



**CONSULTORIA PARA EL PLAN MAESTRO PARA LA UNIVERSALIZACION
DEL SERVICIO ELECTRICO DE PANAMÁ.**

**REPORTE FINAL
Noviembre 2018**

Consultor:

Cesar Mercado Rodríguez
cesarmer@hotmail.com
Cel: + 57 300 804 3092
+ 507 61 12 4347
Skype: cesar.mercado.rodriguez

CONTENIDO

1. Introducción
2. Objetivo de la Consultoría
3. Estructura del Servicio Eléctrico de Distribución y su cobertura actual
4. Aspectos regulatorios y jurídicos Sector Eléctrico de Panamá
5. Análisis de barreras que afectan el acceso al servicio de energía en las áreas rurales.
6. Situación de la Cobertura de Energía Eléctrica en Panamá.
7. Valoración de los Niveles de Cobertura de energía eléctrica
8. Caracterización sociocultural y económica de las Comunidades rurales sin acceso al servicio de energía
9. Análisis Geográfico de Información Eléctrica y territorial.
10. Plan de Inversión Ministerio de la Presidencia OER 2010 – 2017.
11. Lecciones Aprendidas Ejecución Proyectos financiados por el BID
12. Validación de los impactos de proyectos de electrificación en Panamá
13. Análisis de Costos de Mercado
14. Variables para la selección y priorización de comunidades.
15. Plan de inversión para la electrificación rural en Panamá 2016 a 2019
16. Plan de inversión para el Acceso Universal al servicio de energía Periodo 2019 – 2030
17. Valoración de las fuentes de recursos de inversión para la ejecución de proyectos de Electrificación Rural en áreas remotas o no concesionadas.
18. Experiencias de Electrificación Rural relevantes en América Latina
19. Modalidad de Gestión de Proyectos
20. Recomendaciones para el logro del Acceso Universal de la Energía
21. Anexos

1. INTRODUCCION

En los Países en vía de desarrollo, los efectos de la apertura hacia un mercado cada día más liberalizado originan necesidades básicas y líneas claras hacia un desarrollo en todas las áreas en especial en la energía como punta de lanza de las líneas bases de los modelos y planes de desarrollo, pero también se han agudizado las diferencias entre los sectores rurales y urbanos, es decir diferenciándose los mercados rentables y no rentables, hasta crear cinturones de pobreza.

El incremento del acceso a servicios públicos modernos de energía en zonas rurales es uno de los mecanismos fundamentales para el mejoramiento de las condiciones de vida de la población que carece del servicio.

Para el año 2013, la cobertura del servicio de energía eléctrica en Panamá se estimaba en un 90% global, y para las zonas áreas rurales en un 71%. Por múltiples razones —equidad social, aumento de la productividad, mejora en los niveles de salud y educación, aumento de la calidad de vida, y reducción de la pobreza— es necesario aumentar la cobertura del servicio eléctrico.

El acceso a un servicio moderno de electricidad es clave para el desarrollo sostenido y equitativo, por lo que Panamá ha decidido dar un impulso renovado a la ampliación de la cobertura rural, principalmente en zonas aisladas dentro y fuera del área de concesión, con el fin de reducir la pobreza, mejorar las condiciones de vida e incrementar la eficiencia en el uso de los recursos públicos dedicados a electrificación rural.

Se estima que las inversiones en infraestructura requeridas para llegar al 100% de cobertura eléctrica estarían en el orden de U\$ 375 millones.

Durante la última década Panamá ha incrementado sus indicadores de cobertura eléctrica nacional de manera importante, pasando del 85 al 91% en la actualidad.

En las zonas rurales, donde se encuentra la población más vulnerable del país, aunque se han hecho progresos importantes al compararse con 2006 cuando el índice de cobertura era de un 58%, se estima un 71,4%., para el año 2015. La cobertura en las áreas urbanas de un 97%.

El BID ha apoyado decididamente al Gobierno de Panamá en el aumento de los niveles de cobertura eléctrica a nivel nacional mediante los Programas de Electrificación Rural (PER) (1790/OC-PN) y PERS II (BID (Contrato préstamo BID 3165OC PN 3166 CH PN).

Los PER, han brindado diferentes modalidades de acceso con el uso de energía renovable, demostrando su gran relevancia como instrumento de acceso a energía moderna a las zonas rurales, dada la necesidad social y económica de cubrir áreas remotas pobres, no servidas, no rentables y distantes del área de concesión de las distribuidoras públicas y privadas de Panamá.

Sin embargo, con base en el último Informe de Diagnóstico del Sector Eléctrico Rural realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Panamá (INEC), se estiman más de 100 mil familias rurales para el año 2015, las cuales no cuentan con acceso a la energía eléctrica.

En el Plan Energético Nacional de Panamá, 2015-2050, se proyectó ampliar la cobertura del servicio de energía, mediante energía convencionales y renovables, en más de 24 puntos porcentuales, para llevar este nivel de cobertura a 95% en el periodo comprendido entre los años 2015 y 2019.

Esto representa llevar energía eléctrica a más de 50 mil familias de las 100 mil que se estima no tienen acceso a este servicio.

2. OBJETIVO

El objetivo de esta Consultoría, es dimensionar y estructurar el Plan Maestro de Universalización de Energía en la Republica de Panama.

Con base en lo establecido en los contratos de concesión, en los planes de electrificación rural del Gobierno de Panama, del recaudo y uso del Fondo de Electrificación Rural, se proyectan definir los esquemas, cronogramas y montos de inversión de los proyectos que se establezcan, a fin de llevar a la Universalización del servicio de Energía en Panama.

La consultoría consideró cinco (5) componentes prioritarios:

- ✓ Determinación del número y localización de las viviendas y comunidades sin acceso a energía eléctrica continua en Panamá.
- ✓ Valorar la efectividad de las intervenciones realizadas por la Oficina de Electrificación Rural, con el fin de establecer lecciones aprendidas, que serán incluidas en el nuevo plan de inversiones a definir.
- ✓ Realizar una caracterización sociocultural y económica de las poblaciones a beneficiar para determinar el nivel de servicio a ofrecer.
- ✓ Implementar una cartera de proyectos y sus costos de inversión en capital y operación y mantenimiento
- ✓ Analizar el marco normativo y regulatorio establecido para la expansión y prestación del servicio de electricidad para definir las diferentes posibilidades de prestación del servicio, y garantizar su sostenibilidad financiera, social y ambiental.

3. ESTRUCTURA DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION Y SU COBERTURA ACTUAL.

La distribución de energía eléctrica en Panamá, está a cargo de tres empresas, mediante contrato de concesión, el Estado les otorga a las concesionarias ¹, la obligación de la prestación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.

1 Informe Demanda ASEP, II Semestre 2017

La zona de concesión está definida como ² “... el área geográfica correspondiente a mil (1,000) metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión en la cual el CONCESIONARIO está autorizado a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir.”.

Con base en lo definido en los contratos indicados, las zonas de Concesión se expandirán, energizando de forma dinámica el área, de la siguiente manera:

- Durante los dos primeros años (octubre 22 de 2013 – octubre 21 de 2015), se delimita el área de concesión a un kilómetro (1 Km), a partir del ultimo activo eléctrico (infraestructura existente a agosto de 2012).
- A partir del tercer año (octubre 21 de 2015 – octubre 20 de 2016), el área o zona de concesión se establece que se expandirá geográficamente un kilómetro (1 Km), cada dos años, a partir de la infraestructura eléctrica existente al inicio de la concesión, hasta expandirse hasta cinco kilómetros (5 Km), de la red existente al inicio de la concesión.

La expansión de la Zona de Concesión se hará siempre alrededor de las líneas construidas.

Los Concesionarios estarán obligados a cumplir todas las normas técnicas, comerciales y reglamentaciones existentes y futuras relacionadas con la prestación del servicio eléctrico que dicte³ la Autoridad de Servicio Públicos (ASEP), tales como:

- Manual de Normas y Condiciones para la Prestación del Servicio,
- Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC),
- Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas del Sector Eléctrico,
- Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, y demás normas vigentes.

Los concesionarios tienen la obligación de atender toda solicitud de servicio dentro del área concedida.

Los contratos de concesión establecen las obligaciones de Electrificación Rural dentro de la Zona de Concesión, por parte de los operadores, de acuerdo como se expanda dicha zona.

² Contratos de Concesión para la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica No. 69-13; 70-13 y 71-13, Clausulas 2ª y 3ª.

³ Contratos de Concesión para la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica No. 69-13; 70-13 y 71-13, Clausula 19a .

Las Áreas que se encuentren fuera de estas zonas, serán atendidas por la Oficina de Electrificación Rural (OER), conforme a la Ley 6 de 1997 y sus reglamentaciones.

Elektra Noreste, S.A., (ENSA)

Con una zona de concesión comprendida entre de las provincias de Darién, Colón, la parte de la provincia de Panamá al Este del Canal de Panamá (excepto la parte Oeste de la ciudad de Panamá, el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya), la Comarca de San Blas y las Islas del Golfo de Panamá.

Área de Concesión Ensa. República de Panamá.



La delimitación o frontera física entre las Empresas de Distribución Eléctrica, Metro Oeste, S. A. y Elektra Noreste, S. A., se inicia en el punto sobre la Bahía de Panamá, ubicado en la intersección de la ruta del Corredor Sur con la proyección en línea recta hacia la Vía Ernesto T. Lefevre, continuando a lo largo de la Vía Ernesto T. Lefevre y la Avenida 12 de octubre, hasta llegar a la intersección con la Avenida Simón Bolívar.

Continúa en dirección general Oeste por esta calle hasta llegar a la intersección con la Avenida Ricardo J. Alfaro.

De allí se sigue en dirección Norte, a lo largo del límite entre las urbanizaciones Dos Mares y Las Mercedes, hasta la intersección con el límite del Lago Gatún.

Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)

Áreas de Concesión Edemet – Edechi República de Panamá



Su zona de concesión 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.

Las áreas al Oeste de esta delimitación formarán parte de la concesión de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A., y las áreas al Este de esta delimitación formarán parte de la concesión de Elektra Noreste, S. A.

Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)

Su zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Con base en información de la ASEP, al cierre del segundo semestre del año 2.017, se tiene que en Panamá existen 35.879,60 kilómetros de redes de distribución de media y baja tensión.

EDEMET cuenta con el 50% del total de redes de distribución en Panamá. La empresa EDECHI dispone del 18 % del total de la red de distribución. La empresa ENSA, tiene en su área de concesión el 32 % del total de la red de distribución en operación para el año 2017, (diciembre 2017).

Al cierre de este año 2.017, el número de clientes que son atendidos por los concesionarios, son en total 1,056,518⁴ residenciales.

De estos el 44% (462.185), están ubicados en el área de Concesión de EDEMET, EDECHI tiene el 14% (148.270) y en el área de concesión de ENSA se ubican el 42% de los clientes de distribución de Panamá (446.063). Con base en la longitud de las redes y el número de clientes (usuarios/ beneficiarios), se tiene la siguiente información de clientes por kilómetro de red:

- ✓ ENSA: 39 Clientes / Km.
- ✓ EDEMET: 26 Clientes/ Km.
- ✓ EDECHI: 21 Clientes / Km.

Las áreas rurales que no son atendidas por los Concesionarios, por ser zonas ubicadas en áreas remotas y de muy difícil acceso y adicionalmente los proyectos que se requerirían para que las comunidades presentes en dichas áreas, accedan al servicio de energía eléctrica, son “no rentables”, son responsabilidad de la OER, en su 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 los Concesionarios del servicio de energía eléctrica.

La OER, está ejecutando el Programa de Electrificación Rural (PERS II) desde el año 2.015, el cual fue diseñado y proyectado para ampliar el acceso al servicio de energía a más de 15.000 Viviendas (Incremento de cobertura del 4%, con base en información del año 2.012), al finalizar el programa financiado por el BID.

Con base a proyecciones del INEC⁵ y estimaciones basadas en ellas, se estiman que existen 93.589 viviendas sin acceso al servicio de energía convencional. Igualmente se estima que:

El 91.6% de las viviendas sin acceso a energía, se encuentran ubicadas en áreas rurales (85.729 viviendas)

El 8.4% de las viviendas sin acceso a energía (7.860 Viviendas), están ubicadas baja la infraestructura eléctrica o muy próxima, en áreas definidas como urbanas

4 Informe de Demanda Asep 2do Semestre 2017

5 Resumen de la Estimación y proyección de Población Total de Panamá Años 2010 – 2020. INEC

Desglosando las áreas (Rurales y urbanas), se tiene que la cobertura en el área rural en Panamá es del 78.5%⁶ y en el área urbana es del 94%. En promedio a nivel nacional la cobertura de energía eléctrica se estima en 90.3%⁷.

4. SITUACION DE LA COBERTURA DE ENERGIA ELECTRICA EN PANAMA

Estimación de la Cobertura de Energía Eléctrica.

El índice de la cobertura del servicio de energía eléctrica, se calcula mediante la relación entre las viviendas particulares (usuarios de energía eléctrica) con acceso al servicio de energía y el número total de viviendas establecidas (estimadas) en Panamá.

Estimación Cobertura de Energía. República de Panamá

AÑO	VIVIENDAS TOTALES OCUPADAS	VIVIENDAS RURALES	VIVIENDAS RURALES SIN ELECTRIFICAR	COBERTURA ENERGIA	COBERTURA ENERGIA RURAL
1.990	524.284	180.113	142.608	77.55%	22.45%
2.000	793.732	294.887	156.437	81.40%	46.95%
2.010	1.015.670	340.235	130.310	86.85%	61.7%
2.017	1.043.202	317.743	93.589	94.5% ⁸	78,95% ⁹

$$CSEE = \sum VCA / NTVO$$

CEE: Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

VCA: Viviendas ocupadas con servicio de energía

NTVO: Total de Viviendas ocupadas

Es importante acotar, que, para el análisis de la cobertura de energía, se toma como base de la proyección de población que ha realizado el INEC^{10 11} y la información

6 Estimación con base en el Informe de Demanda 2 semestre 2017 ASEP.

7 Estimación con base en el Informe de Demanda 2 semestre 2017 ASEP

8 Estimación propia con base en Informe de Demanda 2 semestre 2017 Asep

9 Estimación propia con base en Informe de Demanda 2 semestre 2017 Asep

10 INEC. Algunas características de la división política administrativa en la República de Panamá, según Provincia, Comarca Indígena y Distrito

indicada en el informe de Demanda del Segundo semestre de 2017, publicado por la Asep.

En la siguiente figura, se muestra el porcentaje de clientes regulados distribuidos por provincia para el segundo semestre de 2017, según el informe de la ASEP.



Con base en la información detallada en el Informe de Demanda de la Asep, de la totalidad de los usuarios servidos por los Concesionarios, el 89.14% son residenciales (941.769 usuarios).

En esta figura, se puede apreciar lo siguiente, conformación del número de viviendas con servicio de energía (usuarios) en Panamá al cierre del año 2017:

- Provincia de Panamá: 59.54%
- Provincia de Chiriquí: 12.30%
- Provincia de Colón: 6.61%
- Provincia de Coclé: 5.85%
- Provincia de Veraguas: 5.45%
- Provincia de Los Santos: 3.81%
- Provincia de Bocas del Toro: 1.65%
- Provincia de Darién: 1.00%
- Comarcas: 0.26%%

Las provincias con menor cantidad de usuarios del servicio eléctrico son Bocas del Toro, Darién y las Comarcas, quienes componen el 2.91 % del total de clientes del país.

Con base en la información de los clientes de las Concesionarias del servicio por provincia y comparando anterior, se estima que la cobertura por provincia es la indicada en el siguiente cuadro:

11 Estimaciones y Proyecciones de la Población Total en la República de Panamá por Provincia y Comarca Indígena y Distrito, según Sexo y Edad: Años 2000-15 y 2020. Situación Demográfica, Boletín N.º 15.

**Cobertura de Energía.
República de Panamá. Año 2017**

Provincia	Cobertura Energía Total (%)	Cobertura Energía Área Rural (%)
Bocas de Toro	67,6	65,2
Coclé	91,5	88,2
Colon	91,9	88,7
Chiriquí	87,5	84,4
Darién	60,6	58,5
Herrera	65,6	63,3
Los Santos	91,7	88,5
Panamá	96,4	93,0
Veraguas	73,6	71,0
Kuna Yala	19,0	19,0
Embera	34,8	35,0
Ngöbe Buglé	4,0	4,00

Con base en la información detallada en el Informe de Demanda de la Asep, de la totalidad de los usuarios servidos por los Concesionarios, el 89.14% son residenciales (941.769 usuarios). De acuerdo con las estimaciones del INEC, *Documentos Algunas Características de la División Política Administrativa en la República de Panamá, según provincia, comarca indígena y distrito: año 2015*, estimando un incremento anual promedio para la población de 0.16%, se tiene lo siguiente:

**Comunidades, Población y Viviendas Totales Rurales. República de Panamá.
Estimación basada en información INEC año 2017**

Provincia	Comunidades Totales	Viviendas Totales	Población Total	Comunidades Rurales	Viviendas Rurales	Población Rural
Bocas de Toro	477	26.526	165,622	470	19.810	101,105
Coclé	1,314	58.703	261,309	1,303	45,666	174,143
Colon	970	59.923	285,429	950	33,224	123,250
Chiriquí	1,312	138.464	456,821	1,287	73,471	259,855
Darién	697	7.404	55,753	695	15,877	48,654
Herrera	738	60.294	118,334	729	21,260	61,476
Los Santos	913	39.624	95,401	903	28,955	74,722
Panamá	1,504	569.475	2,148,132	1,384	40.016	343,321
Veraguas	2,793	82.789	246,121	2,780	50,600	175,466
Kuna Yala	117	4.449	44,231	117	4,449	44,231
Embera	82	2.136	12,284	82	2,136	12,284
Ngöbe Buglé	1,880	30.018	208,481	1,880	30.018	208,481
Totales	12,797	1.043.202	4,098,135¹²	12,580	317.743	1,626,988

¹² Estimación y Proyección de la Población de la Republica de Panama según Provincia, Comarca Indígena y Sexo 2010 – 2020

A fin de validar la definición de área rural, es importante resaltar la definición de poblados urbanos establecida y utilizada por parte de la Contraloría general de la República de Panamá, que se define como lugar poblado urbano¹³:

“Aquel que concentra 1,500 o más habitantes y que partiendo de un núcleo central presenta continuidad física en todas direcciones hasta ser interrumpidas por terrenos agrícolas. Reúne todas o la mayor parte de las siguientes características: Servicio de luz eléctrica; acueducto público; sistema de alcantarillado; trazado de calles, varias de ellas pavimentadas y con aceras; edificios contiguos o alineados; uno a más colegios secundarios; establecimientos comerciales; centros sociales y recreativos”.

De acuerdo con las proyecciones de población realizadas de forma periódica por el INEC, confrontadas con los Informes de demanda semestral que publica la ASEP, para el año 2017, en la República de Panamá, hay 93.589 viviendas sin acceso al servicio de energía eléctrica convencional y/o renovable.

**Cobertura de Energía Eléctrica.
Viviendas sin Electrificar Años 2010 – 2015 – 2017**

PROVINCIA	2010	2015	2017
BOCAS DEL TORO	5.125	4.423	3.550
COCLE	12.058	10.406	8.354
COLON	6.800	5.869	4.711
CHIRIQUI	17.540	15.137	12.152
DARIEN	4.395	3.793	3.045
HERRERA	5.631	4.860	3.902
LOS SANTOS	7.173	6.191	4.970
PANAMA	14.192	12.248	9.833
VERAGUAS	13.357	11.527	9.254
GUNA YALA	4.439	3.831	3.609
EMBERA	1.723	1.487	1.391
NGÄBE BUGLE	23.324	20.129	28.818
Total	115.757	99.901	93.589

5. Aspectos regulatorios y jurídicos Sector Eléctrico de Panamá

Normas Sectoriales y regulatorias

Las leyes, decretos y normas¹⁴ sobre las cuales se establece el marco general del funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico en Panamá:

¹³ Contraloría General de la Republica de Panama

¹⁴ <http://www.energia.gob.pa>

Ley 26 de 29 de enero de 1996 "Por la cual se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos.

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de Electricidad.
- Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, por el cual se modifican algunos Artículos de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad.
- Decreto Ejecutivo No. 23 de 22 de junio de 1998, por medio de la cual se extiende al servicio público de electricidad el contenido del Decreto Ejecutivo No. 138 de 15 de junio de 1998
- Ley 15 de 7 de febrero de 2001, que establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones.
- Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006. Que reorganiza la estructura y atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos denominándose Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- Decreto Ejecutivo No.143 (de 29 de septiembre de 2006) "Por el cual se adopta el Texto Único de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006".
- Decreto Ejecutivo 279 de 14 de noviembre del 2006, por el cual se reglamenta la Ley 26 de 29 de enero de 1996, reformada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006, que reorganiza la estructura y atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos.
- Ley 52 (De miércoles 30 de julio de 2008) "que crea la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones".
- Ley 57 de 13 de octubre del 2009, que modifica artículos de la Ley 6 de 3 de febrero del 1997.
- Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto del 2009, por la que se instruye a entidades, autoridades y organismos con atribuciones y funciones relacionadas con la prestación del servicio público de electricidad, para que adopten medidas dirigidas a verificar el estricto cumplimiento de los criterios sociales y económicos que obligatoriamente deben cumplir los prestadores del servicio público de electricidad.

- La Ley 58 del 30 de mayo de 2011 que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 1997, sobre el Marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, para impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales.
- Ley 67 de 9 de diciembre de 2016, que modifica y adiciona artículos a la Ley 6 de 1997, sobre el Marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, para impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales.
- Contrato de Concesión No. 70-13 Edemet
- Contrato de Concesión No. 69-13 Edechi
- Contrato de Concesión No. 71-13 Ensa.

Análisis del marco normativo vigente para la expansión y prestación del servicio.

Con base en el artículo 95 de la Ley 6 de febrero 3 de 1997, la Oficina de Electrificación Rural (OER) es la encargada de promover proyectos de ER, en áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas.

A partir de su creación en 1998, la OER, como responsable del desarrollo de la infraestructura del servicio eléctrico en las áreas no concesionadas ha ejecutado proyectos que han permitido incrementado la cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas rurales de Panamá de:

- Año 2.000 Cobertura Área Rural: 47% ¹⁵
- Año 2.017 Cobertura Área Rural: 78.9%

Lo que representa que más de 62.848 viviendas, que han accedido al servicio de energía en el área rural de Panamá.

Los proyectos de ER, se han ejecutados con recursos de Presupuesto del Estado (recursos asignados del presupuesto general más recursos del Fondo de Electrificación (FER)) y de banca multilateral (Contratos Préstamo BID).

Los recursos aportados al FER, adicional a soportar la inversión de las obras de electrificación de las áreas rurales no concesionadas, se estima que deberían ser utilizados para actividades de pre -. Inversión:

15 Informe Final Diagnostico Sector Eléctrico Rural de Panama

- Diseños definitivos de redes de MT BT; Estudios de Impacto Ambiental; Elaboración de Banco de Proyectos actualizados

Para lo cual se requiere una modificación de la Ley 58 de mayo de 2.011, a fin de establecer el uso de estos recursos de pre - inversión. Los aportes de los agentes del mercado de energía eléctrica al Fondo de Electrificación Rural (FER), indicados en la ley, se amplió el plazo para estos aportes por 4 años más a partir de diciembre de 2016.

Con miras a la universalización del acceso a la energía, se sugiere que el periodo de los aportes establecidos en la Ley 58 de 2.011, se extienda hasta el año 2030, fecha en la cual, se estima llegar al acceso universal de la energía, según los objetivos sostenibles del milenio.

La OER, considerando lo establecido en los Contratos de Concesión No. 70-13 (Edemet), No. 69-13 (Edechi), No. 71-13 (Ensa), ¹⁶(Clausula 22ª Obligaciones de Electrificación dentro de la Zona de Concesión), debe realizar un inventario de las comunidades rurales, ubicadas dentro del área de Concesión.

A la fecha, este inventario, no está disponible, y la zona de concesión tampoco está debidamente definida más allá, de la definición geográfica establecida en los contratos de concesión.

La OER, debe exigir, en conjunto con la ASEP, que los concesionarios entreguen el sistema de información geográfica de su infraestructura, tal como está definido en los contratos de concesión, Cláusula 26, Otras Obligaciones del Concesionario, se establece que:

Los OR, deben realizar el inventario y digitalización de toda la red existente a 1 de Julio de 2.014 y a partir de ahí, debe mantener actualizada y georeferenciada toda la información de la infraestructura eléctrica de su área de concesión.

Con esta información, la OER puede dimensionar el número de proyectos que permita que las comunidades dentro del área de concesión, tengan prioridad en la definición de los proyectos e igualmente, con base en dicho inventario, definir los proyectos que se presenten a los concesionarios a fin que se considere se incluyan, sus costos dentro de la tarifa en el periodo tarifario siguiente.

Lo anterior, ha de ser independiente de lo indicado en la cláusula mencionada, en lo referente al Plan de Electrificación, que deben presentar periodo tarifario, para su análisis y pertinencia de los costos de inversión para que la Asep avale el reconocimiento en la tarifa de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC).

¹⁶ Contratos 70-13 Edemet, Contrato 69-13 Edechi y Contrato 71-13 Ensa.

OER debe gestionar la inclusión en la Ley 6 de 1997, de la creación de un Comité de Electrificación Rural, en el cual tengan cabida diferentes Ministerios que dentro de su acción, ejecutan proyectos eléctricos en áreas rurales de difícil acceso.

La no existencia de un comité de este tipo, permite que no exista una coordinación transversal de las diferentes entidades territoriales que desarrollan proyectos de infraestructura de servicios públicos esenciales.

Se sugiere, que, mediante la dirección de la Secretaría de Energía, se estructure un Comité de Electrificación Rural, en el cual participen:

- Secretaría de Energía, Ministerio de Salud, Ministerio de Educación, Ministerio de Vivienda, OER, Concesionarios

Esto con la finalidad de cruzar información de proyectos de infraestructura eléctrica y priorizar la ejecución de estos de manera eficaz.

La SNE y el MEF, deben liderar la conformación del Comité de ER, propuesto, considerando que son las dos entidades que rigen el dimensionamiento de los recursos de inversión y los temas de energía a nivel macro.

Con base en lo referenciado en la ley 6 y sus normas y reglamentaciones, El Estado debe propender y liderar las acciones para lograr los siguientes objetivos:

- Regular la prestación del servicio de distribución de energía, estableciendo procesos y metas de eficiencia, cobertura y calidad del servicio. (ASEP)
- Cálculo, dimensionamiento y asignación de subsidios directos a la población de menores ingresos. (MEF – OER).
- Definición y asignación de las fuentes y recursos necesarios para el desarrollo de extender la infraestructura eléctrica en las áreas rurales no servidas y no concesionadas. (Ministerio de la Presidencia (OER) – MEF).

Por otra parte, igualmente con fundamento en la ley 6 (normas y reglamentaciones), los Concesionarios deben ejecutar y gestionar lo siguiente:

- Garantizar que el servicio de energía eléctrica, se preste de manera continua y eficiente.
- Facilitar que los usuarios (clientes) de menores ingresos tengan acceso a los subsidios que otorga el Estado.

- Regular la prestación del servicio de distribución de energía, estableciendo procesos y metas de eficiencia, cobertura y calidad del servicio. (ASEP) ¹⁷
- Calculo, dimensionamiento y asignación de subsidios directos a la población de menores ingresos. (MEF – OER).
- Definición y asignación de los recursos necesarios para el desarrollo de extender la infraestructura eléctrica en las áreas rurales no servidas y no concesionadas. (Ministerio de la Presidencia (OER) – MEF).

El ente regulador, con base en la ley 6 de 1997, debe realizar, entre otras, las siguientes funciones, con relación a las normas, regulaciones y reglamentaciones del sector eléctrico (Distribución):

- Regular la actividad de distribución de energía eléctrica, de tal manera que se asegure un servicio y su disponibilidad, eficaz, eficiente, que cubra la demanda, basado en cumplimiento de criterios ambientales, financieros y sociales.
- Emitir notas de certificación de las utilidades netas de los agentes del mercado, con base en los estados financieros auditados y enviarlas a la OER, para lo que procede en el tema de los aportes del Fondo de Electrificación Rural (FER):
- Expedición de normas y regulaciones para el control y operación del sector energía.
- Vigilancia y control en el cumplimiento de leyes y normas, que cubren la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Revisión, establecimiento, análisis de metodologías, procedimientos y criterios para la definición de las tarifas de energía
- Supervisión de la aplicación del régimen tarifario.
- Vigilancia y control de la provisión de subsidios tarifarios en el Presupuesto general del Estado. Aplicación efectiva de los subsidios.
- Facilitar que los usuarios (clientes) de menores ingresos tengan acceso a los subsidios que otorga el Estado.
- Regular la prestación del servicio de distribución de energía, estableciendo procesos y metas de eficiencia, cobertura y calidad del servicio. (ASEP)
- Calculo, dimensionamiento y asignación de subsidios directos a la población de menores ingresos. (MEF – OER).
- Definición y asignación de los recursos necesarios para el desarrollo de extender la infraestructura eléctrica en las áreas rurales no servidas y no concesionadas. (Ministerio de la Presidencia (OER) – MEF).

¹⁷ Contratos No. 069-13, 070-13 y 071-13 Clausula 35ª. Resolución AN- No. 6001- Elec

Es importante, considerando que el acceso universal debe ir en paralelo con unas normas de calidad adecuadas y ajustadas, de tal manera que con los proyectos a desarrollar para lograr el 100% de Cobertura de energía eléctrica, cumpla con tales normas.

Para lo cual tanto los concesionarios, como la ASEP deben entrar a revisar los alcances de las resoluciones que regulan las normas de calidad tanto técnico como desde el punto de vista comercial ¹⁸

Es claro que dichas normas de calidad de servicio técnico y comercial, deben revisadas con miras a considerar en ellas, políticas e indicadores que regulen el servicio de energía, mediante energías renovables o proyectos especiales tales como el de Sistemas Híbridos y mini redes, en las áreas en donde se concentran el mayor porcentaje de las viviendas sin acceso a la energía.

Lo anterior, considerando que de las viviendas estimadas a diciembre de 2017 sin acceso a ningún tipo de energía (93.589 Viviendas), al menos el 92% se encuentran en áreas rurales remotas y de condiciones de acceso bastante complejas.

En las normas de calidad actuales, se consideran cuatro tipos de área pobladas:

- Urbana: Corregimientos mayores de 15.000 Viviendas
- Sub Urbana: Corregimientos entre 5.000 Viviendas y 14.999 Viviendas
- Rural concentrada: Corregimientos entre 2.000 Viviendas y 4.999 Viviendas
- Rural Dispersa: Corregimientos menores de 1.999 Viviendas

Estas clasificaciones se definen por el número de viviendas en áreas definidas por el Concesionario y el regulador. Sin embargo, en las áreas donde se ubican las viviendas sin acceso a energía, son áreas geográficas de gran dimensión y la dispersión de las viviendas es mayor a la definida como rural dispersa en las resoluciones mencionadas.

De tal manera que se debe definir otros tipos de áreas que puedan cubrir mediante la resolución (modificación a estas), que definan los parámetros de calidad para este tipo de áreas con una dispersión mucho mayor a la definida en norma y con base en tal dispersión estudiar y definir los indicadores que permitan el control y seguimiento de la calidad del servicio de energía en tales áreas, de forma que permita que las viviendas en dichas áreas tengan niveles de calidad comparables a las otras zonas definidas.

18 Resolución AN 6001 – Elec 2013 / resolución AN 6002 – Elec 2013

Es, por tanto, conveniente adecuar las resoluciones que regulan las normas de servicio técnico y comercial, de manera que se reclasifique para estas áreas particulares en donde se ubican están viviendas sin acceso, los indicadores SAIFI, SAIDI, MAIFI, los límites de reposición de suministro, conexión del servicio eléctrico, etc.

Se requiere, que a la Ley 6 de 1997, se ajuste de tal manera que establezca plazos y términos al Concesionario, que defina la OER como opción para la prestación del servicio de electricidad en las distintas áreas rurales.

Considerando lo anterior, se es conveniente realizar un ajuste a lo definido en la Ley, con referencia a la selección de operador, independiente del tipo de proyecto (Energía convencional y/o Renovables), de tal manera que la primera opción sea para el OR en la zona donde se desarrollara el proyecto, indistintamente si el proyecto es de redes eléctricas convencionales o de sistemas de energía alternativos renovables.

Se sugiere entrar a regular sobre esta situación de proyectos no convencionales (Energía de fuentes limpias), para permitir, mediante competitividad técnica y tecnológica, que los OR actuales puedan acceder a desarrollar proyectos de este tipo y de esta manera permitir que el acceso al servicio de energía, se de a costos altamente eficientes para los potenciales beneficiarios.

La OER, debe liderar el proceso de consecución y actualización de la base de datos de los concesionarios, tal como es obligación de estos, en los contratos de concesión.

La ASEP, debe presentar para revisión y consulta, las normas y resoluciones que ajusten los alcances de los contratos de concesión, en lo referente a los sistemas aislados en las áreas geográficas de las concesiones, para permitir que los OR actuales puedan desarrollar proyectos que permitan el acceso a la energía a las comunidades, sea cual fuere la fuente de energía.

6. Análisis de barreras que afectan el acceso al servicio de energía en las áreas rurales.

Barrera legal

Obtención de las servidumbres.

En la definición de la topología de los distintos proyectos de redes convencionales de energía, hay un parámetro que afecta, el desarrollo de los estudios previos.

La franja de terreno por donde se construirá la red convencional (servidumbre), puede involucrar áreas privadas, si se considera que las rutas deben ser definidas como las óptimas a fin de hacer eficientes los costos de los proyectos.

Por lo general y es el procedimiento regular, la red va paralelo, y sobre la franja publica definida por ley, a las carreteras rurales. La definición de la franja de servidumbre es definida por el Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial ¹⁹, considerando la topología y ruta de las vías rurales.

Sin embargo, por las condiciones topográficas de las áreas rurales de Panamá, las condiciones geométricas con que se diseñan las vías, generan recorridos mayores para llegar a las diferentes comunidades rurales, lo que afecta directamente los costos de las redes convencionales que se proyecten ejecutar en las áreas rurales. Esto puede ser considerado como una externalidad de la OER, pero influye en la ejecución de los proyectos (Plazos y costos establecidos).

Es importante que la OER, como actividad previa a la formulación y definición de un proyecto, gestione ante los ministerios correspondientes (MOP y MIVIOT), la consecución de las servidumbres y los parámetros de las mismas, se indiquen y definan en los documentos de las licitaciones que se establezcan para la construcción de proyectos de redes convencionales de energía.

Igualmente, debe coordinar con los distintos propietarios de terrenos en el área en donde se desarrollarán dichos proyectos para definir con ellos la posibilidad de que la infraestructura eléctrica utilice áreas privadas, previendo una negociación con dichos propietarios a fin de generar costos eficientes para los proyectos de redes.

Es pertinente, que la OER, lidere y defina un proceso de gestión de áreas de servidumbres con las concesionarias y/o contratistas de obras.

Se debe definir una regulación que le permita a la OER, con una capacidad de gestión y/o negociación ante las distribuidoras de electricidad, para la ejecución de los proyectos de electrificación rural.

Bajo nivel de titularidad de la propiedad en Panamá ²⁰.

En las áreas rurales, en donde la OER, en función de su obligación legal, de desarrollar proyectos de electrificación rural, se tiene una particularidad (Bajo nivel de titularidad de predios), que está afectando el proceso de conexión de las diferentes viviendas beneficiadas.

¹⁹ Decreto Ejecutivo No. 23 de Mayo de 2007 - MIVIOT

²⁰ Informe Anual Pronat 2009

En las actividades previas a la definición de los alcances de un proyecto, tanto de redes convencionales como de energías renovables, se debe verificar en campo, los documentos con los que cuentan las potenciales viviendas beneficiadas, a fin de definir y establecer una coordinación con las autoridades que regulan los temas de tierra, para validar los documentos que presentan los beneficiarios, para coadyuvar a que se defina la validez de los mismos o de lo contrario, asesorar a estos, a través de la entidad pertinente, como formalizar y legalizar los documentos con que cuentan. Esta situación, y los procedimientos internos de las concesionarias para proceder con la conexión del servicio, afectan la finalización de los proyectos y como tal el impacto social que se persigue al desarrollar una red de infraestructura eléctrica para permitir que se acceda a la energía.

Esquema Fondo de Electrificación Rural

No ha funcionado de forma integral el esquema del Fondo de Electrificación (FER), mediante el cual, con aportes del 1%, los agentes del mercado, apoyan el desarrollo de proyectos de electrificación rural en áreas no concesionadas y no servidas. Igualmente, en la constitución y modificación de este fondo, se define que, el aporte puede ser de manera proporcional, en la ejecución directa de proyectos de electrificación rural, por parte del agente del mercado (generadores).

Los agentes del mercado, deben depositar en la cuenta del Tesoro Nacional su aporte anual. Sin embargo, dicha cuenta no es exclusiva para los aportes del FER, por lo cual, no se tiene control y seguimiento de los aportes. La OER, por ley, debe presentar a la Asep, un informe de gestión anual del FER, el cual se debería presentar a los agentes del mercado a fin de dimensionar el beneficio generado por los aportes del FER en los proyectos de electrificación rural (aumento de cobertura del servicio de energía).

Los aportes al FER de los concesionarios deben definirse como aportes de servicios y suministros tecnológicos para la gestión comercial en las áreas rurales, lo cual permitiría que un mayor número de viviendas se puedan conectar de forma ágil, y de esta manera se presenta el proceso final de conexión más atractivo para el concesionario, dado que, con medición inteligente, se optimizan los recursos para las acciones comerciales de los OR. Esto se debe plantear como una modificación a la Ley 6 de 1997, artículo 87.

Barreras institucionales

Limitaciones de personal²¹

La dimensión de la estructura organizacional de la OER, no ha sufrido grandes modificaciones desde su conformación.

21 Informe Ejecutivo Diagnostico Sector Eléctrico Rural 2012. Applus Norcontrol

Los presupuestos que se asignan a la OER han sido incrementados en un 1000% (2,5 MM año 2009 – 27 MM año 2017), sin embargo, la estructura técnica administrativa se ha mantenido relativamente igual, presentando limitaciones de personal, de capacidad técnica y de control que permita que los objetivos que se plantean anualmente se cumplan dentro del mismo periodo. Las exigencias técnicas, técnicas, geográficas, logísticas y de gestión de proyectos requieren que se restructure la OER, a fin de atender de manera eficiente los programas y proyectos que se establezcan.

Plazos de los procesos de las licitaciones

Los tiempos y plazos que se estiman en el desarrollo de las licitaciones para desarrollar proyectos de electrificación rural, son en la mayoría de estos, excesivos.

Los tiempos de los procesos técnicos, administrativos y legales inherentes a las licitaciones, que se definen legalmente, son ajustados, sin embargo, aun cuando se definen por ley, los tiempos de ajustes a los términos de condiciones, la formalidad de las adendas de modificación y aclaración, los plazos de revisión y evaluación de las propuestas, de la atención de reclamaciones y el tiempo otras actividades del proceso licitatorio, son muchas veces desfasados y excesivos. Estas desviaciones en los tiempos, se basan, en nuestro criterio en la falta de personal técnico y administrativo que apoye estas actividades.

Dentro del proceso licitatorio, específicamente para la formalidad de la adjudicación y refrendo del contrato, son periodos de tiempo que la OER, no define ni controla, pero afectan de manera directa en los temas de ejecución y principalmente en el tema del vencimiento de partidas presupuestales que la OER define de manera ajustada a los tiempos que directamente maneja, pero que generalmente, dichos tiempos se desvían, por situación que no son de su control.

Los procesos licitatorios pueden extenderse en tiempo a más de 8 meses, de los cuales, al menos 3 son de control y gestión directa de OER y el tiempo adicional es externo al control de la institución. A manera de ejemplo, la OER licito con fondos del Contrato préstamo BID, en el año 2017, la instalación de 2.750 instalaciones internas (Licitación No. 2017-0-03-99-LP-025202). Los plazos de esta licitación fueron:

Publicación:	mayo 5 de 2017
Recepción de ofertas:	junio 29 de 2017
Publicación de Informe de Evaluación:	agosto 25 de 2017
Publicación Resolución de Adjudicación:	agosto 28 de 2017.
Orden de Proceder:	diciembre 2017 / enero 2018

De acuerdo con las fechas, esta licitación se tomó al menos 8 meses desde su aviso de convocatoria,

Barreras de facto

- Falta de Liderazgo en la Gestión de proyectos de electrificación rural
- Influencia política en la designación del personal en los diferentes niveles jerárquicos
- Falta de coordinación interinstitucional para desarrollar sinergias con otras instituciones del Estado
- Limitado conocimientos de iniciativas empresariales en las zonas rurales, derivado del poco acceso a las redes de distribución, para poner en ejecución la creación de microempresas para la gestión de los servicios eléctricos en zonas rurales.

Recomendaciones para superar las barreras y limitaciones del proceso de OER.

En lo que respecta a la servidumbre, la OER, debe gestionar previamente, la documentación legal que ratifique el dimensionamiento de las franjas de servidumbre. El MIVIOT y el MOP, de acuerdo con sus funciones, cuentan con información precisa que permitirá definir sin inconvenientes las servidumbres.

Durante el tiempo que dura el proceso para poner en servicio un proyecto de red de media y baja tensión que incluya instalaciones eléctricas internas, la OER debe liderar y acompañar a los diferentes contratistas para que ante la autoridad pertinente se gestione la información que se requiere para que los distintos beneficiarios demuestren la posesión o titularidad de los terrenos en donde están las viviendas a ser beneficiadas.

Para optimizar los plazos de los procesos licitatorios, se sugiere establecer un registro de proveedores o contratistas, en el cual para ser validado, ingresado y calificado en este registro, debe presentar toda la documentación formal que se exige en cada uno de los proyectos, de tal manera que en el llamado a presentar oferta, sugerimos que la OER, debe emitir a cada uno de los proveedores que estén en dicho registro, un certificado que están avalados y calificados para ejecutar proyectos y los montos para los cuales están calificados.

La SNE, ASEP y la OER, deben conformar un grupo de seguimiento a los aportes, desembolsos y destinación de los recursos recibidos con base en el Fondo de Electrificación Rural, a fin de optimizar estos aportes y darle un adecuado uso.

Igualmente, la OER, debe gestionar ante los agentes del mercado que estén interesados en desarrollar directamente proyectos de ER, la ejecución directa de los mismos, previa revisión de los costos y alcances de la OER y los concesionarios de las áreas en donde se desarrollen los proyectos. Con referencia a las limitaciones de personal, la OER, debe desarrollar los estudios actuariales de

personal que le permitan dimensionar la planta de personal en un periodo de 12 años (2.030).

De tal forma que cuente con los profesionales adecuados tanto en perfil como técnica para darle el seguimiento y control a los proyectos, obras y estudios que lleven al acceso universal de la energía en todo el territorio de la República de Panamá.

7. Valoración de los Niveles de Cobertura de energía eléctrica en Panamá.

Análisis de la dispersión de las viviendas según Provincia.

Las empresas concesionarias de la Distribución del servicio de energía eléctrica en la Republica de Panamá, a diciembre 31 del año 2017, disponen de la siguiente estructura de clientes (usuarios) e infraestructura eléctrica:

Clientes Residenciales Concesionarios de Distribución de Panamá

Concesionario	Usuarios Residenciales	Usuarios Totales	Rata promedio crecimiento usuarios residenciales Periodo 2010 a 2017
ENSA	408.066	446.063	3.92%
EDEMET	402.136	462.184	4.30%
EDECHI	131.567	148.267	5.4%
	941.769²²	1.056.514	4,30%

La infraestructura con la que disponen los Operadores, para atender los diferentes tipos de usuarios (clientes) es, a diciembre de 2017 la siguiente:

Infraestructura Distribución de Energía Panamá

Concesionario	Red 115 - 13.8 KV (Km)	Red 13.2 - 2.4 KV (Km)	Red 600 V (Km)	Total²³
ENSA	493	4.150	6.877	11.520
EDEMET	4.415	5.177	8.205	17.797
EDECHI	2.373	1.315	2.873	6.561
	7.281	10.642	17.955	35.878

²² Informe de Demanda 2 semestre 2017 ASEP

²³ Incluye Redes Subterráneas.

La densidad de usuarios (clientes) por kilómetro de red, es un indicador que relaciona la concentración o dispersión de las viviendas de las diferentes comunidades en Panamá:

**Densidad de Clientes por Km.
Concesionarios de Energía Panamá²⁴**

EMPRESA	CLIENTES TOTALES	KILOMTEROS DE RED DE MT	CLIENTE/Km DE RED
ENSA	408.066	10.521	39
EDEMET	402.136	15.405	26
EDECHI	131.567	6.384	21
	941.769	32.310	29

Comparando la información disponible, del año 2.000, el indicador de clientes por Km, ha presentado un crecimiento promedio del 21%, referenciado al año 2017. Por concesionario el crecimiento de la densidad de usuario por km, en el periodo del año 2000 al 2017, es:

- EDEMET: 18%
- ENSA: 22%
- EDECHI: 11%

De acuerdo con lo anterior y las condiciones y características socio geográficas de las áreas concesionadas y la dispersión de los clientes (Clientes / Km), se infiere que, para el área rural de Panamá, el Indicador Rural debe ser 21 Clientes / Km (Indicador para el área de concesión de Edechi). El Indicador promedio de Cliente / Km para Panamá es de 29 CL/Km.

Análisis de la Cobertura de Energía Eléctrica

La cobertura de Energía Eléctrica en Panamá, cubre aproximadamente el 90.3%²⁵, con base en estimaciones y proyecciones de información técnica y estadística del INEC y de la ASEP. Panamá, es la provincia con mayor cobertura (96,4%), las Provincia de Colon, Coclé, y Los Santos están por arriba del 91% de cobertura del servicio de energía eléctrica.

La cobertura de energía eléctrica, de acuerdo con su división territorial, en Panamá es la indicada en el siguiente cuadro:

²⁴ Informe de Demanda 2 semestre 2017 ASEP

²⁵ Estimaciones según Censo de Población y Vivienda 2010 y proyecciones del INEC - Informe de Demanda Segundo semestre 2017 ASEP

**Cobertura de Energía.
República de Panamá. Año 2017**

Concesionaria	Viviendas Totales ²⁶	Usuarios Residenciales ²⁷	Cobertura Energía Total
EDEMET	449.190	402.136	90.90%
ENSA	429.022	408.066	93.58%
EDECHI	164.990	131.597	78.9%

La cobertura del servicio de energía para las distintas empresas operadoras de acuerdo con su área de concesión, se relaciona en el siguiente cuadro.

Es válido acotar, que esta información de cobertura es estimada por la Consultoría tomando como bases información estadística de INEC y los Informes semestrales de demanda que publica la ASEP.

**Cobertura de Energía.
República de Panamá. Año 2017
Por Provincia**

Provincia	Viviendas Totales	Cobertura Energía Total ²⁸
Bocas de Toro	26.526	67,6%
Coclé	58.703	91,5%
Colon	59.923	91,9%
Chiriquí	138.464	87,5%
Darién	7.404	60,6%
Herrera	60.294	65,6%
Los Santos	39.624	91,7%
Panamá	569.475	96,4%
Veraguas	82.789	73,6%
Kuna Yala	4.449	18,9%
Embera	2.136	34,8%
Ngöbe Buglé	30.018	4.0%

26 Estimaciones sobre cifras y proyecciones del INEC

27 Estimaciones sobre Informe de Demanda 2 semestre 2017 ASEP

28 Plan Energético Nacional 2015 - 2050

8. Caracterización sociocultural y económica de las Comunidades rurales sin acceso al servicio de energía.

Características de la Población

De acuerdo con las proyecciones de población del INEC²⁹, a 1 de julio de 2017, se estima que Panamá, contaba con un total de 4.098.135 habitantes.

Proyección de población de Panamá Años 2010 – 2020

TOTAL, POBLACION	2010	2014	2017	2020
	3.661.835	3.913.275	4.098.135	4.278.500

En la provincia de Panamá³⁰ reside el 52,42% de la población estimada para el 2017. En la Provincia de Colon el 7%, en la Provincia de Chiriquí el 11.14%, en la Provincia de Coclé el 6,38%, en la Provincia de Darién el 1,4%, en la Provincia de Herrera el 2,9% y en la Provincia de Veraguas el 6%.

En lo referente a las comunidades indígenas, con base en la proyección del INEC, en la Comarca Kuna Yala esta el 1,08% de la población, en la Comarca Embera, se estima que habita el 0,31% y en la Comarca Ngäbe Buglé el 5,2% del total de la población proyectada a Julio de 2017.

De acuerdo con el documento del Ministerio de Desarrollo Social ³¹, se indica que la población de Panamá, está dentro de una transición demográfica, dado que la tasa de crecimiento poblacional se ha ajustado en las últimas décadas a menos del 2%.

Esto significa que se generan cambios en la estructura de la Población como tal. La población estimada residente en áreas definidas como urbanas representa el 60,30% ³² de la población total de Panamá.

Si se considera, la cobertura de energía proyectada para el año 2017 ^{33 34}, (94.50%), representa que el 9.8% de la población, que se estima habita en 93.259 viviendas, no tiene acceso a la infraestructura de servicio de los concesionarios de la red de distribución.

29 Estimación y Proyección de la población total de Panamá. INEC

30 Estimación y Proyección de la población total de Panamá. INEC

31 IV Informe de Panamá 2014, Objetivo de Desarrollo del Milenio, Sistema de las Naciones Unidas

32 Estimación basada en proyección y cálculos del INEC

33 Estimación basada en proyección y cálculos del INEC

34 Estimación basada en proyección del Documento CEPAL Estadísticas del Subsector eléctrico Países del SICA

Una característica importante al confrontar las provincias y las comarcas, se deduce que, en la Provincias, la población se ha concentrado en centros urbanos poco dispersos.

Sin embargo, al analizar las comunidades rurales y las áreas comarcas, la población habitante en ella, se ubican en áreas rurales altamente dispersas, específicamente en las áreas concedidas a las empresas EDEMET y EDECHI.

Esta alta dispersión de las viviendas, impacta de manera importante los montos de inversión al proyectar la ampliación de la cobertura eléctrica a en las áreas rurales en Panamá, entre otros por su dispersión habitacional. Esta situación, es una característica común, en las áreas rurales de las provincias de Panamá, a excepción de la Provincia de Darién, en donde la población se concentra en comunidades con dispersiones de viviendas menores y las mismas son más densamente compactas.

La población residente en áreas rurales, representa el 39,70% de la población total de Panamá, considerando, de la misma manera, la cobertura para el área rural estimada y proyectada a 2017 (78,9%), se calcula que 85.729 viviendas rurales no disponen de energía eléctrica (317.743 Hab.).

PROVINCIA	POBLACION	SUPERFICIE	COBERTURA DE ENERGIA	ANALFABESTISMO %	% POBREZA EXTREMA	INGRESO PROMEDIO	ACTIVIDAD ECONOMICA
Bocas de Toro	165.622	4.644	67,60%	10,6	25,4	197,0	Agricultura / Pesca
Coclé	262.309	4.927	91,50%	3,8	35,5	252,0	Agricultura / Ganadería
Colón	285.429	4.868	91,90%	2,0	35,1	317,0	Agricultura / Pesca
Chiriquí	456.821	6.548	87,50%	4,8	30,7	300,0	Agricultura / Ganadería
Darién	55.753	11.897	60,60%	18,5	51,7	183,0	Agricultura / Ganadería / Pesca
Herrera	118.551	2.341	65,60%	6,8	25,4	314,0	Agricultura / Ganadería
Los Santos	95.401	3.809	91,70%	6,9	18,5	333,0	Agricultura / Ganadería
Panamá	2.148.132	11.892	96,40%	1,4	21,8	440,0	Agricultura
Veraguas	246.121	10.630	73,60%	9,9	47,9	243,0	Agricultura / Ganadería
Kuna Yala	44.231	2.341	18,90%	38,5	84,9	87,0	Pesca
Embera	12.284	6.703	34,80%	34,5	70,5	106,0	Agricultura
Ngöbe Buglé	208.481	6.968	4,0%	45,9	88,9	57,0	Agricultura

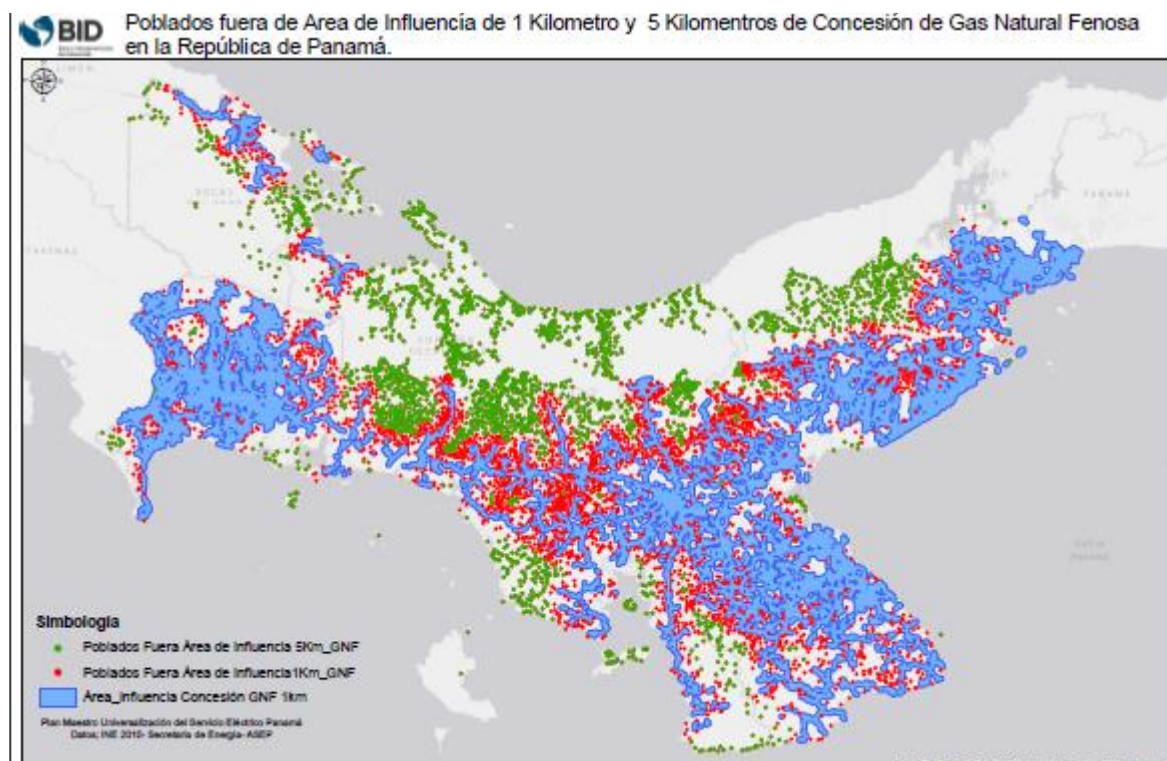
9. Análisis Geográfico de Información Eléctrica y territorial.

Con base en la información recabada, se realiza un modelamiento cartográfico, con las bases de datos e información disponible, para las diferentes zonas de

concesión (Área geográfica delimitada en un radio de 1.000 Mts a partir del ultimo activo eléctrico del operador) e influencia indirecta, mediante análisis geográfico con uso de sistemas de información Geográfica.

De tal manera que con información georeferenciada de los centros de transformación, espacialmente se identifican las áreas mínimas de concesión.

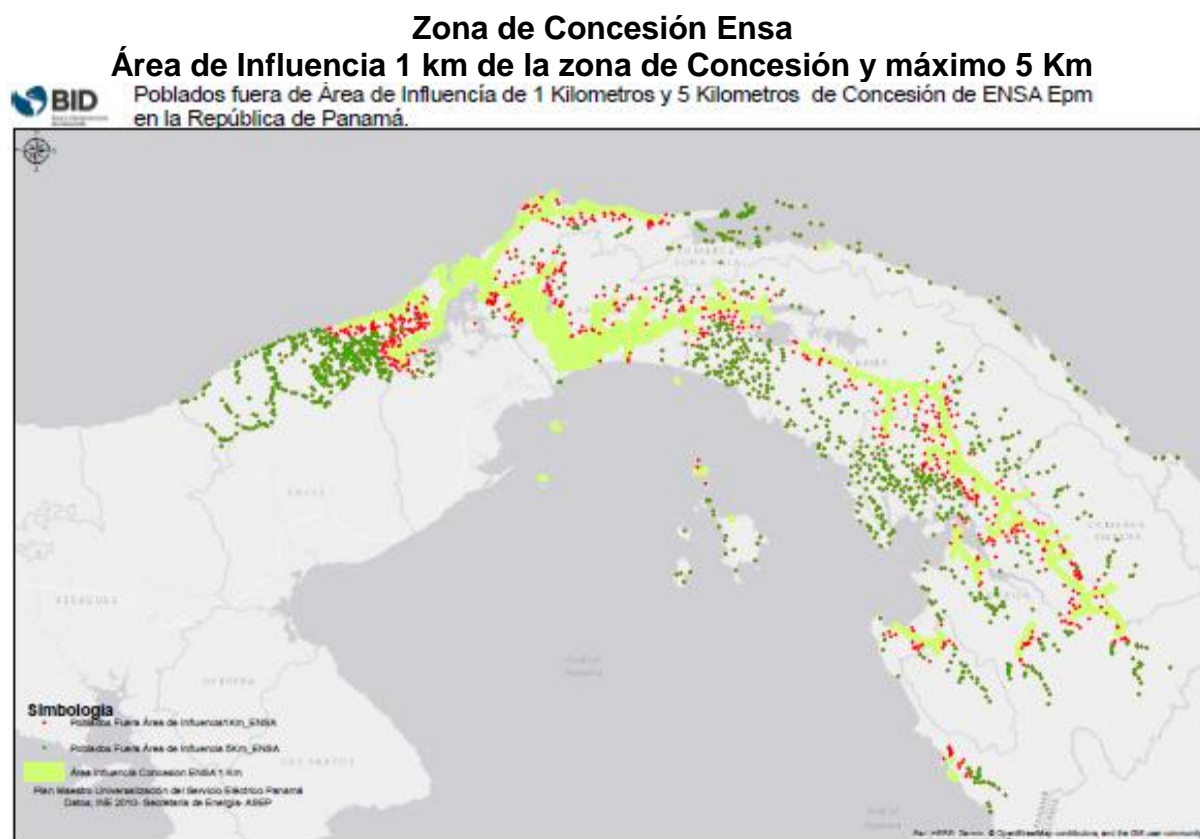
Zona de Concesión Edemet – Edechí **Área de Influencia 1 km de la zona de Concesión y máximo 5 Km**



Con la ubicación georeferenciada de los transformadores en las provincias que están cubiertas por la Concesión de Edemet y Edechí, se traza el área mínima de concesión delimitada por un radio de 1 kilómetro a partir de la ubicación de estos elementos.

Cartográficamente se definen las poblaciones que están fuera de este radio y hasta un radio de 5 Km. (Máxima área de concesión para el año 2028).

Para el modelamiento cartográfico, que se está ajustando, se superponen los lugares poblados de las Provincias de Panamá, la zona de Influencia directa y el máximo radio que se proyecta para la ampliación de la zona de concesión al 2.028.



Con esta metodología se permite identificar y ubicar la cantidad de poblaciones dentro del área de concesión, las que se encuentran en las zonas de influencia y las que se encuentran en las áreas que serán cubierta en el periodo de la concesión y que están dentro de los 5 kilómetros de radio a partir de los límites vigentes de concesión en el año 2013.

Comunidades Área Rural
Sin acceso a Energía Eléctrica Área Rural - Fuera del área de concesión

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	3.503	36.695
ENSA	937	13.530
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	2.538	35.504
TOTAL	6.978	85.729

El número de comunidades y viviendas ubicadas en la franja de 1 Km a 5 Km, de acuerdo al modelamiento cartográfico, se relaciona en el siguiente cuadro:

Comunidades Área Rural
Sin acceso a Energía Eléctrica - Fuera del área de concesión (entre 1 - 5 km)

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	1.146	17.431
ENSA	681	5.372
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	1.283	8.131
TOTAL	3.110	30.934

Para las comunidades y viviendas ubicadas por fuera de la futura zona de concesión de 5 Km, tenemos lo siguiente:

Comunidades Área Rural
Sin acceso a Energía Eléctrica - Fuera del área de concesión año 2028)

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	2.357	19.264
ENSA	256	5.372
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	1.255	27.373
TOTAL	3.868	52.009

10. Plan de Inversión Ministerio de la Presidencia OER 2010 – 2017.

La OER, desde el año 2.010, ha venido ejecutando inversiones en infraestructura eléctrica, de conformidad con lo establecido en la ley 6 de 1997.

De un presupuesto ejecutado en el año 2.010 de USD \$ 2.7, con las que se dio acceso al servicio de energía a 854 viviendas, ha pasado en el año 2.017, a ejecutar la infraestructura de redes electricas de media y baja tensión, para que 7.008 viviendas en Panamá, puedan tener acceso al servicio de Energía, con un monto de inversión de USD \$ 27M.

La cobertura de energía en el área rural de Panamá, en el mismo se ha incrementado de un 61.7% a un 78.95% estimado para el año 2.017. (2.16% de incremento anual) (36.136 viviendas con acceso a energía eléctrica mediante redes convencionales y sistemas aislados con SDFV). La OER, ha ejecutado proyectos e incrementado las zonas de concesión, hacia áreas no servidas entre el año 2010 y 2017, así:

- Edemet: 21.060 Viviendas
- Edechi; 9.812 Viviendas
- Ensa: 3.775 Viviendas

Las provincias en donde la OER ha realizado mayores inversiones son:

- Bocas del Toro (18.4%)
- Coclé (18.1%)
- Panamá (10.9%)

Las provincias de menor inversión por parte de la OER son:

- Colon (1,5%)
- Los Santos (1,6%)
- Darién (3,26%)

En la Comarca Ngöbe Buglé, se han beneficiado 3.880 Viviendas (10,74%). En la Comarca Embera el desarrollo de proyectos en esta área ha sido casi nulo (0.14%).

Ministerio de la Presidencia – OER³⁵
Viviendas beneficiadas con acceso a energía eléctrica
Años 2009 – 2017

PROVINCIA	VIVIENDAS BENEFICIADAS									TOTAL
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	
BOCAS DEL TORO					4.091		455	823	1.277	6.646
COCLE	6	62	763	938	1.381	485	170	1.143	1.599	6.547
COLON			230		123		69		133	555
CHIRIQUI	350	116	420	136	329		401	257	1.208	3.217
DARIEN	255			232	418				272	1.177
HERRERA		156	190	55	281			260	314	1.256
LOS SANTOS	84	103	69	60	120			58	85	579
PANAMA	66	363	115	509	2.432		146	286	25	3.942
VERAGUAS	228	54	550	144	723		114	464	586	2.863
GUNA YALA	450		833		4.141					5.424
EMBERA									50	50
NGÄBE BUGLE					1.107			1.314	1.459	3.880
TOTAL	1.439	854	3.170	2.074	15.146	485	1.355	4.605	7.008	36.136

35 Informe a la Nación 2009 – 2014 OER Ministerio de la Presidencia – Informe de gestión OER 2015 - Informe de gestión OER 2016 – Situación Actual y Proyecciones 2016 – 2019 OER – Ministerio de la Presidencia – Licitaciones Panamá Compra Información Cartográfica INEC – Concesionarios 2017

La OER, está desarrollando un Plan Integral de electrificación con recursos del estado y con financiamiento del BID (PERS II). Con base en lo proyectado por la OER, se tiene como objetivo para el periodo 2016 – 2019, desarrollar infraestructura eléctrica para facilitar el acceso a un número de 24.230 Viviendas ubicadas en áreas rurales.

Con la realización de este Plan de inversiones, se pretende incrementar la cobertura de energía en el área rural de un 1,95% en el periodo. (0,49% promedio anual).

Plan de Inversión³⁶
2016 - 2019
Oficina de Electrificación Rural - Ministerio de la Presidencia

PROVINCIA	No. Viviendas	INVERSION
BOCAS DEL TORO	2.444	8.554.000
COCLE	2.723	9.530.500
COLON	1.595	5.582.500
CHIRIQUI	1.390	4.865.000
DARIEN	2.649	9.272.210
HERRERA	890	3.115.000
LOS SANTOS	888	3.108.000
PANAMA	6.067	21.234.500
VERAGUAS	2.235	7.822.500
GUNA YALA	571	1.997.664
EMBERA	643	2.250.627
NGÄBE BUGLE	2.135	7.472.500
Total	24.230	84.805.000,00

Con base en la proyección de las inversiones, la OER dotara de servicio de energía eléctrica a un promedio de 6.058 Viviendas anual. La Inversión proyectada y en ejecución alcanza una suma de USD \$ 84MM, valores estimado con un costo de inversión por vivienda de USD \$ 3.500,00.

Sin embargo, las inversiones que se están ejecutando, no están siendo efectivas, dado que un buen número de los beneficiarios proyectados para acceder al servicio de energía, no han finalizado el proceso de conexión ante las empresas operadoras, por falta recursos para definir y liquidar los temas de derechos de conexión del servicio y también por falta de socialización de los proyectos y acompañamiento a los beneficiarios para darle los apoyos requeridos con el objetivo final que accedan al servicio de energía.

Igualmente, el plazo real de una conexión de un beneficiario se da normalmente en más de un año, a partir de la orden de inicio de las obras, esto debido a la limitante

³⁶ Situación actual y Proyección 2016 – 2019. OER Ministerio de la Presidencia.

de personal técnico por lo que las revisiones de control y seguimiento de los proyectos se extienden en el tiempo, afectan la ejecución de las obras e inciden en la ejecución presupuestal y financiera de la entidad. Es así como el Plan de Inversión 2016 – 2019, a la fecha, lleva un desfase de aproximadamente 3.387 viviendas, de las 15.187 viviendas que se han debido licitar hasta la fecha del presente informe.

Los motivos a criterio de esta Consultoría de este desfase son:

- No actualización de la Información técnica y financiera de los proyectos
- Desconocimiento de las áreas en donde se desarrollarían los proyectos, lo que conlleva a establecer montos de los proyectos no ajustados a la realidad de los mismos, lo cual desmotiva a los Contratistas a presentar propuestas por considerar que los montos no son técnicamente ajustados.

De tal manera, que se estima que el Plan de Inversión 2016 – 2019, se ejecutara en un 52% (12.600 viviendas) de lo proyectado (24.300 Viviendas).

11. Lecciones Aprendidas Ejecución Proyectos financiados por el BID

Programas PER y PER sostenible II

Aspectos Técnicos.

Los proyectos de sistemas aislados con energía solar, ejecutados en el PER y PERS II, desde el punto de vista técnico, presentan una debilidad en lo que concierne a los parámetros técnicos a exigir, en los distintos elementos que constituyen un sistema aislado integral.

Esta situación, permitió que varios de los contratistas, presentaran propuestas con equipos que no cumplían las exigencias mínimas en su totalidad, de tal forma que la calidad de los suministros era deficiente.

Se requiere, para solidez técnica de futuros proyectos, que se desarrollen o implementen especificaciones técnicas adecuadas, claras y actualizadas.

Para esto se debe formalizar un grupo o comité de especificaciones en donde deben participar fabricantes calificados, empresas especialistas locales y extranjeras, la academia y la OER.

Con la aplicación de unas especificaciones exigentes y actualizadas, se garantiza que los equipos, tendrán un comportamiento que soporte, como garantía, en un principio la sostenibilidad de los sistemas.

En los procesos licitatorios, se establecía como alcance contractual, actividades de diseño, sin embargo, los criterios básicos para los diseños, no eran claros y no se definía como exigibles.

Por lo cual, en el momento de desarrollar los diseños a ofertar, se definen y concretan criterios y condiciones de diseños de menor exigencia, lo que daba como resultado sistemas FV, poco confiables en su operación y sostenibilidad.

Aspectos Financieros.

Una situación, observada en los distintos proyectos ejecutados en el PER y PERS II, es la debilidad financiera que algunos de los contratistas, que demuestran una vez inician las obras.

Los pliegos de cargos establecen unas exigentes condiciones financieras (capital de trabajo, cartas de financiamiento, etc.), que los oferentes presentan y demuestran cumplimiento en su propuesta, con lo que demuestran el soporte necesario y requerido para que el desarrollo de las obras, para que no se presenten situaciones de atraso, en el evento que se presenten desfases en los pagos por avances de obra.

En el proceso de la licitación, son claras las condiciones financieras que cumplir los adjudicatarios de las obras y suministros, el incumplimiento de las condiciones financieras, incide en los atrasos presentados en los PERs.

Pero en la ejecución de las obras, en muchos casos, se presentan atrasos que, claramente, se deben a las debilidades financieras de los contratistas, y esto conlleva a retrasos en la ejecución normal y legal de las obras, lo que genera extensiones de los plazos de ejecución, muchas veces hasta el doble del plazo original.

Se deben definir unos indicadores financieros, más exigentes y verificables, con el objeto de que los participantes sean los bastante solidos financieramente.

Aspectos administrativos

Dentro de los temas que se deben considerar como lecciones aprendidas, está el tema de los tiempos que se toma el proceso licitatorio en su conjunto.

Los tiempos que se definen como previos (publicación, plazo para la preparación y presentación de ofertas, cierre de licitación, evaluación y adjudicación), se consideran ajustados y son controlados por la entidad contratante (OER). (3 meses).

De la misma manera, el plazo contractual que normalmente se define, en muchos de los casos no es congruente con el objeto contractual.

Es posible que, en la definición del plazo de entrega de las obras, al momento de definirlo, se consideren situaciones, que normalmente se presentan tales como mayores o menores cantidades de obra, cantidad de obras nuevas, condiciones climáticas, etc., de forma que se cubra con el plazo contractual, además de la ejecución de normal de las obras, cualquier tiempo que se requiera por las situaciones indicadas. (normalmente 6 meses). Los plazos que se toman, administrativamente, para refrendar el contrato, es definido por los procesos internos de la Contraloría General de la Republica.

Este proceso de refrendo, se puede tomar, regularmente, tres (3) meses, en el evento que no se presenten subsanaciones dentro de la documentacion para legalizar los contratos.

En consecuencia, un proceso para desarrollar una obra, se toma como mínimo 12 meses. Lo que ha afectado la ejecución financiera del PER y PERS II. Afecta igualmente los indicadores de ejecución y traslada en el tiempo el beneficio real que se busca con la ejecución de las obras.

Aspectos técnico - administrativos

Como se ha mencionado, el presupuesto de inversión de la OER, se ha incrementado en casi un 1.000%, del año 2010 al año 2017. (2,7 MM a 27 MM). (Incluyendo los programas del BID)

Sin embargo, la estructura técnico administrativa de la entidad para llevar a cabo el control y seguimiento de las distintas obras, no ha sufrido grandes modificaciones en este periodo.

Por esta falta de recursos técnicos, la supervisión, control y seguimiento de los sistemas aislados FV, ha generado que no hoy no se tenga certeza del estado de los equipos.

No se ha formalizado procesos de trazabilidad de los mismos, por consiguiente, sumado a la falta de acciones de AOM, muchos de los elementos del sistema, han fallado, pero no se han exigido las garantías establecidas por ineficiencia en el control y otros tantos, pasado el tiempo de garantías, no ha sido posible su reposición, dado que no está claro en OER, al no definir los esquemas de AOM, quien debe atender este tipo de eventos que afectan la sostenibilidad de los sistemas.

Otra situación que afecta el desempeño de la unidad ejecutora es la alta rotación de personal, por diferentes motivos (laborales, técnicos, políticos, etc.), lo que afecta la estructura organizativa y presenta debilidad en su desempeño.

Por el tipo de proyectos que se ejecutan en los PER, el trabajo de socialización y sensibilización de las comunidades proyectadas a ser beneficiadas, es la clave del éxito de la ejecución y más importante en lo que se refiere a la sostenibilidad.

En el PER I, la OER, redujo el personal encargado de estas actividades, al mínimo en la Unidad ejecutora.

En el PERSI II, se ha recuperado en parte esta actividad, siendo limitada su acción por lo que sigue afectando la definición y dimensionamiento de las acciones de sostenibilidad.

Para lograr la sostenibilidad de la operación de los sistemas aislados, tanto en los procesos del PER I como en el PERS II, se estableció una cuota de sostenimiento de USD \$ 5 mensuales.

Este monto, fue determinado en los pliegos de condiciones, mas no fue consensuado o socializado con las comunidades.

No hubo estudios previos, como la definición de la voluntad de pago por el uso del sistema, ni socialización en el uso del mismo y sus beneficios, más allá del acceso a la energía por parte de los beneficiarios.

Estos recursos, eran recaudados directamente por el contratista o por comités de la comunidad coordinados por el contratista.

Por injerencia política, estos recursos dejaron de recaudarse. Estas situaciones indicadas, generan bajos niveles de control y seguimiento de las obras que se ejecutan en los PER.

Sostenibilidad de las inversiones del PER I y PERS II

Para los proyectos de redes electricas convencionales, los concesionarios, realizan las actividades de O&M, una vez las obras estén interconectadas a su red concesionada.

Los costos de O&M, son asumidos por el OR, con base en su contrato de concesión (IMP) y en el evento que se requiera aportes adicionales al O&M, están definidos en la metodología de cálculo de subsidio para proyectos de Electrificación rural ³⁷.

El tema de las redes electricas internas, está requiriendo un tiempo mayor, para las conexiones de los beneficiarios. Se retrasa el proceso de conexión por tramites en el concesionario y en el Cuerpo de Bomberos.

³⁷ Resolución AN No. 4839 – Elect de 2011

Igual, está el hecho que las viviendas beneficiarias, no tienen definida la titularidad de la propiedad, poseen derechos posesorios, y este documento es exigido por el OR como requisito para la conexión.

Esto genera mayores costos de O&M para el concesionario dado que tiene que atender técnica, administrativa y comercialmente unas redes de media y baja tensión con una densidad de usuarios muy baja, por lo que, con base en la metodología de cálculo de subsidio para proyectos de ER, semestralmente los aportes que debe hacer el estado son mayores a los estimados, en el momento de dimensionar un proyecto de ER.

Con base en un muestreo realizado, en campo, se encontró que hay proyectos de más de 2 años, con un número significativo de viviendas sin conectarse a la red del concesionario (hasta un 50% de las viviendas).

Esta situación se da por fallas en el seguimiento y por falta de documentación requerida para proceder con la conexión (Título de propiedad).

En lo referente a los SFV aislados, instalados en desarrollo del PER I y PERS II, las actividades de O&M, no se están ejecutando, aun cuando es una obligación contractual definida en los contratos de obra.

Lo que representa que los sistemas instalados en el PER I en Darién el 90% están fuera de servicio, en la comarca Guna Yala, más del 90% (PER I).

Los sistemas instalados en el año 2013, en el PER I en la Comarca Guna Yala, están fuera de servicio más de 70%

En los pliegos de condiciones de los procesos de sistemas aislados, se estableció una cuota mensual de USD \$ 5, para ejecutar las labores de O&M, por un periodo definido (3 años), una vez operativos los sistemas en varias de las comunidades se recaudaron estos recursos en coordinación con los contratistas, pero por decisión política se dejaron de recaudar.

A partir de allí, no se ha desarrollado actividades de O&M que permitan la funcionalidad de los sistemas. Y a la fecha no se ha definido la mejora y / o continuidad del esquema de sostenibilidad a la fecha con los contratistas de los proyectos del PER I y PERS II.

En la metodología de cálculo de subsidio para proyectos de Electrificación rural, se definen en el Capítulo IV, Metodología, Numeral IV 2.2. Sistemas Aislados, los costos bajo un esquema diferente a la de los concesionarios actuales.

En tal forma que se calculan como la diferencia entre los costos definidos y aprobados bajo esta norma y los ingresos recaudados por la prestación del servicio de electricidad en un periodo.

Este tema, a la luz de las leyes y regulaciones es posible solventarlo. El estado puede otorgar subsidios directos ^{38 39} a personas de menores ingresos. Igualmente, en la metodología del cálculo de subsidio para proyectos de ER, se define el valor de tarifa ⁴⁰ que se cobrara a los beneficiarios (usuarios) que posean el servicio de energía mediante sistemas aislados,

“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 empresa distribuidora 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

En consecuencia, es factible mediante la articulación de lo definido en la ley y sus decretos complementarios y lo regulado por la ASEP, se repotencien los sistemas aislados instalados, proponiendo que se definan los costos de AO&M, definir la tarifa para de esta forma calcular y validar el monto del subsidio para este tipo de proyectos de electrificación rural en áreas remotas no servidas y no concesionadas.

Compromiso de los Concesionarios en los Proyectos de Electrificación Rural en áreas remotas.

El compromiso de los OR, ha sido limitado y de poco interés para ellos, por el tema de la baja rentabilidad de los proyectos al interconectarlos y los altos costos de operarlos.

En los proyectos que se han realizado de redes convencionales, en los PER, el 80% se han desarrollado en el área de concesión de GNF y el 20% en el área de Ensa. Se ha observado un mayor nivel de compromiso por parte de Ensa, en la atención y desarrollo de este tipo de proyectos en áreas rurales.

En el área de concesión de GNF, la más grande geográficamente, se presentan diferentes situaciones que afectan la conexión final de los diferentes proyectos, demoras en la interconexión de los proyectos de redes de MT y BT.

Demoras en el proceso de conexión de beneficiario (usuario) por falta de documentación que se debe presentar para formalizar el contrato de conexión.

38 Ley 6 de 1997, Art. 6

39 Decreto Ejecutivo 22 Reglamentación Ley 6 de 1997

40 Resolución AN No. 4839 – Elect de 2011

Los tiempos que se pueden tomar los proyectos para su conexión final a la red, están del orden de 4 a 6 meses, dependiendo de la insistencia y gestión directa de la OER. En lo referido a la conexión del beneficiario (usuario final), dicho tiempo puede ser indeterminado, por la consecución y gestión de los documentos que soporten el contrato de conexión.

Para este tipo de proyectos, los beneficiarios y futuros clientes de los operadores, pueden ser conectados más ágilmente, mediante medidores prepagos, para de esta forma eliminar el elemento Tapias (paredilla), que aumenta el costo unitario de la vivienda en más de USD \$ 900.

Una vez interconectada la red, los OR, asumen su sostenibilidad, y sus costos están incluidos dentro del pliego tarifario (tarifa / cada 4 años), adicionalmente a través de la Resolución AN No. 4839 – Elect de 2011, se ajustan semestralmente los costos de O&M, con base en el balance de los costos por consumo real y el establecido como subsistencia, hasta por cuatro (4) años. A partir de ese periodo estos costos de AO&M, están dentro del costo medio de prestación de servicio definido en el contrato de Concesión.

12. Validación de los impactos de proyectos de electrificación en Panamá

La OER, en el periodo 2010 – 2017, ha incrementado su presupuesto anual de inversión de USD \$ 2.7MM. (854 Viviendas beneficiadas) a USD \$ 27.0MM. (7.008 Viviendas beneficiadas).

Viviendas beneficiadas Proyectos OER 2009 – 2017⁴¹ Zonas de Concesión Actual

Provincia	No. de Viviendas beneficiadas 2010 – 2017	%
BOCAS DEL TORO	6.646	18,39%
COCLE	6.547	18,12%
COLON	555	1,54%
CHIRIQUI	3.217	8,90%
DARIEN	1.177	3,26%
HERRERA	1.256	3,48%
LOS SANTOS	579	1,60%
PANAMA	3.942	10,91%
VERAGUAS	2.863	7,92%
GUNA YALA	5.424	15,01%
EMBERA	50	0,14%
NGÄBE BUGLE	3.880	10,74%
Total	36.136	100%

41 Informes 2009 – 2017, Oficina de Electrificación Rural

La cobertura total del servicio de Energía en Panamá, en el Periodo de 2.010 a 2.017, paso de 86,9% a un 94,5% (0.95% incremento anual).

En el mismo periodo, la cobertura de energía en el área rural de Panamá, se incrementó de un 61.7% (año 2010) a un 78.95% estimado para el año 2.017. Lo que representa un incremento anual promedio en el área rural de un 2.16%.

- 17.25% de incremento en el periodo en el indicador de cobertura en el área rural (2.16% de incremento anual).
- 36.136 viviendas con acceso a energía eléctrica mediante redes convencionales y sistemas aislados con SDFV)

Del total de estas viviendas beneficiadas con acceso a la energía eléctrica, se distribuyen en las zonas de concesión de la siguiente manera:

- Edemet: 16.476 Viviendas
- Edechi: 9.863 Viviendas
- Ensa: 3.343 Viviendas

En las provincias de Herrera, Panamá, y Los Santos, en el periodo 2016 – 2017, se proyectaron la instalación de 1.033 sistemas de energía solar. De acuerdo con la información de la OER, se han instalado el 100% de estos sistemas así:

- Herrera 510 SFVs, Panamá 410 SFVs y Los Santos 110 SFVs.

En la comarca Guna Yala, en el periodo 2009 – 2015, se instalaron 5.424 sistemas de energía solar aislados.

La OER, está desarrollando el Plan de Inversión 2016 – 2019, (USD \$ 84.8 MM), en donde se estima facilitar el acceso a la energía eléctrica a 24.230 viviendas en las diferentes provincias de Panamá. (6.100 Viviendas promedio anuales). (Incluye Recursos del PERS II (Financiamiento BID). Para el periodo 2.016 – 2.017, la OER licito obras para electrificar 11.600 Viviendas. (48% de las viviendas estimadas a ser beneficiadas con el Plan 2016 - 2019).

Estos proyectos están en proceso de inicio o de construcción. Para el año 2018, se tiene estimado ejecutar un presupuesto de inversión de USD \$ 27.0 MM. Es importante acotar, que, para lograr el acceso universal al servicio de energía en Panamá, se deben energizar, mediante redes electricas convencionales y/o sistemas aislados renovables o híbridos, anualmente más de 9.300 viviendas en el periodo de 2.018 a 2.030.

En los últimos 10 años, se han desarrollado proyectos de extensión de redes y/o sistemas aislados, que permiten el acceso a la energía anualmente a más de 3.600 viviendas con acceso a energía eléctrica mediante redes convencionales y

sistemas aislados con SDFV, lo que indica que, al ritmo de viviendas beneficiadas de la última década, no se lograra el acceso universal hasta el año 2.040.

A medida que se incrementa el índice de cobertura eléctrica, se reduce la rata de proyectos de electrificación rural mediante redes convencionales, considerando que las comunidades a electrificar serían las más remotas y por consiguiente de mayor costo y de menor rentabilidad para los concesionarios.

13. Análisis de Costos de Mercado

Para el análisis del costo por Vivienda Electrificada mediante redes de distribución, vigente y valido a la fecha (USD 3.500,00), es conveniente evaluar los costos de las diferentes topologías de red, utilizadas en los proyectos de extensión de redes en Panamá.

Se considera la topología típica de las redes eléctricas de distribución, las regulaciones y resoluciones de la ASEP y los costos de mercado, a través de información de los diferentes suplidores de materiales eléctricos y compañías de montajes locales y externos, esto con el fin de estimar unos costos eficientes de mercado.

Igualmente se revisaron los costos de las obras que ha licitado y ejecutado en la OER, en el periodo 2016 – 2017 ⁴². Se estiman tres (3) tipos de redes, que conforman una red modelo típica en Panamá:

- Red de Media Tensión (Monofásica (13.2 KV / 34.5 KV) para el caso rural, normalmente).
- Red de Media Tensión y Baja Tensión (Combinada) (MT Monofásica (13.2 KV / 34.5 KV) – BT conductor trenzado).
- Red de Baja Tensión (Conductor trenzado preensamblado)

Con base en el análisis de costos presentado en el anexo 1 de este reporte, los valores para los diferentes tipos de red son⁴³:

Costos por Kilómetros de Red		
Tipo de Red de Distribución	Unidad	USD/KM
Baja Tensión, Cable Preensamblado	KM	33.570,62
Media Tensión (1F) + Baja Tensión Preensamblado	KM	42.661,50
Media Tensión, 1F Aéreo (Primario)	KM	23.223,50

42 <http://www.panamacompra.gob.pa/Inicio/#!/busquedaAvanzada/ListarActosParametros>

43 Anexo 1 Análisis de Costos Unitarios Redes de Media y Baja Tensión

Para establecer un indicador de costo por vivienda electrificada, se establece un modelo de red típica, para proyectos de electrificación rural, que se encuentren por fuera del área de concesión actual (1.000 Mts) a partir del último activo de red concedido.

Con base en la información de las Licitaciones adjudicadas por la OER de los años 2016 y 2017, la infraestructura eléctrica promedio requerida para energizar una vivienda rural tipo es:

- Redes de Media Tensión: 0,015 Km
- Redes de Media y Baja Tensión: 0,045 Km
- Redes de Baja Tensión: 0,030 Km.

Con estos alcances definidos, y considerando los costos de mercado relacionados en el cuadro anterior se tiene:

DESCRIPCION	Unidad	CANTIDAD	USD/KM	VALOR PARCIAL
Media Tensión, 1F Aéreo (Primario)	KM	0,015	23.223,50	348,40
Media Tensión (1F) + Baja Tensión Preensamblado	KM	0,045	42.661,50	1.919,75
Baja Tensión, Cable Preensamblado	KM	0,030	33.570,62	1.007,12
COSTO POR VIVIENDA ENERGIZADA (RED DE MT, MTBT Y BT)				3,2.75,30

El indicador manejado (Costo Vivienda Electrificada = USD 3.500,00) se estima sobre valorado en un 7% a costos del mercado local.

Es de aclarar, que en el costo de la vivienda electrificada (USD \$ 3.275,30), está incluido en el modelamiento de los costos de la red, los suministros y elementos que se requieren para llevar el servicio de energía eléctrica a cada una de las viviendas.

Igualmente, para formular el proyecto de redes electricas, es importante considerar previamente el indicador de Cliente por kilómetro para el concesionario del área, de tal manera que una vez se construya la red, el concesionario relacionado en el área, disponga de la interconexión del servicio de manera ágil a las viviendas beneficiarias, teniendo en cuenta que se ajusta a indicador de cliente por Km de su zona de concesión.

Costos Áreas dentro de Zona de Concesión

Para los costos de extensión de redes de distribución dentro del área de concesión y su zona de influencia, se rigen estos por las Resoluciones AN-8949, AN-8950 y 8951, del 14 de agosto de 2.015.

Al manejar estos costos definidos en los contratos de concesión por parte de OER, permite el uso eficaz y eficiente de los recursos estatales, dado que se le puede exigir a los concesionarios la realización de los proyectos que estén dentro de un área cercana a la zona de concesión e influencia y que permita realizar la conexión de potenciales beneficiarios de manera rápida.

Se define en los contratos de concesión, que la conexión dentro de la Zona de Concesión ⁴⁴ será realizada sin costo para el cliente / beneficiario (con solicitud de suministro menor de 500 KW), que lo solicite, si el punto de entrega se encuentra a no más de cien (100) metros de una red de distribución de cualquier tensión (MT BT).

En el evento que el cliente / beneficiario se encuentre a una distancia mayor de 100 mts de la red existente, se aplican las Tablas de costos definida en los anexos A de los contratos de concesión.

Si el cliente / beneficiario reúne las características estipuladas de las líneas existentes, y de requerir instalaciones con longitud adicionales, el cliente realizará una contribución, conforme se establece en el REGLAMENTO de la LEY 6 y el RDC. EL CONCESIONARIO podrá solicitar los pagos relacionados a las conexiones con base al REGLAMENTO y el RDC.

Los cuadros de costos establecidos son:

EDEMET - EDECHI

**Tabla de Costo Unitario por Metro Lineal
Contribución no reembolsable por extensiones más allá de los
100 metros**

Casos	B./Metro Lineal
Monofásico	
Aéreo, 1F, Baja Tensión (secundario solamente)	5.01
Aéreo, 1F, Baja Tensión y Media Tensión	9.17
Aéreo, 1F, Media Tensión	7.95
Trifásico	
Aéreo, 3F, Media Tensión	10.72

ENSA

**Tabla de Costo Unitario por Metro Lineal
Contribución no reembolsable por extensiones más allá de los
100 metros**

ALCANCE	PARTE NO REEMBOLSABLE
BTS, BTD, BTH (1F, secundario solamente, sin MT)	6.28
BTS, BTD, BTH (1F, con secundario y MT)	9.05
MTD, MTH (1F, sin secundario, solamente MT)	7.41
MTD, MTH (3F, sin secundario, solamente MT)	11.70

44 Contratos 70-13 Edemet, Contrato 69-13 Edechi y Contrato 71-13 Ensa

Los montos resultantes para atender los clientes / beneficiarios en longitudes mayores a 100 Mts, pueden ser cancelados con base en lo indicado en el Anexo A de los contratos de concesión:

- Mediante un pago único en efectivo
- Pagos mensuales hasta un periodo de 4 años, a una tasa de interés sobre saldo igual a la Tasa Promedio del mercado para préstamos comerciales (Superintendencia de Bancos de Panamá).

Costos Áreas Aisladas

Con fundamento a lo definido en los niveles de acceso para este tipo de tipo de soluciones individuales, se debe definir el tiempo y tipo de energía a proporcionar y desarrollar para atender las comunidades remotas mediante sistemas aislados.

Se estima que, para los niveles definidos en el documento Acceso Universal a la Energía⁴⁵ proponer las siguientes capacidades de sistemas aislados fotovoltaicos, con almacenamiento:

- Necesidades Básicas Humanas:
 - ✓ Energía a suministrar: 12 KW-h Mes.
 - ✓ Horas de servicio / día: 4 Hr Max
 - ✓ Capacidad SFV: 100 W.
 - ✓ Autonomía 2 días
 - ✓ Costo: USD \$ 650 / Sistema
- Necesidades Básicas Humanas y usos productivos
 - ✓ Energía a suministrar: 60 KW-h Mes.
 - ✓ Horas de servicio / día: 8 Hr Max
 - ✓ Capacidad SFV: 250 W.
 - ✓ Autonomía 2 días
 - ✓ Costo: USD \$ 1.000 / Sistema
- Necesidades Básicas Humanas y sociales modernas:
 - ✓ Energía a suministrar: 144 KW-h Mes.

⁴⁵ Acceso Universal a la Energía. Julio Eisman. 2010

- ✓ Horas de servicio / día: 12 Hr Max
- ✓ Capacidad SFV: 600 W.
- ✓ Autonomía 2 días
- ✓ Costo: USD \$ 1.500 / Sistema

Estos valores estimados, incluyen todos los materiales, herrajes, accesorios, personal, transporte e imprevistos para el suministro y montaje de estos sistemas aislados.

14. Variables para la selección y priorización de comunidades.

Para la selección y priorización de los proyectos de ER, se debe definir un proceso, con variables específicas, una de las cuales y de especial importancia es la participación de la comunidad a ser energizada.

La dinámica de los proyectos de desarrollo eléctrico rural, en los últimos años, requiere, que las comunidades a ser beneficiadas, sean partícipes en la realización integral del proyecto ⁴⁶.

La estructuración de los proyectos de ER, deben considerar:

- Las necesidades básicas insatisfechas de las comunidades seleccionadas
- Propender por el fomento del uso productivo de la energía y desarrollo social de las comunidades.
- Utilización de servicios energéticos actualizados en tecnología.

La priorización de los proyectos de ER, debe considerar:

- Plan de ER de las empresas concesionarias
- Ubicación geográfica, dentro de área de concesión e influencia
- Nivel de pobreza de las (s) comunidad (es) a beneficiar
- Planes de Gobierno para las comunidades y de desarrollo local
- Parámetros socio económicos (Demografía, Ingreso per cápita, voluntad y capacidad de pago)

46 Informe Final Diagnostico del Sector Eléctrico Rural de Panama 2012

Metodología para la Selección de Comunidades

La definición de las comunidades rurales a electrificar, debe considerar una evaluación integral, verificable y comparable de la situación actual de las mismas.

Se deben calcular indicadores, verificables de tal manera que sirvan para la toma de decisión en la selección objetiva de las comunidades.

INDICADORES ELECCION DE COMUNIDADES RURALES A ELECTRIFICAR. ⁴⁷

Parámetro	Indicador
Pobreza	Ingreso familiar por mes
Infraestructura Eléctrica	Existe o no existe actualmente o en el corto plazo acceso a la red de distribución.
Participación Étnica	Liderazgo en comunidades predominantemente indígenas está a cargo de personas indígenas.
Nivel de dispersión	Distancia a la Red de MT - BT. Distancia entre viviendas.
Capacidad y voluntad de pago	Gasto actual en sustitutos energéticos para iluminación. Disposición a pagar.
Organización Comunitaria	Existe actualmente (si / no), Voluntad para mejorarla (si / no)
Programas de Apoyo de Gobiernos Locales.	Organizaciones o programas ejecutándose en la comunidad (Cantidad).

Con el manejo de estos indicadores, se puede disponer de información importante para la selección de las comunidades, de una manera objetiva.

La gestión de información requerida, debe basarse en:

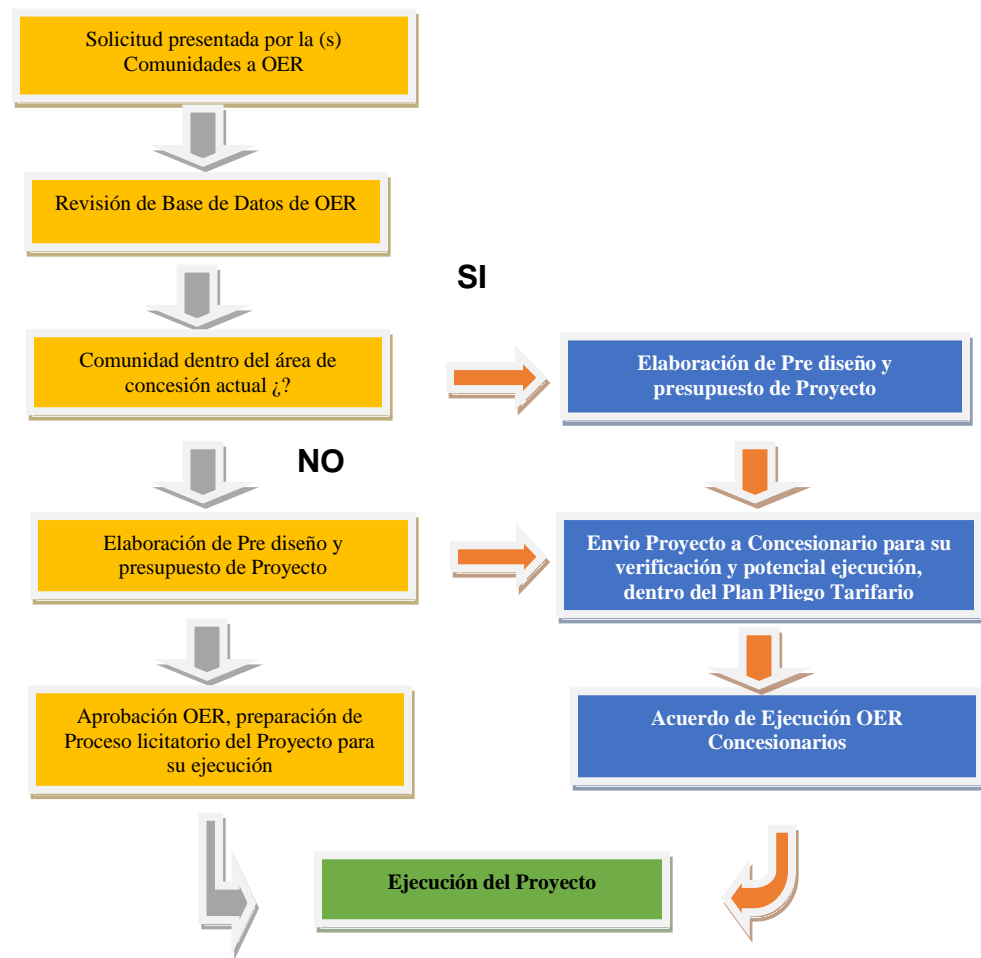
- Información Secundaria (Informes institucionales; Censos nacionales; Planificación de entidades)
- Información Primaria (Entrevistas; Encuestas a nivel residencial, Talleres de consultas comunitarias.)

Con este análisis de los indicadores propuestos y los medios de verificación, se define adecuadamente los perfiles de proyectos de ER para las comunidades proyectadas, de manera que se defina un proyecto soportado en un entorno adecuado para el desarrollo eléctrico rural sostenible, de tal forma que los recursos financieros serán utilizados de manera eficaz y con el fin de aplicarlos en las zonas de mayor beneficio social.

Proceso Actual de selección de proyectos de ER en OER.

La OER, tiene planteado el siguiente proceso para la evaluación y selección de los proyectos eléctricos:

⁴⁷ Organización Latinoamericana de Energía - Olade



Como se aprecia en el flujograma, en su proceso no se definen ningún tipo de indicador que valide y valore la prioridad en la selección de los proyectos solicitados por las autoridades, comunidades o habitantes. La selección se basa, fundamentalmente, en la decisión de la Dirección de la OER, con base en el impacto político a generar en las comunidades.

Proceso propuesto de selección y priorización de proyectos de ER en OER.

Se plantea el siguiente modelo para la priorización y selección de los proyectos de ER, a realizar por parte de la OER:

1. Solicitud de las comunidades de la necesidad del servicio
2. Verificación que el proyecto esté incluido en el Plan de ER de las concesionarias, para el periodo tarifario. Si está Incluido, solicitar a la concesionaria, la potencial fecha de ejecución y energización del proyecto.

3. De no estar incluido, OER, debe validar y verificar transversalmente la información, que otras Instituciones de Gobierno dispongan de proyectos relacionados que permitan hacer uso eficiente de los recursos estatales.

Con esta confirmación de planes de gobierno, se permiten desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica de media y baja tensión, que conlleven al uso productivo de la energía.

4. Ubicación geográfica, dentro de área de concesión e influencia
5. Verificación de la distancia de la red convencional del concesionario a las comunidades a beneficiar.
6. Calculo y definición de Indicadores, tales como
 - Vivienda / Km: Este Indicador se debe conciliar con los Concesionarios, con base en la infraestructura eléctrica y número de clientes (viviendas) de cada concesión.
 - Ingreso Familiar comunidad
 - Capacidad y voluntad de Pago: (Sustitutos energéticos)
7. Promoción socio económica del proyecto con la comunidad.

15. Plan de inversión para la electrificación rural en Panamá 2016 a 2019

Generalidades

La modalidad principal de acceso al servicio de energía en Panamá, es la expansión dinámica del área de concesión establecida para cada uno de los Concesionarios.

De manera que, con base en la superposición cartográfica de los escenarios de áreas de concesión para el año 2.017 (1 km de área de influencia) y la proyectada al 2.028, se obtiene un universo de 6.978 comunidades o poblados (85.729 viviendas rurales), que no tendrán la posibilidad de acceder al servicio de energía mediante la extensión de redes electricas de distribución convencionales, en desarrollo de lo establecido en el Contrato de Concesión de los OR.

**Comunidades rurales
Fuera del área de concesión (más de 1 km)**

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	3.503	36.695
ENSA	937	13.530
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	2.538	35.504
TOTAL	6.978	85.729

**Comunidades rurales
Fuera del área de concesión (más de 5 km)**

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	2.357	19.264
ENSA	256	5.372
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	1.255	27.373
TOTAL	4.048	52.009

Con lo anterior, se tiene que:

En el área de influencia de 1 km a 5 Km, en la zona de concesión geográfica de Edemet – Edechi, se estiman están ubicadas 1.146 comunidades rurales sin acceso a energía (17.431 viviendas) ⁴⁸.

Para igual área de influencia (de 1 km a 5 Km), en la zona de concesión de Ensa se calculan están ubicadas 681 comunidades rurales sin acceso a energía (8.158 viviendas) ⁴⁹.

Para la Comarca Ngöbe Bugle, en dicha área de influencia ((de 1 km a 5 Km), se ubican 1.283 comunidades (8.131 viviendas), sin acceso a energía. El área geográfica de la Comarca Ngöbe Bugle, está cubierta por las zonas de concesión de Edemet – Edechi.

Con base en lo anterior, y a lo establecido en los Contratos de Concesión ⁵⁰, en lo referido a la expansión dinámica y periódica de la zona de concesión, definida como el área geográfica correspondiente a 1 Km a partir del ultimo activo de la red eléctrica, se tiene que el área de concesión actual (2018), se establece en 2 Km alrededor de la infraestructura existente al inicio del contrato de concesión.

⁴⁸ Estimación consultoría

⁴⁹ Estimación consultoría

⁵⁰ Contratos 70-13 Edemet, Contrato 69-13 Edechi y Contrato 71-13 Ensa

La OER, debe liderar y coordinar con los OR, los planes de ER para las comunidades ubicadas, hoy en las áreas de concesión (hasta 2 Km del ultimo activo de red), de acuerdo con lo relacionado en los cuadros anteriores.

La OER, está ejecutando el Plan de Inversión 2016 – 2019⁵¹, en donde se proyecta interconectar 24.230 viviendas, con unos costos de inversión de 84 MM.

Los proyectos de ER, incluidos en el Plan, se desarrollarán en las zonas de concesión de la siguiente manera:

- Edemet Edechi: 1.210 Comunidades (13.603 Viviendas)
- Ensa: 588 Comunidades (8.492 Viviendas)
- Comarca Ngöbe Bugle: 40 Comunidades (2.135 Viviendas)

De acuerdo con lo indicado, la OER en su Plan 2016 – 2019, estima ejecutar proyectos en el área de concesión de Ensa, que se extienden más allá de los 5 Km (216 comunidades).

De tal forma que, en la franja comprendida entre 1 km y 5 km (Limite concesión al año 2028) (30.934 Viviendas), se debe considerar que los concesionarios deben realizar un inventario en su zona de concesión de viviendas no conectadas, para verificar el número de viviendas que a la fecha y con base en la información recabada, se estima en 7.084 viviendas

Es necesario, que los OR en coordinación con OER, definan este inventario, con el objetivo de incluir los costos en que se incurra por la interconexión de estas viviendas, ubicadas dentro del área de Concesión, en el Pliego tarifario y/o que OER asuma dichos costos, a través del FER.

Con base en las estimaciones de Población y vivienda del INEC, del total de clientes (usuarios) y estimaciones de la consultoría, se calculan que el número de viviendas sin conexión dentro de las zonas de concesión de los OR (7.084 Viv.), están desglosadas así:

- Edemet Edechi: 1.027 Comunidades (3.977 Viviendas)
- Ensa: 216 Comunidades (2.483 Viviendas)
- Comarca Ngöbe Bugle: 211 Comunidades (624 Viviendas)

51 Situación actual y Proyección 2016 – 2019. OER Ministerio de la Presidencia.

Con base en la infraestructura eléctrica estimada para interconectar una Vivienda típica en el área rural de Panamá, para lograr el acceso al servicio de energía de estas 7.084 Viviendas (1.454 comunidades), se requerirá que en las áreas de concesión de Edemet, Edechi y Ensa, se desarrolle la siguiente infraestructura de red:

Edemet – Edechi ⁵²: Red de MT: 60 Km, Red de MT BT: 178 Km
Red de BT: 120 Km

Ensa: Red de MT: 37 Km, Red de MT BT: 112 Km
Red de BT: 75 Km

Comarca Ngöbe Bugle: Red de MT: 10 Km, Red de MT BT: 28 Km, Red de BT: 18 Km

Considerando la infraestructura eléctrica calculada para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica de 1.454 comunidades en zona rural de Panamá, se requieren:

USD 23 MM para desarrollar una infraestructura de 107 Km de red de media tensión, 318 Km de red de media y baja tensión y 213 Km de red de baja tensión.

Plan de Inversión Ministerio de la Presidencia OER 2016 – 2019. (Extensión de Redes de Distribución (OER) (Área de concesión actual)

La Oficina de Electrificación Rural, está ejecutando en el periodo 2016 – 2019, un Plan de Inversión para electrificar 24.230 viviendas en las áreas rurales de Panamá.

En desarrollo de estas obras en las áreas de concesión de Edemet, Edechi y Ensa, OER, proyecta la construcción de la siguiente infraestructura eléctrica:

Edemet – Edechi ⁵³: Red de MT: 204 Km, Red de MT BT: 612 Km, Red de BT: 408 Km

Ensa: Red de MT: 127 Km, Red de MT BT: 382 Km, Red de BT: 254 Km

Comarca Ngöbe Bugle: Red de MT: 32 Km, Red de MT BT: 96 Km, Red de BT: 64 Km

⁵² Estimación Consultoría

⁵³ Estimación Consultoría, Informes Anuales Oficina de Electrificación Rural de Panama, 2009 a 2017

La OER realiza inversiones dentro del área de concesión e influencia en el periodo 2016 – 2019, por valor de:

USD 84 MM para desarrollar una infraestructura de 362 Km de red de media tensión, 1.090 Km de red de media y baja tensión y 726 Km de red de baja tensión.

16. Plan de inversión para el Acceso Universal al servicio de energía Periodo 2019 – 2030.

Con base en lo analizado, en la República de Panamá, se ha incrementado sustancialmente las inversiones en proyectos de Electrificación Rural (ER) (Inversión de 25 MM / año 2017 – 3.600 viviendas beneficiadas promedio - año).

Es de resaltar, que, con este nivel de inversión realizado hasta la fecha (diciembre 2.017), se proyecta que solo hasta el año 2039, se logre niveles de cobertura universal, considerando corregir las debilidades de OER y fortalecerla, para manejar de forma eficiente estos montos de inversión.

Para dimensionar y alcanzar el acceso universal a la energía en Panamá, se debe elaborar, conciliar e implementar un Programa de Electrificación sostenible, con las entidades públicas y privadas involucradas en la prestación de este servicio público.

Se debe estructurar un Plan de Acceso Universal 2019 – 2030, que contemple y complemente los proyectos de ER que adelanta la OER, cumpliendo con su responsabilidad legal y los proyectos a los cuales se le debe exigir a los concesionarios que ejecuten, de tal manera que se adelanten acciones para lograr el acceso a la energía de 93.589 viviendas sin acceso a diciembre de 2017.

Con base en los análisis de la información recabada, se tiene que de las 1.043.202 viviendas estimadas por el INEC⁵⁴ al año 2017, 8.97% de las viviendas en Panama, no disponen de acceso al servicio de energía. (337.000 habitantes sin acceso a la energía).

Para garantizar el acceso universal a la energía para el año 2030 (Objetivo del Milenio), es necesario, además de las inversiones en infraestructura eléctrica convencional, implementar proyectos de inversión en fuentes de energía limpia (solar, eólica, etc.).

⁵⁴ Estimación Población y Vivienda 2010 – 2020 INEC – Estimación Consultoría

Universalización del Acceso a la Energía Periodo 2019 – 2030

DESCRIPCION	Densificación	Extensión de Redes	Sistemas Híbridos – Micro – redes	Sistemas Aislados SFV	Total Anual
Años 2019 – 2024					
Plan de Inversión 2016 – 2019 OER		12.600			12.600
Plan de Inversión 2019 – 2024 OER		24.000			24.000
Plan de Universalización de Acceso a la Energía BID 2019 – 2023. **		20.000	3.093	2.407	25.500
Proyectos de Electrificación Rural, Contratos de concesión. (Pliego tarifario 2018 – 2022). Incluye densificación.	7.084				7.084
Plan Integral de Electrificación Rural Comarca Ngöbe Buglé (2019 – 2024). **		5.509	533	2.231	8.273
SUBTOTAL	7.084	62.109	3.626	4.638	77.457
Años 2024 - 2030					
Proyectos de Electrificación Rural, Contratos de concesión. (Pliego tarifario 2022 – 2025).	7.860				7.860
Plan Integral de Electrificación Rural Comarca Ngöbe Buglé (2024 – 2030). **		5.509	533	2.231	8.273
SUBTOTAL	7.860	5.509	533	2.231	16.133
TOTAL, VIVIENDAS A ACCEDER A SERVICIO DE ENERGÍA 2019 – 2030	14.944	67.618	4.158	6.869	93.589

*Estimación Consultoría al año 2019 Plan de Inversión 2016 – 2019 OER

** Estimación Consultoría

Con base en lo relacionado en el cuadro anterior, para lograr el acceso universal al servicio de energía en el año 2030, de acuerdo con los ODS (Objetivo de Desarrollo Sostenible - Energía accesible y no contaminante) se deben ejecutar proyectos de infraestructura energética (Convencional, Sistemas Híbridos – Mini Redes y Sistemas Aislados), que permitan el acceso a la energía a más de 7.800 Viviendas promedio anuales en el periodo 2018 – 2030.

En el cuadro anterior, se detalla, el tipo de proyectos a desarrollar, la cantidad de viviendas a beneficiar para los periodos 2.019 – 2.024 y 2.024 – 2.030, por parte del Estado y los concesionarios. De tal manera que se estima desarrollar, los diferentes tipos de infraestructura para beneficiar y permitir el acceso a la energía de las viviendas totales a 2.017, que no poseen acceso a la energía:

- Densificación: 16% de las viviendas actuales sin acceso a la energía
- Extensión de Redes: 72%
- Sistemas Híbridos: 4.4%
- Sistemas Aislados: 7,6%

Con base en estos porcentajes, se resalta la importancia de exigir a los concesionarios, agilicen y optimicen los procesos para desarrollar proyectos de redes electricas, dado

que el 88% de las viviendas sin acceso a la energía a diciembre de 2.017, se les debe energizar mediante obras electricas de media y baja tensión. Se deben desarrollar proyectos anuales, para permitir el acceso a la energía, a la siguiente cantidad de viviendas año, a partir de 2018, de acuerdo con el siguiente cuadro:

Universalización del Acceso a la Energía Plan de Ejecución. Periodo 2019 – 2030

Tipo de Proyecto	Años (No. De Viviendas a energizar)													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Densificación		1.771	1.771	1.771	3.736	1.965	1.965	1.965						14.944
Extensión de Redes	6.300	10.700	9.021	9.021	9.021	9.021	9.026	918	918	918	918	918	918	67.618
Sistemas Híbridos – Micro – redes			725	725	725	725	725	89	89	89	89	89	88	4.158
Sistemas Aislados SFV			930	928	928	928	923	372	372	372	372	372	372	6.869
Total	6.300	12.471	12.447	12.445	14.410	12.639	12.639	3.344	1.379	1.379	1.379	1.379	1.378	93.589

Con base en los cuadros anteriores, para lograr el acceso universal a la energía en el año 2.030, se deben gestionar y desarrollar proyectos de redes, sistemas híbridos y/o sistemas aislados, que permitan acceder a la energía a 7.800 viviendas promedio anual.

Lo que representa que, para lograr el acceso universal a la energía en Panamá, se debe duplicar en promedio los procesos para estructurar, dimensionar e implementar proyectos eléctricos. (de 3.600 viviendas promedio periodo 2.009 – 2.017 a 7.800 viviendas promedio en el periodo 2.018 – 2.030).

En este cuadro se indican las viviendas anuales, a las cuales se le debe desarrollar obras de infraestructura para que anualmente las relacionadas en cuadro accedan al servicio de energía.

De tal manera que en dicho cuadro se observa que para el año 2.018, se estima que se desarrollaran obras para llevar la energía a 6.300 viviendas.

Igualmente, en el cuadro, se incluye el aporte en el acceso de energía, del Proyecto de Universalización que proyecta financiar el Banco Interamericano de Desarrollo, el cual proyecta ampliar la cobertura del servicio de energía a 25.500 viviendas en el periodo 2.019 – 2.025. (5.100 viviendas anuales).

Para dimensionar el acceso universal (Objetivo del Milenio - Energía accesible y no contaminante) y, con base en la cobertura del servicio de energía estimada, se plantea la estructuración de un Plan de Universalización del acceso a la Energía (PLUNE, sigla

propuesta), en Panamá en el periodo 2019 – 2030. El PLUNE, debe contemplar los siguientes Planes y/o programas:

A. Proyectos de Electrificación Plan de Inversión 2016 - 2019

La Oficina de Electrificación Rural, está desarrollando el Plan de Inversión 2016 – 2019, mediante el cual se proyectó el acceso de energía a 24.230 Viviendas. (Se estima para el análisis lo estimado a desarrollar en el año 2.019 de este Plan de Inversión).

Se estima que la ejecución de este plan, para el año 2019, se ejecutaran proyectos de proyectos de redes de MT y BT para permitir el acceso a la energía a 12.600 Viviendas⁵⁵, con una inversión de 44.1 MM.

- **Extensión de redes en área de concesión y ampliación de área de concesión (957 comunidades / 12.600 viviendas). Inversión: USD \$ 44.1 MM**

B. Proyectos de Electrificación sostenible 2.019 – 2024, con recursos del BID

Se financiará la electrificación de aproximadamente 25.500 usuarios entre hogares, 542 escuelas⁵⁶ (27.376 estudiantes) y 74 centros de salud en las 10 provincias y 5 comarcas indígenas de Panamá, fuera del área límite máximo de concesión al año 2028 (5 Km).

Las instalaciones de salud que no tienen acceso a la energía, en estas, en el 90% (66) comparten edificación con escuelas en el área.

Se realizarán los siguientes tipos de proyectos: Construcción o rehabilitación de redes de infraestructura;

- ✓ Provisión de soluciones de sistemas aislados;
- ✓ Sistemas Híbridos con mini redes
- ✓ acometidas y medidores inteligentes que permitan la seguridad del sistema, tele medición y funcionalidades de facturación prepago.

Las inversiones requeridas para electrificación se sugieren realizar a través de los Operadores de Red (OR) o de terceros que cumplan con los criterios de capacidad técnica y financiera establecidos en el Reglamento Operativo y que no sustituyan los esquemas de concesiones actuales en el País.

⁵⁵ Estimación Consultoría sobre ejecución del Plan 2016 – 2019.

⁵⁶ Estimación Consultoría

- **Extensión de redes en área de concesión - Sistemas aislados / Híbridos** ⁵⁷
(1.711 comunidades / 25.500 viviendas / 542 escuelas / 74 centros de Salud).
Inversión: USD \$ 100 MM

Con base en lo analizado en este documento, se estima que, al cierre del año 2017, la cobertura de energía en el Área Rural este en el orden de un 78.9%, considerando 85.729 viviendas en el área rural, sin acceso a la energía.

El área o provincia con mayor cobertura de energía rural es Panamá (93%) y la de menor cobertura es la Comarca Ngöbe Buglé (4%).

Con la inversión del Programa BID, la cobertura en el área rural se proyecta incrementar a un 85,1%, lo anterior proyectando que la cobertura en la comarca Ngöbe Buglé (4%) al año 2024, se lleve a un 33.1% y la provincia de mayor cobertura en el área rural se estima en 94%.

**Comunidades rurales
Fuera del área de concesión (más de 5 km)**

PROVINCIA	VIVIENDAS A ENERGIZAR 2019 - 2024	% INCREMENTO DE COBERTURA
Bocas de Toro	1.102	10,8%
Coclé	1.753	2,5%
Colón	957	2,3%
Chiriquí	3.006	3,9%
Darién	976	13,3%
Herrera	1.227	11,5%
Los Santos	1.023	2,4%
Panamá	1.023	0,7%
Veraguas	2.788	8,7%
Kuna Yala	1.233	27,7%
Embera	468	21,9%
Ngöbe Buglé	9.944	33,1%
Viviendas a beneficiar Programa BID 2019 – 2024	25.500	
Incremento promedio de Cobertura de energía Rural	6.3%	

C. Plan Integral de Electrificación Rural Comarca Ngöbe Buglé (2019 – 2028)

Considerando, que el área en donde se ubica la Comarca Ngöbe Buglé, es la de menor cobertura del servicio de energía eléctrica (4%). Para lograr un mayor impacto

⁵⁷ Ver Anexo 2 Listado de Comunidades para desarrollar Sistemas Híbridos, comunidades con más de 150 viviendas

en este indicador, se debe implementar un Plan exclusivo para esta Comarca de tal manera que el impacto en la calidad de vida de los habitantes sea sustancial. Se debe implementar un Plan de Electrificación que cubra:

- **Extensión de redes en área de concesión - Sistemas aislados. (1.255 comunidades / 16.557 viviendas). Inversión: USD \$ 70 MM**

D. Plan de Electrificación Rural, de acuerdo con lo establecido en los contratos de concesión (2019 – 2028). (Pliego tarifario 2018 – 2022 / 2022 – 2025)

Una situación particular, en Panamá, es la que se presenta en áreas sub urbanas o rurales, en donde se estima que hay unas 15 mil viviendas, ubicadas bajo las redes de infraestructura eléctrica, sin que se efectuó gestión particular para que se conecte a la red. Se debe implementar un Plan de Electrificación (Densificación), que cubra:

Extensión de redes en área de concesión. - Densificación. (14.944 viviendas) Inversión: USD \$ 52 MM.

E. Plan de Electrificación de OER (2019 – 2028), considerando las asignaciones de presupuesto del estado y los aportes del FER.

Para lograr el Acceso Universal a la energía, se debe proyectar en el siguiente quinquenio, un plan o programa paralelo de electrificación rural, gestionados con recursos del presupuesto general del Estado.

Con base en lo determinado en esta Consultoría, se debe proyectar el desarrollo de infraestructura eléctrica (Red convencional) para que al menos 24.000 Viviendas accedan al servicio de energía eléctrica.

Extensión de redes en área de rurales no concesionadas. 1.800 comunidades⁵⁸, 24.000 viviendas. Inversión: USD \$ 84 MM

⁵⁸ Estimación Consultoría – Limitaciones y debilidades OER.

17. Valoración de las fuentes de recursos de inversión para la ejecución de proyectos de Electrificación Rural en áreas remotas o no concesionadas.

Pliego Tarifario

Los contratos de concesión definen la obligación del operador de electrificar todas las comunidades rurales o con población dispersa dentro de su zona de concesión.

Los concesionarios deben presentar a la ASEP, cada periodo tarifario, un Plan de Electrificación, identificando las comunidades, que se encuentren dentro de su zona de concesión, las cuales proyectan atender en el periodo tarifario.

La relación o listado de estas comunidades debe ser coordinada entre la OER y la ASEP.

En el área de concesión actual (2 Km alrededor del ultimo activo de red a octubre de 2.013), y la zona de concesión proyectada al año 2.028, se ubican unas 2.850 comunidades, que en su conjunto se estima, tienen 31.314 Viviendas⁵⁹.

La OER, a diciembre de 2.017, ha licitado obras para electrificar 11.600 Viviendas, que representa el 37 % de las viviendas ubicadas en esta zona de 2 Km (zona de concesión actual) a 5 Km (Zona de concesión proyectada a 2028).

Del plan de Inversión 2016 – 2019 de la OER, vigente, se estiman realizar procesos licitatorios para desarrollar obras de infraestructura eléctrica que permitan, electrificar 12.620 viviendas, durante los años 2018 y 2019.

De tal manera que, es importante considerar que, en esta franja, se ejecuten proyectos de ER por parte de las concesionarias para permitir el acceso al servicio de energía a 7.084 viviendas, para de esta manera cubrir el 100% de las viviendas estimadas en esta zona de concesión actual.

Igualmente es conveniente confrontar el número de comunidades y sus viviendas asociadas que se presentaron para ser incluidas en el Pliego tarifario 2018 – 2022.

Estas comunidades pueden ser incluidas dentro de las inversiones que deben desarrollar los concesionarios, y que se consideren en los pliegos tarifarios de 2022 – 2026 y 2026 – 2028.

⁵⁹ Estimación Consultoría

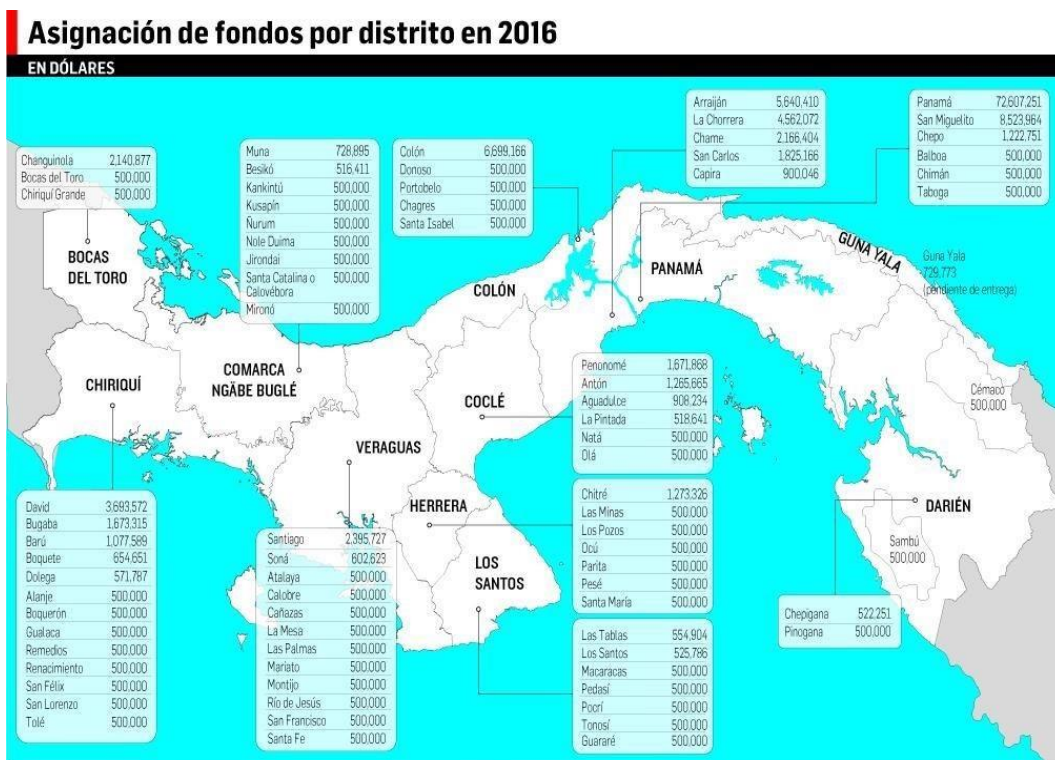
Descentralización de la administración publica

A partir del año 2016, y por la ley 66 de octubre 29 de 2015 ⁶⁰, que reformo la ley 39 de 2009, mediante la cual se descentraliza la administración pública, se implanto la descentralización de los Distritos y municipios de Panamá. Los municipios tendrán disponibilidad de recursos de transferencia del Gobierno central correspondiente de los recaudos por impuesto de bienes inmuebles, mediante una asignación establecida en la ley.

Igualmente, los municipios podrán, con fundamento en la ley estructurar y formular proyectos para la construcción y mantenimiento de servicios públicos domiciliarios tales como: acueductos rurales, alumbrado público rural, recolección de basuras, reciclaje, etc.

La OER, debe establecer la relación transversal con la entidad que dirige la descentralización y con los diferentes distritos y municipios, con la finalidad de presentar y gestionar proyectos de ER que puedan ser ejecutados con estos recursos de descentralización y con el control y seguimiento de la OER.

Recursos por descentralización de la Administración Pública en Panamá Año 2016



60 Ley de reforma de la Descentralización de la Administración Publica

El Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) asignó a los municipios del país \$151 millones procedentes del impuesto de inmueble recaudado en 2015 como primer aporte correspondiente al proyecto de descentralización de las administraciones públicas.

Los recursos habilitados por la descentralización en Panamá, por ley, entre el 90% y 75%, se deben destinar a inversión, en los proyectos definidos por ley y de beneficio social.

Los proyectos que se estimen ejecutar con estos recursos, deben ser aprobados por un comité de descentralización, quienes validan y aprueban los proyectos a ejecutar con recursos de esta fuente.

Estos proyectos deben estar coordinados con la cartera de proyectos que, en las diferentes áreas de infraestructura, dispongan las entidades del Gobierno Central.

Con una valoración adecuada y estructurando proyectos a la medida de los recursos de los Distritos y municipios, por parte de la OER, estos recursos serán un apoyo adicional e importante para la consecución del acceso universal al servicio de energía.

Fondos de Financiamiento de Electrificación Rural

Con base en el compromiso establecido con los Objetivos del Milenio, en lo referido al acceso universal a la energía en el año 2030, se requiere gestionar recursos adicionales a los que el Gobierno de Panamá, asigna a la Oficina de Electrificación Rural, de las rentas de estado y los recursos recaudados por la creación del FER.

Con estos recursos, la OER ha ejecutado para los años 2009 a 2017, proyectos de redes eléctricas convencionales y sistemas fotovoltaicos aislados que permitieron acceder al servicio de energía a 3,600 viviendas en promedio ⁶¹.

El número de proyectos realizados para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica, a partir de la creación del FER, en el año de 2011, se ha triplicado comparado con lo ejecutado antes de la aplicación del FER (Periodo de 2009 – 2011).

Sin embargo, para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica al 100% (Universalización) en el año 2030, se requiere duplicar los recursos (7.800 viviendas con acceso eléctrico anual).

61 Estimación Consultoría

Se estima que se necesitan recursos por el orden de 375 Millones de dólares, para desarrollar, reforzar, actualizar y ampliar la infraestructura eléctrica en el área de Distribución. Por lo que, se requieren crear una o varias fuentes de recursos para lograr el acceso universal.

Tomando como modelo, fondos similares en países de la región (México ⁶², Colombia ⁶³), en donde se han creado fondos, cuya fuente de recursos, son las transacciones del mercado de energía, de la siguiente forma:

- Un monto sobre cada kWh despachado en el mercado de energía mayorista, pagados por los agentes del mercado involucrados en Sistema de Transmisión Nacional - STN. (Colombia).
- Excedentes de ingresos en mercado eléctrico mayorista por la gestión de pérdidas técnicas (México).

Igualmente se puede generar recursos adicionales, que apalanquen, la creación de un fondo adicional para el acceso universal de la energía:

- Aportes del Estado en el 2019 – 2030, de un porcentaje de las utilidades pagadas por su participación accionaria en empresas del sector.
- Costo dentro del cargo de transmisión en la Cuarta Línea de Etesa, para generar recursos para desarrollar proyectos de electrificación en el área de influencia de dicha línea en el litoral Atlántico de Panamá.

Los OR en Panamá, en el año 2017, transaron en el año 2017, 8.474,120 MWh / año. Sobre esta cantidad de energía, se sugiere proyectar un valor por KWH, que cada usuario de la red aportaría para aportar a un fondo de universalización del servicio de energía en Panamá, en el periodo que se proyecta el acceso universal (año 2030).

La dificultad de formalizar como fuente, un aporte sobre el consumo de los usuarios de la red eléctrica de Panamá, se tendrían en el costo del KW – Hr vigente en Panamá, es cual es a nivel regional de los más altos.

Las utilidades anuales promedio que generaron los OR (Edemet Edechi y Ensa), en los años 2015, 2016 y 2017 ascendieron a la suma de USD \$ 58,44 MM, lo que, con base en la participación accionaria, al Estado panameño le correspondería en promedio el 48% (USD \$ 28.05 MM año).

62 Fondo de Servicio Universal Eléctrico - México

63 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER) – Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas

Esta es una opción interesante e importante para soportar un Fondo que busque el acceso universal de la energía en un plazo de 12 años, determinando en ese plazo un porcentaje de estas utilidades no comprometidas.

La Secretaria de Energía y la OER deben liderar la gestión y creación de estas fuentes de recursos financieros, para complementar los recursos necesarios para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas rurales a un 100% (Acceso Universal).

Subsidios a Proyectos de Sistemas Aislados

Con base en los niveles de acceso o consumo de energía planteados, se tiene lo siguiente que:

Para atender las necesidades básicas humanas, se requerirá suministrar una energía por 4 horas al día, que representa 12 KW-H / Mes.

Para las necesidades básicas humanas y usos productivos potenciales, se calcula una energía equivalente a 60 KW-h Mes (8 Hrs de servicio día).

Para un servicio energético que atienda unas mayores necesidades humanas y sociales modernas, se estima que se suministrar 144 KW-h Mes, para 12 a 14 horas de servicio / día.

La Ley 15 de febrero de 2001, que definen las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los usuarios del servicio público de energía, para que sea aplicable a Proyectos de sistemas aislados y/o híbridos, se debe analizar su ajuste a la ley, para que se pueda aplicar las viviendas (Clientes / Usuarios), que se beneficien con el acceso a la energía eléctrica mediante sistemas aislados de energías renovables (solar – eólico) y/o sistemas híbridos (Diesel – Solar / Eólico).

Para lo anterior y previo a este ajuste para subsidiar este tipo de servicio de energía eléctrica, se debe modificar y permitir que los Concesionarios del servicio público de electricidad, desarrollen proyectos mediante sistemas aislados.

Se debe regular o ajustar las normativas vigentes a fin de calcular los valores eficientes a subsidiar (\$ / Kw-h).

En Panamá, el consumo básico de subsistencia, en zonas rurales remotas, es definido en 60 Kwh / mes. Igualmente es definido para la aplicación de la ley de subsidio a usuarios / clientes que consuman menos de 100 Kwh. Aplicando un subsidio del 20% del consumo.

En el caso que se defina para estas áreas remotas, un consumo básico de subsistencia de 60 KWh, se tendría un subsidio de 12 Kwh, valor que es el definido

para el consumo generado para satisfacer las necesidades humanas básicas definidas en este documento (12 KWh mes).

En este caso la aplicación del subsidio sería plena (12 Kwh) y lo aportaría el Estado y sería el máximo valor del subsidio por consumo.

Como lo establece la ley 58 de mayo de 2011⁶⁴, la tarifa de energía para los usuarios de sistemas aislados, que no sean de los OR, será igual al valor establecidos, por el OR más cercano al área geográfica en donde se desarrollaran los proyectos de sistemas aislados.

Para el AOM de este tipo de proyectos, define la ley, que la OER aportara la diferencia, semestralmente, entre los ingresos por consumos de los SFV y los costos de AOM.

De tal manera, que, para lograr el acceso universal a la energía en el año 2.030, el Estado debe estudiar, implementar y definir lo siguiente:

Para la Universalización del acceso a la energía en Panamá, se requiere desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica del orden de USD \$ 375 MM, en el periodo 2.019 – 2.030.

Mediante modificación a la ley, extender la vigencia del Fondo de Electrificación Rural, hasta el año 2.030.

Modificar o ajustar la Ley 6 de 1997, en lo referente a la posibilidad de ejecución de proyectos de energías renovables por parte de los Concesionarios del servicio de la distribución de energía eléctrica.

Establecer en la ley de subsidios, la aplicabilidad de estos para los beneficiarios de proyectos de energía renovables y/o sistemas híbridos, de tal manera que este subsidio soporte la sostenibilidad de los proyectos.

Con la ASEP y la Secretaría de Energía, el Ministerio de la Presidencia (OER), se deben adelantar los estudios y análisis necesarios para analizar la posibilidad y viabilidad de la creación de nuevas fuentes de recursos, con destinación y tiempo específica, para lograr el acceso universal al año 2.030.

64 Metodología para el Cálculo del Subsidio para proyectos de electrificación rural

18. Experiencias de Electrificación Rural relevantes en América Latina

En América Latina, se han desarrollado proyectos de electrificación rural, que por su estructura técnica, logística y financiera han resultado ser exitosos.

Dentro de proyectos similares a los ejecutados en Panamá y a los que se proyectan realizar para lograr el acceso universal, podemos relacionar:

Prestación del Servicio Público de Electricidad en el Mercado Disperso de la Provincia de Jujuy (Argentina) (Programa PERMER).

Argentina ha sido pionera en la aplicación de una nueva metodología de provisión de electricidad en zonas rurales remotas, las cuales carecen del servicio de energía.

El modelo fue implementado en Argentina a través del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER)⁶⁵ y se ejecutó inicialmente en la Provincia de Jujuy, para desarrollar el acceso a la energía eléctrica en las áreas remotas de esta zona.

Se han beneficiado 4.500 sistemas solares distribuidos en escuelas, viviendas y otras instalaciones de servicios públicos. Se ha ejecutado desde el año 2.001.

El modelo desarrollado para atender el servicio de energía eléctrica, en las áreas remotas en esta provincia, consistió en entregar en concesión a inversionistas privados (EJSEDSA), bajo el esquema de menor subsidio para atender un área en específico.

En dicha provincia, igual se concesiono el servicio de energía eléctrica convencional, y los concesionarios (inversionistas), fueron los mismos que para el mercado disperso. Fue una condición que presentaron para tomar los dos mercados.

Para lo que el concesionario implementa y desarrolla proyectos de energía para atender a los usuarios dispersos, utilizando el tipo de energía más favorable para el área (solar, eólica, mini o micro-hidráulica).

Este esquema de concesión, se definió con base en:

- Estudios previos técnicos y de mercado, que permitieron la definición y cálculo de una tarifa del servicio eléctrico en comunidades dispersas.

⁶⁵ El proyecto de Energías Renovables en Mercado Rurales - Permer

- Las posibilidades y modalidades de pago de los usuarios.
- Parámetros de calidad de servicio de energía de acuerdo al tipo de servicio a proponer.

Bajo este esquema la empresa concesionaria pacto desarrollar la instalación de 7.5 KW – H / año, mediante energías renovables, para atender las comunidades dispersas.

Esta generación mínima anual, se estableció mediante el suministro e la instalación de paneles fotovoltaicos de 50 Wp, con posibilidad de acoplar modularmente hasta 150 Wp por viviendas o usuario.

Una particularidad de este modelo, es que los Sistemas instalados son de propiedad del concesionario. El usuario beneficiado asume la instalación de los componentes de la red eléctrica interna.

El estado financia con aportes del presupuesto de la Nación y con Aportes locales de los Gobiernos Provinciales. Los aportes varían entre el 40% y 80%, del costo de los sistemas.

Electrificación Rural con energía Renovable en Perú

El Ministerio de Energía y Minas de Perú, financia y ejecuta la instalación de los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD).

Una vez instalados y operativos, la empresa estatal Administradora de Infraestructura Eléctrica (ADINELSA), asume la responsabilidad de la operación y sostenibilidad de los sistemas. Adinelsa, mediante gestión social y técnica, organiza las comunidades beneficiadas, para que se involucren en las actividades de mantenimiento de los equipos.

Se conforma en las comunidades los Comités Pro Electrificación (CPE), los cuales disponen de una organización previamente definida y que es implementada con participación de las comunidades.

Este comité en cada comunidad, realiza las actividades de administración y sostenimiento de los sistemas fotovoltaicos instalados.

Los procesos de capacitación técnica, administrativa y financiera de los Comités, son formulados y estructurados por ADINELSA y son realizados en cada una de las comunidades por personal docente de una Universidad Pública del Perú (Universidad Nacional de Ingeniería de Perú).

Durante el desarrollo de estas capacitaciones, en conjunto con el CPE y Adinelsa, se estructura y dimensiona el sistema administrativo – comercial, mediante el cual se procederá a realizar las actividades de cobranza.

Las tarifas de energía para estos sistemas fotovoltaicos, son calculadas y establecidas por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería).

Alianza Publico Privada Luz en Casa

Programa desarrollado por la Fundación Acciona, para fomentar el acceso a la energía, el agua y la infraestructura de las comunidades ubicadas en áreas remotas y de difícil acceso. El modelo en que se basa las actividades del programa Luz en Casa, se basa en:

- Búsqueda de alianzas y aportes de entidades públicas responsables del área de energía en zonas remotas.
- Ejecución de proyectos en comunidades rurales aisladas con alto nivel de pobreza y deficiencia de servicios básicos.
- Sostenibilidad económica de las intervenciones. Se crean microempresas de servicio en cada comunidad para que presten los servicios inherentes a los sistemas fotovoltaicos que se instalen.

Una vez seleccionadas las comunidades se socializa y acuerdan con los beneficiarios de los sistemas, una tarifa o cuota de sostenimiento del servicio.

Se acuerda con la comunidad y con beneficiario un contrato, en donde se establecen las condiciones de operación y prestación del servicio del sistema, compromisos y obligaciones tanto del beneficiario como de la Fundación Acciona.

Igualmente, con las comunidades se selecciona un Comité de Electrificación Fotovoltaica, quienes desarrollan todas las actividades de mantenimiento, operación y control de los sistemas, con la supervisión de la Fundación Acciona.

Observaciones a las experiencias relacionadas

En los tres casos relacionados, se destaca lo siguiente:

- Socialización del proyecto con la comunidad
- Capacitación del uso del sistema
- Definición de los costos de AOM y costo del servicio, con participación de la comunidad
- Participación de la comunidad en las actividades de AOM.

La OER, en desarrollo de los proyectos de sistemas aislados, define con la comunidad un Comité de Luz, pero no se define el rol de este comité en el funcionamiento en si de los sistemas.

Este comité como está formado, es apoyo logístico del Contratista que instala los sistemas, pero no tiene mayor injerencia e incidencia en el desarrollo y operación futura de los sistemas.

Esta participación directa de la comunidad, debe ser incluida como parte esencial, en todo el proceso de los sistemas aislados.

La OER, debe Implementar sistemas de AOM (Sostenibilidad) similares a las JAAR (Juntas Administradoras de Acueductos Rurales (Minsalud Decreto Ejecutivo No. 40 de abril de 1994), definidas para operar y sostener este tipo de proyectos de infraestructura.

19. Modalidad de Gestión de Proyectos

Para el desarrollo de modelos de gestión de proyectos eficaces, se debe considerar analizar, revisar y fortalecer las actividades que transversalmente involucren a las entidades que tienen responsabilidad en la prestación del servicio de distribución de energía.

La Secretaria de Energía, debe liderar con el establecimiento de políticas de desarrollo energético rural, que propendan por el incremento de la cobertura de energía en las áreas rurales.

Igualmente, debe promocionar el desarrollo de leyes y normas que promuevan que actores diferentes a los agentes del mercado, puedan desarrollar obras electricas de beneficio social, en las áreas de desempeño comercial de tales actores.

El MEF, con la participación de la OER, debe analizar los recursos que se requieren para el logro del acceso universal al año 2.030, de manera que se revisen e implementen las modificaciones a las leyes existentes y se estructuren nuevas normas y leyes que permitan que se generen recursos adicionales necesarios para la Universalización de la energía.

La ASEP, como ente regulador, y en conjunto con la OER, debe exigir de forma continua el cumplimiento de lo establecido en los Contratos de Concesión.

Por ejemplo, para el año 2.015, os concesionarios han debido presentar a la ASEP, un sistema de información georreferenciado para el manejo y dimensionamiento de la red de cada concesionario.

Igualmente, adelantar las actividades que permitan establecer las coberturas reales del servicio de energía, con base en lo presentado por los concesionarios.

Incluir en los alcances de los contratos de concesión, la obligación de aumentar los niveles de cobertura, con base en los clientes servidos tanto en el área rural como en el área urbana.

Los Ministerios de Educación y de Salud, para optimizar los modelos de gestión, deben incluir dentro de sus presupuestos los recursos necesarios para atender los costos de la prestación del servicio de energía, diferente al formal presentado por los concesionarios.

Estos ministerios en conjunto con la OER, como responsable de atender las áreas rurales no servidas y no concesionadas, deben conformar el comité de acceso universal de forma que, se optimicen los recursos de estas entidades para atender los requerimientos de energía eléctrica.

Extensión de las Redes de Distribución

La OER, debe estructurar y dimensionar un Banco de Proyectos (Extensión de Redes, sistemas híbridos o sistemas aislados) con las comunidades que están ubicadas en áreas remotas y fuera del área de concesión e influencia del Operador y no tienen acceso al servicio de energía.

Se debe indicar el tipo de proyecto (Extensión de Redes, sistemas híbridos o sistemas aislados), la información técnica (Diseños, estudios, alcances etc.) y la información socio económica que requerida.

La OER, debe conforme a lo establecido en la Cláusula 22^a del contrato de concesión, liderar y coordinar con los Concesionarios, la elaboración del Plan de Electrificación para energizar las comunidades que están en su área de concesión e influencia, cada periodo tarifario (4 años). La OER debe gestionar que el OR de cumplimiento a esta exigencia del Contrato de Concesión.

Según lo indica la Ley 6 de 1997, el concesionario del área donde se realizará la extensión, tiene la primera opción de prestar el servicio en esta área no servida.

La OER debe establecer un plazo perentorio para la aceptación de la opción del OR. Una vez cumplido este procedimiento en el evento de no tener respuesta positiva, proponer que la prestación del servicio de energía, al otro OR.

Sistemas Híbridos

Se debe adecuar el marco regulatorio, para permitir que los OR actuales puedan desarrollar proyectos de ER, con sistemas híbridos y mini redes, en las áreas de concesión definidas geográficamente.

De igual forma, se debe gestionar las modificaciones necesarias a las leyes y/o normas que permitan establecer subsidios similares de los usuarios del servicio de energía eléctrica convencional, para los beneficiados al acceso de energía eléctrica mediante sistemas híbridos y sistemas aislados. Adelantar con las comunidades, la socialización de los proyectos, a fin de permitir de manera directa la participar de las comunidades.

Considerando el tipo de proyectos, es válido realizar las evaluaciones socio económicas, que permitan avalar la rentabilidad social de los proyectos de tal manera que se establezcan las condiciones financieras que conlleven a la sostenibilidad del esquema.

Para propender por la sostenibilidad técnica y social de este tipo de proyectos, durante el proceso de socialización e implementación del proyecto, la OER, debe coordinar con los beneficiarios y la entidad reguladora de las cooperativas en Panamá, (IPACOOOP), para establecer planes de capacitación de Cooperativas de servicios eléctricos para prestar las actividades de OM a sistemas híbridos

Sistemas Aislados FV

El uso como alternativa de suministro de energía eléctrica en estas zonas rurales de tecnologías de energías renovables o limpias, es viable financiera y socialmente.

Considerando las condiciones demográficas, topográficas y culturales de las comunidades que se encuentran en áreas rurales remotas, es importante realizar, de forma previa, labores de promoción ante los futuros beneficiarios / usuarios, de las características particulares, ventajas y desventajas de este tipo de proyectos de energía no renovables, específicamente en lo que se refiere a los sistemas individuales o centralizados fotovoltaicos.

La OER, debe diseñar y dirigir la promoción del proyecto, buscando que sea masiva ante las comunidades a ser beneficiadas.

La promoción de los proyectos de sistemas aislados es fundamental para la sostenibilidad de los mismos. Igualmente se debe realizar con los beneficiarios un esquema de socialización técnica y económica del mismo.

Con esto se proyecta generar en las comunidades un escenario positivo y de expectativa social para adelantar posteriormente, las capacitaciones social - técnicas e ir implementando, de ser esta la opción de sostenibilidad con las comunidades, las actividades de administración, operación y mantenimiento, las que garanticen la sostenibilidad de los sistemas.

20. Recomendaciones para el logro del Acceso Universal de la Energía

Para lograr el acceso universal a la energía en Panamá, en el año 2.030, es pertinente desarrollar actividades de fortalecimiento institucional de las entidades involucradas por ley en la responsabilidad de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica. De tal forma que:

La OER, debe:

- ✓ Restructurar técnica y administrativa su Planta de Personal
- ✓ Dimensionar e implementar Base de Datos georeferenciada de las comunidades a energizar y electrificadas.
- ✓ Independizar de los alcances de las licitaciones de obra, las actividades de
- ✓ Diseños de obras y/o estudios ambientales.
- ✓ Liderar la creación del Comité de Acceso Universal
- ✓ Participar en el análisis de la creación de nuevas fuentes de recursos para lograr el acceso universal.
- ✓ Analizar e implementar programas de sostenibilidad de Proyectos de Sistemas Aislados / Híbridos, con la participación de las comunidades.

Con base en el análisis, planteado en el presente documento, para lograr que se implemente la universalización del acceso a la energía se plantea desarrollar y estructurar lo siguiente:

A. Reestructuración técnica y administrativa de la OER.

La estructura organizacional de la OER, a hoy (año 2018), es similar a la establecida en el año 2010. El presupuesto de inversión se ha incrementado de 2.7 MM (año 2010) a 27 (años 2017).

La estructura técnico administrativa de la OER, para realizar las actividades de control y seguimiento de las distintas obras, debe ser ajustada y reestructurada con base en las obras y sus costos que desarrolla en las áreas de su responsabilidad.

Esta debilidad en recursos técnicos y administrativos ha generado que las acciones de supervisión, control y seguimiento de los proyectos no sea la adecuada y eficaz, generando un desfase en el control y cumplimiento de los contratos de obra.

La OER, en el último quinquenio, (2014 – 2019), estructuro un agresivo plan de inversión para llevar el servicio de energía mediante redes convencionales a 24.230 Viviendas en Panamá. Igualmente, ha desarrollado el proyecto de suministro y montaje de sistemas de energía solar aislados a 1.033 viviendas, en las Provincias de Panamá, Herrera y Los Santos.

Sin embargo, el desfase en la conexión final de estos beneficiarios, se ha traslapado en el tiempo, lo que generara que al final del ejercicio, las estimaciones de permitir el acceso a la energía de más de 24 mil viviendas, no se darán mas allá del 48% de lo estimado, según cálculos de esta consultoría.

La OER, para tener el adecuado control de los proyectos debe implementar:

- Ampliación de la Planta técnica y administrativa, en función de los alcances y tipos de proyectos a desarrollar en los próximos 12 años (año 2030 – 100% acceso universal a la energía).
- Implementación de Supervisión externa, para proyectos a realizar por parte de los Concesionarios y/o contratistas estatales.
- Dotación de equipos de apoyo tecnológicos y técnicos para control y seguimiento de obras.

B. Implementación de una Base de Datos de las Comunidades sin acceso al servicio eléctrico.

La OER, debe que dimensionar y verificar el número total de viviendas que a 2018, no disponen de acceso al servicio de energía.

El modelamiento cartográfico y geoespacial, realizado en esta Consultoría, debe ser tomado como insumo básico para dimensionar el número de viviendas o comunidades que no disponen acceso a la energía.

La OER, debe liderar las gestiones ante el Ente Regulador (ASEP), para que las empresas concesionarias, le den cumplimiento a lo establecido en la Cláusula 26ª (Otras Obligaciones del Concesionario), en la que se establece que los concesionarios (EDEMET – EDECHI – ENSA), deben disponer y facilitar a la ASEP, la información digitalizada y georeferenciada de su infraestructura eléctrica al 1 de Julio de 2014.

La OER, debe gestionar la consecución de un sistema tecnológico, que le permita el manejo del Sistema de Información georeferenciada, facilitada por los operadores.

Con el manejo de esta información actualizada de la red y cruzar la misma, con la información que recaude la OER, se debe estructurar una base de datos de potenciales proyectos a desarrollar dentro del área de concesión y/o de influencia.

Esta base de datos le dará a la OER, la información básica inicial para optimizar los recursos que se aplican para desarrollar las actividades previas tales como levantamiento de información, pre diseños y cálculos, de manera que el proceso de selección y priorización de los proyectos a ejecutar se presente de una manera eficaz.

C. Gestión y desarrollo de Estudios Ambientales y Diseños de infraestructura Eléctrica.

La OER, dentro del plazo contractual que define para la ejecución de los proyectos de extensión de redes de MT y BT, establece un tiempo de 60 días calendarios, en el cual estima que el futuro contratista, debe ejecutar los diseños eléctricos de las redes de MT y BT, además de realizar los estudios de impacto ambiental, de ser requeridos.

La experiencia que se ha presentado, en las actividades preliminares, desarrollo y ejecución de los proyectos de infraestructura eléctrica (Redes de MT BT), ha demostrado, que, en lo referente a los diseños eléctricos y estudios asociados, se ejecutan, en promedio, en más de los 60 días establecidos por la OER.

Este desfase de tiempo de ejecución de los diseños y estudios, afecta directamente, la ejecución normal de las obras, lo que genera en la mayoría de las veces, adendas de extensión de plazo contractual al menos en un número días igual al definido como tiempo para los diseños y estudios.

Es importante, que la OER, desarrolle de manera independiente, los diseños y estudios ambientales, de manera que, los tiempos contractuales que define OER, se pueden reducir en un mínimo de 60 días calendarios.

Igualmente, al realizar por aparte los diseños y estudios, permite que la OER, tenga unas cantidades definidas de obra, que permite que los potenciales oferentes tengan una base igualitaria en los procesos licitatorios, para proponer sus costos con los que se realizarían las obras.

Controlando el plazo de ejecución de los diseños y estudios ambientales, le genera a la OER, una disminución en el plazo contractual de ejecución de las obras, en al menos un 20% del establecido hoy en sus procesos.

D. Creación de Comité de Acceso Universal de energía para el área Rural.

Para definir de manera eficaz el uso de los recursos técnicos, administrativos y económicos, para desarrollar el Plan de Universalización del servicio de energía, se debe conformar un Comité multisectorial, el cual debe ser liderado por la Secretaría de Energía y/o la OER, y del cual hagan parte representantes de las siguientes entidades:

- Ministerio de la Presidencia (OER – CONADES)
- Ministerio de Salud,
- Ministerio de Educación,
- Ministerio de Vivienda,
- Secretaría de Energía
- Concesionarios

Con este comité, se podría validar y cruzar información de proyectos de estas entidades estatales y los concesionarios para que, de esta forma, se seleccionen y prioricen los proyectos, que se ejecuten en el área rural, los cuales además de incrementar la cobertura eléctrica en las áreas, busquen que se habiliten otro tipo de infraestructura que redunde en el mejoramiento de la calidad de vida de la población de estas zonas.

E. Gestión de Fuentes de Recursos

Fuentes de Financiamiento de Electrificación Rural

Fondo de Electrificación Rural

En la selección de proyectos de infraestructura eléctrica (Red convencional o sistemas alternativos (Híbridos – SFV), ubicados en el área de influencia de los agentes del mercado, se debe dar prioridad al agente aportante, para que realice el (los) proyecto (s) directamente.

Implementando este esquema de ejecución de proyectos, se deben mejorar los tiempos de formulación y ejecución serán menores que los que pueden establecerse mediante procesos licitatorios por parte de OER.

Los proyectos en estas áreas de influencia de los agentes del mercado, deben ser formulados, dimensionados y costeados por la OER, cumpliendo todas las normas aplicables al tipo de infraestructura a ejecutar.

En el evento que se presente un (os) proyecto (s) por los agentes, la OER debe validar la información técnica y económica para dar el aval a su ejecución.

De la misma forma, para los concesionarios, sus aportes al FER, la OER debe liderar las modificaciones que apliquen a la ley, de manera que dichos aportes de los concesionarios, OER, se puedan efectuar, mediante el aporte de servicios y suministros tecnológicos para la gestión técnica y comercial en las áreas rurales, lo cual permitiría que un mayor número de viviendas se puedan conectar de forma eficaz y eficiente.

Otros Fondos

Teniendo en cuenta que, para lograr el acceso universal a la energía en Panamá en el año 2030, se requieren alrededor de 450 Millones de dólares (al menos 375 Millones en infraestructura de redes de MT y BT, sistemas híbridos y sistemas aislados de energía renovables), es importante, considerar, el aporte con destinación específica de un porcentaje de las utilidades anuales que le generan al Estado, los concesionarios del servicio de distribución.

La OER, debe proponer, que se establezca mediante modificación a la ley que regula el FER, y por un periodo de ocho (8) años, se aporten dicho fondo, las utilidades que le

corresponden al Estado, por la operación de la concesión del servicio de distribución de energía eléctrica.

Este sería un aporte adicional al aporte del 1% de los agentes del Mercado. Se estima que, con base en la participación accionaria del Estado en las empresas concesionarias, para el año 2017, le correspondieron 38.08 MM ⁶⁶ por las utilidades que generaron dichas empresas.

De tal forma que, mediante esta acción de establecer como aporte al FER, las utilidades de los siguientes ocho (8) años, le ingresarían a dicho fondo una suma de aproximadamente 300 MM, de mantenerse las utilidades de las empresas distribuidoras, en el nivel del año 2017.

La OER debe liderar la gestión y creación de estas fuentes de recursos financieros, para complementar los recursos necesarios para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica en las áreas rurales a un 100% (Acceso Universal).

Vía Tarifa

Es obligación de los concesionarios de gestionar y desarrollar el acceso a la energía de todas las comunidades que se encuentren dentro de su área de concesión. Igualmente es responsabilidad de la OER, el desarrollar la infraestructura en las áreas no servidas y remotas, de tal manera que, bajo esta premisa, tanto el ente estatal y los concesionarios deben consensuar los proyectos a desarrollarse en las áreas de concesión dentro de cada pliego tarifario.

Esta gestión debe ser liderada por la OER, seleccionando y priorizando los proyectos a ejecutar vía tarifa, de tal manera que su impacto en la cobertura eléctrica sea la mayor posible.

La OER, como ya se ha indicado, para tal fin debe, gestionar el sistema de información geográfica que deben presentar los concesionarios, para de esta forma establecer geográficamente el área de concesión con base en la información válida de los activos eléctricos de cada concesionario.

La relación de los proyectos a ejecutar para que estas comunidades, accedan al servicio de energía eléctrica, debe ser coordinada entre la OER y la ASEP.

Recursos de la Descentralización de la Administración Pública

La OER, como ente responsable de gestionar y desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en las áreas no servidas, debe establecer los canales de comunicación con los municipios y Distritos, a los cuales les transfieren recursos a través de la

⁶⁶ Estados Financieros Auditados Edemet, Edechi y Ensa 2017.

descentralización, de manera que la OER gestione y presente a estas entidades territoriales, proyectos que se puedan ejecutar con los recursos mencionados.

La OER, debe apoyar a los municipios y Distritos en la estructura y formulación de proyectos eléctricos, presentando las obras proyectadas con estos recursos, al Comité de descentralización para su aprobación

Subsidios a Proyectos de Sistemas Aislados

La OER, debe gestionar ante la ASEP, la modificación del contrato de concesión, en lo referente al tipo de servicio a prestar mediante la concesión. (Red convencional y/o sistemas alternativos renovables).

Se debe permitir que los concesionarios actuales, presten el servicio de energía, mediante sistemas alternativos en sus zonas de concesión, en las áreas en donde el acceso a las redes convencionales no es viable en el mediano plazo.

En la resolución AN No. 4839-Elec de 26 de octubre de 2011, se establece la metodología de cálculo de subsidio para proyectos de Electrificación rural, se definen en el Capítulo IV, Metodología, Numeral IV 2.2. Sistemas Aislados y los costos bajo un esquema diferente a la de los concesionarios actuales.

En esta misma resolución, se establece la tarifa de energía que se cobrará a los beneficiarios (usuarios) que posean el servicio de energía mediante sistemas aislados.

En esta Consultoría se han definido los niveles de consumo para suplir las necesidades de las comunidades que se ubiquen en áreas remotas y de difícil acceso, de tal manera que, con base en estos niveles de consumo requeridos, se requerirá subsidiar por parte del Estado, entre 12 KW-Hr y 144 KW-Hr mes, dependiendo de las necesidades a suplir.

De igual manera, la Ley 15 de febrero de 2001, define las normas y procedimientos para establecer el subsidio del consumo básico o de subsistencia de los usuarios del servicio público de energía.

Es importante que la OER, gestione la aplicabilidad de esta ley a Proyectos de sistemas aislados y/o híbridos, para lo cual se deberá ajustar el alcance de la Ley, para permitir que el subsidio del estado llegue a los beneficiarios de proyectos de energías alternativos (Híbridos y Sistemas aislados).

F. Sostenibilidad de Proyectos Sistemas Aislados / Híbridos

A fin de garantizar la sostenibilidad de los proyectos de sistemas aislados, la OER, debe coordinar la implementación para cada proyecto de actividades importantes tales como:

- Socialización del proyecto con la comunidad
- Capacitación del uso de los equipos y componentes del sistema
- Involucramiento de la comunidad en el dimensionamiento de las acciones de AOM
- Definición de costos con la comunidad, para de esta manera garantizar como mínimo el compromiso inicial para la sostenibilidad.

Para darle solidez a los temas de sostenibilidad, la OER, debe estructurar esquemas de sostenibilidad similares a las JAAR (Juntas Administradoras de Acueductos Rurales (Minsalud Decreto Ejecutivo No. 40 de abril de 1994), definidas para operar y sostener este tipo de proyectos de infraestructura, las cuales, de acuerdo con la información, han sido convenientes para garantizar la sostenibilidad de los proyectos de agua.

La OER debe gestionar ante la entidad pertinente, las charlas requeridas para dimensionar las acciones que permitan la sostenibilidad de los proyectos en las comunidades.

ANEXO 1

ANALISIS DE COSTOS TIPOS DE RED DE MEDIA Y BAJA TENSION

TOTAL COSTO KILOMETRO RED PRIMARIA MONOFASICA DE MT					
		Costos Km			
Descripción	Unidad	Materiales	Mano de Obra, Equipos & Herramientas	Transporte	Valor Unitario Total
Suministro e instalacion de 1 Km de Red de Media tension Monofasica	Km	16.714,21	4.970,77	1.538,52	23.223,49
TOTAL COSTO KILOMETRO RED PRIMARIA MONOFASICA DE MT/ BT COMBINADA					
		Costos Km			
Descripción	Unidad	Materiales	Mano de Obra, Equipos & Herramientas	Transporte	Valor Unitario Total
Suministro e instalacion de 1 Km de Red de Media tension Monofasica y Baja Tension	Km	31.524,77	8.283,51	2.853,18	42.661,46
TOTAL COSTO KILOMETRO RED PRIMARIA MONOFASICA DE BT					
		Costos Km			
Descripción	Unidad	Materiales	Mano de Obra, Equipos & Herramientas	Transporte	Valor Unitario Total
Suministro e instalacion de 1 Km de Red de Baja Tension (Cable preemsamblado)	Km	25.077,54	5.668,14	2.824,93	33.570,62

ANEXO 2

COMUNIDADES Y ESCUELAS UBICADAS EN LA FRANJA MAYO DE 5 KM DEL AREA DE CONCESION

**COMUNIDADES RURALES SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)**

Concesionaria	Comunidades	Viviendas
EDEMET / EDECHI	2.357	19.264
ENSA	256	5.372
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	1.255	27.373
TOTAL	3.868	52.009

**ESCUELAS RURALES SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
UBICADAS FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN DEL SERVICIO DE
DISTRIBUCION ELECTRICA (MAS DE 5 KM)**

Provincia	No de escuelas	No. Estudiantes
Bocas del Toro	93	7.037
Chiriquí	33	1.338
Coclé	74	2.790
Colón	51	1.241
Darién	47	967
Herrera	30	499
Los Santos	5	34
Panamá	71	2.049
Veraguas	33	680
Subtotal	437	16.635
Comarcas	No de escuelas	No. Estudiantes
Ngöbe Buglé	96	10.506
Embera	9	235
Subtotal	105	10.741
Total	542	27.376

**INSTALACIONES DE SALUD RURALES SIN ACCESO A ENERGIA
ELECTRICA UBICADAS FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN DEL SERVICIO
DE DISTRIBUCION ELECTRICA (MAS DE 5 KM)**

Provincia	Centros de Salud	Observacion
Veraguas	1	Sistema FV limitado
Subtotal	1	
Comarcas	Centros de Salud	Observacion
Ngöbe Buglé	44	En 14 Inst. no existe ningun tipo de servicio / 28 Ins. Tienen SFV limitados o en regular estado. / 2 tienen SFV y Red convencional
Embera	16	En 7 Inst. no existe ningun tipo de servicio / 9 Ins. Tienen SFV limitados o en regular estado.
Guna Yala	13	En 2 Inst. no existe ningun tipo de servicio / 11 Tienen Planta electrica
Subtotal	73	
Total	74	

**COMUNIDADES RURALES CON MAS DE 150 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)
ZONA DE CONCESION: EDEMET**

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	VIVIENDAS
VERAGUAS	LAS PALMAS	PIXVAE	PIXVAE	190
COCLE	LA PINTADA	LLANO GRANDE	VILLA DEL CARMEN	160
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	MUNA	CHICHICA	CHICHICA	225
	KUSAPIN	KUSAPIN	KUSAPIN	270
	KANKINTU	BISIRA (CAB)	BISIRA	282
	KANKINTU	KANKINTU	KANKINTU	288
TOTAL COMUNIDADES			6	1.415

**COMUNIDADES RURALES CON MAS DE 100 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)
ZONA DE CONCESION: EDECHI**

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	VIVIENDAS
BOCAS DEL TORO	BOCAS DEL TORO	TIERRA OSCURA	SAN CRISTOBAL	99
		PUNTA LAUREL	ISLA TIGRE	94
		PUNTA LAUREL	CAYO DE AGUA	98
TOTAL COMUNIDADES			6	291

**COMUNIDADES RURALES CON MAS DE 150 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)
ZONA DE CONCESION: ENSA**

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	COMUNIDAD	VIVIENDAS
DARIEN	CHEPIGANA	LA PALMA	PUNTA ALEGRE	120
		CUCUNATI	CUCUNATI	140
		TAIMATI	TAIMITI	130
	PINOIANA	COMARCA KUNA DE WARGANDI	WALA	425
COLON	DONOSO	COCLE DEL NORTE	COCLE DEL NORTE	140
		SAN JOSE DEL GENERAL	COCLESITO	225
	PANAMA	CHIMAN	BRUJAS	BRUJAS
CHIMAN			MAJE	430
UNION SANTEÑA			UNION SANTEÑA	413
CHIMAN			CHIMAN	300
TOTAL			10	2.452

**COMUNIDADES RURALES CON MENOS DE 150 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)
ZONA DE CONCESION: EDEMET**

PROVINCIA	DISTRITO	Comunidades	Viviendas
COCLE	AGUA DULCE	2	8
	ANTON	4	8
	LA PINTADA	102	983
	NATA	8	29
	OLA	21	113
	PENONOME	190	2.969
HERRERA	LAS MINAS	26	113
	LOS POZOS	8	47
	OCU	5	46
	PARITA	2	2
LOS SANTOS	MACARACAS	2	8
	TONOSI	7	12
PANAMA	CAPIRA	39	903
	CHAME	1	5
VERAGUAS	CAÑAZAS	63	1.561
	CALOBRE	55	576
	LA MESA	3	7
	LAS PALMAS	48	374
	MARIATO	30	136
	MONTIJO	35	272
	SAN FRANCISCO	18	350
	SANTA FE	170	2.128
	SANTIAGO	9	38
	SONA	70	581
Total, Edemet		918	11.269

**COMUNIDADES RURALES CON MENOS DE 150 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM)
ZONA DE CONCESION: EDECHI**

PROVINCIA	DISTRITO	Comunidades	Viviendas
BOCAS DEL TORO	BOCAS DEL TORO	75	1.937
	CHANGUINOLA	89	1.854
	CHIRIQUI GRANDE	16	413
CHIRIQUI	ALANJE	1	2
	BARU	10	77
	BUGABA	4	9
	DAVID	18	46
	GUALACA	2	2
	REMEDIOS	1	1
	SAN LORENZO	8	38
	TOLE	5	77
Total Edechi		229	4.456

**COMUNIDADES RURALES CON MENOS DE 150 VIVIENDAS
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM).
ZONA DE CONCESION: ENSA**

PROVINCIA	DISTRITO	Comunidades	Viviendas
DARIEN	CHEPIGANA	142	1.100
	PINOIANA	38	620
COLON	DONOSO	156	1.347
	CHAGRES	29	5
	PORTOBELO	2	4
	SANTA ISABEL	7	17
	COLON	10	123
PANAMA	BALBOA	9	173
	PANAMA	9	75
	CHEPO	96	1.222
	CHIMAN	26	616
COMARCA EMBERA	CEMACO	15	247
	SAMBU	16	157
TOTAL		555	5.706

**COMUNIDADES RURALES
CON MENOS DE 150 VIVIENDAS SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM).
COMARCA NGÖBE BUGLÉ**

PROVINCIA	DISTRITO	Comunidades	Viviendas
BOCAS DEL TORO	MUNA	378	4.751
	ÑURUM	44	4.437
	BESIKO	297	4.352
CHIRIQUI	KANKINTU	360	5.384
	KUSAPIN	67	3.755
	MIRONO	118	4.134
	NOLE DUIMA	19	2.013
TOTAL		1.283	28.826

**ESCUELAS RURALES
CON MAS DE 200 ESTUDIANTES
SIN ACCESO A ENERGIA ELECTRICA
FUERA DEL ÁREA DE CONCESIÓN (MAS DE 5 KM).**

PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	No. Escuelas	No. EST.
COMARCA NGÖBE BUGLÉ	BESIKO	SOLOY	2	1579
		CERRO BANCO	1	283
		CAMARON ARRIBA	1	223
		CERRO BANCO	1	154
	MIRONO	QUEBRADA DE LORO	1	316
	KUSAPIN	LOMA YUCA	1	199
		SANTA CATALINA	1	158
	KANKINTU	PIEDRA ROJA	1	198
		GUORONI	3	529
		PIEDRA ROJA	1	162
		GUARIVIARA	1	189
		BURI	1	183
		MUNUNI	1	152
		PIEDRA ROJA	1	152
	MUNA	NIBRA	1	173
		CHICHICA	1	190
B. DEL TORO	BOCAS DEL TORO	BASTIMENTO	1	660
		TIERRA OSCURA	1	188
		CAUCHERO	1	250
	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA ROBALO	1	323
		CHIRIQUI GRANDE	2	446
		PUNTA ROBALO	1	247
	CHANGUINOLA	VALLE DE RISCO	1	201
		CHANGUINOLA	1	512
		ALMIRANTE	1	184
	EL EMPALME	COCHIGRO	2	337
CHIRIQUI	BARÚ	PUERTO ARMUELLES	1	414
	TOLÉ	EL CRISTO	1	364
COCLE	NATÁ	LAS HUACAS	1	247
	LA PINTADA	EL HARINO	2	390
	PENONOMÉ	RÍO INDIO	1	152
PANAMA	CHEPO	COMARCA MADUGANDI	1	262
	CHIMÁN	CHIMÁN	1	171
	PANAMÁ	PACORA	1	165
TOTAL			40	10.353