Documento del Banco Interamericano de Desarrollo

**Ecuador**

**Apoyo al Cambio de la Matriz Energética del Ecuador**

**EC-L1140**

**Plan de Monitoreo y Evaluación**

Este documento fue preparado por el equipo de proyecto integrado por: Jesús Tejeda (ENE/CEC), Jefe de Equipo; Arnaldo Vieira de Carvalho (INE/ENE), Co-Jefe de Equipo; Emilio Sawada (ENE/CUR); Alejandro Melandri (INE/ENE); Carlos Hinestrosa (INE/ENE); Wilkferg Vanegas (INE/ENE); Haydemar Cova (INE/ENE); Javier Díaz-Cassou (CAN/CEC); Leopoldo Avellan (CAN/CAN); Rafael Poveda (CAN/CEC); Javier Jiménez (LEG/SGO); bajo la supervisión de Ariel Yepez, Jefe Interino de la División de Energía (INE/ENE) y Morgan Doyle, Representante en Ecuador (CAN/CEC).

El presente documento contiene información confidencial comprendida en una o más de las diez excepciones de la Política de Acceso a Información y, por lo tanto, no se puede divulgar fuera del Banco. Está disponible únicamente para un grupo restringido de personas dentro del Banco.

1. **Introducción**

El Programa que constituye la primera operación de un Préstamo Programático Basado en Política (PBP) de tres fases, tiene como objetivo apoyar al país en el cambio de su matriz energética, y así contribuir a la consolidación de las cuentas fiscales y externas, a través de la disminución de las importaciones de derivados de petróleo y sustitución de subsidios asociados. Los objetivos específicos del primer programático son apoyar: (i) el establecimiento de las condiciones para la implementación efectiva de las acciones bajo el cambio de la matriz energética; (ii) el fortalecimiento de las condiciones para responder a la demanda del servicio eléctrico; y (iii) el inicio de compromisos de país para el intercambio de mayor energía eléctrica en la región.

La presente operación contribuirá a mantener la liquidez en un contexto de robustas inversiones y apoyará los cambios institucionales necesarios para maximizar el impacto positivo de dichas inversiones. Las siguientes etapas del Programa que se ejecutarán en 2015 y 2016, contribuirán a la consolidación de las acciones emprendidas para alcanzar las metas esperadas de reducción del consumo e importación de derivados de petróleo.

El presente Plan de Monitoreo y Evaluación establece los ( se tienen que incluir todos los indicadores) indicadores de seguimiento de Productos y Resultados, así como la metodología de evaluación, la cual consistirá entre otros, en una evaluación económica de tipo Análisis Costo Beneficio ex post (CBA).

1. **Seguimiento**

Los productos del Programa corresponden a las condiciones de Política detalladas en la Matriz de Políticas y en la de Medios de Verificación, por consiguiente, el monitoreo del cumplimiento de los productos de este PBL se realizó de manera ex – ante y no requerirá nuevos instrumentos de coordinación, establecimiento de un plan de trabajo o presupuesto previos al desembolso.

El BID y el GdE acordaron usar el Informe de Seguimiento de Progreso (PMR) para el seguimiento de las condiciones de políticas y el avance de los resultados del proyecto.

1. Indicadores de Producto

Los indicadores de productos definidos como las condiciones de política y sus respectivos medios de verificación se encuentran descritos en la Tabla 1. Dado que estos productos son alcanzados una vez que se realiza el desembolso se obvia la parte de la frecuencia de medición.

**Tabla 1. Compromisos de políticas (productos) para la primera operación del Programa**

| **Productos del primer tramo** | **Linea base** | **Meta** | **Medios de verificación** |
| --- | --- | --- | --- |
| **2014** | **2015** |
| **I. Estabilidad Macroeconómica** | | | |
| Marco macroeconómico consistente con los objetivos del Programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial. | 0 | 1 | Evaluación Independiente de Condiciones Macroeconómicas (IAMC) vigente al momento de solicitar el desembolso |
| **Sector energético sostenible** | | | |
| Dictamen de la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) de la iniciativa para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial, aprobado. | 0 | 1 | Oficio favorable emitido por la Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), del Plan para la sustitución del uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad en el sector residencial. |
| Alcance del proyecto de política del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) para la Sustitución de subsidio al GLP por Electricidad con alcance en la población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico, diseñado. | 0 | 1 | Oficio del Ministro de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) al Ministro de Finanzas donde se adjuntan los términos de referencia que especifican el alcance del proyecto de políticas de sustitución de subsidio GLP-Electricidad en la población vulnerable sin acceso al servicio eléctrico. |
| Esquema tarifario[[1]](#footnote-2) para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico, diseñado y aprobado. | 0 | 1 | Resolución del directorio del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) del esquema tarifario para la transición de GLP a electricidad en el sector residencial con acceso al servicio eléctrico. |
| Política *para la Optimización de la Generación Eléctrica (OGE&EE) en la actividad hidrocarburífera*[[2]](#footnote-3), diseñada por PETROAMAZONAS en acuerdo con el MRNNR, en ejecución. | 0 | 1 | Oficio del Ministro de Recursos Naturales No Renovables (MRNNR) al Ministro de Finanzas en donde se adjunte el reporte de la iniciativa OGE, publicado a través del sistema de Gobierno por Resultados (GPR), que demuestre la reducción del consumo de diésel según meta anual. |
| Agenda Nacional de Energía del Ecuador, propuesta metodológica aprobada. | 0 | 1 | Propuesta metodológica de la Agenda Nacional de Energía del Ecuador aprobada por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE). |
| Balance Energético Nacional -BEN 2014[[3]](#footnote-4), elaborado y publicado | 0 | 1 | Publicación en el sitio internet del MICSE del BEN 2014. |
| **Fortalecimiento del subsector eléctrico** | | | |
| Resolución del CONELEC del Plan de Expansión y Desarrollo del Sistema Nacional Eléctrico 2013-2022, aprobado. | 0 | 1 | Plan de Expansión y Desarrollo del Sistema Nacional Eléctrico (PME 2013-2022), publicado en el sitio internet del CONELEC. |
| Proyecto de ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), presentada a la Asamblea Nacional y aprobada | 0 | 1 | Oficio de la Asamblea Nacional dirigido al Poder Ejecutivo (PE) con la aprobación del proyecto de LOSPEE. |
| Política de reducción del déficit tarifario mediante el aumento de la tarifa eléctrica, aprobado por el CONELEC[[4]](#footnote-5) | 0 | 1 | Resolución CONELEC No. 041/14 con la aprobación del Pliego Tarifario 2014, donde se aprueba el aumento de la tarifa. |
| Acuerdo Ministerial para la creación del Comité Interinstitucional para la implementación del Programa Nacional de Redes Inteligentes aprobado. | 0 | 1 | Acuerdo Ministerial del MEER donde se aprueba la creación de Comité Interinstitucional del Programa Nacional de Redes Inteligentes (REDIE). |
| Dictamen de prioridad emitido por la SENPLADES para el desarrollo del Programa de Mejoramiento de la Distribución (PMD), que facilite la implementación del Programa Nacional de Cocción Eficiente (PNCE), aprobado y primera etapa[[5]](#footnote-6) en ejecución. | 0 | 1 | Dictamen de la SENPLADES donde se acuerda la prioridad para la implementación del PMD y reporte de avance de la primera etapa del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSND) aprobado por el MEER. |
| Metodología de sostenibilidad para el financiamiento de proyectos de electrificación rural aislada, preparada y aprobada por el MEER. | 0 | 1 | Oficio de aprobación por el MEER, de la metodología para la selección de proyectos de electrificación rural aislada para financiamiento. |
| Metodología de sostenibilidad[[6]](#footnote-7) para el financiamiento de proyectos de electrificación rural 2013-2014 con extensión de red, implementada. |  |  | Informe de evaluación aprobado por el MEER de proyectos seleccionados a través del uso de una metodología costo eficiencia para financiamiento. |
| Estrategia para la evaluación de impacto de proyectos de electrificación rural, aprobada y en proceso de implementación. |  |  | Oficio del MEER donde se aprueba la estrategia para la implementación de una evaluación de impacto de proyectos FERUM aprobada por el MEER. |
| **III. Apoyo a la integración eléctrica regional** | | | |
| Acuerdo binacional del alcance del anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión Ecuador-Perú, alcanzado. | 0 | 1 | Acta de aprobación de términos de referencia socializados entre los dos países para estudios de anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión Ecuador - Perú. |
| Acta de aprobación de términos de referencia socializados entre los dos países para estudios de anteproyecto de una línea de transmisión en alta tensión (500 kV) para la interconexión Ecuador - Perú. | 0 | 1 | Informe de acuerdo binacional suministrado por el CONELEC de la propuesta de armonización normativa que intensifica el intercambio de electricidad con Perú en la conexión existente a 230 kV. |

1. **Evaluación**

En esta sección se presenta la metodología para la evaluación de los resultados del Programa, y se incluyen, entre otros aspectos, las principales preguntas de evaluación, los indicadores de resultados, la metodología para la recolección de datos y análisis económico expost, el plan de trabajo y el presupuesto.

## Principales preguntas de evaluación

El propósito de la evaluación es analizar los resultados del Programa, los cuales están orientados al cambio de la matriz energética de Ecuador y la consolidación de las cuentas fiscales y externas, a través de la disminución de las importaciones de derivados de petróleo y sustitución de subsidios asociados.

A continuación se enuncian las principales preguntas con las que se pretende evaluar el desarrollo del Programa:

1. *¿El país cuenta con una matriz energética más limpia con una mayor participación de energías renovables y menor consumo de hidrocarburos líquidos en la generación eléctrica?*
2. ¿*Se han reducido las importaciones de derivados del petróleo, incluyendo las que son destinados para la generación eléctrica?*
3. *¿Se ha aumentado la sostenibilidad del sector eléctrico?*
4. *¿Han sido reducidos los subsidios asociados al consumo de GLP?*
5. *¿Se ha mejorado la prestación del servicio eléctrico en el país en términos de confiabilidad?*
6. *¿Se ha propiciado un mayor intercambio de energía eléctrica entre Ecuador y Perú?*
7. *¿Ecuador ha contribuido a la mitigación del cambio climático a través de la reducción de emisiones de CO2. Producto de la generación eléctrica?*

## Conocimiento existente – evaluación económica

**Análisis sobre el impacto macroeconómico de la transformación de la matriz energética ecuatoriana.** El Banco contrató en el 2014 una firma local para la realización de un análisis[[7]](#footnote-8) sobre el impacto macroeconómico de la transformación de la matriz energética ecuatoriana. El estudio se centró en el análisis de la reducción del uso de combustibles fósiles líquidos para la generación eléctrica, la reducción en el consumo de GLP en el sector residencial, la sustitución del subsidio al GLP por electricidad y el efecto del aumento tarifario. El análisis incluyó información histórica 2007-2013 y proyectada 2014-2023. Los principales resultados y conclusiones resultantes del estudio se describen a continuación:

1. Al 2013 la producción de derivados de petróleo alcanzó 28 millones BEP y las importaciones 37 millones BEP. El consumo en la generación eléctrica sumó 19 millones BEP. En los últimos años los precios de venta de los hidrocarburos se mantuvieron por encima o igual al costo de producción. Sin embargo, los precios de venta en terminal no han variado lo cual a partir de 2013 muestra un déficit en la venta de algunos combustibles producidos nacionalmente. Parte del diésel y naftas utilizadas en la generación son importadas. Los precios de importación de todos los hidrocarburos es mayor que los precio de venta en terminal, lo cual induce a subsidios en el consumo nacional. El subsidio asociado al consumo de derivados en 2013 se ubicó en aproximadamente en US$182 millones.
2. En el mismo año, el consumo de GLP en la cocción alcanzó 9 millones BEP. El 21% de la oferta nacional de GLP es producida localmente y 79% es importada. El precio de venta del GPL se ha mantenido históricamente por debajo de su precio de importación y el costo de producción nacional. El subsidio asociado al consumo de este combustible por el sector residencial alcanzó US$657 millones.

**Tabla 2. Datos históricos 2013**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2013** | **PRODUCCION**  **Miles BEP** | **IMPORTACION**  **Miles BEP** | **CONSUMO GENERACION**  **Miles BEP** | **COSTO PRODUCCION**  **US$/BEP** | **PRECIO Import.**  **US$/BEP** | **PRECIO VENTA**  **US$/BEP** | **SUBSIDIO GEN.**  **Miles US$** |
| Fuel oil 4 | 8,818 | 0,0 | 8,954 | 23.27 | 0,0 | 23.08 | 1,729.8 |
| Fuel oil 6 | 10,765 | 0,0 | 4,562 | 33.70 | 0,0 | 27.15 | 29,904.3 |
| Diésel | 6,943 | 20,841 | 2,289 | 16.21 | 133.22 | 40.66 | 158,933 |
| Nafta | 0,0 | 16,006 | 54 | 0,0 | 131.68 | 37.60 | 5,063.0 |
| Gas nat. | 1,394 | 0,0 | 2,794 | 18.14 | 0,0 | 18.14 | 0.0 |
| **TOTAL** | **27,920** | **36,847** | **18,653** | **-----** | **-------** | **-------** | **181,644.9** |
| GLP | 1.912 | 7,023 | 8,935 | 37.59 | 78.94 | 12.11 | 656,885 |
| Gen. Diésel Hidrocarb. | ---- | ---- | 8,923 | ---- | 133.22 |  | 578,139 |

1. La iniciativa - *Cambio de la Matriz Energética del Ecuador* - anunciada en los documentos rectores del Gobierno y del sector, pretende sentar las bases para la reducción del consumo e importación de derivados, la sustitución de subsidios asociados al GLP y la mejora de la producción local de derivados.
2. El proceso de cambio de la matriz energética implica inversiones cuantiosas en generación, transmisión y distribución, esperando los primeros resultados al 2017 y al final del periodo de análisis, 2022. Al analizar los escenarios sin cambio de la matriz energética y con cambio al 2017, la contribución neta de la iniciativa es la siguiente:
   1. **Contribución neta por reducción de las importaciones de derivados usados en la generación**. Con la implementación de la iniciativa, se dejaría de importar 8 millones BEP de derivados, se contaría con la posibilidad de exportar excedentes ya no utilizados por 15 millones BEP, generando una contribución neta igual a US$2.542 millones en 2017.
   2. **Contribución neta en la reducción del déficit fiscal por reducción del consumo de derivados y sustitución de subsidios**. Con la implementación de la iniciativa se generaría ahorros fiscales netos por US$573 millones en 2017.
   3. **Contribución por reducción de GLP en la Balanza comercial y en la reducción de déficit fiscal.** La reducción del consumo de GLP en el sector residencial resultaría en disminución neta de las importaciones por 5,4 millones BEP, equivalente a US$390 millones. El impacto fiscal neto equivale a US$502 millones en 2017.
   4. **Impacto del incremento tarifario.** El GdE anunció el incremento generalizado de la tarifa eléctrica en 2014, lo cual se espera genere ahorros fiscales netos de US$149 millones anuales hasta el 2018. Los ahorros serán superiores una vez que el subsidio temporal de transición que implicará el desplazamiento de GLP a electricidad expire.

**Tabla 3. Contribución neta de la generación a la Balanza**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2017** | **Se deja de importar Miles BEP** | **Se export.**  **Miles BEP** | **Se deja import.**  **US$/BEP** | **Se export**  **Miles US$** | **Contribución neta Balanza**  **Miles US$** |
| Fuel oil 4 | 3,139 | 4,590 | 375,769 | 549,469 | 925,238 |
| Fuel oil 6 | 516 | 10,306 | 47,544 | 949,595 | 997,139 |
| Diésel | 4,835 |  | 620,572 |  | 520,572 |
| Nafta | 152 |  | 14,342 |  | 14,342 |
| **TOTAL** | **8,088** | **14,896** | **1,043,591** | **1,499,064** | **2,542,655** |
| GLP | 5,473 |  | 389,787 |  | 389,787 |
| Gen. Diésel Hidrocarb. | 3,099 | 0,0 | 397,756 | 0,0 | 397,756 |

**Tabla 4. Contribución neta de la generación a reducción subsidio**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **2017** | **Subsidio 1-C/Proyecto** | **Subsidio 2-S/Proyecto** | **Contribución neta subsidio**  **Miles US$** |
| uel oil 4 | 6,812 | 37,343 | 30,531 |
| Fuel oil 6 | 23,991 | 145,528 | 121,537 |
| Diésel | 8,454 | 415,290 | 406,836 |
| Nafta | - | 14,372 | 14,372 |
| **TOTAL** | **39,257** | **612,533** | **573,276** |
| GLP | 0,0 | 502,817 | 502,817 |
| Gen. Diésel Hidrocarb. | 291,945 | 563,749 | 271,804 |

**Tabla 5. Subsidio por uso de cocinas de inducción**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **2017** | **Consumo subsidiado kWh\*** | **Diferencial tarifa subsidiada US$/kWh** | **Total subsidio Miles US$** | **Ingreso adicional país por incremento tarifario**  **Miles US$\*\*** | **Beneficio neto**  **Miles US$** |
| GLP | 2,886,583,200 | 0.0595 | 171,752 | 321,130 | 149,378 |

\*equivale al 80% del consumo eléctrico por cocinas de inducción a US$0.04/kWh

\*\*Se refiere a todo el ingreso por consumo eléctrico en el país a partir del incremento tarifario en junio 2014.

**Análisis Costo-Beneficio ex-ante (CBA).**

De la misma manera, el Banco preparó una evaluación económica de Análisis Costo-Beneficio ex-ante (CBA) durante la preparación de esta operación. La evaluación económica se hizo para dos componentes:

1. Las inversiones necesarias para transformar la matriz energética mediante la sustitución de combustibles líquidos; y
2. La racionalización del consumo de GLP.

*Evaluación de la transformación de la matriz energética.* Dicha transformación lleva al parque generador de una proporción de 54% entre hidro y renovables en 2012 a 85% entre hidro y renovables en 2022. Los beneficios asociados con la transformación de la matriz incluyen: (i) los ahorros de combustible por sustitución de generación térmica, (ii) los ahorros en costos de administración, operación y mantenimiento, (iii) los ahorros por sustitución de GLP por electricidad, y (iv) los ahorros asociados con las emisiones de carbono. La Tabla 6 resume los beneficios brutos del programa de transformación de la matriz.

Tabla 6. Resumen de Beneficios Brutos de la Transformación de la Matriz Energética (M$)



Los costos asociados con la transformación de la matriz energética incluyen: (i) costos de inversión en nuevas centrales de generación, (ii) costos incrementales de transmisión y distribución asociados con la transformación de la matriz, y (iii) costos de cocinas de inducción. La Tabla 7 resume los costos correspondientes.

Tabla 7. Costos de Inversión Asociados con la Transformación de la Matriz Energética (M$)



El resultado del caso base de la evaluación estima una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 23% y un Valor Presente Neto (VPN) de US$7.136 millones con una tasa de descuento de 12%. Un análisis de sensibilidad modificando parámetros como costos de inversión y el costo térmico arrojó TIRs que van desde 20% hasta 23%. Los beneficios asociados con los ahorros de combustible constituyen entre 65% y 70% de los beneficios totales, seguidos por los beneficios asociados con la sustitución de GLP (22% a 30%); los ahorros asociados con los costos de AOM y de emisiones de carbono son relativamente modestos. A continuación se presenta un resumen de los beneficios netos esperados:

Tabla 8. Secuencia de beneficios netos M$)



*Evaluación de la racionalización del consumo de GLP.*De igual manera, se demostró que el programa de reemplazo de GLP por electricidad tiene beneficios como: la reducción del consumo ineficiente inducido por el subsidio al GLP, la optimización de las cantidades de electricidad consumidas y la eliminación del contrabando. Los costos asociados con la racionalización del uso de GLP comprenden (i) las inversiones en equipos de los usuarios (cocinas e instalaciones internas) para sustituir el GLP por electricidad, y (ii) el costo de la energía eléctrica necesaria para sustituir el GLP (generación, transmisión y distribución). La Tabla 9 resume los beneficios y costos correspondientes.

Tabla 9. Beneficios y Costos de la Política de Sustitución de GLP



El resultado del caso base de la evaluación arroja una TIR de 14% y un VPN de US$16 millones. Un análisis de sensibilidad modificando parámetros como la elasticidad-precio del GLP, la electricidad y la reducción parcial del contrabando muestra una TIR que va hasta 26%.



## Principales indicadores de resultados

Los principales indicadores de resultados a ser evaluados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10: Indicadores de resultados

| **Objetivos** | **Resultados** | **Indicador** | **Línea base (2013)** | **Meta**  **(2018)** | **Medios de verificación** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **I. Marco General de Políticos Macroeconómicas** | | | | | |
| Marco General de Políticas Macroeconómicas estable. | Marco macroeconómico consistente con los objetivos del Programa y con los lineamientos establecidos en la carta de política sectorial. | Opinión técnica FMI - Marco macroeconómico estable. | 1 | 1 | Consulta Artículo IV del FMI |
| **II. Sector energético sostenible** | | | | | |
| Definición de una estrategia e implementación de acciones encaminadas a la reducción del consumo y sustitución de subsidios asociados a combustibles fósiles en el sector residencial y en la generación eléctrica. | Reducción de las importaciones de derivados de petróleo. | Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) de combustibles derivados del petróleo importado anualmente (Millones BEP). | 36,8 | 25 | Estadísticas Banco Central del Ecuador |
| Reducción de CO2. | Emisiones de CO2 anuales (Ton eq. CO2). | 3,7 | 2,0 | Balance Energético Nacional - MISE |
| Reducción de los subsidios asociados al consumo de GLP. | Subsidio anual asociado al consumo de GLP en el país (US$ millones) | 676,807 | 406.084[[8]](#footnote-9) | Estadísticas Banco Central del Ecuador |
| **III. Fortalecimiento del subsector eléctrico** | | | | | |
| Reducción del consumo de combustibles líquidos para la generación y expansión de la capacidad de generación con fuentes renovables y gas natural. | Reducción del consumo de hidrocarburos líquidos en la generación eléctrica. | Volumen anual de combustibles líquidos utilizados en la generación eléctrica (Millones BEP). | 37 | 22[[9]](#footnote-10) | Informe CENACE |
| Matriz de generación eléctrica diversificada y con mayor participación de energías renovables. | % de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables[[10]](#footnote-11) . | 62 | 75 | Plan Maestro de Electrificación vigente – CONELC |
| % de energía eléctrica generada a partir de gas natural. | 9.9 | 15 | Plan Maestro de Electrificación vigente – CONELC |
| Modernización del subsector eléctrico para mejorar su sostenibilidad, confiabilidad y facilitar la incorporación de nuevas cargas que resultan del cambio de la matriz energética. | Reducir las pérdidas de energía eléctricas en el Sistema Nacional de Distribución Eléctrica | Índice de pérdidas totales de energía eléctricas (%). | 12.7 | 12.1 | Informe MEER |
| Aumentar la sostenibilidad del servicio eléctrico | Índice nacional de recuperación de efectivo (CRI)[[11]](#footnote-12) | 78 | 80 | Informe MEER |
| Aumentar el acceso a la energía eléctrica en zonas rurales | Número de nuevas familias beneficiadas con acceso o mejoras del servicio eléctrico en zonas rurales y urbano marginales. | 0,0 | 89,314 | Informe MEER |
| Aumentar la confiabilidad del Sistema Nacional de Distribución Eléctrica (SND) | Frecuencia Media de Interrupciones (FMIk) del SND (*Número de fallas por kVA*). | 13,72 | 9,6 | Informe MEER |
| **IV. Apoyo a la integración eléctrica regional** | | | | | |
| Desarrollo del marco regulatorio que facilite las transacciones comerciales en la región. | Incremento de las exportaciones de electricidad Ecuador a Perú | Electricidad exportada anualmente de Ecuador a Perú (GWh) | 0.5 | 2.0 | Informe CONELEC |

## Metodología de evaluación

Con el objetivo de evaluar el alcance de los resultados previstos para el Programa, el BID preparará una evaluación de los resultados a efectuarse durante el segundo semestre de 2017. La evaluación realizará una revisión cualitativa de los resultados del Programa siguiendo los lineamientos para la preparación de los Reportes de Finalización del Programa (PCR por sus siglas en inglés). La evaluación será preparada al término de la última fase del Programa y tomará como base las previsiones de la Matriz de Resultados y la Matriz de Compromisos de Políticas.

Adicionalmente, el Banco llevará a cabo en el primer semestre de 2018, un análisis económico de costo-beneficio ex–post que analizará los resultados del Programa a partir de los supuestos que determinaron su conveniencia durante el diseño. Para ello, al análisis económico usará como punto de partida el último análisis económico de costo-beneficio preparado para el último tramo del Programa[[12]](#footnote-13), así como la información recopilada por el ejecutor durante la medición del avance de indicadores de resultados.

La evaluación económica será consistente con las matrices de política y de resultados y se concentrará en los siguientes puntos:

1. **Evaluación de las inversiones en centrales hidroeléctricas orientadas a transformar la matriz energética con la sustitución de combustibles líquidos.** Los beneficios se evaluarán con base en la diferencia de costos asociados entre el escenario contrafactual definido durante la preparación del ACB ex ante (**costos de combustible, operación y mantenimiento, emisiones, costos de GLP no sustituidos**) y los costos equivalentes arrojados por el escenario del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME).

Los costos estarán representados por: i) costos de inversión del parque generador previsto en el PME; ii) costos de inversión incrementales de transmisión del plan del PME con relación al escenario contrafactual, los cuales están constituidos por las inversiones en las redes de 500kV y otras inversiones en transmisión asociadas con el aumento de demanda de la sustitución de GLP por electricidad; iii) costos de inversión incrementales de distribución con relación al escenario contrafactual, los cuales están constituidos por las inversiones necesarias para enfrentar el aumento de demanda de las cocinas de inducción; y iv) los costos de las cocinas de inducción.

1. **Evaluación de la política de sustitución de GLP por electricidad.** Los beneficios a ser considerados en la evaluación de este punto serán: i) la reducción del valor de consumo ineficiente inducido por el subsidio al GLP; ii) el mayor excedente del consumidor asociado con el mayor suministro de electricidad; y ii) la eliminación del contrabando.

Los costos asociados con la política a ser considerados comprenden, entre otros: i) la inversión en cocinas de inducción y las inversiones en las instalaciones de los usuarios para instalar los nuevos equipos (instalación trifásica); ii) los costos de generación asociados con la energía eléctrica necesaria para atender la demanda de las cocinas; y iii) los costos de transmisión y distribución para atender la demanda adicional. Los costos incurridos en la implementación de la política misma (estudios, decreto, reglamento) no se consideraron significativos en el ACB ex ante por lo que no serán considerados para la evaluación ex-post.

Para ambos casos se llevará a cabo un análisis de sensibilidad que considerará, entre otros: (i) la penetración efectiva del programa de cocinas eficientes; (ii) las variaciones presentadas y proyección de los precios de los combustibles fósiles, (iii) el nivel de contrabando de GLP.

## Recopilación de información

La Agencia Ejecutora del Programa es el Ministerio de Finanzas (MF) el MF. El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNR) son las instituciones responsables del sector. El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) es el organismo regulador del subsector eléctrico. El Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE) es la institución encargada de coordinar las acciones de política de éste y otros sectores estratégicos.

Dadas las prioridades de los compromisos de política del programa para el sector y su impacto en el contexto nacional, el GdE a través del MF integró un equipo de coordinación sectorial que acompaña el diseño del programa y el cumplimiento de los compromisos de política a través de sus medios de verificación.

En su carácter de ejecutor, el Ministerio de Finanzas será responsable de: i) proveer evidencia de que los compromisos de política han sido cumplidos y cualquier otra evidencia relacionada con el Programa que el BID necesite para aprobar el desembolso respectivo; ii) apoyar las acciones que se requieran para la continuidad en el cumplimiento del Programa; iii) una vez que los desembolsos del Programa hayan sido asegurados, recabar la información de los indicadores de desempeño, de tal forma que el GdE y el BID puedan evaluar sus resultados.

Durante el segundo semestre de 2017, el BID contratará consultores individuales para la preparación de la evaluación final. El ACB ex post se desarrollará entre enero y marzo de 2018, con el financiamiento y siguiendo la metodología básica descrita previamente.

Para la preparación de la evaluación final y del ACB ex post, se usarán al menos las siguientes fuentes de información:

1. Informes de cumplimiento de los compromisos de políticas para los tramos I, II y III del Programa. Estos informes será preparados por el Banco después de recibir por parte del GdE los medios de verificación considerados en la matriz de políticas[[13]](#footnote-14).
2. Proyecciones del impacto macroeconómico de la transformación de la matriz energética ecuatoriana preparado por el Banco contrató en 2014.
3. Presentación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable indicando los costos finales asociados a: i) las inversiones en centrales hidroeléctricas orientadas a transformar la matriz energética con la sustitución de combustibles líquidos; ii) los costos de inversión del parque generador; iii) los costos de inversión de transmisión; iv) los costos de inversión en distribución; y v) los costos de las cocinas de inducción. Esta información será presentada al Banco durante la preparación de la evaluación final del Programa.
4. Estadísticas anuales del Banco Central del Ecuador con la información correspondientes a la reducción de las importaciones de derivados de petróleo y el valor de los subsidios asociados al consumo de GLP otorgados en 2014, 2015, 2016 y 2017.
5. Balance Energético Nacional para los años 2014, 2015, 2016 y 2017, en el cual se presenten datos sobre Reducción de emisiones de CO2 y porcentaje de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y Gas Natural.

## Información de los resultados

Los resultados de la evaluación final y el ACB ex post serán publicados en la página web del Banco con previo consentimiento del MF, mientras que los informes de progreso serán publicados confidencialmente en IDBDOCs.

## Coordinación, plan de trabajo y presupuesto.

El Costo total del plan de evaluación es US$140,000. El BID contratara un consultor independiente para la preparación del Informe de Terminación del Programa, una firma consultora independiente para la actualización del Análisis del Impacto Macroeconómico de la Transformación de Matriz Energética, y un consultor independiente (economista) para la preparación del Análisis de Costo Beneficio ex post (ACB). Los costos asociados al monitoreo y evaluación del programa serán financiados con recursos de Cooperación Técnica (TC) gestionados por el Banco. Los resultados de las anteriores consultorías serán validados en coordinación con la Agencia Ejecutora.

El prestatario será responsable de cooperar en todos los asuntos relacionados con la evaluación del Programa por parte del BID.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Actividad** | **2015** | | | | **2016** | | | | **2017** | | | | **2018** | | | | **Responsable** | **Costo** | **Financiamiento** |
| **Q1** | **Q2** | **Q3** | **Q4** | **Q1** | **Q2** | **Q3** | **Q4** | **Q1** | **Q2** | **Q3** | **Q4** | **Q1** | **Q2** | **Q3** | **Q4** |
| Preparación de los informes de cumplimiento de los compromisos de políticas |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $10,000.00 | BID |
| Reuniones de seguimiento al cumplimiento de los compromisos de políticas |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $25,000.00 | BID |
| Revisión y aprobación de los medios de verificación |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $20,000.00 | BID |
| Preparación del reporte de Terminación del Programa (PCR) |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $25,000.00 | BID |
| Aprobación del PCR |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $5,000.00 | BID |
| Preparación del análisis económico ex post |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Preparación de ToRs y selección y contratación del consultor |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $2,000.00 | BID |
| Recopilación y análisis de información |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $10,000.00 | BID |
| Aprobación del análisis económico. |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | BID | $18,000.00 | BID |
| **Total** |  | | | | | | | | | | | | | | | | | **$115,000.00** |  |

1. Incluye cargo cero por consumo de los primeros 80 kVh hasta el año 2018 a los usuarios del Programa de desplazamiento del uso GLP por electricidad en el sector residencial. [↑](#footnote-ref-2)
2. El desplazamiento de diésel se da bajo la iniciativa OGE&EE y que tiene como objetivo disminuir el uso de diésel en la actividad hidrocarburífera. Su cumplimiento se mide contra objetivos definidos al inicio de cada año. [↑](#footnote-ref-3)
3. Con información del sector al 2013. [↑](#footnote-ref-4)
4. El nuevo pliego implica el alza de la tarifa eléctrica de US$0,01 para los consumidores residenciales y de US$0,02 para los clientes comerciales e industriales. [↑](#footnote-ref-5)
5. El PMD se financia a través del Programa Nacional para el Reforzamiento del Sistema de Distribución Eléctrica (PRSND), e incluye tres etapas con un costo total aproximado de US$500. [↑](#footnote-ref-6)
6. La metodología de sostenibilidad está basada en un análisis costo beneficio de los proyectos a ser financiados donde las condiciones de entrada son: (i) VP facturación ≥ Costo O&M; y (ii) TIRE ≥12%. [↑](#footnote-ref-7)
7. ECONÓMICA. Análisis del Impacto Macroeconómico de la Transformación de Matriz Energética. <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164830> <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=39164838> [↑](#footnote-ref-8)
8. De acuerdo al estudio: *Hábitos de cocción en Ecuador 2014, financiado por el BID*; a través del Programa Nacional de Cocción Eficiente del GdE, se prevé que en el corto plazo, por lo menos el 40% de los clientes residenciales habrá remplazado al uso de GLP por electricidad a través del uso de cocinas de inducción, reduciendo en esta proporción los subsidios asociados al consumo de este hidrocarburo. [↑](#footnote-ref-9)
9. En 2017, con cambio de la matriz energética el consumo de derivados en la generación sumaria 22,0mn BEP. Sin cambio de la matriz energética el consumo asciende a 37mn BEP. La diferencia es la contribución neta en reducción. [↑](#footnote-ref-10)
10. Se considera la generación en 2012: hidroeléctrica (11.837 GVh/año); ERNC (296 GVh/año), térmica (6.945 GVh/año) [↑](#footnote-ref-11)
11. El CRI correlaciona el nivel de cobranza o facturación y el nivel de pérdidas eléctricas totales [↑](#footnote-ref-12)
12. Se estima que el ACB para el tercer tramo será completado en el primer trimestre de 2016, [↑](#footnote-ref-13)
13. Los medios de verificación proveerán reportes de avance y seguimiento del programa RSND [↑](#footnote-ref-14)