de Cambio de la Matriz Energética del Ecuador, la cual promueve un incremento de la oferta eléctrica con energías renovables e intensifica el desplazamiento de combustibles fósiles por electricidad.

Sostenibilidad. Se identifican dos riesgos que podrían afectar la sostenibilidad futura de los resultados: (i) la culminación oportuna del comisionado y arranque de las unidades de bombeo de Esmeraldas y Santo Domingo; (ii) los cambios que pudiesen darse en la Gerencia General de PETROECUADOR y que afecten la entrada en operación de las EDB en el corto plazo. Si bien se menciona que ambos riesgos podrían haber sido mitigados dada la prioridad otorgada por el Gobierno a esta área y el posible involucramiento de varias autoridades en la revisión periódica de los avances en la operación del poliducto, la sección podría haberse fortalecido dando mayor precisión sobre los medios de verificación que ayuden a garantizar el cumplimiento de estas acciones.

Anexo Financiero

EC-L1040. Modernización de las Estaciones de bombeo del poliducto Esmeraldas-Quito

DETALLE DE DESEMBOLSOS

En la operación EC-L1040 durante su ejecución se procesaron solicitudes de desembolso tipo: reembolso de gastos efectuados, anticipo de fondos, justificación de gastos, cancelación parcial de fondos no ejecutados hasta la fecha de fin de desembolso y devolución de saldos no utilizados por el Ejecutor hasta la fecha de último desembolso.

El detalle de las transferencias es el siguiente:

Reembolso de Gastos Efectuados

Solicitud	Tipo	Monto	Fecha transferencia BID a Ministerio de Finanzas
1	Reembolso de gastos efectuados	\$ 14.100.000,00	8/30/2011
TOTAL		\$ 14.100.000,00	

Anticipo de Fondos al Ejecutor

Solicitud	Tipo	Monto	Fecha transferencia BID a Ministerio de Finanzas	Fecha de transferencia de Ministerio de Finanzas a EP PETROECUADOR
1	Anticipo	\$ 15.650.000,00	12/22/2011	7/19/2012
2	Anticipo	\$ 16.000.000,00	11/29/2012	2/25/2013
3	Anticipo	\$ 12.000.000,00	12/6/2013	1/14/2014
TOTAL		\$ 43.650.000,00		

Cancelación parcial de fondos no utilizados: corresponde al monto no utilizado hasta la fecha de último desembolso de la operación (3 de junio de 2015) que se encontraban disponibles en las cuentas del BID.

Solicitud	Tipo	Monto	Fecha transferencia
1	Cancelación parcial	\$ 250.000,00	6/3/2015
TOTAL		\$ 250.000,00	

Devolución de saldos no utilizados por el Ejecutor: corresponde al monto no utilizado hasta la fecha de último desembolso de la operación (3 de junio de 2015) que se encontraban disponibles en la cuenta exclusiva del proyecto en EP PETROECUADOR.

Total de Anticipos	\$ 43.650.000,00
Total de Justificaciones	\$ 39.744.460,80
Saldo en cuenta EP PETROECUADOR	\$ 3.905.539,20

Solicitud	Tipo	Monto	Fecha transferencia
1	Devolución de saldo no utilizado	\$ 3.905.539,20	12/29/2015
TOTAL		\$ 3.905.539,20	

En resumen, los recursos de financiamiento BID utilizados (ejecutados) en este programa ascienden a la cantidad cien mil y tres millones ochocientos cuarenta y cuatro mil cuatrocientos sesenta con 80/100 dólares americanos (USD **53.844.460,80**).

Solicitud	PRESUPUESTO	MONTO UTILIZADO
Financiamiento BID	\$ 58.000.000,00	
Reembolso		\$ 14.100.000,00
Anticipo		\$ 43.650.000,00
Devolución		\$ (3.905.539,20)
TOTAL	\$ 58.000.000,00	\$ 53.844.460,80

Y los recursos no utilizados de financiamiento BID ascienden a la cantidad de cuatro millones ciento cincuenta y cinco mil quinientos treinta y nueve con 20/100 (USD **4.155.539,20**)

Solicitud	MONTO NO UTILIZADO
Devolución de saldo no utilizado	\$ 3.905.539,20
Cancelación parcial	\$ 250.000,00
TOTAL	\$ 4.155.539,20

Fuente: Sistemas LMS reporte de transacciones LMS10 y Oficio de la Gerencia de transporte de EP PETROECUADOR Nro. 05573-PRY-DPP-TRA-NOR-2015 de fecha 24 de febrero de 2016