

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PANAMÁ

PROGRAMA DE ACCESO UNIVERSAL A ENERGÍA

PN-L1155

EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA

27 de marzo de 2019

Este documento fue preparado por Nancy Jesurun-Clements (Consultora), con el apoyo de los consultores responsables del diseño de la muestra: Werner Arévalo, Yessenia Sánchez, Augusto Rodríguez, y Hugo Flórez; y de documentación preparada por la Oficina de Electrificación Rural. Bajo el liderazgo de José Ramón Gómez (ENE/CPN), Jefe de Equipo.

CONTENIDO

	ABREVIATURAS	
	RESUMEN EJECUTIVO	
I.	INTRODUCCIÓN	6
A.	EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN PANAMÁ	6
B.	LA COBERTURA ELÉCTRICA EN PANAMÁ	8
C.	ESTRATEGIA DEL GOBIERNO	9
II.	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA	10
A.	OBJETIVOS Y COMPONENTES DEL PROGRAMA	10
B.	ESTRATEGIA DEL PROGRAMA	11
C.	RESULTADOS ESPERADOS Y BENEFICIARIOS	11
III.	SUPUESTOS Y METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN	12
A.	SUPUESTOS	12
B.	METODOLOGÍA	17
	Proyectos de extensión de red	17
	Proyectos aislados	18
IV.	DISEÑO DE LA MUESTRA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROGRAMA	19
V.	ESTIMACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS	23
A.	COSTOS	23
B.	BENEFICIOS FINANCIEROS (INGRESOS)	24
C.	BENEFICIOS ECONÓMICOS	24
	Excedente del consumidor	24
	Energía sustituida	25
	Energía adicional consumida (pagada)	25
D.	EVALUACIÓN PROYECTOS AISLADOS	26
E.	IMPACTO EN REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂	28
VI.	RESULTADOS OBTENIDOS	29
A.	PROYECTOS DE EXTENSIÓN DE REDES Y CONEXIONES	29
B.	PROYECTOS EN ZONAS AISLADAS	30
C.	REDUCCIÓN DE CO ₂	31
D.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	32

Extensión de red	32
Proyectos aislados	33
VII. BENEFICIOS ADICIONALES NO CUANTIFICADOS	35
VIII. CONCLUSIONES	37
IX. ANEXOS	39
ANEXO A. PROYECTOS IDENTIFICADOS CON POTENCIAL PARA SOLUCIÓN CON MINI-RED	39
ANEXO B. FUNCIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR ELECTRIFICACIÓN	40
ANEXO C. RAZONES DE PRECIO CUENTA (RPC)	42
ANEXO D. DEMANDA RURAL RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL.....	43
ANEXO E. RESUMEN DE FLUJOS ECONÓMICOS CASO BASE	45
ANEXO F. MATRIZ DE RESULTADOS DEL PROGRAMA	50
ANEXO G. CÁLCULO EMISIONES CO ₂	54
ANEXO I. RESUMEN DE LITERATURA SOBRE IMPACTO SOCIO-ECONÓMICO DE LA ELECTRIFICACIÓN	61

ABREVIATURAS

AO&M	Administración, Operación y Mantenimiento
ASEP	Autoridad Nacional de Servicios Públicos
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BTS	Baja Tensión Simple
CO ₂	Dióxido de Carbono
ED	Empresas Distribuidoras
EDECHI	Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (Naturgy)
EDEMET	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (Naturgy)
EE	Eficiencia Energética
ENSA	Elektra Noreste, S.A.
EPM	Empresas Públicas de Medellín
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FET	Fondo de Estabilización Tarifaria
FONPRODE	Fondo para la Promoción del Desarrollo de España
kWh	Kilovatio hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Costo nivelado de la energía)
MOP	Manual Operativo del Programa
MW	Megavatios
OER	Oficina de Electrificación Rural
PER	Planes de Electrificación Rural
PIB	Producto Interno Bruto
PLANER	Plan de Electrificación Rural
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
VAD	Valor Agregado de Distribución
VPN	Valor Presente neto
VPNE	Valor Presente Neto Económico

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este estudio es desarrollar el análisis de viabilidad económica y financiera de la inversión propuesta bajo el Programa de Acceso Universal a Energía para Panamá (PN-L1155) con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este programa será ejecutado durante cinco años, financiando obras de extensión, mejoras y acceso al servicio eléctrico de comunidades rurales no servidas. El BID otorgará el préstamo bajo la modalidad de Obras Múltiples, mediante la cual se financia un portafolio de proyectos de características similares pero independientes entre sí, que cumplen con los criterios de elegibilidad y selección definidos para el programa, incluyendo los criterios de calidad y confiabilidad, requeridos por la Autoridad Servicios Públicos de Panamá (ASEP) y por la Oficina de Electrificación Rural (OER).

Para la aprobación del financiamiento bajo esta modalidad se debe contar con una muestra de proyectos representativos del plan de inversión del programa, identificados y evaluados ex ante, que incorpore como mínimo el 30% del valor del financiamiento. El BID contrató la preparación de esta muestra que produjo una Base de Datos de proyectos elegibles de acuerdo con los criterios fijados por el programa. Las características de la muestra se resumen en el Capítulo 4¹. El presente estudio realiza el análisis de viabilidad económica y financiera ex ante de la muestra de proyectos seleccionados. Este documento contiene los resultados principales del análisis.

El análisis identifica los costos y beneficios financieros y económicos de la intervención propuesta. Provee la justificación de la intervención con recursos públicos al obtener tasas negativas desde el punto de vista financiero, comprobando la ausencia de incentivos para que el sector privado lleve a cabo estas inversiones. Al mismo tiempo arroja resultados altamente positivos desde el punto de vista económico, evidenciando la generación de beneficios para la sociedad resultante de la electrificación en zonas rurales.

Los resultados del análisis validan la alta conveniencia financiera, económica y ambiental de realizar inversiones que reúnan las características técnicas, económicas y financieras representadas en la muestra, para reforzar y ampliar la cobertura eléctrica en zonas rurales en Panamá. Se ha identificado que las principales fuentes de beneficio derivado de las inversiones propuestas provienen del excedente del consumidor, correspondiente a los beneficiarios que no cuentan con servicio eléctrico, quienes tendrán acceso a energía a menores precios que las alternativas energéticas a las que tiene acceso actualmente (velas, baterías, lámparas de kerosene, diésel, etc.), resultando en un mayor consumo del servicio que representa importantes mejoras en su bienestar, dedicando menor proporción del presupuesto del hogar para energía.

¹ Arévalo, Werner. 2018. Diseño de la Muestra de Proyectos para el Programa de Acceso Universal a Energía (PN-L1155). Base de Datos e Informe de Consultoría. BID Panamá.

I. INTRODUCCIÓN

A. EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN PANAMÁ

- 1.1 La Secretaría Nacional de Energía (SNE), adscrita a la Presidencia de la República, tiene como misión dentro del marco constitucional vigente conducir la política energética del país, promoviendo la investigación y desarrollo de los recursos naturales con potencial, incluyendo principalmente Energía Renovable No Convencional (ERNC). Su labor está enfocada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), los generadores, la transmisión y las tres principales empresas distribuidoras (ED).
- 1.2 La Oficina de Electrificación Rural (OER) fue creada bajo La Ley de Electricidad (Ley 6 del 3 de febrero de 1997) a fin de promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas. Posteriormente, en virtud del Decreto 29 de 1998, la OER pasó a depender del Ministerio de la Presidencia y su línea presupuestaria se incluye en el presupuesto de este Ministerio. La OER programa los proyectos y se le asignan anualmente dentro del Presupuesto General de la Nación, los recursos para cumplir con dicha finalidad.
- 1.3 La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) es el ente regulador de Panamá responsable de supervisar y fiscalizar el suministro de agua potable, alcantarillado, energía eléctrica, telecomunicaciones y servicios de radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural. Su labor principal es asegurar y regular la provisión eficiente de los servicios públicos de tal forma que estos sean provistos bajo estándares establecidos de calidad técnica, comercial y ambiental, a nivel nacional.
- 1.4 ASEP se encarga de otorgar licencias para el desarrollo de proyectos y la fijación de tarifas eléctricas. Las tarifas del SIN son aprobadas por la ASEP mediante pliegos tarifarios para clientes regulados y cargos por uso de la red de distribución eléctrica para cada ED. La ASEP tiene establecida una metodología para la implementación de nuevos operadores en el sector eléctrico. Para el área de distribución de energía eléctrica, cuando los actuales operadores no tienen condiciones de atender nuevos proyectos, estos podrán organizarse en nuevos modelos de gestión para su operación, previa evaluación y aprobación por la entidad.
- 1.5 El segmento de distribución está concesionado a tres ED: Elektra Noreste, S.A. (ENSA); Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET); y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), las cuales deben garantizar el suministro de electricidad para atender, en forma exclusiva, la demanda proyectada de los clientes en la zona de influencia del área de la concesión. ENSA pertenece al grupo Empresas Públicas de Medellín (EPM) y EDEMET y EDECHI pertenecen al grupo Gas Natural Fenosa, Naturgy.
- 1.6 ENSA cuenta con trece (13) sistemas aislados que incluyen tres regiones: Darién (Santa Fe, La Palma, Garachiné, Jaqué, Tucutí, Boca de Cupe), Islas del Golfo de Panamá (San Miguel, Contadora, Otoque, Taboga, Chepillo) y Las Comarcas Kuna Yala y Emberá (Río Azúcar y Narganá). Estos sistemas son servidos a través de trece (13) plantas térmicas de generación de energía eléctrica, no interconectadas a la red nacional (SIN).
- 1.7 La zona de concesión de EDEMET (Naturgy) se enmarca dentro de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, la provincia de Panamá al Oeste del Canal de

Panamá, y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya.

- 1.8 La zona de concesión de EDECHI (Naturgy) está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- 1.9 Los contratos de concesión vigentes con las ED fueron firmados en octubre de 2013 por una duración de diez años. Estos contratos incluyen condiciones y requerimientos específicos del área mínima de concesión para ampliar la cobertura rural hasta 5.000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes a la fecha de entrada en vigor del contrato de concesión. Estas condiciones permiten una más clara separación de tareas y de complementariedad entre las ED y las intervenciones de la OER. De acuerdo con los contratos de concesión, las ED tiene la obligación de garantizar el suministro de electricidad para atender en forma exclusiva, la demanda proyectada de los clientes en la zona de influencia del área de la concesión respectiva y de expandir el área de concesión mediante proyectos de electrificación, por 1.000 metros cada dos años. El costo de la expansión de la red deberá ser cubierto por la ED. Las ED perciben sus ingresos de explotación y se comprometen al transporte de la energía por la red, a la entrega y comercialización a los clientes finales y a realizar la administración, operación y mantenimiento (AO&M) del sistema.
- 1.10 Para el efecto, las ED deberán presentar a ASEP, juntamente con la solicitud tarifaria, Planes de Electrificación Rural (PER) coordinados con la OER. Estos planes identifican las comunidades que se encuentren dentro de su zona de concesión, las cuales proyectan atender en el periodo tarifario, durante el cual deberá cubrir al menos los primeros 2.000 metros. La ASEP incluirá en la tarifa los costos asociados.
- 1.11 Los PER se efectúan en áreas de muy baja densidad de población, donde los costos de distribución y comercialización aumentan cuanto mayor es la longitud de líneas. Los clientes asentados en zonas rurales tienen bajos consumos de electricidad y están muy dispersos. Se requieren extensas longitudes de líneas para servirlos, implicando mayor inversión por cliente, mayores costos de operación y mayores pérdidas de energía con alta dispersión, resultando en áreas no rentables para las ED. Estas condiciones justifican la intervención subsidiada del Estado para compensar la falla del mercado en la satisfacción de la demanda por el servicio de estas comunidades. La OER tiene la obligación de ejecutar los proyectos que se estructuren y desarrollen en estas áreas remotas y distantes de la infraestructura de red convencional a cargo de las concesionarias del servicio de energía eléctrica. La OER desarrolla estos proyectos bajo el esquema de subsidio a la inversión, suministrando los fondos necesarios para la realización de estas obras. La OER evalúa las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva por electrificar, entendiéndose que la mejor opción será la que requiera el menor costo de inversión y el menor subsidio. A la ED cuya área de concesión sea adyacente al área geográfica del PER, le corresponderá prestar el servicio eléctrico y estará obligada a incorporar a su zona de concesión el área electrificada.
- 1.12 La participación de la OER se puede dar en tres modalidades:
 - Cubrir el costo de las “Conexiones/Instalaciones Internas” de todos los proyectos incluidos en los PER. Las ED no cubren este costo, y el mismo es fundamental para que los usuarios sean conectados.

- Negociar con la ED cualquier proyecto que se estime necesario adelantar y que esté en el espacio entre 2.000m y 5.000m que será obligación futura de la ED, pero que aún no lo tienen que hacer según su programa de inversiones.
 - Cubrir probablemente el 100% de cualquier proyecto que vaya más allá de los 5.000 metros, área donde la ED no tiene obligación y probablemente no estaría interesada en ampliar.
- 1.13 Subsidio al consumo. Se otorga el beneficio de subsidio a clientes residenciales con consumo menor a 300kWh/mes. Este subsidio se financia por medio de transferencias fiscales directas al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET). El monto de estas transferencias directas de recursos estatales para subsidiar el consumo va a las ED, sustituyendo un porcentaje de la facturación. Este umbral de consumo actualmente aún permite otorgar subsidios a aproximadamente 75% del total de clientes. La vigencia del FET fue prorrogada hasta 2020.

B. LA COBERTURA ELÉCTRICA EN PANAMÁ

- 1.14 De acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) de 2017, en Panamá existen aproximadamente 94 mil familias, 600 escuelas y 100 centros de salud sin acceso a electricidad. Con el apoyo del BID, en los últimos 10 años Panamá ha logrado electrificar aproximadamente a 36 mil familias. La cobertura total del servicio de energía en Panamá pasó de 86,9% a 94,5% entre 2010 y 2017, promediando 0.95% de incremento anual. En el mismo periodo, la cobertura de energía en el área rural se incrementó de 61.7% a 78.5% (estimado para 2017). El área con mayor cobertura de energía rural es la provincia de Panamá (93%) y la de menor cobertura es la Comarca Ngöbe Buglé (4%). Las comunidades sin acceso al servicio eléctrico satisfacen su demanda en niveles muy básicos mediante el uso de velas, pilas o baterías y kerosene. La cocción es típicamente a base de leña. Estos energéticos resultan relativamente costosos a los hogares de muy bajos ingresos y restringen sus oportunidades productivas, de educación y otros servicios.
- 1.15 Con el apoyo de los Ministerios de Educación y de Salud, se identificó un número de 233 centros educativos y 90 centros de salud en zonas aisladas del país que se encuentran sin electrificación y que el Gobierno considera de alta prioridad para recibir atención del programa para garantizar las condiciones básicas de la enseñanza y para superar la brecha digital presente en estas áreas de pocas oportunidades.
- 1.16 Panamá ha incrementado sustancialmente las inversiones en proyectos de electrificación rural en los últimos años (promedio US\$25 millones anuales). Sin embargo, con ese nivel de inversión, se estima lograr el acceso universal solo en 2039. Con base en la superposición cartográfica de los escenarios de áreas de concesión para 2017 (5 km de área de influencia) y la proyectada al 2028, se obtiene un universo de 3,948 comunidades o poblados (46,259 viviendas rurales) que no tendrán la posibilidad de acceder al servicio de energía mediante la extensión de redes eléctricas convencionales de distribución. Para estas comunidades se requiere brindar soluciones con base en energía renovable no convencional (ERNC). Teniendo en cuenta la cobertura actual estimada, las serias carencias de acceso a energía que presentan algunas zonas rurales y el crecimiento esperado de la población, se estima que el país requiere US\$ 376 millones para lograr el acceso universal en 2030.

- 1.17 Desde 2006 el BID viene apoyando al Gobierno de Panamá (el Gobierno) en el aumento de los niveles de cobertura eléctrica a nivel nacional. Dicho apoyo se materializa con la aprobación del Programa de Electrificación Rural (PER) 1790/OC-PN por US\$30 millones en 2008, seguido por el Programa de Electrificación Rural Sostenible (PN-L1095) en 2014 por US\$20 millones, ambos bajo ejecución de la OER. Este último (3165/OC-PN,3166/CH-PN) está en la etapa final de ejecución. Su objetivo es contribuir a mejorar la calidad de vida de la población rural de Panamá a través del incremento del acceso a electricidad sostenible en zonas rurales, mediante un uso eficiente de los recursos públicos en el subsector de electrificación rural. Los resultados parciales de este programa incluyen la electrificación de 4,109 viviendas, 60 escuelas, y 7 centros de salud. Las principales lecciones aprendidas son: que se requiere una mayor capacidad institucional y operativa de la OER y fortalecer las actividades de coordinación con la OER y las ED; y que es necesario fortalecer los diseños, levantamiento físico, control y seguimiento de los proyectos en ejecución en el campo, así como desarrollar esquemas de sostenibilidad para la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos aislados en Panamá, La OER presenta limitaciones de personal, de capacidad técnica y de seguimiento y control que le permitan atender las exigencias técnicas, geográficas, logísticas y de gestión de proyectos en la magnitud que se requiere para poder aspirar al logro de las metas de universalización en el tiempo propuesto.

C. ESTRATEGIA DEL GOBIERNO

- 1.18 El Plan Estratégico de Gobierno (PEG) 2015-2019 de Panamá, está orientado a “mejorar la competitividad y favorecer la inclusión social en el marco de un modelo de desarrollo sostenible e incluyente”. Los objetivos del PEG 2015-2019 son mejorar las condiciones de vida de la población, propiciar la inclusión y reducir las asimetrías territoriales, mediante acciones orientadas a aumentar la cobertura y calidad de los servicios sociales básicos, incluyendo la universalización del servicio eléctrico en 2030. El Gobierno se ha comprometido simultáneamente, a contribuir a lograr el [Objetivo de Desarrollo Sostenible #7 de las Naciones Unidas](#) para el acceso sostenible al servicio eléctrico universal y no contaminante.
- 1.19 Con la intención de universalizar la cobertura eléctrica, el Gobierno de Panamá se encuentra en el proceso de identificación geográfica de las comunidades sin acceso a energía en zonas rurales en las zonas dentro y fuera del área de influencia de los concesionarios del servicio que requieren inversiones que no son rentables para los ED actuales, con la intención de asegurar soluciones de electrificación para lograr la universalización del servicio en el país. Como parte de esta estrategia, el Gobierno decidió llevar a cabo un nuevo programa de US\$150 millones, cofinanciado con un préstamo del BID y del Fondo para la Promoción del Desarrollo de España (FONPRODE), para inversión en proyectos de acceso a electricidad de estas comunidades rurales. Este informe presenta la evaluación de viabilidad económica de este nuevo programa.

II. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

A. OBJETIVOS Y COMPONENTES DEL PROGRAMA

- 2.1 El objetivo general del programa es apoyar el desarrollo socioeconómico de la población rural de Panamá a través de un programa de universalización del acceso al servicio eléctrico rural que sea sostenible técnica, económica, ambiental y socialmente. Los objetivos específicos son: (i) expandir la cobertura de acceso a energía sostenible; y (ii) fortalecer la capacidad de planificación y gestión de la OER para la estructuración, revisión, ejecución y supervisión de proyectos de electrificación rural. Los componentes del programa son:
- 2.2 **Componente 1. Proyectos de electrificación rural sostenible** (US\$146,0 millones). Este componente financiará la electrificación de aproximadamente 20.324 usuarios entre hogares, escuelas y centros de salud en las 10 provincias y 5 Comarcas indígenas de Panamá². La estimación y priorización de los beneficiarios ha surgido del estudio del universo de la población no cubierta y la aplicación de criterios técnicos, sociales, ambientales, económicos y financieros establecidos para el análisis y selección de la muestra de proyectos a financiar. Se financiarán los siguientes tipos de proyectos: (i) ampliación de cobertura de red; (ii) normalización de usuarios del servicio eléctrico; y (iii) sistemas aislados basados en FERNC, sistemas híbridos, redes inteligentes micro-redes energéticamente eficientes. Se incluirá el financiamiento de estudios de factibilidad de los proyectos.
- 2.3 Ampliación de cobertura de red. Se proporciona acceso a la energía eléctrica a aquellas poblaciones rurales que actualmente no cuentan con este servicio y que puedan obtenerlo económicamente mediante su interconexión a redes operadas por las ED. Se financiará la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica para la conexión en red, incluyendo el equipo de medición inteligente e instalaciones internas individuales y alumbrado público en zonas rurales conectables al sistema nacional interconectado. El programa asigna los subsidios que permitan cubrir la parte de los costos de inversión que no puede ser recuperada por los prestadores del servicio mediante cobros a los usuarios.
- 2.4 Normalización de usuarios del servicio eléctrico. Se financiará la conexión a la red de usuarios cuyas viviendas se encuentran muy cerca de la red eléctrica, pero carecen de los elementos de la instalación interna para realizar la conexión al servicio. Se considerarán elegibles para inversión en normalización las comunidades que se encuentren a menos de 500 metros de la red.
- 2.5 Sistemas aislados. Se financiará la electrificación de hogares, escuelas y centros de salud en las 10 provincias y 5 Comarcas indígenas de Panamá que se encuentran en zonas muy alejadas de la red para ser viable su conexión en el mediano plazo y que se encuentran con altos niveles de pobreza. A estas poblaciones se les podrá financiar sistemas aislados mediante proyectos basados en ERNC, tales como sistemas solares, o híbridos, con redes inteligentes y energéticamente eficientes. El tipo de proyecto podrá tener configuración de mini-redes o sistemas individuales. Los sistemas deberán contar

² Las Comarcas Ngäbe-Buglé, Kuna Yala, Kuna Wargandí, Kuna Madugandí, y Emberá.

con un plan de gestión sostenible desde el punto de vista técnico, económico y ambiental y social.

- 2.6 Todos los proyectos deberán cumplir con los criterios de selección que se detallarán en el Manual Operativo del Programa (MOP), incluyendo: cumplir con los criterios y especificaciones técnicas requeridos para cada tipo de proyecto; ser requeridos por la comunidad y aprobados por la OER; no contar con financiamiento aprobado de otra fuente disponible para electrificación rural; ser técnica, ambiental y socioculturalmente apropiados, económicamente sostenibles, funcionales y operacionales, con un límite de costo por solución, y financieramente no rentables.
- 2.7 **Componente 2. Fortalecimiento Institucional (US\$2,5 millones).** Se financiarán las actividades de fortalecimiento institucional de la OER, en coordinación con la SNE, la ASEP y el Ministerio de la Presidencia. Incluye las siguientes actividades: (i) el desarrollo de herramientas de planificación/seguimiento y adaptación a los retos de la electrificación universal al año 2030; (ii) apoyo técnico especializado para el seguimiento de las obras que serán ejecutadas por la OER; y (iii) capacitación al personal en gestión de proyectos, sistemas de información geográficas y ERNC.
- 2.8 **Administración del Programa (US\$11,5 millones).** Se financiarán parte de los gastos de la unidad ejecutora del programa (UEP) en la OER, incluyendo administración, supervisión, y auditoría. La contrapartida local se reflejará en el financiamiento de la OER y en la UEP, necesaria para la adecuada gestión del proyecto.

B. ESTRATEGIA DEL PROGRAMA

- 2.9 El financiamiento se propone bajo la modalidad de Obras Múltiples del BID. Para la aprobación bajo esta modalidad se debe contar con una muestra de proyectos identificados y evaluados que representen, como mínimo, el 30% del valor del financiamiento.
- 2.10 El programa está concebido para proveer acceso a electricidad a los usuarios que cumplan con los criterios de elegibilidad y selección establecidos. El programa financiará la inversión y entregará los activos en propiedad a las ED, quienes prestarán el servicio y recuperarán los costos de AO&M mediante la tarifa.

C. RESULTADOS ESPERADOS Y BENEFICIARIOS

- 2.11 El programa busca acelerar el cierre de la brecha de cobertura eléctrica del país, financiando aproximadamente 31.505 hogares, 233 escuelas y 90 centros de salud en las 10 Provincias y 5 Comarcas Indígenas durante 2020-2025. Con esta inversión se proyecta llegar al 86,061%, de cobertura eléctrica en el área rural en 2025, pasando de 4% al 33,1% en la Comarca Ngöbe Buglé y del 93% al 94% en la Provincia de Panamá.
- 2.12 El aporte esperado del programa a la meta global de universalización en Panamá es de aproximadamente el 33,5% con respecto al universo meta a electrificar de 94.000 viviendas estimado por el Gobierno.

III. SUPUESTOS Y METODOLOGÍA DE LA EVALUACIÓN

A. SUPUESTOS

- 3.1 Se realiza el análisis financiero y de costo-beneficio a la inversión propuesta en la muestra seleccionada, cuyo valor es aproximadamente el 31.55% de los recursos de financiamiento disponibles para inversión. La muestra seleccionada se considera que representa el tipo de obras que se realizarán con la totalidad de los recursos de financiamiento bajo el Componente 1 de inversión en proyectos de electrificación rural.
- 3.2 Costos de inversión. Los costos de inversión en proyectos de extensión de redes incluirán el costo del cargo por conexión de cada suministro y las instalaciones internas y el equipo de alumbrado público para cada proyecto. La inversión en la red de distribución pasará a ser propiedad de la ED, quien se compromete a prestar el servicio eléctrico y a realizar la AO&M, al tiempo que percibe los ingresos por el servicio, vía tarifa.
- 3.3 Para valorar los costos de inversión se usan costos unitarios de eficiencia de los elementos que componen la inversión, actualizados a 2018. Como fuente básica de información de los costos unitarios de las obras se deben usar los costos establecidos por ASEP en la cuantificación del Valor Agregado de Distribución (VAD), quien los obtiene con base a las especificaciones técnicas mínimas indispensables para abastecer la demanda con la calidad regulada, asegurando competencia internacional abierta. Estos costos cumplen con el criterio básico de la regulación de impulsar la eficiencia económica.
- 3.4 Del trabajo de revisión y actualización de los costos provistos por ASEP realizado por el equipo de diseño de la muestra del programa y con base en información de mercado a 2018, se obtuvieron resultados de costos en promedio aproximadamente 7% más bajos que los establecidos por ASEP para su último estimado de 2016. Al ser estos costos actualizados más bajos que los considerados como eficientes por ASEP, el caso base de este análisis usa los costos encontrados por el equipo de diseño de la muestra. El análisis de sensibilidad de este estudio contempla escenarios de los resultados a cambios en estos valores.
- 3.5 Los costos de inversión en los proyectos de normalización en red incluyen los componentes para las instalaciones internas listados en el ¶5.4. La inversión en los proyectos de repotenciación en Kuna Yala incluye las baterías y remplazo de partes averiadas (¶5.6). Los proyectos de mini-red incluyen los componentes listados en ¶5.6.
- 3.6 Compras de energía. Se calcula como el consumo total, incrementado por el nivel de pérdidas autorizado, valorado al costo de los cargos de generación que ASEP reconoce en la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) a cada ED.
- 3.7 Costos reconocidos. Los costos de AO&M, de comercialización y el nivel de pérdidas de distribución se basan en los valores reconocidos en la regulación para cada ED para estos conceptos. Las fórmulas utilizadas para calcularlos aparecen en la [Resolución AN No. 12688-Elec de agosto 30 de 2018](#). El nivel de pérdidas reconocido para los sistemas aislados es de 12% ([AN No.4839 de Octubre 2011](#)).

- 3.8 Máximo costo por cliente. Para que el proyecto se considere económicamente viable se debe asegurar que su costo sea el menor costo económico en comparación con cualquiera otra alternativa técnicamente factible que produzca los mismos beneficios. Con base en el análisis de la muestra y de los costos provistos por ASEP, OER, el mercado nacional y costos reales de inversiones similares recientes en el país, se definió un umbral de costo de inversión máximo promedio por cliente conectado a la red, por proyecto de US\$6,000. Este criterio asume el hecho de que el proyecto de conexión de red tiene el menor costo económico, comparado con cualquier otra alternativa técnicamente factible que produzca los mismos beneficios.
- 3.9 En la formulación de los proyectos, los cuales agrupan subproyectos unidos por localización geográfica y homogeneidad de consumo, es probable que se incluyan clientes que pueden resultar relativamente más o menos costosos que este umbral promedio, considerando que la inclusión de estos clientes en los proyectos puede traer ventajas en términos logísticos, de ejecución y operación y de equidad social.
- 3.10 Tarifas. Las tarifas determinan el ingreso de las ED y el precio que enfrenta el consumidor. El régimen tarifario de las ED se detalla por niveles de consumo y de voltaje. Se espera que los beneficiarios del programa sean clientes conectados en baja tensión con consumos menores a 300 kWh. El promedio estimado de consumo residencial mensual bajo el programa es de 68,3 kWh. El promedio para clientes no residenciales es 397kWh (¶3.18-3.20). A estos clientes se les aplica la tarifa BTS. La tarifa BTS está diseñada para cubrir los costos de distribución de la red existente, incluyendo los costos de ampliación de dicha red requeridos por los incrementos de demanda. Esta tarifa corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a quince kilovatios (15kW) mensuales. A los clientes de la tarifa BTS se les aplican los cargos tarifarios del mes a facturar, que correspondan al segmento de consumo de energía medida equivalente a 30 días. Es decir, los clientes que tengan un consumo mensual de 300 kWh o menos, serán facturados con la Tarifa BTS1. Los clientes que tengan un consumo mensual mayor de 300 kWh y menor o igual a 750 kWh, serán facturados con la Tarifa BTS2. El modelo de evaluación utilizado aplica las [tarifas BTS1 y BTS2 vigentes hasta el 31 de diciembre 2018](#), aprobadas por ASEP para cada ED.
- 3.11 Impuestos. La tasa de impuesto sobre renta gravable es de 25% para personas jurídicas cuya principal actividad sea la generación y distribución de energía eléctrica, de acuerdo con la Ley 8 de marzo 2010, de reforma fiscal.
- 3.12 Depreciación. Se aplica depreciación lineal a 20 años.
- 3.13 Subsidios. La OER aportará el 100% de los fondos requeridos para la realización de los PER, dentro de los cuales se podrán incluir el costo del cargo por conexión de cada suministro y las instalaciones internas; el costo de inversión en generación para proyectos de mini-redes y las instalaciones internas; y los costos de paneles solares individuales cuando aplique ofrecer este tipo de solución.
- 3.14 Razones Precio Cuenta (RPC). Son los factores de conversión a aplicar a los costos y beneficios a precios de mercado para convertirlos en precios de eficiencia. La fuente de estos factores se detalla en el Anexo C.
- 3.15 Horizonte del análisis. Se proyectan los flujos de costos y beneficios financieros y económicos a un período de 20 años para los proyectos de conexión en red.

- 3.16 Tasas de descuento. Para calcular el VPN financiero se usa la Tasa de Rentabilidad aprobada por la ASEP ([Resolución AN No. 12702 del 3 de septiembre de 2018](#)), para ser utilizada en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá para el período comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022. La tasa vigente es de 8,94%
- 3.17 La tasa social de descuento aplicada para calcular el VPN económico del flujo de costos y beneficios expresados en precios sombra o de frontera es de 12%, valor determinado para ser usado en los proyectos del BID. Representa el valor mínimo de rentabilidad económica que debe tener un proyecto de inversión pública para que sea considerado atractivo en comparación con otras alternativas de inversión pública.
- 3.18 Demanda residencial y no residencial. La demanda residencial promedio actual (sin proyecto) se estima con base en datos obtenidos de encuestas socioeconómicas realizada por OER en sitios de proyectos rurales, actualizadas y validadas en 2018 durante visitas de campo realizadas por el equipo que preparó la muestra de este programa. La demanda actual se caracterizó con base en el uso de fuentes de energía a ser sustituidas con el programa: velas, pilas y kerosene³. Se valorizó el uso de velas, pilas y kerosene a precios de mercado local. El promedio de consumo por vivienda obtenido se presenta en el Anexo F. Se aplicaron los factores de conversión de unidades de estos energéticos a kWh. Los factores de conversión usados en el análisis fueron suministrados por la OER. Estos corresponden a la cantidad de energía eléctrica equivalente, medida en kWh, que sustituye con nivel de satisfacción similar a la luz producida por una vela, o por una recarga de batería, por una pila o por un litro de kerosene.
- 3.19 La demanda con proyecto se proyecta con base en las observaciones de patrones de consumo de comunidades similares que han recibido el servicio por primera vez; y de preguntas realizadas a beneficiarios potenciales durante el levantamiento de la muestra, sobre sus planes de uso de la electricidad, transformando su consumo básico actual de energéticos, a kWh, usando bombillos eficientes, radio, plancha, televisor, carga de celular y ventilador. Se estimó el consumo promedio por hora de cada electrodoméstico en 24 horas. Con base en las mediciones realizadas y considerando que el beneficiario típico del programa es de muy bajos ingresos, con un consumo esperado básico, se estableció una demanda mensual promedio por usuario de 68,3 kWh. Anexo D.
- 3.20 La demanda no residencial incluye establecimientos comerciales, escuelas, centros de salud y otros servicios públicos y privados que surgen para atender a la población residencial en su comunidad. Se considera que el crecimiento de la demanda no residencial guarda correlación con el tamaño de la comunidad. De acuerdo con la estructura de demanda observada en comunidades rurales del país, se estima el número de usuarios no residenciales en un 10% del número total de usuarios de cada comunidad. Esta distinción se realiza para estimar y proyectar el nivel de consumo diferenciado entre residencial y no residencial. Se realiza un análisis del patrón de consumo esperado por usuario y se incluye una estimación de demanda no residencial promedio de 396 kWh/mes por usuario, en cada localidad. Anexo D.

³ Aunque típicamente estos hogares usan leña para cocción, el programa no ofrece solución de remplazo para cocina con base eléctrica. Se espera que, con la penetración esperada en el uso del gas natural en el país, la leña sea sustituida con cocinas con base en gas. El impacto de esta futura sustitución no se evalúa en este análisis.

- 3.21 Cada proyecto de la muestra incluye la inversión en un número de luminarias públicas requerida por la regulación, estimada por OER con base en al tamaño de la comunidad, la densidad poblacional y área de cobertura. La provisión del servicio de alumbrado público es obligación de la ED y su costo está incorporado en la tarifa a cobrar a los usuarios.
- 3.22 Patrón de crecimiento de la demanda. El número de clientes residenciales se proyecta con un horizonte de 20 años. El crecimiento anual del número de abonados residenciales es el promedio nacional de 0,76%. Este supuesto asume que la población beneficiaria del proyecto crecerá a la misma tasa que crece en el país. La demanda crece de acuerdo con la variación prevista del número de clientes residenciales durante todo el periodo de operación del proyecto. La demanda de electricidad de usuarios que obtienen el acceso por primera vez típicamente crece aceleradamente durante los primeros años cuando el cliente adquiere sus implementos electrodomésticos básicos. Posteriormente crece más lentamente, mostrando una "saturación" que se refleja en consumos promedios por cliente residencial con tendencia a la estabilización, representado por un crecimiento lento que tiende asintóticamente a un máximo.
- 3.23 La rapidez del crecimiento inicial depende de la capacidad de adopción del usuario, basada principalmente en su ingreso, patrón de consumo, los costos de la nueva solución, su ingreso personal disponible, la disponibilidad de la conexión interna y de la oferta en el mercado de electrodomésticos. Estos factores son favorables en Panamá relativo a otros países. Bajo el programa el ingreso personal disponible se incrementa por la reducción en el costo de electricidad y por la financiación de las acometidas e instalaciones interiores. Al tener financiada la barrera de acceso a la electrificación rural, se liberan recursos del hogar para destinarlos a la adquisición de los bienes que consumen electricidad. Con base en estas condiciones en Panamá, y las observaciones de la rapidez de adopción de beneficiarios que tiene la OER, se asume que, al finalizar el segundo año de explotación, la demanda alcanza entre el 60% y el 80% del valor de saturación. El análisis en este programa asume que al finalizar el segundo año de acceso se alcanza un 80% del valor final de saturación. El nivel de saturación estimado es el mismo que se lograría al final del horizonte evaluado si se proyecta el crecimiento en forma lineal constante.
- 3.24 Este patrón de consumo residencial se modela en una función de forma exponencial creciente cuyo crecimiento ocurre relativamente rápido en un comienzo y crece más lentamente (decaimiento) hasta llegar a su nivel de saturación. Con este tipo de función se modela el consumo residencial y no residencial con crecimiento decreciente de la forma general:

$$Q(t) = A - B e^{-\frac{t}{C}}$$

donde $Q(t)$ = Consumo residencial unitario en el período t .

- 3.25 Los parámetros A , B , C toman valores constantes reales positivos diferentes para cada proyecto de la muestra. Su significado (mostrado en el Anexo B), es el siguiente:

$A = Q_{(t=2039)}$ es el valor del consumo hacia el último año del análisis (nivel de saturación)

$B = Q_{(t=2039)} - Q_{(t=2019)}$ es el valor del incremento total del nivel de consumo entre el período inicial y el período final del análisis.

$C = -2 / \{ \ln[0.2Q_{(t=2039)} / (Q_{(t=2038)} - Q_{(t=2019)})] \} = -2 / (\ln [0.2 A / B])$ parámetro que impacta la velocidad del crecimiento de la función.
 e = Constante base de logaritmo natural.

- 3.26 Proyectos con Mini-red. Aunque el programa no cuenta con diseños definitivos para la solución con mini-red, se han identificado los siguientes criterios para la selección de las comunidades, adicionales a los criterios de viabilidad ambiental y técnica que se documenten en su diseño:
- Que el costo de la solución de electrificación por red sea elevado (mayor al umbral fijado para el programa) y que nos sea viable económicamente conectarse a la red en los próximos 10 años.
 - Que la distancia entre usuarios y el nivel de carga total esperado estén dentro de ciertos parámetros técnicos (por definir), estableciendo claramente la ventaja de esta configuración a la opción de paneles fotovoltaicos individuales.
 - Que se minimicen los riesgos sociales con grupos indígenas.
 - Que se encuentren bajo el Índice de pobreza.
 - Que tengan potencial de desarrollo productivo.
- 3.27 Se identificaron *a priori*, 23 comunidades con potencial de ser servidas con sistemas mini-red: 6 comunidades en Kuna Yala y Colón con un tamaño promedio de 288 usuarios; y 17 comunidades en Bocas del Toro, Ngöbe Bugle y Veraguas con un tamaño promedio de 156 usuarios. Se adopta el supuesto de que el sistema brindará servicio equivalente a los estándares del Nivel 3 (*Tier 3*) de la clasificación de atributos de acceso al servicio eléctrico propuestos por ESMAP-Banco Mundial⁴. Este Nivel 3 considera la disponibilidad del servicio por 8 horas de día y 3 horas de noche de consumo individual para iluminación, carga de celular, TV, ventilador y electrodomésticos de medio consumo y para alumbrado público por 4 horas. El Nivel 3 considera que el costo de un paquete estándar de consumo de 365kWh/año es menos del 5% del ingreso del hogar.
- 3.28 Escuelas y Centros de Salud. Durante el diseño se determinó que la solución más apropiada para las escuelas y centros de salud identificadas en zonas aisladas es con base en paneles solares individuales, con base en diseños aprobados por la OER según tamaño del centro respectivo.
- 3.29 Otros tipos de proyecto. Podrían existir propuestas de inversión en electrificación bajo el programa que, aunque no cumplan con la totalidad de los criterios de selección establecidos, busquen lograr objetivos con otros criterios tales como de equidad, por ejemplo, con base en una decisión política de priorizar la asignación de determinados recursos a ciertas zonas en desventaja o para corregir fallas en el manejo de inversiones en el pasado (caso Comarca Kuna Yala). Estas intervenciones serán analizadas caso por caso y se documentarán las debidas justificaciones y correcciones.

⁴ Banco Mundial. 2015. “Beyond Connections. Energy Access Redefined”. ESMAP Technical Report 008/15.

B. METODOLOGÍA

- 3.30 El propósito de la evaluación financiera es determinar la rentabilidad de la inversión para la ED. Se proyecta la demanda esperada por usuario y se le aplica la tarifa correspondiente al nivel de consumo. El ingreso se compara con el costo proyectado de proveer el servicio para cada ED. Se aplican los parámetros y niveles autorizados por la regulación. Los proyectos que resultan no rentables financieramente pasan a ser considerados elegibles para financiamiento, sujetos a que arrojen una rentabilidad económica positiva. La rentabilidad financiera negativa es la que justifica la intervención del Estado para proveer el servicio, como respuesta a la ausencia de incentivos financieros para el oferente privado.
- 3.31 El propósito de la evaluación económica es confirmar que la provisión del acceso al servicio eléctrico brinda los beneficios económicos suficientes para justificar la participación del Estado en el financiamiento. Para ello se miden los costos a precios sombra usando los RPC y se proyectan los beneficios esperados de la inversión: ahorro por energía sustituida, excedente del consumidor y energía vendida. Se preparan los flujos financieros y económicos a 20 años y se descuentan a las respectivas tasas de interés para hallar el valor presente de los flujos.

Proyectos de extensión de red

- 3.32 Se estima que los proyectos en red a ser financiados con el programa usarán cerca del 75% de los recursos de inversión. El análisis se llevó a cabo con el fin de determinar el atractivo financiero (a precios de mercado) y el económico (a precios de eficiencia) de la inversión en los proyectos seleccionados, mediante la comparación de los correspondientes costos y beneficios. Con los flujos netos de los costos y beneficios se calcularon: (i) el valor presente neto financiero (VPN); y (ii) el valor presente neto económico (VPNE).
- 3.33 Se descuentan los costos y beneficios esperados de los proyectos, expresados inicialmente en precios de mercado para la evaluación financiera, utilizando como tasa de descuento, la tasa de rentabilidad regulada por ASEP de 8,94% (¶3.16) para el VPN. Para la evaluación económica se realiza el análisis de estos flujos con precios de eficiencia, utilizando las Razones de Precio de Cuenta (RPC) para Panamá, presentadas en el Anexo C. El numerario de frontera es el de valor de divisas libres en manos del Estado. Se aplica la tasa de descuento de 12% para el VPNE, con un horizonte de 20 años.
- 3.34 Para verificar la robustez de los resultados de las medidas bajo el programa, se hizo una valoración de sus sensibilidades a cambios en los principales parámetros y metas alcanzables con su implementación: costo de la inversión, nivel tarifario, metas de demanda/usuarios atendidos; y tasa reconocida de rendimiento financiero.
- 3.35 Para el manejo de la información y realización de los cálculos se usó como base, el modelo Excel elaborado por la firma Applus para la OER para la evaluación de la etapa anterior de financiamiento de electrificación rural por parte del BID (PN-L1095). Como parte del trabajo realizado para el nuevo programa, esta consultoría actualizó y adaptó el modelo, incluyendo los datos detallados de la muestra de proyectos candidatos a financiamiento: ubicación geográfica, número de usuarios y crecimiento esperado, caracterización de la demanda actual residencial y no residencial (consumo de energéticos sustituibles y sus costos), proyecciones de demanda futura y uso que se le

dará al nuevo acceso. Se incluyó información sobre parámetros comunes a toda la muestra, con diferencias entre ED en algunos casos. Este grupo de datos incluye información sobre las tarifas vigentes, parámetros técnicos y financieros de las ED; costos de provisión del servicio por las ED, parámetros financiero-operativos como niveles de pérdida de distribución de acuerdo con los niveles regulados; costos unitarios de la inversión y AO&M, costo de comercialización, tasas impositivas y cobertura del FES por ED.

Proyectos aislados

- 3.36 El programa ofrecerá soluciones en mini-red o en sistemas aislados con fuentes renovables (ej.: fotovoltaicas) en comunidades donde la extensión de la red no sea viable. Los sistemas fotovoltaicos individuales son una solución adecuada para atender zonas alejadas de la red, con baja concentración de viviendas y requerimientos de generación bajos, menores a 1 kW. Los sistemas con configuración en mini-red se consideran los más adecuados en términos de costos de inversión y operación y de viabilidad técnica para instalación en localidades de difícil acceso, con un mínimo de 100 usuarios localizados a una máxima distancia preestablecida entre usuarios que asegure un nivel de densidad costo-efectiva.
- 3.37 Para evaluar la opción de electrificación individual o en mini-red se aplica la metodología de Análisis Costo-Efectividad. La selección de este método se basa en el reconocimiento de que se cuenta con evidencia de que el acceso a energía produce beneficios económicos y sociales que directamente mejoran la calidad de vida de la población beneficiaria, que el país ha declarado prioritario tomar acción para el logro de la universalización del servicio eléctrico y que para maximizar el logro de las metas de cobertura con los recursos disponibles es necesario buscar las mejores soluciones costo-eficientes.
- 3.38 El Anexo I resume literatura relevante sobre los beneficios de la electrificación en zonas rurales.

IV. DISEÑO DE LA MUESTRA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROGRAMA

- 4.1 Para cumplir con el requisito para la aprobación del financiamiento del BID bajo la modalidad de Obras Múltiples se preparó una muestra de proyectos del tipo de inversiones que se realizarán bajo el programa, identificados y evaluados, que representen más del 30% del valor del financiamiento. Esta muestra incluye proyectos de electrificación por extensión de red, de normalización de usuarios, de escuelas y centros de salud en zonas asiladas, y repotenciación en la Comarca de Kuna Yala.
- 4.2 El levantamiento de la muestra se realizó mediante trabajo de consultoría en apoyo al diseño del programa⁵. Este trabajo creó una Base de Datos con la totalidad de la información relevante de cada uno de los proyectos que constituyó el inventario disponible de proyectos elegibles a electrificación rural. Sobre este universo se aplicaron los criterios de selección para formar la muestra final sujeta a financiamiento bajo el programa. La Base de Datos de la muestra contiene la información sobre las características de cada proyecto: localización, número de clientes por tipo, crecimiento, consumo actual de fuentes sustituibles, consumo esperado, costo de la inversión desglosada por categoría de gasto. La muestra incluye: (i) Proyectos de Electrificación con Extensión de Redes; (ii) Proyectos de Conexión a la Red (Normalización) y (iii) Proyectos de Electrificación Aislados de la Red (Repotenciación y Escuelas y Centros de Salud). Esta Base de Datos identifica cada proyecto por ubicación geográfica a nivel de poblado y su ED, y presenta la información básica para la evaluación, tal como costos, número de viviendas, habitantes, alumbrado público, etc. Los proyectos de la muestra cuentan con diseños técnicos de ingeniería y evaluaciones ambiental y social. Para los proyectos de extensión de red se cuenta con información del prediseño de las redes, estableciendo localización de postes, vías, accesos, viviendas, principales características del terreno, grado de dificultad para la construcción, categoría del impacto ambiental, identificación de los clientes potenciales con su correspondiente georreferenciación y determinación de la topología eléctrica.
- 4.3 Para la formación de la muestra de proyectos financiables se siguieron los siguientes pasos:
- 1) Se recopiló el inventario de proyecto elegibles⁶ a cobertura de las siguientes fuentes:
 - a) Solicitudes de proyectos presentadas a la OER por parte de comunidades, poblaciones, o comarcas.
 - b) Propuestas de electrificación de escuelas por parte de MEDUCA y de centros de salud por parte de MINSA en zonas aisladas.
 - c) Estudio de universalización de electricidad preparado por el BID⁷. De allí se identificaron los proyectos que se encuentran entre 3 y 5 kilómetros desde la conexión actual por parte de las ED, para ser incluidos como sujetos a financiamiento bajo el programa.

⁵ Arévalo (2018) op.cit.

⁶ Para el presente análisis se presume que los proyectos en la muestra cuentan con factibilidad técnica, social y ambiental.

⁷ Mercado, César (2018). Consultoría para el Plan Maestro para la Universalización del Servicio Eléctrico de Panamá. Reporte 3. BID. Panamá.

- 2) Economías de escala. Se procedió a agrupar subproyectos con solución por extensión de red con base en una zonificación por cercanía geográfica, homogeneidad de las soluciones y patrones de consumo, la capacidad de ejecución de la construcción por parte de la ED y la capacidad de supervisión y cumplimiento de sus demás funciones por parte de la OER, para evitar la promoción, formulación, evaluación y construcción de proyectos de escala muy pequeña que no justifican aisladamente los costos transaccionales de la contratación de su ejecución. Se llegó a la formulación de cinco proyectos de extensión de red como parte de la muestra.
 - 3) Se aplicó el criterio de máximo costo. Para que un proyecto de conexión en red no sea costoso, su costo unitario promedio de inversión debe ser menor que US\$6.000⁸. Los proyectos que no cumplían con los criterios exigidos fueron reformulados, eliminando subproyectos de cada paquete que resultaban altamente costosos para ser elegibles a financiamiento bajo este tipo de solución.
 - 4) Los subproyectos que fueron eliminados por su alto costo en red se analizaron para ser incluidos en la muestra o en el portafolio de financiamiento dentro del programa para ser evaluados más adelante, considerándoles soluciones de sistemas aislados: configuración con mini-redes, o sistema fotovoltaico individual.
 - 5) Se incluyó en la muestra el 30% del inventario de los proyectos identificados que requirieran normalización, de acuerdo con lo descrito en ¶2.4.
 - 6) Se incluyeron 84 escuelas y 33 centros de salud en zonas aisladas, identificados por MEDUCA y MINSA respectivamente, como parte del inventario que se espera intervenir durante la ejecución.
 - 7) Se incluyó el proyecto de repotenciación de la Comarca Kuna Yala.
- 4.4 El inventario resultante es el portafolio de “proyectos elegibles”, a los cuales se les sometió a la evaluación económica y financiera para llegar a la muestra de “proyectos seleccionados” mediante la aplicación de los siguientes criterios:
- 4.5 Criterios de selección de proyectos de extensión de red:
- Que sea financieramente no rentable. Para que un proyecto no sea financieramente rentable se requiere que el valor presente del flujo neto de ingresos y egresos descontados al 8,94%, sea negativo ($VPN < 0$).
 - Que sea económicamente rentable. Para que un proyecto sea económicamente aceptable se requiere que tenga $VPNE > 0$, o que su $TIRE > \text{Tasa Social de Descuento}$ (12%)
 - Que sea operativamente sostenible. Para ellos se requiere que los ingresos cubran los costos operativos, lo cual ocurre cuando el valor absoluto del VAN es inferior al costo de inversión en redes, o sea que requiera un Subsidio $< \text{Costo total de inversión}$.
- 4.6 La muestra levantada para proyectos de extensión de red quedó organizada y agrupada por provincia, así: (i) Bocas del Toro; (ii) Coclé; (iii) Chiriquí; (iv) Darién; (v) Herrera; (vi) Los Santos; (vii) Panamá; (viii) Veraguas; y (ix) Panamá Oeste. El costo de inversión de estos proyectos llega a US\$ US\$41,5 millones.

⁸ El costo promedio unitario de proyectos de extensión de red en la muestra agregada resultó en US\$5.028.

- 4.7 La muestra de proyectos de normalización la componen 600 usuarios localizados en (i) Bocas del Toro/Chiriquí; (ii) Provincias Centrales y Panamá Oeste; (iii) Veraguas; y (iv) Panamá & Darién, con un costo unitario estimado de US\$1.500. El costo de inversión de este grupo de proyectos se estima en US\$900.000.
- 4.8 El proyecto de repotenciación de Kuna Yala incluye 5128 soluciones con un costo unitario promedio de \$1.090. El costo total estimado de este proyecto es de US\$5,6 millones.
- 4.9 Aunque el programa ofrecerá financiamiento para proyectos con el esquema de configuración en mini-red, la muestra no incluye proyectos de este tipo, debido a que aún no se cuenta con el requisito de tener prediseño, o diseño técnico específico de esas soluciones. Existe la identificación de posibles comunidades beneficiarias como resultado del análisis de costo máximo realizado para la solución en red. Se espera llegar a 4.180 usuarios con mini-red, a un costo por usuario estimado en US\$4.000. A pesar de no tener proyectos de este tipo en la muestra, en este estudio se hace una evaluación económica de un prototipo de esta solución, como referencia para el análisis de la bondad económica de este tipo de solución. El Anexo A lista proyectos identificados como potenciales para este tipo de solución.
- 4.10 El costo estimado de inversión total de la muestra es de aproximadamente US\$47,322,533, cerca del 32% del monto total del programa y 32% del monto del componente de inversión. Con la inversión contemplada en la muestra se espera proveer servicio eléctrico mediante red a 7032 hogares; la conexión de 600 viviendas por normalización; restaurar el servicio por repotenciación a 5128 usuarios en Kuna Yala; y atender a 133 escuelas y 30 centros de salud con soluciones aisladas. Con la totalidad de los recursos del programa se espera suministrar energía mediante red a 20.324 hogares; incorporar a 2.000 viviendas por normalización; dar acceso al servicio mediante configuración con mini-red a 4.180 usuarios; repotenciación de sistemas fotovoltaicos a 5.128 usuarios; y atender a 233 escuelas y 90 centros de salud con soluciones aisladas. La composición de la muestra se resume en el Cuadro 1; y las metas totales del programa en la Matriz de Resultados en el Anexo F.

Cuadro 1 - Resumen de la Muestra

Extensión de Redes y conexiones	# Sub Proyectos	# Usuarios	# Habitantes	Inversión inicial US\$	Costo por Vivienda US\$	# Normalización	
Bocas del Toro	86	1.576	7.092	8.928.145	5.665	225	
Coclé	37	368	1.655	2.206.360	6.000	75	
Chiriquí	15	259	1.167	1.555.436	6.000	-	
Darien	21	476	2.140	2.853.658	6.000	220	
Herrera	12	99	448	596.890	6.000	80	
Los Santos	20	221	994	1.325.341	6.000		
Panama	22	957	4.307	5.621.097	5.874		
Veraguas	67	2.576	11.592	15.456.391	6.000		
Panama Oeste	21	500	2.250	2.999.681	6.000		
Total Extensión de Red	301	7.032	31.664	41.543.000	5.028	600	
Costo unitario promedio (US\$)						\$1.500	
2. Sistemas Aislados		# Usuarios		Inversión inicial US\$	Costo Unitario US\$	# Escuelas	#Centros de Salud
Centros de Salud	30			312.543	9.471		
Escuelas	133			1.121.232	13.348		
Repotenciación Kuna Yala	41	5.128	23.088	5.583.288	1.089	36	15
Mini-redes */		4.180	18.810	8.360.000 */	2.000		
Total Aislados	204	9.308	41.898			84	33

V. ESTIMACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS

- 5.1 Se consideraron los siguientes conceptos de costos y beneficios asociados a cada proyecto de la muestra:

A. COSTOS

- 5.2 **Costos de la inversión.** Se toman los valores de las inversiones de acuerdo con los estimados derivados del análisis de factibilidad realizado por OER y evaluados por los consultores del BID a cargo del diseño de la muestra. La inversión comprende:
- 5.3 Proyectos de ampliación de cobertura de red: construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica, incluyendo medición inteligente e instalaciones internas en zonas rurales que sean interconectables al SIN. Las conexiones comprenden el equipo de medición inteligente, el elemento de control y protección, la acometida eléctrica entre la red pública y la vivienda, las instalaciones interiores a la vivienda. La extensión de redes y las conexiones/instalaciones internas serán financiadas por la OER, con recursos del préstamo.
- 5.4 Los componentes de la inversión de la red incluyen Kms de cable de media tensión y baja tensión, de diferentes tipos de fase, cable soterrado, acometidas domiciliarias, instalaciones, transformadores, luminarias. La inversión en las conexiones internas está conformada por lo menos de lo siguiente: receptáculo para medidor, tipo de entrada, interruptor principal, dos (2) focos fluorescentes, dos (2) interruptores, dos (2) tomacorrientes, materiales y accesorios.
- 5.5 Los proyectos de normalización de usuarios en red recibirán únicamente el equipamiento necesario para realizar la conexión/instalación interna. Se estima un costo promedio por unidad normalizada en US\$1.500.
- 5.6 Proyectos de sistemas aislados:
- Repotenciación en Comarca Kuna Yala. Incluye el remplazo de las baterías y el equipo defectuoso. El equipo de diseño de la muestra estimó la inversión requerida promedio en US\$1.200 por usuario.
 - Escuelas y centros de salud en zonas aisladas. Se incluye la instalación de generación con paneles fotovoltaicos. El programa financiará la dotación del sistema fotovoltaico individual para escuelas y centros de salud en zonas aisladas, incorporando paneles fotovoltaicos de 250W controlador de carga de 80 Amp., batería VRLA tipo Gel, 200 Ah@20 horas, inversor cargador de 4000 Watts, instalaciones internas y accesorios complementarios. Se brindará capacitación a la comunidad en el mantenimiento básico preventivo de los sistemas fotovoltaicos instalados para que cuenten con mecanismos para asegurar que la provisión del servicio sea sostenible a lo largo de su vida útil mediante obligaciones contractuales relacionadas con la AO&M. El presupuesto para electrificar escuelas y centros de salud es variable en función de las necesidades específicas de cada caso. La capacidad a instalar depende del tamaño de la unidad que se está sirviendo, dada por el número de aulas en las escuelas y el nivel o categoría del centro de salud. sin embargo, están en el orden de US\$ 13.348 por escuela y de US\$ 9.471 por centro de salud.

- Mini-redes. Incluye la instalación del parque de generación fotovoltaica para la comunidad y las conexiones individuales para los usuarios. Al no contar con datos exactos de diseño, se tomaron estimados de costo conservadores. El programa considera un costo por kW para la inversión en la planta de generación fotovoltaica y sus componentes de entre US\$1.900 y US\$2.300, junto con un costo unitario de conexión interna de entre US\$1.350 y US\$1.500 por usuario electrificado. Estos costos se basan en la información oficial de la OER usando como referencia las licitaciones realizadas por esta entidad recientemente. Los datos fueron verificados por el equipo de consultoría contratado por el Banco para diseñar la muestra de proyectos mediante estudio de los precios en el mercado local e internacional. Se incluye la inversión en la instalación de la central de generación fotovoltaica que ocupará una superficie cubierta por estructuras fotovoltaicas; control de cargas; banco de baterías; inversores que darán servicios a los módulos fotovoltaicos; cableado; contenedores para oficina, taller, y almacén de combustible; área para disposición de residuos; sistema de monitoreo, incluyendo un sistema de adquisición de datos (SCADA) que permitirá monitorear de manera remota la central de generación fotovoltaica a través de internet; sistema de distribución y conexiones internas a las viviendas. El costo total de la solución en mini-red con estos supuestos llega a US\$7.600 por kW instalado y conectado al usuario.

- 5.7 **Costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M).** Los costos anuales de AO&M se calculan con base en las fórmulas respectivas para cada ED en la [Resolución AN No. 12688-Elec de agosto 30 de 2018](#) de la ASEP.

B. BENEFICIOS FINANCIEROS (INGRESOS)

- 5.8 Los beneficios financieros de los proyectos de extensión de redes y conexiones del programa, los constituyen los ingresos de las ED provenientes de la explotación del proyecto a través de la facturación por ventas de energía a los clientes vinculados al proyecto, valoradas con las tarifas reguladas vigentes; y de las transferencias percibidas por el FET.

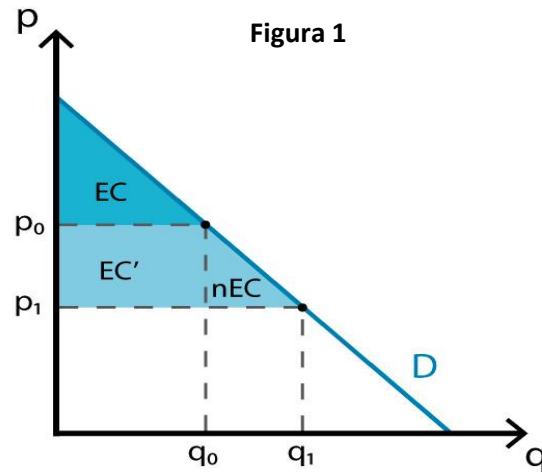
C. BENEFICIOS ECONÓMICOS

- 5.9 La meta principal del programa es ampliar el acceso al servicio eléctrico de la población que actualmente no cuenta con cobertura. La medición de los beneficios económicos de la extensión de redes se realiza mediante los estimados de la ganancia del excedente del consumidor; del ahorro en gasto en energía de los usuarios resultantes de la reducción en las fuentes que serán sustituidas por electricidad; y de la energía incremental pagada a la que se accede por el proyecto.

Excedente del consumidor

- 5.10 Es la ganancia en bienestar económico por el consumo a un precio menor al que el consumidor está dispuesto a pagar, en conjunto con el acceso a mayor cantidad de consumo. Se calcula como el área bajo la curva de demanda entre el punto de precio elevado en que el consumidor consume energía costosa (situación sin proyecto) y la tarifa para el consumo previsto en la situación con proyecto. Gráficamente, la Figura 1 muestra la demanda con la línea D. la situación inicial sin proyecto se representa con p_0 y q_0 , cuyo Excedente del Consumidor es el área EC. Cuando el precio baja de p_0 a p_1

gracias al proyecto, la cantidad consumida aumenta de q_0 a q_1 y el Excedente del Consumidor total es el área $EC + EC' + nEC$. La ganancia en el excedente al consumidor con el proyecto, $EC' + nEC$, representa el menor pago por el consumo de q_0 (EC'), más el consumo adicional $q_1 - q_0$, al nuevo precio más bajo (nEC).



- 5.11 El análisis cuantifica la ganancia neta en el Excedente del Consumidor total, por año, por proyecto de la muestra, así:

Ganancia neta de Excedente del Consumidor con proyecto = # clientes x 12 ($nEC + EC'$)

Ganancia neta de Excedente del Consumidor con proyecto = # clientes x 12 $[(p_0 - p_1)(q_1 - q_0) \times RPC/2 + (p_0 - p_1) q_0] =$

de clientes * 12 meses * $[(\$/\text{kWh}$ antes del proyecto – tarifa vigente) (consumo esperado – demanda satisfecha antes del proyecto) \times RPC / 2 + $(\$/\text{kWh}$ antes del proyecto – tarifa vigente) * demanda satisfecha antes del proyecto (q_0)]

Energía sustituida

- 5.12 Es el beneficio correspondiente a la cantidad de energía relativamente más costosa que resulta sustituida por energía eléctrica, gracias al proyecto (q_0), valorada al costo de oportunidad promedio del kWh de dicha energía sustituida (p_0). Se calcula con base en la caracterización de la demanda actual de las comunidades beneficiarias potenciales y los factores de conversión energética de estos energéticos, y los costos unitarios actuales, realizada por la OER y validada por consultoría del BID que preparó la muestra de proyectos (¶3.18). La valoración a precios de frontera se calcula multiplicando el costo equivalente cuantificado en numerario de mercado, por la RPC correspondiente al consumo.

Energía adicional consumida (pagada)

- 5.13 Es el beneficio percibido por la cantidad de energía incremental consumida que es posibilitada por la muestra del proyecto. Es el resultado de proyectar la demanda obtenida al hacer el análisis de caracterización de la demanda residencial y no residencial con base en el crecimiento esperado del consumo (¶3.18-3.20). Este

volumen de consumo se valora con la tarifa y es expresado en el numerario de cuenta aplicando el RPC del consumo de usuarios. Evaluación de proyectos de normalización

- 5.14 Se financiarán proyectos que ya tienen construida la red de distribución pero que no cuentan con la conexión individual al sistema. La falta de esta conexión constituye una barrera de acceso al servicio eléctrico por parte de hogares de bajos recursos. Esta situación representa un costo de oportunidad de los recursos ya invertidos que, sin la inversión adicional propuesta, impide la generación de los beneficios de la inversión inicial. Se identificaron 2.000 posibles beneficiarios individuales con esta solución en diferentes provincias. El costo estimado de conexión es de US\$1.500, mientras que el costo promedio estimado de un proyecto de conexión que requiere la extensión de red está en US\$5.028, de acuerdo con los datos de la muestra (Cuadro 1).
- 5.15 El beneficio económico está dado por los mismos conceptos analizados para el caso de electrificación con redes y conexiones: excedente del consumidor; ahorro por sustitución de energéticos; y energía consumida y pagada (§5.10-5.13). Los parámetros y supuestos a aplicar para los cálculos de estos beneficios son los mismos usados en el anterior análisis, pero en este caso de normalización no se incurre en la inversión de la extensión de la red. Como resultado, los beneficios económicos netos serán superiores a los obtenidos en el análisis de extensión de red con conexión. Por tanto, esta línea de inversión se considera de alta rentabilidad económica. Esto se verifica en el análisis de sensibilidad realizado a los proyectos con extensión de red, al reducir el costo de la inversión, escenario que resulta en mucho mayor rentabilidad económica (§6.14).
- 5.16 Estos proyectos se consideran sujetos a financiamiento con recursos del programa debido a que las ED no financian las instalaciones internas de sus clientes. Se justifica la intervención debido a que para la sociedad se genera un alto beneficio económico como resultado del rápido impacto esperado en el nivel de cobertura, de una mejor asignación de recursos por sustitución de energéticos por energía de mejor calidad al materializarse el consumo en respuesta a una relativa baja inversión, y por la puesta en marcha productiva de un activo que de otra forma estaría ocioso.

D. EVALUACIÓN PROYECTOS AISLADOS

- 5.17 Repotenciación. La Comarca Kuna Yala es un Archipiélago ocupado por la comunidad indígena del mismo nombre. En la Comarca está el 1,08% de la población del país. Bajo las etapas anteriores de programas de electrificación rural, la Comarca fue beneficiaria de una inversión en sistemas con base solar. Se suministraron 5.140 sistemas solares individuales. Sin embargo, las actividades de operación y mantenimiento correspondientes a estas instalaciones que permitieran la funcionabilidad de los sistemas, no se han llevado a cabo en forma debida. Como resultado, el 90% de los sistemas instalados bajo el PN-0150 y el 70% de las instalaciones bajo el PN-L1095 se encuentran fuera de servicio por vencimiento de las baterías de los sistemas, las cuales no han sido remplazadas, y por el deterioro de algunos equipos.
- 5.18 Bajo este programa se proponer restaurar el servicio eléctrico a estas comunidades por medio de la repotenciación de los sistemas fotovoltaicos individuales instalados, mediante el remplazo de baterías y partes, en respuesta a una solicitud explícita del Gobierno para corregir fallas en la administración del proyecto una vez fue puesto en marcha; y para atender a una comunidad de muy bajos recursos. Para materializar los beneficios esperados, se requiere la disponibilidad de la infraestructura original y la

nueva inversión en repotenciación. La inversión original fue realizada bajo los anteriores programas y se consideran costos hundidos. Al momento de realizar la inversión, estos proyectos tuvieron que someterse a la evaluación económica y haber pasado los filtros de elegibilidad y criterios de selección, incluyendo la rentabilidad económica. Siendo la inversión requerida en este momento de menores costos a la realizada originalmente, con la expectativa de los mismos beneficios y con costos de AO&M que se estiman similares, se puede definir con certeza que el proyecto de repotenciación es rentable económicamente.

- 5.19 El riesgo de esta inversión está relacionado con su sostenibilidad. El financiamiento de este proyecto debe estar sujeto a que se cuenten con mecanismos para asegurar que la provisión del servicio sea sostenible a lo largo de su vida útil, mediante obligaciones contractuales relacionadas con la AO&M de los sistemas eléctricos aislados, definiendo los costos de AO&M y la tarifa para calcular y validar el monto del subsidio para este tipo de proyectos de electrificación rural en áreas remotas no servidas y no concesionadas.
- 5.20 Asumiendo que esta última condición se cumple para realizar correcciones de fallas de manejo de al inversión en el pasado (¶3.29), la justificación económica de este proyecto se asemeja a la derivada de los proyectos de normalización, en el sentido de que se cuenta con una inversión realizada en infraestructura para la electrificación (costo hundido), cuyo beneficio no se puede materializar porque el usuario no tiene la conexión al servicio, independientemente de la causa de esta barrera al acceso.
- 5.21 En la metodología de ASEP para el cálculo de subsidio para proyectos de electrificación rural, se define el valor de tarifa que se cobrará a los beneficiarios (usuarios) que reciban el servicio de energía mediante sistemas aislados. De acuerdo con la [Resolución de ASEP AN No.4839 de 2011](#), la tarifa de electricidad que se cobrará a los usuarios de los sistemas aislados que no sean de la distribuidora será igual a la que establezca la ED más cercana al área geográfica servida y el subsidio se determinará de acuerdo a la diferencia que haga falta para cubrir el costo de prestar el servicio en el área. Actualmente la tarifa definida para estos usuarios en Kuna Yala oscila entre US\$12 y US\$22 mensuales. El servicio eléctrico se usa para iluminación, televisión, celular y electrodomésticos esenciales. Se cubrirán 5.128 usuarios, incluyendo 15 centros de salud y 36 centros comunitarios y escuelas.
- 5.22 Mini-red y sistemas individuales (escuelas y centros de salud en zonas aisladas). La justificación económica de esta solución se basa en demostrar que esta es la solución de menor costo, frente a otras alternativas disponibles. Bajo este enfoque se comparan alternativas que permitan obtener el mismo beneficio para identificar la solución que requiera la menor cantidad de recursos. Para ello, se realiza una identificación, cuantificación y valoración de los costos asociados al proyecto y una comparación de alternativas de solución tales como: conexión en red, aunque (esta alternativa se elimina al aplicar los criterios de elegibilidad para optar por mini-red o soluciones individuales, los cuales requieren que el costo de la conexión en red sea mas alto que el umbral establecido (¶3.26); generación aislada con diésel, solución con sistemas fotovoltaicos individuales, o sistemas comunitarios con distribución en mini-red, en busca de la solución de mínimo costo unitario por usuario.
- 5.23 Para el caso de mini-red el programa considera preliminarmente un costo por kW de inversión en la planta de generación fotovoltaica y sus componentes de entre US\$1.900

y US\$2.300, junto con un costo unitario de conexión interna de entre US\$1.350 y US\$1.500 por usuario electrificado (¶5.6). Se estima posible atender 4180 usuarios en 23 comunidades preidentificadas. Esta información se presenta en el Anexo A, Cuadro A-2. Se obtiene el costo nivelado de esta solución, LCOE⁹ por sus siglas en inglés (¶6.6) y se compara con el costo local de una solución alternativa viable en Panamá, de generación con motores a base de gasolina.

E. IMPACTO EN REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

- 5.24 Para calcular el valor del cambio en emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) resultante de la transición del consumo de energéticos antes del proyecto con base en velas, pilas y kerosene, hacia el uso de electricidad provista por el programa, se calculó el volumen promedio de emisiones producido por estas fuentes energéticas que serán sustituidas por las nuevas fuentes de electricidad, enfocándose exclusivamente en el consumo actual de kerosene. Para ello se aplicó el factor de emisiones correspondiente a este energético, de 10.15 kg CO₂/galón consumido.
- 5.25 Para evaluar el efecto neto en emisiones resultante de la transición, se consideraron dos situaciones: la solución con conexión a la red; y las soluciones aisladas con base en ERNC. En el caso de las soluciones con conexión a la red es necesario considerar el incremento en emisiones que se obtiene al tener que incrementar la generación eléctrica en el SIN para satisfacer la demanda incremental y compararlo con la reducción debido a la sustitución del kerosene. La demanda incremental esperada, expresada en kWh, se presenta en el Anexo G.
- 5.26 Para ello, a la demanda incremental esperada en kWh bajo el programa, se le aplica el factor de conversión de 0,3367 kg de CO₂/kWh calculado por EPM para Panamá¹⁰. Este valor se compara con las emisiones evitadas esperadas por eliminación del consumo de kerosene.
- 5.27 En el caso de los sistemas aislados, el 100% de la reducción en emisiones resultante del kerosene sustituido se considera beneficio generado por la inversión propuesta, al ser la generación eléctrica en estos casos, totalmente de fuentes renovables. Para valorizar en dólares los beneficios resultantes, se aplican los precios sombra utilizados en la [Nota de Guía](#) emitida por el Banco Mundial en 2017 para este propósito.

⁹ *Levelized Cost of Energy*

¹⁰ “Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 2017”. ENSA Grupo EPM 2017. El estudio sigue las normas del *Greenhouse Gas Protocol elaborado por el World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)* y el *World Resources Institute (WRI)* y reconocido dentro de las buenas prácticas de contabilidad y reporte de emisiones de gases de efecto invernadero.

VI. RESULTADOS OBTENIDOS

A. PROYECTOS DE EXTENSIÓN DE REDES Y CONEXIONES

- 6.1 Se realizó una proyección de costos e ingresos incrementales a 20 años como resultado del proyecto, a precios de mercado y a precios de eficiencia. A los flujos obtenidos se le calcularon las respectivas TIR, TIRE y VPN financieros y económicos para cada proyecto de la muestra. Se usa una tasa de descuento de 8,94% para los flujos financieros y 12% para los flujos económicos. El resumen de los resultados del caso base se presenta en el Cuadro 2.
- 6.2 Los proyectos de extensión de red en la muestra arrojan rentabilidad financiera negativa, lo que hace que la inversión no ofrezca incentivos para que el sector privado la realice. La alta rentabilidad económica obtenida evidencia los beneficios de la inversión para la sociedad como un todo, confirmando la justificación de la intervención con recursos públicos. La desagregación de los beneficios económicos en el modelo muestra que, en promedio del agregado de los proyectos de extensión en red, el 81% de los beneficios proviene del excedente del consumidor, el 8,5% de análisis de la sustitución de energéticos y el restante 10,5% de la energía pagada. Anexo E.

Cuadro 2 – Resultados evaluación financiera y económica - CASO BASE

Provincia	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %	Beneficio / Costo
Bocas del Toro	8.928.145	(4.149.701)	36.843.372	75,8%	1,94
Coclé	2.206.360	(2.377.793)	3.087.566	35,6%	1,74
Chiriquí	1.555.436	(1.619.964)	2.147.693	35,5%	1,76
Darien	2.853.658	(2.916.566)	4.540.132	38,5%	1,76
Herrera	596.890	(697.126)	573.871	28,6%	1,64
Los Santos	1.325.341	(1.365.388)	1.552.896	32,0%	1,70
Panama	5.621.097	(3.506.403)	13.445.040	50,6%	1,82
Veraguas	15.456.391	19.185.673	87.716.358	96,4%	1,94
Panama Oeste	2.999.681	(2.617.764)	4.771.047	38,5%	1,76
Agregado proyectos extensión de red	41.543.000	(65.031)	106,175,640	69,6%	1,91

- 6.3 El valor absoluto del monto obtenido en el VPN debe ser interpretado como la máxima transferencia que se haga hacia las ED por concepto de subsidio de cada proyecto. La diferencia entre el VPN y la inversión realizada es la parte de la inversión que la ED está recuperando con la tarifa. Este resultado es sobresaliente en los proyectos de Bocas del Toro/Chiriquí y la Comarca Ngöbe Bugle, donde el VPN es bastante menor que la inversión propuesta. Los otros proyectos producen un VPN muy cercano al valor de la inversión. Por otro lado, cualquier monto (absoluto) del VPN mayor al valor de la inversión estaría subsidiando los costos de AO&M.
- 6.4 Los proyectos con la más alta relación Beneficio/Costo son aquellos con mayor densidad poblacional y menor costo unitario, evidenciando las ganancias en economías de escala.

B. PROYECTOS EN ZONAS AISLADAS

- 6.5 Mini-red. Aplicando la metodología de análisis costo-eficiencia, se calculó el costo nivelado de la energía para: (i) un proyecto de mini-red de 70kW de capacidad para atender una comunidad del tamaño promedio de los proyectos identificados en el área de influencia de ENSA con 300 usuarios, con consumos proyectados equivalentes a los recomendados para el Nivel 3 (*Tier 3*) del estudio de ESMAT – Banco Mundial citado; y (ii) un proyecto de mini-red de 40kW de capacidad para atender una comunidad de 160 usuarios, el tamaño promedio de los proyectos identificados en el área de influencia de EDEMET (Naturgy), con consumos proyectados consistentes con los estándares recomendados para el Nivel 3 (*Tier 3*) del estudio de ESMAT – Banco Mundial citado.
- 6.6 Para la evaluación de los proyectos en mini-red se calculó el costo nivelado de la solución ofrecida bajo el programa, LCOE, con base en los valores de la inversión y las proyecciones de costos operativos y de mantenimiento a largo plazo. El LCOE se calcula como la fracción entre el promedio anual del valor presente de los costos incurridos con el proyecto en 20 años, incluyendo la inversión inicial, y el promedio anual de la energía vendida por el sistema ajustada por deterioro. Este valor se compara con el costo actual por kWh incurrido por los usuarios con el patrón actual de consumo con energéticos que serían sustituidos al recibir el acceso, el cual se basa en la información disponible sobre costos de suministros por kWh en las áreas rurales, similares a los enfrentados por los beneficiarios de extensión de red. Se compara adicionalmente, con el costo unitario por kWh de una solución individual de generador con base en gasolina. El Cuadro 3 resume estos resultados.

Cuadro 3 – Análisis Costo-Eficiencia Mini Red	
Costo nivelado mini-red (LCOE) US\$/kWh	
Promedio 300 usuarios (ENSA)	0,64
Promedio 160 usuarios (EDAMET)	0,57
Generación con Gasolina US\$/kWh	
Promedio 300 usuarios (ENSA)	0,76
Promedio 160 usuarios (EDAMET)	0,76
Energía actual por sustituir US\$/kWh	
Promedio 300 usuarios (ENSA)	4,88
Promedio 160 usuarios (EDAMET)	4,88
FV micro-red vs. Diésel	%
Promedio 300 usuarios (ENSA)	84%
Promedio 160 usuarios (EDAMET)	75%

- 6.7 El caso de la mini-red evidencia la ventaja en términos de costo de la electrificación con base solar distribuida mediante configuración con mini-red, en comparación con la opción de usar generadores con combustibles fósiles, o con la situación actual sin electricidad. El costo por kWh en mini-red representa entre el 75% y el 84% del costo de la solución con base en gasolina. Es predecible que la ventaja de costo eficiencia que muestra la mini-red sea mayor de lo que se ilustra cuando se cuente con información más exacta sobre los costos unitarios de la instalación del parque fotovoltaico y accesorios. El ejercicio realizado aquí sirve como ilustración de las ventajas de costo eficiencia de este tipo de solución para zonas retiradas de la red, el cual se repetiría cuando se tenga la información relevante al momento de diseñar los sistemas a ofrecer.

- 6.8 Soluciones aisladas. Para los proyectos con solución fotovoltaica individual que se le brindará a las escuelas y centros de salud aislados, se sigue la misma metodología aplicada a mini-red. En este caso se toma un costo de inversión promedio por escuela y se estima el consumo de acuerdo con el encontrado para usuarios no residenciales de 397 kWh/mes. Se calculó el costo nivelado (LCOE) de la solución promedio propuesta, con base en los valores de la inversión y las proyecciones de costos operativos y de mantenimiento a largo plazo del diseño de la muestra, de MEDUCA y de la OER. Este valor se comparó con el costo nivelado de una solución técnicamente viable en el mercado local que ofrecería el mismo nivel de servicio, por medio de un generador individual basado en gasolina (0,76 US\$/kWh). Se compara también con el costo unitario enfrentado actualmente, usando las fuentes que se espera sustituir. La comparación de los LCOE comprueba la ventaja en costo-eficiencia de la solución fotovoltaica domiciliaria, siendo su costo 54% del costo de la solución con base en gasolina.

Cuadro 4 – Análisis Costo-Eficiencia Sistema FV Escuela	
Costo nivelado FV de 250W (LCOE) US\$/kWh	0,41
Generación con Gasolina US\$/kWh	0,76
Energía actual por sustituir US\$/kWh	4,88
FV individual vs. Gasolina	54%

C. REDUCCIÓN DE CO₂

- 6.9 Se calculó el valor en toneladas de CO₂ de emisiones evitadas por eliminación del kerosene en soluciones con red, proyectadas a 15 años; y por la sustitución del kerosene por ERNC en sistemas aislados, proyectando los valores a 10 años. En el caso de conexiones en red, se calculó adicionalmente la demanda incremental esperada y las nuevas emisiones de CO₂ que se espera serán causadas por esta nueva generación eléctrica. Estas emisiones se valorizaron usando el precio sombra recomendado por la Nota Guía del Banco Mundial (¶15.25) para escenarios con precios bajo y alto de CO₂. Los flujos obtenidos se trasladaron a valor presente usando 12% como tasa de descuento. Los resultados obtenidos se resumen en el Cuadro 5 y se detallan en el Anexo G.

Cuadro 5 - Evaluación impacto de emisiones de CO₂ de la muestra de proyectos

	Conexiones en red	Sistemas Aislados	Total
Emisiones Evitadas (Ton.)	66,701 (15 años)	22,391 (10 años)	89,093
Escenario Bajo (Valor Presente)	\$1,240,883	\$510,019	\$1,750,901
Escenario Alto (Valor Presente)	\$2,477,140	\$1,015,903	\$3,493,043
Emisiones Nueva Generación (Ton.)	14,223	0	14,223
Escenario Bajo (Valor Presente)	\$237,387	0	\$237,387
Escenario Alto (Valor Presente)	\$474,508	0	\$474,508
Reducción neta Emisiones CO₂ (Ton.)	52,479 (15 años)	22,391 (10 años)	74,870
Escenario Bajo (Valor Presente)	\$1,003,496	\$510,019	\$1,513,515
Escenario Alto (Valor Presente)	\$2,002,632	\$1,015,903	\$3,018,535

- 6.10 Los resultados muestran que el programa tiene un efecto global positivo en la generación de gases efecto invernadero a través de la reducción neta de emisiones de CO₂.

D. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

- 6.11 Se realizó un análisis de sensibilidad de los resultados de la evaluación económica ante variaciones adversas de las variables más críticas en el logro de los objetivos que determinan los costos y beneficios de la inversión. Su variación se considera de razonable probabilidad de ocurrencia, razón por la cual se mide su posible efecto en los resultados esperados: costos de la inversión, reducción de metas de usuarios y de consumo, cambios en las tarifas y en el rendimiento financiero regulado. El incremento en los costos de equipo, obras y materiales tienen alta probabilidad de suceder en los niveles ensayados en la economía panameña, donde gran parte de los componentes y tecnología de la inversión son importados. Las tarifas y rendimiento financiero dependen de la regulación vigente. Las variaciones en la demanda y número de usuarios dependen significativamente de las actividades de promoción y acompañamiento de los organismos encargados y del manejo eficiente de los recursos de inversión disponibles.

Extensión de red

- 6.12 Se construyeron los siguientes escenarios, simulando: un aumento de 15% y reducción de 75% en los costos de la inversión (normalización); aumento de +/- 15% en la tarifa; reducción del 15% en el número de beneficiarios meta, en el consumo promedio, y en la tasa regulada de rendimiento financiero. El análisis de sensibilidad muestra que los resultados de rentabilidad económica son robustos ante estos cambios. En todos los casos la rentabilidad económica se mantuvo positiva, mostrando relativa vulnerabilidad a la reducción del número de viviendas servidas. Sin embargo, este número tendría que reducirse en 61% para comenzar a mostrar VPNE negativo, lo cual se considera de baja probabilidad de ocurrencia.
- 6.13 La reducción de las tarifas en un 15% reducen el VPNE significativamente. Para que el proyecto pierda su rentabilidad económica, las tarifas tendrían que reducirse en 66%, lo cual se considera poco probable. La reducción en el consumo promedio por usuario proyectado de 68,3 kWh/mes, tendría que llegar al 35% de ese nivel para que el VPNE comience a mostrar resultados negativos. Este menor consumo (23,9 kWh/mes) representa el nivel cercano al que se estima consumen los potenciales beneficiarios actualmente sin electricidad, mediante los energéticos que serán sustituidos.
- 6.14 El aumento o disminución en el costo de inversión afecta solo muy levemente la rentabilidad económica. Teniendo en cuenta que los costos usados en los cálculos presupuestales del programa son en promedio 7% más altos que los regulados y usados para la referencia de ASEP, un alza mayor que la experimentada en el escenario no se considera probable. Se realiza adicionalmente un escenario de reducción de costos de un 75% para representar la solución ofrecida de normalización de usuarios que solo requieren la conexión interna. Como es de esperar, la rentabilidad económica mejora con la intervención.
- 6.15 A pesar del razonable nivel de ocurrencia de los escenarios propuestos, los valores utilizados se encuentran en el extremo bajo del rango de probabilidad. Los costos utilizados como base están por encima de los costos regulados de ASEP y se espera que

por los avances tecnológicos y por el volumen a contratar bajo el programa con competencia internacional, que los precios considerados en la muestra tiendan a bajar durante la ejecución.

Cuadro 6 – Resumen Análisis de Sensibilidad Extensión de Redes

Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
CASO BASE:				
Agregado proyectos extensión red	41,543,009	(65,031)	154,677,974	69.6%
CASO Costos de inversión ↑ 15%:				
Agregado proyectos extensión de red	47,586,179	(4,477,944)	153,882,252	69.3%
CASO Costos de inversión ↓ 75%: NORMALIZACION				
Agregado Normalización	7,305,543	(1,576,664)	108,724,124	76%
CASO ↓ 15% Meta de viviendas servidas (demanda):				
Agregado proyectos extensión de red	41,543,000	(10,769,117)	115,627,137	63.2%
CASO Tarifas ↑ 15%:				
Agregado proyectos extensión de red	41,543,009	62,868,378	190,142,845	81.5%
CASO Tarifas ↓ 15%:				
Agregado proyectos extensión de red	41,543,009	(48,510,081)	119,213,103	57.4%
CASO Tasa regulada de rendimiento financiero ↓ 15%:				
Agregado proyectos extensión de red	41,543,009	4,421,822	154,677,974	69.9%
CASO Consumo promedio (kWh/mes) ↓ 15%:				
Agregado proyectos extensión de red	41,543,009	(7,139,394)	126,518,944	59.6%

- 6.16 Las tarifas se han modificado en los últimos años muy gradualmente, en particular por el comportamiento de los precios del petróleo. La demanda por electrificación por parte de usuarios potenciales se espera que aumente a medida que se avanza con la frontera electrificada. Los resultados mantienen su gran robustez, razón por la cual estos escenarios se considera ilustrativos, sin requerir experimentos adicionales a cambios en los valores en el análisis de frontera. Los resultados de viabilidad de la inversión se sostienen en estas simulaciones, validando la solidez de las inversiones propuestas, como se resume en el Cuadro 6 y se detalla en el Anexo H.

Proyectos aislados

- 6.17 Para los proyectos de repotenciación se puede anticipar que un aumento en los costos por sistema a rehabilitar tendría que ser del orden 3 a 4 veces el monto estimado para que la propuesta pierda su interés económico y se optara por analizar otras opciones. Estos escenarios se consideran de muy baja probabilidad de ocurrencia.
- 6.18 Los proyectos de mini-redes tienen el potencial de experimentar cambios en el precio de inversión hacia abajo, lo cual traería aún más favorabilidad económica a esta tecnología. Se recomienda un estudio de costos más detallado de los componentes de estos sistemas a instalar en Panamá y determinar los criterios para la inversión propios de esta solución, con base en costos unitarios por kW y por cliente conectado. Se espera que los costos de inversión en soluciones fotovoltaicas se reduzcan en el futuro, lo cual

podría reducir el LCOE, siempre y cuando se mantengan en forma preventiva los sistemas de forma apropiada para no tener que interrumpir el flujo de beneficios esperado e incrementar la inversión por remplazo.

VII. BENEFICIOS ADICIONALES NO CUANTIFICADOS

- 7.1 La justificación económica de la provisión del servicio eléctrico se puede establecer en dimensiones más allá de las cuantificadas en este análisis, reconociendo el valor de la adopción y uso del servicio eléctrico en las mejoras en la calidad de vida de la población beneficiaria. Existe amplia documentación reciente en la literatura que evidencia el impacto de la transición en el acceso y adopción hacia formas modernas de energía, en particular de electricidad, en las mejoras en la calidad de vida de la población beneficiaria. Gran parte de este trabajo se ha dedicado a verificar y medir la relación directa entre la adopción de electricidad y el aumento tanto a nivel de hogar como a nivel comunitario, en los ingresos o en niveles de consumo, en generación de nuevas actividades económicas, en la productividad laboral agrícola y no agrícola, en el empleo de mujeres, en educación y salud, y en la calidad de vida a nivel de las comunidades.
- 7.2 A continuación, se mencionan algunas de estas dimensiones adicionales en las que se ha demostrado empíricamente el impacto positivo en el bienestar del acceso a electrificación y que se consideran de relevancia para el caso de las comunidades rurales en Panamá. Dado que el programa provee las conexiones internas a las viviendas, dejándolas listas para la adopción inmediata de patrones de consumo con artefactos eléctricos, se anticipa que la generación de estos beneficios ocurrirá muy rápidamente. Los beneficios se generan a través de los servicios que prestan los artefactos eléctricos en el hogar o en la comunidad, y mediante el efecto ingreso que se obtiene al reducir la proporción del ingreso del hogar dedicado a pagar por energía.
- 7.3 Esta evaluación no cuantifica los impactos mencionados en esta sección, para lo cual se requeriría un análisis completo que conduzca a una evaluación de impacto con medición de las condiciones antes y después de realizada la inversión. La evaluación de impacto no está en el alcance de esta evaluación económica ex ante. Con base en las experiencias realizadas a nivel mundial, se puede predecir con alto nivel de confianza que los beneficios a mencionar se darán como resultado de este programa. El Anexo I presenta algunas de las recientes experiencias relevantes documentadas en la literatura sobre este impacto.
- 7.4 Aspectos productivos. Se anticipa una mayor productividad en la actividad económica de las comunidades beneficiadas. La mayor disponibilidad de horas con iluminación en la noche permite realizar tareas en el hogar, liberando horas diurnas que pueden utilizarse para actividades productivas, incluyendo agrícolas y de pesca a las que están mayormente dedicadas las comunidades foco de esta intervención.
- 7.5 La mayor cobertura del sistema eléctrico permitirá incrementar la productividad de las principales actividades económicas del lugar. El servicio eléctrico como insumo a la producción, en particular el provisto por red o mini-red, permitirá el uso de mejores equipos y herramientas modernas para la producción, incluyendo métodos de riego y mejor manejo de post cosecha, permitiendo mayor valor agregado y reducción de pérdidas con refrigeración. Se presentarán mejoras en la comercialización de productos perecibles (lácteos, carnes, etc.) en los establecimientos comerciales locales.
- 7.6 Educación. A nivel de hogar el aumento de las horas de servicio eléctrico aumenta las horas de estudio posibles, lo que se traduce en mejor desarrollo educativo, mejor acceso a servicios de salud y mejores resultados académicos, lo que se traduce en mejores ingresos en el largo plazo y mejor calidad de vida. A nivel de escuelas, se abren

oportunidades de usar métodos modernos de enseñanza a través de video, internet, etc. y se amplían las horas en que la comunidad puede acceder a las instalaciones y a una oferta expandida de servicios.

- 7.7 Salud. La reducción en el uso de lámparas de kerosene reduce la exposición a contaminantes dañinos, reduciendo el riesgo a enfermedades respiratorias y cardiovasculares. La electricidad en los centros de salud permite el uso de equipamiento moderno de diagnóstico y procesamiento y refrigeración, de comunicaciones, y de horas de atención a pacientes durante la noche.
- 7.8 Condiciones en el hogar. La adopción del servicio permitirá el uso de artefactos como refrigerador, radio, TV, plancha, carga de celular, etc. Se mejora la calidad de la iluminación a mejor costo para el hogar, lo que les permitirá ampliar su uso en forma más productiva. La refrigeración permite preservar mejor los alimentos, reduciendo enfermedades digestivas. La introducción del servicio eléctrico reduce el tiempo dedicado a la adquisición de combustible y otros energéticos, mejora en la calidad del aire al interior de la vivienda y reduce riegos de incendio o accidentes.
- 7.9 Desarrollo comunitario, sociocultural. La iluminación nocturna permite promover actividades comunitarias y mejor seguridad. Las comunidades que se conecten a la red y a servicio con mini-red tendrán el beneficio adicional, con respecto a una solución individual, de la posibilidad de contar con servicios de comunicación, e internet a nivel comunitario en beneficio de las actividades productivas durante el día y de acceso a mejores servicios educativos y de información en general.
- 7.10 Equidad de Género: El servicio eléctrico permite hacer mejor uso del tiempo de los adultos, en particular de las mujeres quienes pueden dedicarse a labores productivas en trabajo remunerado y no remunerado y mejor acceso a recursos productivos durante el día y ocuparse de atención al hogar en las horas nocturnas.
- 7.11 Apoyo institucional a la OER. Un importante aspecto del programa, cuyos beneficios no se cuantifican en este análisis son las mejoras resultantes del fortalecimiento de la capacidad técnica y de gestión de la OER para manejar y para modernizar sus sistemas actuales de gestión financiera, operativa, ambiental y de género. Este fortalecimiento es decisivo para el éxito en el logro de los objetivos del programa. Una fuerte capacidad de seguimiento, ejecución y control de la OER como entidad ejecutora permitirá avanzar en la entrega de recurso y en introducir medidas correctivas en forma oportuna para que se materialicen los beneficios esperados de la intervención.

VIII. CONCLUSIONES

- 8.1 Los resultados del análisis validan la alta conveniencia financiera y económica de realizar inversiones que reúnan las características técnicas, económicas y financieras representadas en la muestra, para reforzar y ampliar la cobertura eléctrica en zonas rurales en Panamá. Se ha identificado que las principales fuentes de beneficio derivado de las inversiones propuestas provienen del excedente del consumidor, correspondiente a los beneficiarios que no cuentan con servicio eléctrico, quienes tendrán acceso a energía a menores precios que las alternativas energéticas a las que tiene acceso actualmente (velas, baterías, lámparas de kerosene, diésel, etc.), resultando en un mayor consumo del servicio, dedicando menor proporción del presupuesto del hogar para energía.
- 8.2 La disminución neta resultante de las emisiones de CO₂ demuestra el beneficio en mitigación al cambio climático derivado de sustituir el consumo de los energéticos actuales usados por quienes no cuentan con electricidad, por el acceso a este servicio.
- 8.3 La alta rentabilidad económica de estas inversiones depende intrínsecamente del volumen de usuarios servidos y del costo unitario de inversión. Los proyectos con mayor rendimiento económico son aquellos con menor costo unitario y mayor densidad de la población, medida en número de viviendas por proyecto resultante de la obtención de economías de escala. Se recomienda mantener durante la ejecución la formulación de proyectos que concentren la mayor población posible y que mantengan los costos unitarios más bajos posibles, asegurando una mayor eficiencia en el uso de los recursos públicos, y un mejor logro de las metas de ampliación de la cobertura eléctrica del programa.
- 8.4 Los proyectos que componen la muestra cuentan con su prediseño o diseño final y se encuentran cerca al punto de ser construidos. Por tanto, estas inversiones tendrán prioridad para ser ejecutados al comienzo de la ejecución. Los proyectos que se vayan identificando para el resto del financiamiento podrán priorizarse de acuerdo con los criterios u objetivos que se vayan fijando. Los proyectos con la más alta relación Beneficio/Costo son aquellos con mayor densidad poblacional y menor costo unitario, evidenciando las ganancias en economías de escala tanto financiera como económicamente. Siendo el objetivo primordial del programa aumentar la cobertura eléctrica, el indicador más relevante para lograrlo es el costo de inversión por usuario, ordenando los proyectos de acuerdo con el valor de este indicador en forma ascendente, para maximizar el número de beneficiarios con los recursos disponibles. Este criterio muy seguramente guiará las intervenciones hacia la expansión gradual en una ruta hacia los proyectos más cercanos a la red existente (en la “última milla”)
- 8.5 Los proyectos de normalización generarán un nuevo ingreso a la ED por facturación, equivalente al nuevo consumo del beneficiario, valorado a la tarifa vigente aplicable por la ED, igual que en el caso de solución con extensión de red. Los proyectos de normalización podrían resultar rentables financieramente para las ED, por tener un menor costo de inversión, con los mismos niveles de AO&M que con la extensión de red. Cuando se dé este caso durante la ejecución, para asegurar el buen uso de los recursos del Estado, se recomienda negociar con la ED el financiamiento de parte de esta inversión que le favorece directamente o redefinir el cálculo del subsidio a otorgar.

- 8.6 Los proyectos en red resultan financieramente no rentables y sus VPN son menores que el valor de la inversión en cada caso, cumpliendo con este criterio de selección. Desde el punto de vista de asignación eficiente de recursos públicos, el valor absoluto del monto obtenido en el VPN debería ser la máxima transferencia que se haga hacia las ED, por concepto de subsidio de cada proyecto. La diferencia entre el VPN y la inversión es parte de la inversión que se está recuperando con la tarifa. Este caso es más sobresaliente en los proyectos de Bocas del Toro/Chiriquí y la Comarca Ngöbe Bugle, donde el VPN es bastante menor que la inversión propuesta. Los otros proyectos producen un VPN muy cercano al valor de la inversión. Cualquier monto (absoluto) del VPN mayor al valor de la inversión estaría subsidiando los costos de AO&M.
- 8.7 Se recomienda realizar campañas educativas para estimular buenas prácticas en los patrones de consumo para inducir eficiencia energética en el uso de artefactos eléctricos nuevos. (ej. uso de la plancha). Esta tarea puede dificultarse teniendo en cuenta que el tipo de beneficiario de este programa será sujeto al subsidio tarifario por el bajo nivel de consumo. También se recomienda considerar un acompañamiento para lograr una rápida adopción del servicio, en conjunto con información sobre potenciales usos que puedan generar nuevas oportunidades productivas, comerciales y educativas.

IX. ANEXOS

ANEXO A. PROYECTOS IDENTIFICADOS CON POTENCIAL PARA SOLUCIÓN CON MINI-RED

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD POBLADO ESCUELA	# VIVIENDAS	TOTAL COSTO US\$	COSTO POR VIVIENDA US\$
PROYECTOS NATURGY						
1 BOCAS DEL TORO	Sin Definir	PUNTA LAUREL	CAYO DE AGUA	124	496,000	4,000
2 BOCAS DEL TORO	Sin Definir	PUNTA LAUREL	ISLA TIGRE	119	476,000	4,000
3 BOCAS DEL TORO	Sin Definir	TIERRA OSCURA	SAN CRISTOBAL	117	468,000	4,000
4 COMARCA GNÖBE BUGLE	KANKINTÚ	KANKINTU	KANKINTU	278	1,112,000	4,000
5 COMARCA GNÖBE BUGLE	KANKINTÚ	BISIRA	BISIRA	272	1,088,000	4,000
6 COMARCA GNÖBE BUGLE	KUSAPÍN	KUSAPIN KUSAPIN		260	1,040,000	4,000
7 COMARCA GNÖBE BUGLE	MUNA	CHICHICA CHICHICA		215	860,000	4,000
8 COMARCA GNÖBE BUGLE	MIRONÓ	QUEBRADA DE LORO QUEBRADA DE LORO (P)		147	588,000	4,000
9 COMARCA GNÖBE BUGLE	KUSAPÍN	TOBOBE TOBOBE		131	524,000	4,000
10 COMARCA GNÖBE BUGLE	NURUM	BUENOS AIRES BUENOS AIRES		131	524,000	4,000
11 COMARCA GNÖBE BUGLE	MUNA	CHICHICA CERRO GAVI LAN (P)		129	516,000	4,000
12 COMARCA GNÖBE BUGLE	NOLE DUIMA	LAJERO LAJERO ARRIBA		129	516,000	4,000
13 COMARCA GNÖBE BUGLE	MUNA	MARACA PEA PRIETA		119	476,000	4,000
14 COMARCA GNÖBE BUGLE	MUNA	ALTO CABALLERO	CERRO MOSQUITO O SKC	115	460,000	4,000
15 COMARCA GNÖBE BUGLE	BESIKO	CERRO BANCO	CERRO BANCO	110	440,000	4,000
16 COMARCA GNÖBE BUGLE	MUNA	CHICHICA CERRO ALGODON (P)		108	432,000	4,000
17 VERAGUAS	LAS PALMAS	PIXVAE PIXVAE		155	620,000	4,000
				Total	2659	10,636,000
				Promedio Naturgy	156	
PROYECTOS ENSA						
1 COMARCA KUNA YALA	SAN BLAS	PUERTO ALMIRANTE	USTUPU O ISLA CONEJO I	357	1,428,000	4,000
2 COMARCA KUNA YALA	SAN BLAS	PUERTO ALMIRANTE	AILIGANDI O MANGLAR	312	1,248,000	4,000
3 COMARCA KUNA YALA	SAN BLAS	PUERTO ALMIRANTE	PLAYON CHICO O UKUPS	311	1,244,000	4,000
4 COMARCA KUNA YALA	SAN BLAS	PUERTO ALMIRANTE	ACHUTUPU O ISLA PERRC	268	1,072,000	4,000
5 COMARCA KUNA YALA	SAN BLAS	PUERTO ALMIRANTE	SAN IGNACIO DE TUPILE	224	896,000	4,000
6 COLON	DONOSO	PUERTO ALMIRANTE	COCLESITO	254	1,016,000	4,000
				Total	1726	6,904,000
				Promedio ENSA	288	

ANEXO B. FUNCIÓN DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR ELECTRIFICACIÓN

En un modelo de crecimiento constante de la demanda, la demanda residencial del usuario conectado por primera vez crece a una misma tasa durante todo el período de explotación del proyecto. La realidad es diferente. La demanda de electricidad en usuarios que obtienen el acceso por primera vez crece aceleradamente durante los primeros años cuando el cliente adquiere sus implementos electrodomésticos básicos. Posteriormente crece más lentamente, mostrando una "saturación" que se refleja promedios por cliente residencial con tendencia a la estabilización, representado por un crecimiento lento que tiende asintóticamente a un máximo. La rapidez del crecimiento inicial depende de la capacidad de adopción del usuario, basada principalmente en su ingreso, patrón de consumo, los costos de la nueva solución, su ingreso personal disponible, la disponibilidad de la conexión interna y de la oferta en el mercado de electrodomésticos. El primer factor es favorable en Panamá relativo a otros países pues posee razonable nivel de empleo y de salarios; por otra parte, bajo el programa el ingreso personal disponible se incrementa por la reducción en el costo de electricidad y por la financiación de las acometidas e instalaciones interiores. Al tener financiada la barrera de acceso a la electrificación rural, se liberan recursos del hogar para destinarlos a la adquisición de los bienes que consumen electricidad. Por otra parte, la tradicional apertura del mercado panameño hace que la oferta de artefactos que consumen electricidad sea competitiva y abundante.

Con base en estas condiciones en Panamá y las observaciones de la rapidez de adopción de beneficiarios de la OER, se asume que, al finalizar el segundo año de explotación, la demanda alcanza entre el 60% y el 80% del valor de saturación. El análisis de este programa asume que al finalizar el segundo año de explotación del proyecto se alcanza un 80% del valor final de saturación. Este último es el previsto para 2039, el nivel de saturación que se estima que se lograría al final del horizonte evaluado si se proyectara el crecimiento en forma lineal constante.

Este patrón de consumo residencial se modela en una función de forma exponencial creciente cuyo crecimiento ocurre relativamente rápido en un comienzo y debido a restricciones subyacentes, crece más lentamente (decaimiento) hasta llegar a su nivel de saturación. Con este tipo de función se modela el consumo residencial con crecimiento decreciente de la forma general:

$$Q(t) = A - B e^{-\frac{t}{C}} \quad (1)$$

donde:

$Q(t)$ representa el consumo residencial unitario correspondiente al período t .

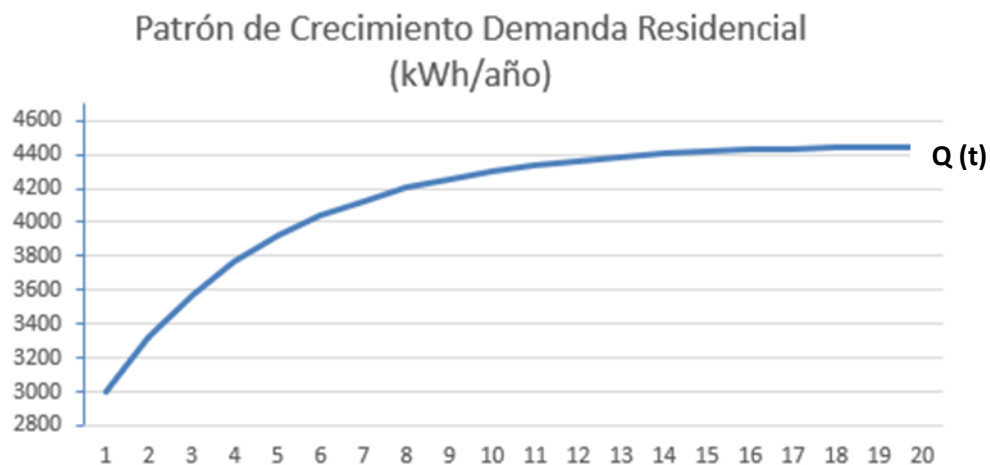
Los parámetros A , B , C toman valores constantes reales positivos, diferentes para cada proyecto de la muestra. Su significado es el siguiente:

$A = Q_{(t=2039)}$: Esta función crece asintóticamente con su límite en A . A es el valor del consumo hacia el último año del análisis (nivel de saturación)

$B = Q_{(t=2039)} - Q_{(t=2019)}$ es el valor del incremento total del nivel de consumo entre el período inicial y el nivel de saturación.

$C = -2 / \{\ln [0.2 Q_{(t=2039)} / (Q_{(t=2039)} - Q_{(t=2019)})]\} = -2 / (\ln [0.2 A / B])$ es un parámetro que determina el valor del ritmo de crecimiento. El ritmo de crecimiento de la función está dado por el término $e^{(-t/C)}$

e = Constante base de logaritmo natural.



En contraste, el modelo de crecimiento constante de la demanda sigue la siguiente forma:

$$Q(t) = Q_1(1 + \alpha)^t \quad (2)$$

Donde Q_0 es el consumo del período 0 y α es la tasa de crecimiento anual del consumo.

Comparando las dos formas (Ecuaciones 1 y 2) podemos considerar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

$Q(t)$ del modelo exponencial es igual a 0.8 $Q(t)$ del último año.

$Q(t)$ es el mismo valor para las dos formas tanto para el período inicial $t = 1$ en el año 2019, como para el período 20, final $t=20$ en el año 2039.

El modelo toma el Q (año 20) que se obtiene bajo el modelo de la ecuación (2) que asume crecimiento constante y usa este valor para el parámetro A en la ecuación (1) bajo el modelo de crecimiento decreciente. Teniendo los valores de A y B, se calcula el valor para el parámetro C.

ANEXO C. RAZONES DE PRECIO CUENTA (RPC)

Las Razones de Precios de Cuenta (RPC) están destinadas a convertir los costos y los beneficios del proyecto de numerario de mercado al numerario de eficiencia. Las RPC utilizadas en este análisis son las del último estudio disponible para Panamá: “Precios de cuenta: Principios, metodología y estudios de caso”, Elio Londero (editor) BID 1992, cuyo capítulo 7 “Estimación de precios de cuenta para Panamá”, MIPPE y BID, 1990, presenta la estimación de las RPC para Panamá, realizada por Roberto Fernández G. El capítulo presenta la estimación de las RPC utilizadas en las evaluaciones económicas a partir de la eliminación de las transferencias, constituidas principalmente por impuestos, la estimación del precio de cuenta de la divisa y el cálculo del precio de cuenta de la mano de obra no calificada. La metodología de estimación de los RPC es de equilibrio general.

El numerario o unidad de cuenta seleccionada para todos los beneficios y costos económicos del Proyecto es el numerario de frontera que valora por la unidad, a una divisa libre en manos del Estado.

Los valores estimados de las RPC aplicables a la evaluación del programa son las siguientes:

RAZONES DE PRECIOS DE CUENTA	RPC
Precio de Cuenta de la Divisa	1,0000
RPC Mano de Obra Calificada	0,8264
RPC Mano de Obra No Calificada	0,4959
RPC de Materiales Locales	0,8000
RPC de Transporte	0,6777
RPC energía eléctrica, usuarios residenciales	0,8612
RPC energía eléctrica, media tensión	0,4711
RPC de Servicios Profesionales	0,7959
RPC potencia eléctrica, media tensión	2,2702
RPC de servicios de reparación y mantenimiento general	0,6959
Factor de Conversión Standard	0,7388

Estas RPC fueron aplicadas a los costos y beneficios estimados inicialmente a precios de mercado.

Aunque el estudio citado data de 1992 (es el mismo usado para PN-L1095), esta es la última estimación de los RPC para Panamá disponible. Considerando que las TIRE obtenidas son bastante elevadas, se puede asumir con alto nivel de confianza que los resultados de rentabilidad económica se mantendrían ante un ajuste en los valores de los RPC.

ANEXO D. DEMANDA RURAL RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL

Cuadro D-1 - Caracterización de la Demanda Esperada

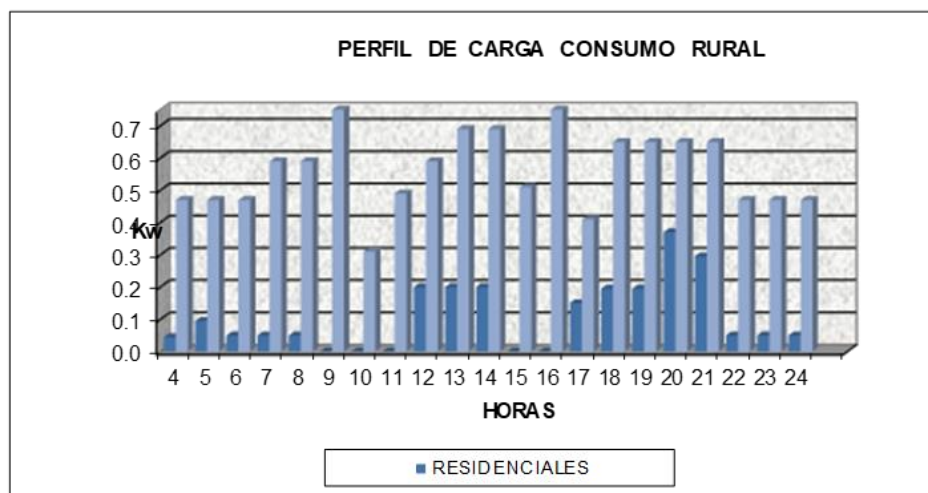
CENSO DE CARGA PARA USUARIOS RESIDENCIALES			
EQUIPO	POT (W)	CANT.	TOTAL (KW)
Bujías de Alta Eficiencia	15	3	0.045
Radio	50	1	0.050
Plancha Electrica	900	1	0.900
T.V. 19"	100	1	0.100
Abanico de 12"	50	1	0.050
Celular	20	1	0.02

DEMANDA TOTAL	1.165
----------------------	--------------

DEMANDA PROMEDIO (KW)	0.094
DEMANDA MAXIMA	0.370
FACTOR DE CARGA	0.2528
CONSUMO DIA KWH	2.25
CONSUMO MES KWH	68.3

CENSO DE CARGA PARA USUARIOS NO RESIDENCIALES			
EQUIPO	POT (W)	CANT.	TOTAL (KW)
Bujías de Alta Eficiencia	15	4	0.060
Plancha Electrica	900	1	0.900
Equipo de Sonido	100	1	0.100
T.V. 32"	180	1	0.180
Abanico de 12"	50	2	0.100
Nevera 8' Cubicos	110	1	0.110
Celular			
Congelador	200	1	0.200

DEMANDA PROMEDIO (KW)	0.5508	Datos obtenidos de encuesta socioeconómica realizada por OER en proyectos densificados y realizada por y validados por consultoria BID responsable de la preparación de la muestra de proyectos 2018.
DEMANDA MAXIMA (KW)	0.7600	
FACTOR DE CARGA	0.7248	
CONSUMO DIA KWH	13.22	
CONSUMO MES KWH	396.60	



Cuadro D-2 DEMANDA MAXIMA Y CONSUMO ANNUAL PROYECTADOS MUESTRA EN RED

Demanda Máxima Total (kW)																				
	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039
Bocas del Toro	19,237	19,384	19,531	19,679	19,829	19,980	20,131	20,284	20,439	20,594	20,750	20,908	21,067	21,227	21,389	21,551	21,715	21,880	22,046	22,214
Coclé	1,149	1,157	1,166	1,175	1,184	1,193	1,202	1,211	1,220	1,230	1,239	1,248	1,258	1,267	1,277	1,287	1,297	1,306	1,316	1,326
Chiriquí	593	597	602	607	611	616	620	625	630	635	640	644	649	654	659	664	669	674	680	685
Darién	1,885	1,900	1,914	1,929	1,943	1,958	1,973	1,988	2,003	2,018	2,034	2,049	2,065	2,080	2,096	2,112	2,128	2,144	2,161	2,177
Herera	108	109	110	110	111	112	113	114	115	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125
Los Santos	436	440	443	446	450	453	457	460	464	467	471	474	478	482	485	489	493	496	500	504
Panamá	7,227	7,282	7,337	7,393	7,449	7,506	7,563	7,620	7,678	7,736	7,795	7,854	7,914	7,974	8,035	8,096	8,157	8,219	8,282	8,345
Veraguas	50,753	51,139	51,528	51,919	52,314	52,711	53,112	53,516	53,922	54,332	54,745	55,161	55,580	56,003	56,429	56,857	57,289	57,725	58,164	58,606
Panamá Oeste	2,040	2,056	2,072	2,087	2,103	2,119	2,135	2,152	2,168	2,184	2,201	2,218	2,235	2,252	2,269	2,286	2,303	2,321	2,338	2,356
Total Muestra																				
Extensión Red	83,429	84,063	84,702	85,346	85,995	86,648	87,307	87,970	88,639	89,312	89,991	90,675	91,364	92,059	92,758	93,463	94,174	94,889	95,610	96,337

Consumo Total Residencial y No residencial (MWh/año)																				
	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039
Bocas del Toro	38,223	43,960	47,729	50,205	51,833	52,902	53,604	54,066	54,369	54,568	54,699	54,785	54,842	54,879	54,903	54,919	54,930	54,937	54,941	54,944
Coclé	2,359	2,713	2,945	3,098	3,198	3,264	3,308	3,336	3,355	3,367	3,375	3,381	3,384	3,386	3,388	3,389	3,390	3,390	3,390	3,390
Chiriquí	1,240	1,426	1,549	1,629	1,682	1,717	1,739	1,754	1,764	1,771	1,775	1,778	1,779	1,781	1,781	1,782	1,782	1,783	1,783	1,783
Darién	3,821	4,395	4,772	5,019	5,182	5,289	5,359	5,405	5,436	5,455	5,469	5,477	5,483	5,487	5,489	5,491	5,492	5,492	5,493	5,493
Herera	240	276	300	316	326	333	337	340	342	343	344	345	345	345	345	345	345	345	346	346
Los Santos	929	1,068	1,160	1,220	1,260	1,286	1,303	1,314	1,321	1,326	1,329	1,331	1,333	1,334	1,334	1,335	1,335	1,335	1,335	1,335
Panamá	14,460	16,631	18,057	18,993	19,609	20,013	20,279	20,454	20,569	20,644	20,693	20,726	20,747	20,761	20,771	20,777	20,781	20,783	20,785	20,786
Veraguas	100,472	115,551	125,458	131,968	136,245	139,055	140,901	142,114	142,911	143,435	143,779	144,005	144,154	144,251	144,316	144,358	144,385	144,404	144,416	144,423
Panamá Oeste	4,165	4,790	5,201	5,471	5,648	5,765	5,841	5,892	5,925	5,946	5,961	5,970	5,976	5,980	5,983	5,985	5,986	5,987	5,987	5,987
Total Muestra																				
Extensión	165,911	190,810	207,170	217,919	224,982	229,623	232,672	234,675	235,991	236,856	237,424	237,798	238,043	238,204	238,310	238,379	238,425	238,455	238,475	238,488

ANEXO E. RESUMEN DE FLUJOS ECONÓMICOS CASO BASE

CUADRO E-1 DESAGREGACIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS TOTAL MUESTRA EXTENSIÓN DE REDES US\$ (Sin descontar)

Proyectos	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1 Excedente Consumidor	2,221,079	2,237,959	2,254,968	2,272,105	2,289,373	2,306,773	2,324,304	2,341,969	2,359,768	2,377,702	2,395,772	2,413,980	2,432,327	2,450,812	2,469,438	2,488,206	2,507,117	2,526,171	2,545,370	2,564,714
Energía Sustituída	236,881	238,681	240,495	242,323	244,164	246,020	247,890	249,774	251,672	253,585	255,512	257,454	259,411	261,382	263,369	265,370	267,387	269,419	271,467	273,530
Energía increm. pagada	239,138	273,625	296,310	311,242	321,079	327,569	331,861	334,708	336,606	337,881	338,746	339,343	339,763	340,068	340,297	340,476	340,623	340,749	340,861	340,965
TOTAL BENEFICIO	2,697,098	2,750,265	2,791,773	2,825,670	2,854,617	2,880,362	2,904,055	2,926,450	2,948,046	2,969,167	2,990,030	3,010,777	3,031,500	3,052,262	3,073,104	3,094,052	3,115,126	3,136,339	3,157,698	3,179,209
2 Excedente Consumidor	522,142	526,111	530,109	534,138	538,197	542,288	546,409	550,562	554,746	558,962	563,210	567,491	571,803	576,149	580,528	584,940	589,385	593,865	598,378	602,926
Energía increm. pagada	55,687	56,110	56,537	56,966	57,399	57,836	58,275	58,718	59,164	59,614	60,067	60,524	60,984	61,447	61,914	62,385	62,859	63,336	63,818	64,303
Energía pagada	47,161	53,705	58,014	60,856	62,733	63,977	64,804	65,358	65,732	65,989	66,168	66,297	66,392	66,465	66,524	66,574	66,618	66,658	66,696	66,732
TOTAL BENEFICIO	624,990	635,926	644,660	651,960	658,330	664,100	669,488	674,638	679,643	684,565	689,445	694,311	699,179	704,061	708,966	713,899	718,862	723,859	728,892	733,960
3 Excedente Consumidor	364,959	367,732	370,527	373,343	376,181	379,039	381,920	384,823	387,747	390,694	393,664	396,655	399,670	402,708	405,768	408,852	411,959	415,090	418,245	421,423
Energía Susitutuida	38,923	39,219	39,517	39,817	40,120	40,425	40,732	41,042	41,354	41,668	41,985	42,304	42,625	42,949	43,276	43,605	43,936	44,270	44,606	44,945
Energía increm. pagada	39,294	44,961	48,688	51,142	52,758	53,825	54,530	54,998	55,310	55,519	55,661	55,759	55,828	55,879	55,916	55,946	55,970	55,990	56,009	56,026
TOTAL BENEFICIO	443,176	451,912	458,733	464,303	469,059	473,289	477,182	480,862	484,411	487,881	491,310	494,719	498,124	501,535	504,960	508,402	511,865	515,350	518,860	522,395
4 Excedente Consumidor	673,891	679,013	684,173	689,373	694,612	699,891	705,210	710,570	715,970	721,412	726,894	732,419	737,985	743,594	749,245	754,939	760,677	766,458	772,283	778,153
Energía Sustituída	71,871	72,418	72,968	73,522	74,081	74,644	75,212	75,783	76,359	76,939	77,524	78,113	78,707	79,305	79,908	80,515	81,127	81,744	82,365	82,991
Energía increm. pagada	62,472	71,440	77,340	81,225	83,784	85,474	86,592	87,335	87,831	88,164	88,392	88,549	88,661	88,743	88,805	88,854	88,895	88,930	88,962	88,992
TOTAL BENEFICIO	808,235	822,871	834,481	844,120	852,478	860,009	867,014	873,688	880,160	886,515	892,810	899,082	905,353	911,642	917,958	924,309	930,699	937,132	943,610	950,135
5 Excedente Consumidor	140,395	141,462	142,537	143,620	144,712	145,811	146,920	148,036	149,161	150,295	151,437	152,588	153,748	154,916	156,094	157,280	158,475	159,680	160,893	162,116
Energía Sustituída	14,973	15,087	15,202	15,317	15,434	15,551	15,669	15,788	15,908	16,029	16,151	16,274	16,397	16,522	16,648	16,774	16,902	17,030	17,159	17,290
Energía increm. pagada	12,681	14,440	15,599	16,363	16,868	17,202	17,425	17,574	17,674	17,743	17,791	17,826	17,852	17,871	17,887	17,901	17,912	17,923	17,933	17,943
TOTAL BENEFICIO	168,049	170,989	173,338	175,300	177,013	178,565	180,013	181,398	182,744	184,067	185,380	186,688	187,997	189,310	190,628	191,955	193,289	194,633	195,986	197,349
6 Excedente Consumidor	313,916	316,302	318,706	321,128	323,569	326,028	328,506	331,002	333,518	336,053	338,607	341,180	343,773	346,386	349,018	351,671	354,344	357,037	359,750	362,484
Energía Sustituída	33,480	33,734	33,990	34,249	34,509	34,771	35,036	35,302	35,570	35,840	36,113	36,387	36,664	36,942	37,223	37,506	37,791	38,078	38,368	38,659
Energía increm. pagada	28,354	32,288	34,879	36,587	37,716	38,463	38,961	39,294	39,519	39,673	39,781	39,858	39,915	39,959	39,995	40,025	40,051	40,075	40,098	40,120
TOTAL BENEFICIO	375,750	382,324	387,575	391,964	395,793	399,262	402,502	405,598	408,607	411,566	414,500	417,425	420,352	423,288	426,236	429,202	432,186	435,190	438,216	441,263
7 Excedente Consumidor	1,355,655	1,365,958	1,376,339	1,386,799	1,397,339	1,407,959	1,418,659	1,429,441	1,440,305	1,451,251	1,462,281	1,473,394	1,484,592	1,495,875	1,507,243	1,518,698	1,530,240	1,541,870	1,553,588	1,565,396
Energía Sustituída	144,582	145,681	146,788	147,904	149,028	150,160	151,302	152,452	153,610	154,778	155,954	157,139	158,333	159,537	160,749	161,971	163,202	164,442	165,692	166,951
Energía increm. pagada	125,675	143,715	155,584	163,398	168,547	171,947	174,196	175,690	176,687	177,359	177,816	178,133	178,358	178,523	178,647	178,746	178,828	178,899	178,964	179,023
TOTAL BENEFICIO	1,625,912	1,655,354	1,678,711	1,698,101	1,714,914	1,730,066	1,744,157	1,757,582	1,770,602	1,783,387	1,796,051	1,808,666	1,821,283	1,833,934	1,846,640	1,859,416	1,872,271	1,885,212	1,898,244	1,911,370
8 Excedente Consumidor	3,630,790	3,658,384	3,686,188	3,714,203	3,742,431	3,770,874	3,799,532	3,828,409	3,857,505	3,886,822	3,916,361	3,946,126	3,976,116	4,006,335	4,036,783	4,067,463	4,098,375	4,129,523	4,160,907	4,192,530
Energía Sustituída	387,228	390,171	393,136	396,124	399,135	402,168	405,225	408,304	411,407	414,534	417,685	420,859	424,058	427,280	430,528	433,800	437,097	440,419	443,766	447,138
Energía increm. pagada	390,919	447,294	484,377	508,786	524,867	535,477	542,492	547,146	550,248	552,332	553,747	554,722	555,409	555,908	556,282	556,575	556,815	557,021	557,205	557,374
TOTAL BENEFICIO	4,408,937	4,495,849	4,563,702	4,619,113	4,666,433	4,708,518	4,747,249	4,783,859	4,819,160	4,853,688	4,887,793	4,921,707	4,955,583	4,989,523	5,023,592	5,057,837	5,092,287	5,126,963	5,161,878	5,197,043
9 Excedente Consumidor	709,861	715,256	720,692	726,169	731,688	737,249	742,852	748,498	754,186	759,918	765,694	771,513	777,376	783,284	789,237	795,236	801,279	807,369	813,505	819,688
Energía Sustituída	75,708	76,283	76,863	77,447	78,035	78,628	79,226	79,828	80,435	81,046	81,662	82,283	82,908	83,538	84,173	84,813	85,457	86,107	86,761	87,421
Energía increm. pagada	64,116	73,012	78,871	82,734	85,287	86,977	88,102	88,855	89,364	89,713	89,957	90,131	90,261	90,360	90,441	90,509	90,568	90,623	90,674	90,723
TOTAL BENEFICIO	849,685	864,552	876,426	886,351	895,010	902,855	910,180	917,181	923,986	930,677	937,312	943,927	950,545	957,183	963,851	970,557	977,305	984,099	990,940	997,831
Total Muestra Extensión Red																				
Excedente Consumidor	9,932,688	10,008,177	10,084,239	10,160,879	10,238,102	10,315,912	10,394,312	10,473,309	10,552,906	10,633,108	10,713,920	10,795,346	10,877,390	10,960,059	11,043,355	11,127,285	11,211,852	11,297,062	11,382,920	11,469,430
Energía Sustituída	1,061,353	1,069,405	1,077,518	1,085,693	1,093,930	1,102,229	1,110,592	1,119,018	1,127,508	1,136,063	1,144,682	1,153,368	1,162,119	1,170,936	1,179,821	1,188,773	1,197,793	1,206,882	1,216,040	1,225,267
Energía increm. pagada	1,009,810	1,154,480	1,249,663	1,312,332	1,353,639	1,380,911	1,398,962	1,410,956	1,418,971	1,424,373	1,428,059	1,430,619	1,432,439	1,433,775	1,434,794	1,435,605	1,436,281	1,436,870	1,437,401	1,437,897
TOTAL BENEFICIO	12,003,852	12,232,062	12,411,421	12,558,904	12,685,671	12,799,052	12,903,866	13,003,283	13,099,386	13,193,544	13,286,662	13,379,332	13,471,949	13,564,770	13,657,970	13,751,663	13,845,927	13,940,814	14,036,361	14,132,594

Participación Beneficios en Promedio Total Muestra (%)

Excedente Consumidor	81.0%
Energía Sustituida	8.5%
Energía incremental pagada	10.5%

Provincias

1 Bocas del Toro	6 Los Santos
2 Coclé	7 Panamá
3 Chiriquí	8 Veraguas
4 Darién	9 Panamá Oeste
5 Herera	

CUADRO E-2 DESAGREGACIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS ESCUELAS Y CENTROS DE SALUD CON EXTENSIÓN DE REDES US\$ (Sin descontar)

Proyectos	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1 Excedente Consumidor	377,583	380,453	383,344	386,258	389,193	392,151	395,132	398,135	401,161	404,209	407,281	410,377	413,496	416,638	419,805	422,995	426,210	429,449	432,713	436,001
Energía Sustituida	40,270	40,576	40,884	41,195	41,508	41,823	42,141	42,462	42,784	43,109	43,437	43,767	44,100	44,435	44,773	45,113	45,456	45,801	46,149	46,500
Energía increm. pagada	40,654	46,516	50,373	52,911	54,583	55,687	56,416	56,900	57,223	57,440	57,587	57,688	57,760	57,812	57,850	57,881	57,906	57,927	57,946	57,964
TOTAL BENEFICIO	458,507	467,545	474,601	480,364	485,285	489,662	493,689	497,497	501,168	504,758	508,305	511,832	515,355	518,885	522,428	525,989	529,571	533,178	536,809	540,466
2 Excedente Consumidor	88,764	89,439	90,119	90,803	91,494	92,189	92,890	93,595	94,307	95,024	95,746	96,473	97,207	97,945	98,690	99,440	100,196	100,957	101,724	102,497
Energía Sustituida	9,467	9,539	9,611	9,684	9,758	9,832	9,907	9,982	10,058	10,134	10,211	10,289	10,367	10,446	10,525	10,605	10,686	10,767	10,849	10,931
Energía increm. pagada	8,017	9,130	9,862	10,345	10,665	10,876	11,017	11,111	11,175	11,218	11,249	11,270	11,287	11,299	11,309	11,318	11,325	11,332	11,338	11,344
TOTAL BENEFICIO	106,248	108,107	109,592	110,833	111,916	112,897	113,813	114,688	115,539	116,376	117,206	118,033	118,860	119,690	120,524	121,363	122,207	123,056	123,912	124,773
3 Excedente Consumidor	62,043	62,514	62,990	63,468	63,951	64,437	64,926	65,420	65,917	66,418	66,923	67,431	67,944	68,460	68,981	69,505	70,033	70,565	71,102	71,642
Energía Susutituida	6,617	6,667	6,718	6,769	6,820	6,872	6,924	6,977	7,030	7,084	7,137	7,192	7,246	7,301	7,357	7,413	7,469	7,526	7,583	7,641
Energía increm. pagada	6,680	7,643	8,277	8,694	8,969	9,150	9,270	9,350	9,403	9,438	9,462	9,479	9,491	9,499	9,506	9,511	9,515	9,518	9,522	9,524
TOTAL BENEFICIO	75,340	76,825	77,985	78,931	79,740	80,459	81,121	81,747	82,350	82,940	83,523	84,102	84,681	85,261	85,843	86,428	87,017	87,610	88,206	88,807
4 Excedente Consumidor	114,561	115,432	116,309	117,193	118,084	118,982	119,886	120,797	121,715	122,640	123,572	124,511	125,457	126,411	127,372	128,340	129,315	130,298	131,288	132,286
Energía Sustituida	12,218	12,311	12,405	12,499	12,594	12,690	12,786	12,883	12,981	13,080	13,179	13,279	13,380	13,482	13,584	13,688	13,792	13,896	14,002	14,108
Energía increm. pagada	10,620	12,145	13,148	13,808	14,243	14,531	14,721	14,847	14,931	14,988	15,027	15,053	15,072	15,086	15,097	15,105	15,112	15,118	15,124	15,129
TOTAL BENEFICIO	137,400	139,888	141,862	143,500	144,921	146,202	147,392	148,527	149,627	150,708	151,778	152,844	153,910	154,979	156,053	157,132	158,219	159,312	160,414	161,523
5 Excedente Consumidor	23,867	24,048	24,231	24,415	24,601	24,788	24,976	25,166	25,357	25,550	25,744	25,940	26,137	26,336	26,536	26,738	26,941	27,146	27,352	27,560
Energía Sustituida	2,545	2,565	2,584	2,604	2,624	2,644	2,664	2,684	2,704	2,725	2,746	2,767	2,788	2,809	2,830	2,852	2,873	2,895	2,917	2,939
Energía increm. pagada	2,156	2,455	2,652	2,782	2,868	2,924	2,962	2,988	3,005	3,016	3,025	3,030	3,035	3,038	3,041	3,043	3,045	3,047	3,049	3,050
TOTAL BENEFICIO	28,568	29,068	29,467	29,801	30,092	30,356	30,602	30,838	31,066	31,291	31,515	31,737	31,959	32,183	32,407	32,632	32,859	33,088	33,318	33,549
6 Excedente Consumidor	53,366	53,771	54,180	54,592	55,007	55,425	55,846	56,270	56,698	57,129	57,563	58,001	58,441	58,886	59,333	59,784	60,238	60,696	61,158	61,622
Energía Sustituida	5,692	5,735	5,778	5,822	5,867	5,911	5,956	6,001	6,047	6,093	6,139	6,186	6,233	6,280	6,328	6,376	6,424	6,473	6,523	6,572
Energía increm. pagada	4,820	5,489	5,929	6,220	6,412	6,539	6,623	6,680	6,718	6,744	6,763	6,776	6,786	6,793	6,799	6,804	6,809	6,813	6,817	6,820
TOTAL BENEFICIO	63,877	64,995	65,888	66,634	67,285	67,875	68,425	68,952	69,463	69,966	70,465	70,962	71,460	71,959	72,460	72,964	73,472	73,982	74,497	75,015
7 Excedente Consumidor	230,461	232,213	233,978	235,756	237,548	239,353	241,172	243,005	244,852	246,713	248,588	250,477	252,381	254,299	256,231	258,179	260,141	262,118	264,110	266,117
Energía Sustituida	24,579	24,766	24,954	25,144	25,335	25,527	25,721	25,917	26,114	26,312	26,512	26,714	26,917	27,121	27,327	27,535	27,744	27,955	28,168	28,382
Energía increm. pagada	21,365	24,432	26,449	27,778	28,653	29,231	29,613	29,867	30,037	30,151	30,229	30,283	30,321	30,349	30,370	30,387	30,401	30,413	30,424	30,434
TOTAL BENEFICIO	276,405	281,410	285,381	288,677	291,535	294,111	296,507	298,789	301,002	303,176	305,329	307,473	309,618	311,769	313,929	316,101	318,286	320,486	322,701	324,933
8 Excedente Consumidor	617,234	621,925	626,652	631,415	636,213	641,049	645,920	650,829	655,776	660,760	665,781	670,841	675,940	681,077	686,253	691,469	696,724	702,019	707,354	712,730
Energía Sustituida	65,829	66,329	66,833	67,341	67,853	68,369	68,888	69,412	69,939	70,471	71,006	71,546	72,090	72,638	73,190	73,746	74,306	74,871	75,440	76,014
Energía increm. pagada	66,456	76,040	82,344	86,494	89,227	91,031	92,224	93,015	93,542	93,896	94,137	94,303	94,420	94,504	94,568	94,618	94,659	94,694	94,725	94,754
TOTAL BENEFICIO	749,519	764,294	775,829	785,249	793,294	800,448	807,032	813,256	819,257	825,127	830,925	836,690	842,449	848,219	854,011	859,832	865,689	871,584	877,519	883,497
9 Excedente Consumidor	120,676	121,594	122,518	123,449	124,387	125,332	126,285	127,245	128,212	129,186	130,168	131,157	132,154	133,158	134,170	135,190	136,217	137,253	138,296	139,347
Energía Sustituida	12,870	12,968	13,067	13,166	13,266	13,367	13,468	13,571	13,674	13,778	13,883	13,988	14,094	14,201	14,309	14,418	14,528	14,638	14,749	14,862
Energía increm. pagada	10,900	12,412	13,408	14,065	14,499	14,786	14,977	15,105	15,192	15,251	15,293	15,322	15,344	15,361	15,375	15,386	15,397	15,406	15,415	15,423
TOTAL BENEFICIO	144,446	146,974	148,992	150,680	152,152	153,485	154,731	155,921	157,078	158,215	159,343	160,468	161,593	162,721	163,855	164,995	166,142	167,297	168,460	169,631
Tot Excedente Consumidor	1,688,557	1,701,390	1,714,321	1,727,349	1,740,477	1,753,705	1,767,033	1,780,463	1,793,994	1,807,628	1,821,366	1,835,209	1,849,156	1,863,210	1,877,370	1,891,638	1,906,015	1,920,501	1,935,096	1,949,803
Energía Sustituida	180,430	181,799	183,178	184,568	185,968	187,379	188,801	190,233	191,676	193,131	194,596	196,072	197,560	199,059	200,570	202,091	203,625	205,170	206,727	208,295
Energía increm. pagada	171,668	196,262	212,443	223,096	230,119	234,755	237,824	239,863	241,225	242,143	242,770	243,205	243,515	243,742	243,915	244,053	244,168	244,268	244,358	244,442
TOTAL BENEFICIO	2,040,655	2,079,451	2,109,941	2,135,014	2,156,564	2,175,839	2,193,657	2,210,558	2,226,896	2,242,903	2,258,732	2,274,486	2,290,231	2,306,011	2,321,855	2,337,783	2,353,808	2,369,938	2,386,181	2,402,541

CUADRO E-3 FLUJO DE COSTOS ECONOMICOS TOTALES PROYECTADOS MUESTRA EXTENSION RED (US\$000)

Provincia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1 Bocas del	6,950	3,392	3,830	4,118	4,307	4,431	4,513	4,566	4,602	4,625	4,640	4,650	4,657	4,661	4,664	4,666	4,667	4,668	4,668	4,669	4,669
2 Coclé	1,733	279	302	317	327	334	338	341	343	344	345	345	345	346	346	346	346	346	346	346	346
3 Chiriquí	1,211	185	199	208	214	218	221	223	224	225	225	225	226	226	226	226	226	226	226	226	226
4 Darién	2,249	414	454	480	497	509	516	521	524	527	528	529	529	530	530	530	530	530	530	531	531
5 Herera	471	53	55	57	58	58	59	59	59	59	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6 Los Santos	1,046	138	147	153	157	160	162	163	164	164	164	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
7 Panamá	4,407	1,288	1,440	1,539	1,605	1,648	1,676	1,695	1,707	1,715	1,720	1,723	1,726	1,727	1,728	1,729	1,729	1,730	1,730	1,730	1,730
8 Veraguas	12,165	8,437	9,589	10,346	10,843	11,170	11,385	11,526	11,618	11,679	11,719	11,745	11,763	11,774	11,781	11,786	11,790	11,792	11,793	11,794	11,795
9 Panamá	2,356	438	479	505	523	535	542	547	551	553	554	555	556	556	556	556	557	557	557	557	557
Total Muestra	32,588	14,624	16,495	17,724	18,532	19,062	19,411	19,640	19,791	19,890	19,955	19,997	20,025	20,044	20,056	20,064	20,069	20,073	20,075	20,076	20,077

CUADRO E-4 FLUJO DE COSTOS ECONOMICOS PROYECTADOS MUESTRA ESCUELAS Y CENTROS DE SALUD CON EXTENSION RED (US\$000)

Provincia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1 Bocas del	556	271	306	329	345	354	361	365	368	370	371	372	373	373	373	373	373	373	373	373	374
2 Coclé	139	22	24	25	26	27	27	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
3 Chiriquí	97	15	16	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
4 Darién	180	33	36	38	40	41	41	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
5 Herera	38	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
6 Los Santos	84	11	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
7 Panamá	353	103	115	123	128	132	134	136	137	137	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
8 Veraguas	973	675	767	828	867	894	911	922	929	934	938	940	941	942	943	943	943	943	943	944	944
9 Panamá	189	35	38	40	42	43	43	44	44	44	44	44	44	44	45	45	45	45	45	45	45
Total Muestra	2,607	1,170	1,320	1,418	1,483	1,525	1,553	1,571	1,583	1,591	1,596	1,600	1,602	1,604	1,604	1,605	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606

ANEXO F. Matriz de Resultados del Programa

MATRIZ DE RESULTADOS

Objetivo del Proyecto	El objetivo general es apoyar el desarrollo socioeconómico de la población rural de Panamá a través de un programa de universalización del acceso al servicio eléctrico rural que sea sostenible técnica, económica, ambiental y socialmente. Los objetivos específicos son: (i) expandir la cobertura de acceso a energía sostenible; y (ii) fortalecer la capacidad de planificación y gestión de la OER para la estructuración, revisión, ejecución y supervisión de proyectos de electrificación rural.
------------------------------	---

IMPACTO	Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base 2017	Meta Final 2022	Comentarios/ Medios de Verificación
Acceso de electricidad a nivel rural	Cobertura eléctrica	%	78,5	86,06	Informe Final - OER
Contribución a la mitigación del cambio climático	Emisiones de CO ₂ evitadas por uso electricidad	Ton CO ₂	0	26.069	Informe Final – OER Ver estimación en Anexo G de la evaluación económica

Resultados											
Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Final del Proyecto	Comentarios/ Medios de Verificación
Resultado 1. Aumento de Cobertura Eléctrica con base en proyectos de electrificación rural sostenible											
1.1. Viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión al SIN	# de viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión al SIN	0	2019	0	2.601	3.200	3.200	2.978	1.500	13.479	Informes semestrales de la OER
1.2. Viviendas con servicio eléctrico normalizado	# de viviendas con servicio eléctrico normalizado	0	2019	0	300	300	700	700	0	2.000	
1.3. Viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión a Sistemas Aislados (SA) Individuales Solares	# de viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión a SA	0	2019	0	1.450	3.678	900	0	0	6.028	
1.4. Viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión a mini-redes eléctricas	# de viviendas sin servicio eléctrico con nueva conexión a mini-redes eléctricas	0	2019	0	0	0	1.500	1.500	1.180	4.180	

Resultados											
Indicador	Unidad de Medida	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Final del Proyecto	Comentarios/ Medios de Verificación
1.5. Escuelas sin servicio eléctrico con nueva conexión a SA	# Escuelas sin servicio eléctrico con nueva conexión a SA	0	2019	0	0	279	0	0	0	279	
1.6. Centros de salud sin servicio eléctrico conectados a SA	# de centros de salud sin servicio eléctrico con nueva conexión a SA	0	2019	0	0	103	0	0	0	103	
1.7. Horas diarias de uso de la Infraestructura Educativa	# horas diarias de uso de la Infraestructura Educativa	5	2019	0	0	8	0	0	0	8	Informes semestrales de la OER, Indicador construido con informe mensual del MEDUCA
Resultado 2. Capacidades de la OERs para la gestión de proyectos de electrificación rural mejorada											
1.8. Porcentaje de solicitudes de electrificación sistematizadas electrónicamente	%	0	2019	0	20	50	100	100	100	100	Informes semestrales de la OER

Productos	Unidad de Medida	Costo (US\$)	Línea de Base	Año Línea de Base	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Meta Final	Medios de Verificación	Comentarios
Componente 1: Proyectos de electrificación rural mediante la extensión de redes, mini-redes, repotenciación, normalización, sistemas aislados y supervisión técnica													
Producto 1. Proyecto de electrificación área oeste construido y supervisado	# proyectos	31.192.025	0	2019	0	0	1	0	0	0	1	Informes semestrales de la OER	Informes semestrales de la OER
Producto 2. Proyecto de electrificación área noreste construido y supervisado	# proyectos	13.167.300	0	2019	0	0	1	0	0	0	1	Informes semestrales de la OER	Informes semestrales de la OER
Producto 3. Proyecto de electrificación área oeste fase II construido y supervisado	# proyectos	32.920.335	0	2019	0	0	0	0	0	1	1	Informes semestrales de la OER	Informes semestrales de la OER
Producto 4. Proyecto de electrificación área noreste fase II construido y supervisado	# proyectos	38.720.340	0	2019	0	0	0	0	0	1	1	Informes semestrales de la OER	Informes semestrales de la OER
Producto 5. Mujeres capacitadas en actividades productivas.	# mujeres capacitadas	200.000	0	2019	0	10	10	20	10	0	50	Informes semestrales de la OER	Lista de mujeres participando en los cursos de capacitación, en proyectos productivos
Componente II: Fortalecimiento Institucional													
Producto 1. Plataforma Integrada de Información de Proyectos de Acceso Universal Energía (PIPAU) diseñada, con servicio de alojamiento, equipada y funcionarios capacitados	Número	200.000	0	2019	0	1	0	0	0	0	1	Informes semestrales de la OER	
Producto 2. Número de talleres en planificación y gestión de proyectos para funcionarios de la OER	# talleres	175.000	0	2019	1	3	3	3	0	0	10	Informes semestrales de la OER	Herramientas de gestión
Producto 3. Número de campañas de concientización en uso de la electricidad a las comunidades beneficiadas	# campañas	1.000.000	0	2019	0	10	10	20	10	0	50	Informes semestrales de la OER	Incluye guías de los beneficios del Programa en español y en diferentes lenguas de las Comarcas

													influenciadas e informes de levantamiento y seguimiento técnico, social y ambiental para verificación de solicitudes creados
Producto 4. Unidades de la OER y regionales reforzadas y equipadas	# unidades	975.000	0	2019	0	6	0	0	0	0	6	Informes semestrales de la OER	Incluye vehículos ¹¹ , licencias de Software de gestión y equipo tecnológico
Producto 5. Videos de los resultados del Programa	# videos	150.000	0	2019	0	0	0	5	5	5	15	Informes semestrales de la OER	Incluye un video por provincia y uno por comarca del programa

¹¹ Vehículos para supervisión y levantamiento de información del programa.

Anexo G. Cálculo Emisiones CO₂

Cuadro G-1. CALCULO EMISIONES CO₂ EN SISTEMAS AISLADOS

PROMEDIO CONSUMO A SUSTITUIR POR USUARIO RESIDENCIAL						
PROVINCIA	No. VELAS CLIENTE MES	COSTO VELA US\$/Unid	No. PILAS CLIENTE MES	COSTO PILA US\$/Unid	Gal. Kerosene CLIENTE MES	COSTO KEROSENE US\$/Gi
	por mes	US\$/vela	por mes	US\$/vela	por mes	US\$/vela
Bocas del Toro	38	0.15	11	0.4	2.1	4.5
Coclé	38	0.15	11	0.4	2.1	4.5
Chiriquí	38	0.15	11	0.4	2.1	4.5
Darién	38	0.15	11	0.4	2.1	4.5
Herrera	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Los Santos	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Panamá	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Veraguas	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Panamá Oeste	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50

Beneficiarios No.	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Total
Sistemas Aislados	0	1450	3678	900	0	0	6028
Mini Redes	0	0	0	1500	1500	1180	4180
Escuelas	0	0	0	279	0	0	279
Centros de Salud	0	0	103	0	0	0	103
Total	0	1450	3781	2679	1500	1180	10590

Incremento Consumo Anual Kerosene Evitado (galones):						
Consumo Mes Kerosene (galones):	2.1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Sistemas Aislados		36,540	92,686	22,680	0	0
Mini Redes		0	0	37,800	37,800	29,736
Escuelas		0	0	7,031	0	0
Centros de Salud		0	2,596	0	0	0
Total		36,540	95,281	67,511	37,800	29,736

Emisiones x Kerosene Kg CO ₂						
Factor Emisiones kg CO ₂ /Galón:	10.15	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Sistemas Aislados		370,881	940,759	230,202	0	0
Mini Redes		0	0	383,670	383,670	301,820
Escuelas		0	0	71,363	0	0
Centros de Salud		0	26,345	0	0	0
Total		370,881	967,104	685,235	383,670	301,820

Cuadro G-1. CALCULO EMISIONES CO₂ EN SISTEMAS AISLADOS (Cont.)

[illegible]

Cuadro G-2 CALCULO EMISIONES CO₂ EN SISTEMAS EN RED

PROMEDIO CONSUMO A SUSTITUIR POR USUARIO RESIDENCIAL

PROVINCIA	No. VELAS CLIENTE por mes	COSTO VELA US\$/vela	No. PILAS CLIENTE por mes	COSTO PILA US\$/vela	Gal. Kerosene por mes	COSTO KEROSENE US\$/vela
Bocas del Toro	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Coclé	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Chiriquí	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Darién	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Herrera	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Los Santos	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Panamá	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Veraguas	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50
Panamá Oeste	38	0.15	11	0.40	2.10	4.50

No. Beneficiarios del programa	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Total
Adiciones usuarios sistemas en red	0	3579	4682	4600	4600	2413	19874

Incremento Consumo Anual Kerosene (Evitado)						
Consumo Mes Kerosene (Galón):	2.1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Sistemas en red		90,191	117,986	115,920	115,920	60,808

Emisiones x Kerosene - Kg CO ₂						
Factor Emisiones Kg CO ₂ /Galón	10.15	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Sistemas en red		915,437	1,197,562	1,176,588	1,176,588	617,197
Total Kg CO ₂		915,437	1,197,562	1,176,588	1,176,588	617,197
Total Tons CO ₂		915	1,198	1,177	1,177	617

Proyecciones Emisiones x Kerosene (Tons CO ₂) Evitadas		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Año de entrada en operación:	2	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
	3		1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198	1198
	4			1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177
	5				1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177	1177
	6					617	617	617	617	617	617	617	617	617	617	617
Total Tons CO ₂ (en 15 años)		66,701	915	2113	3290	4466	5083	5083	5083	5083	5083	5083	5083	5083	5083	5083
Total Tons CO ₂ (en 6 años)		20,951														

Cuadro G-2 CALCULO EMISIONES CO₂ EN SISTEMAS EN RED (Cont.)

Precio sombra en US\$ de carbon por Ton CO2 equivalente (precios constantes), recomendados Banco Mundial (2017):						"Guidance note on shadow price of carbon in economic analysis"										
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario Bajo		40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
Escenario Alto		80	82	84	86	87	89	91	94	96	98	100	102	105	107	109

Valor emisiones evitadas en red US\$	Valor Presente	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario Bajo	\$1,240,883	36617	86633	138163	192046	223668	228752	233835	238918	244002	249085	254169	259252	264335	269419	274502
Escenario Alto	\$2,477,140	73235	173266	276325	384091	442253	452420	462587	477837	488004	498170	508337	518504	533754	543921	554088
Tons	66,701															

		244446	564226	878406.3	1192586	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394	1357394
Factor de emisión por generación Tons/kWh	0.0003367	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Demanda incremental Total (kWh)		244446	564226	1229769	1788879	2036091	2171831	2307570	3393486	4072183	4072183	4072183	4072183	4072183	4072183	4072183
CO2 emitidas nueva generación (15 año	14223	82	190	414	602	686	731	777	1143	1371	1371	1371	1371	1371	1371	1371
CO2 emitidas nueva generación (6 años	2705															

Valor emisiones nueva generación en red	Valor Presente	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario Bajo	\$237,387	3292	7789	17391	25900	30164	32906	35740	53702	65813	67184	68555	69926	71297	72669	74040
Escenario Alto	\$474,508	6584	15578	34781	51799	59643	65082	70703	107403	131626	134368	137110	139853	143966	146708	149450
Tons	14,223															

Valor NETO emisiones con proyectos en red	Valor Presente	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Escenario Bajo	\$1,003,496	33325	78844	120772	166146	193504	195845	198095	185217	178189	181901	185613	189326	193038	196750	200462
Escenario Alto	\$2,002,632	66651	157688	241544	332292	382610	387338	391884	370434	356378	363802	371227	378651	389788	397213	404637
Tons (15 años)	52,479															
Tons (en 6 años)	18,245															

ANEXO H. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EXTENSIÓN DE RED POR PROVINCIA

Cuadro H-1 - ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOLUCIONES EN RED POR PROVINCIA

CASO BASE:				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	8,928,145	(4.149.701)	36.843.372	75,8%
Coclé	2,206,360	(2.377.793)	3.087.566	35,6%
Chiriquí	1,555,436	(1.619.964)	2.147.693	35,5%
Darién	2,853,658	(2.916.566)	4.540.132	38,5%
Herrera	596,890	(697.126)	573.871	28,6%
Los Santos	1,325,341	(1.365.388)	1.552.896	32,0%
Panamá	5,621,097	(3.506.403)	13.445.040	50,6%
Veraguas	15,456,391	19.185.673	87.716.358	96,4%
Panamá Oeste	2.999.681	(2.617.764)	4.771.047	38,5%
Agregado proyectos extensión red	41,543,000	(65,031)	154,677,974	69.6%
CASO Costos de inversión ↑ 15%:				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	10,225,172	(5,181,901)	36,665,393	75.5%
Coclé	2,527,461	(2,633,773)	3,043,171	35.3%
Chiriquí	1,781,813	(1,800,122)	2,116,629	35.1%
Darién	3,268,966	(3,231,654)	4,494,800	38.2%
Herrera	683,774	(766,389)	561,859	28.3%
Los Santos	1,518,220	(1,519,154)	1,526,228	31.6%
Panamá	6,438,642	(4,017,988)	13,355,803	50.3%
Veraguas	17,705,881	17,638,830	87,407,682	96.1%
Panamá Oeste	3,436,249	(2,965,792)	4,710,687	38.2%
Agregado proyectos extensión de red	47,586,179	(4,477,944)	153,882,252	69.3%
CASO ↓ 15% Meta de viviendas servidas (demanda):				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	8,928,145	(5,361,741)	27,539,742	68.7%
Coclé	2,206,360	(2,312,746)	2,416,997	33.9%
Chiriquí	1,555,436	(1,589,553)	1,693,100	33.9%
Darién	2,853,658	(2,843,347)	3,538,556	36.4%
Herrera	596,890	(668,726)	464,693	27.9%
Los Santos	1,325,341	(1,342,738)	1,234,047	30.8%
Panamá	5,621,097	(3,906,483)	10,270,466	47.0%
Veraguas	15,456,391	9,946,500	64,765,388	86.1%
Panamá Oeste	2,999,681	(2,690,282)	3,704,149	36.4%
Agregado proyectos extensión de red	41,543,000	(10,769,117)	115,627,137	63.2%

CASO Tarifas ↑ 15%:				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	8,928,145	10,829,229	45,237,031	89.0%
Coclé	2,206,360	(1,906,187)	3,477,883	38.3%
Chiriquí	1,555,436	(1,289,909)	2,399,567	38.0%
Darién	2,853,658	(1,966,521)	5,211,726	42.0%
Herrera	596,890	(648,484)	607,389	29.5%
Los Santos	1,325,341	(1,170,681)	1,698,818	33.7%
Panamá	5,621,097	1,432,429	16,100,843	57.4%
Veraguas	15,456,391	58,931,925	109,933,979	115.9%
Panamá Oeste	2,999,681	(1,343,424)	5,475,608	42.0%
Agregado proyectos extensión de red	41,543,000	62,868,378	190,142,845	81.5%
CASO Tarifas ↓ 15%:				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	8,928,148	(13,507,668)	28,449,713	62.5%
Coclé	2,206,360	(2,849,399)	2,697,249	32.9%
Chiriquí	1,555,433	(1,924,202)	1,895,819	33.0%
Darién	2,853,662	(3,723,590)	3,868,537	34.9%
Herrera	596,891	(745,769)	540,353	27.8%
Los Santos	1,325,337	(1,551,822)	1,406,973	30.3%
Panamá	5,621,101	(6,724,239)	10,789,236	43.6%
Veraguas	15,456,394	(14,034,190)	65,498,737	76.6%
Panamá Oeste	2,999,684	(3,449,203)	4,066,486	34.9%
Agregado proyectos extensión de red	41,543,000	(48,510,081)	119,213,103	57.4%
CASO Tasa regulada de rendimiento financiero ↓ 15%:				
Proyectos	Inversión Inicial US\$	VPN@8,94% US\$	VPNE@12% US\$	TIRE %
Bocas del Toro	8,928,148	(3,743,140)	47,108,139	101%
Coclé	2,206,360	(2,426,141)	12,763,584	49%
Chiriquí	1,555,433	(1,647,169)	34,251,511	91%
Darién	2,853,662	(2,965,544)	3,120,351	38%
Herrera	596,891	(714,705)	8,932,054	48%
Los Santos	1,325,337	(1,385,850)		
Panamá	5,621,101	(3,288,582)		
Veraguas	15,456,394	23,212,252		
Panamá Oeste	2,999,684	(2,619,299)		
Agregado proyectos extensión de red	41,543,000	4,421,822	154,677,974	69.6%

Anexo I. Resumen de Literatura sobre impacto socio-económico de la electrificación

AEEP Energy Access. *Best Practices 2016*. Africa – EU Energy Partnership.

Arraiz I., Carla Calero. 2015. *From Candles to Light: The Impact of Rural Electrification*. IDB Working Paper Series No. IDB-WP-599. IDB. Washington D.C.

Asaduzzaman, M., D. Barnes, and S. Khandker. 2009. “*Restoring Balance: Bangladesh’s Rural Energy Realities*”. Energy Sector Management Assistance Program ESMAP, Special Report 006/09. Washington, DC: World Bank.

Barnes, Douglas 2014 2014. “*Electric Power for Rural Growth: How Electricity Affects Life in Developing Countries*”. Second Edition. Washington, DC: Energy for Development

Barron, M., Maximo Torero. 2015. “*Short Term Effects of Rural Electrification: Experimental Evidence from El Salvador*.” Presentación IGC Coase Energy and Growth Conference Londres, Noviembre 13, 2015.

Cabraal, R. Anil, Douglas F. Barnes, and Sachin G. Agarwal. 2005. “*Productive Use of Energy for Rural Development*.” Annual Review of Environmental Resources 30: 117–44.

Chakravorty, U., Kyle Emerick, and Majah-Le ah Ravago (2016). “*Lighting Up the Last Mile: The Benefits and Costs of Extending Electricity to the Rural Poor*.” Resources for the Future RFF DP 16-22-REV.

Dinkelman, Taryn. 2011. “*The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa*.” American Economic Review 101(7): 3078–108.

ENSA. Grupo EPM (2017). “Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 2017”.

Gonzalez-Eiras, M., and M. Rossi. 2007. “*The Impact of Electricity Sector Privatization on Public Health*.” Inter-American Development Bank, Research Network Initiative, Working Paper #R-524 (http://www.iadb.org/res/pub_desc.cfm?pub_id=r-524). Rossi 2007.

Grogan, L., and A. Sadanand. 2012. “*Rural Electrification and Employment in Poor Countries: Evidence from Nicaragua*.” World Development 43: 252–65.

IDB – UNDP (2018). “*Joint Report on Energy Access, Meeting Challenges, Measuring Progress. The benefits of Sustainable Energy Access in Latin America and the Caribbean*.” IDB Monograph.

Jimenez, Raul. (2017). “*Development Effects of rural Electrification*”. Policy brief No IDB-PB-261. IDB. Washington, D.C.

Khandker, Shahidur R., Douglas F. Barnes, and Hussain A. Samad. 2012. “*The Welfare Impacts of Rural Electrification in Bangladesh*.” Energy Journal 33(1): 199–218.

Khandker, Shahidur R., Douglas F. Barnes, and Hussain A. Samad 2013. “*Welfare Impacts of Rural Electrification: A Panel Data Analysis from Vietnam*.” Economic Development and Cultural Change 6(3): 659–92.

Khandker, Shahidur R., Hussain A. Samad, Rubaba Ali, and Douglas F. Barnes. 2014a. “*Who Benefits Most from Rural Electrification? Evidence from India*.” Energy Journal 35(2): 75–96.

- Krewski, D., R. Burnett, M. Jerrett, C. A. Pope, D. Rainham, E. Calle, G. Thurston, and M. Thun. 2005. "Mortality and Long-Term Exposure to Ambient Air Pollution: Ongoing Analyses Based on the American Cancer Society Cohort." *Journal of Toxicology and Environmental Health, Part A* 68: 1093–109.
- Kumar, Santosh, and Ganesh Rauniyar. 2011. "Is Electrification Welfare Improving? Non-Experimental Evidence from Rural Bhutan." MPRA Paper 31482. University Library of Munich, Germany.
- Lam, Nicholas L., Kirk R. Smith, Alison Gauthier, and Michael N. Bates. 2012. "Kerosene: A Review of Household Uses and Their Hazards in Low and Middle-Income Countries." *Journal of Toxicology and Environmental Health* 15(6): 396–432.
- Lipscomb, Molly, A. Mushfiq Mobarak, and Tania Barham. 2013. "Development Effects of Electrification: Evidence from the Topographic Placement of Hydropower Plants in Brazil." *American Economic Journal: Applied Economics* 5(2): 200–31.
- Monari and Mostefai 2001. Monari, L., and D. Mostefai. 2001. "India: Power Supply to Agriculture Summary Report." Energy Sector Unit, South Asia Regional Office. New Delhi: World Bank.
- Riva, F., Helene Ahlborg, Elias Hartvigsson, Shonali Pachauri, Emanuela Colombo (2018). "Electricity access and rural development: review of complex socio-economic dynamics and causal diagrams for more appropriate energy modelling" *Energy for Sustainable Development*. Volume 43, April 2018.
- Rud, J. P. 2012. "Electricity Provision and Industrial Development: Evidence from India." *Journal of Development Economics* 97(2): 352–67.
- Samet J., and D. Krewski. 2007. "Health Effects Associated with Exposure to Ambient Air Pollution." *Journal of Toxicology and Environmental Health, Part A* 70: 227–42.
- Sovacool, Benjamin. 2014. "Electricity and education: The benefits, barriers, and recommendations for achieving the electrification of primary and secondary schools". Informe de Consultoría para UNDESA.
- Tsai, S. S., P. S. Chen, Y. H. Yang, S. H. Liou, T. N. Wu, F. C. Sung, and C. Y. Yang. 2012. "Air Pollution and Hospital Admissions for Myocardial Infarction: Are There Potentially Sensitive Groups?" *Journal of Toxicology and Environmental Health, Part A* 75: 242–51.
- Terrapon-Pfaff; Marie-Christine Grone; Carmen Dienest; and Willington Ortiz. 2018. "Productive use of energy – Pathway to development? Reviewing the outcomes and impacts of small-scale energy projects in the global south". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96.
- World Bank. 2008. "The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits. An IEG Impact Evaluation". Washington, D.C.
- World Bank. 2017. "Shadow "Price of Carbon in Economic Analysis- Guidance Note". Washington, D.C.