Incorporación de Sistemas Autónomos con Fuentes de Energía Renovables en la Electrificación Rural

María de Lourdes Albornoz de Mello

Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República - Universidad de la República

Montevideo – Uruguay
Setiembre de 2025

Incorporación de Sistemas Autónomos con Fuentes de Energía Renovables en la Electrificación Rural

María de Lourdes Albornoz de Mello

Tesis de Maestría presentada al Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía, Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, como parte de los requisitos necesarios para la obtención del título de Magíster en Ingeniería de la Energía.

Directores:
Tutor, Dr. Ing. José Cataldo
Cotutora, Ing. Virginia Echinope

Montevideo – Uruguay
Setiembre de 2025

Albornoz de Mello, María de Lourdes

Incorporación de Sistemas Autónomos con Fuentes de Energía Renovables en la Electrificación Rural / María de Lourdes Albornoz de Mello. - Montevideo: Universidad de la República, Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, 2025.

XII, 139 p. 29, 7cm.

Directores:

José Cataldo

Virginia Echinope

Tesis de Maestría – Universidad de la República, Programa en Ingeniería de la Energía, 2025.

Referencias bibliográficas: p. 119 – 128.

1. Electrificación Rural, 2. Sistemas Autónomos, 3. Acceso a la Electricidad, 4. Energías Renovables, 5. Minirredes y Sistemas Individuales Autónomos. I. Cataldo, José, Echinope, Virginia, . II. Universidad de la República, Programa de Posgrado en Ingeniería de la Energía. III. Título.

INTEGRANTES DEL TRIBUNAL DE DEFENSA DE TESIS

Alejandro Gutierrez

Mauro D'Angelo

Pablo Toscano

Montevideo – Uruguay
Setiembre de 2025

Dedicatoria

A mis padres, en su memoria y presencia permanente, y a Gabriel, por su apoyo y aliento.

Agradecimientos

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

A mi tutor, Dr. Ing. José Cataldo.

A mi co-tutora, Prof. Virginia Echinope.

A mis colegas y compañeros de la DNE y de la UTE, con quienes compartí el desarrollo de los proyectos piloto de electrificación rural, que constituyen el material empírico de este trabajo de tesis.

Donde antes vibraba el canto,
floreció una idea nueva. Porque
no se trata de restaurar lo
perdido, sino de transformar el
presente en algo posible y mejor.
Incluso un revés, con espíritu
creativo, puede tornarse victoria.
— A partir de José Enrique
Rodó, "Mirando jugar a un
niño"

RESUMEN

Este trabajo examina el papel de los sistemas autónomos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables como un instrumento útil y necesario para avanzar hacia la universalización del acceso a la energía eléctrica. Entre los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) adoptados por las Naciones Unidas en 2015, el ODS 7 plantea como meta garantizar el acceso universal a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna. Cinco agencias internacionales (IEA, IRENA, UNSD, Banco Mundial y OMS) realizan el seguimiento y, desde 2018, publican el informe anual Tracking SDG 7, fuente ineludible de información sobre el progreso global del indicador. A pesar de los avances logrados, más de 600 millones de personas aún carecen de acceso a electricidad de calidad, especialmente en zonas rurales y aisladas. En estos contextos, la expansión de las redes eléctricas convencionales no siempre resulta costo-efectiva, por lo que se vuelve necesario evaluar soluciones *off-grid*, en sus diversas opciones, como alternativa. Se analiza el desafío de lograr la sostenibilidad a largo plazo de sistemas técnicamente viables. Resolver el financiamiento de las inversiones necesarias y también el mantenimiento constituye una tarea compleja, pero atender a los aspectos sociales, culturales e institucionales es imprescindible. Se revisa la literatura sobre la situación global y regional del acceso a la energía, con especial atención en América Latina y Uruguay. Finalmente, se presentan y analizan casos piloto implementados en Uruguay, en el pueblo de Cerros de Vera y en cinco viviendas rurales aisladas, como ejemplos de aplicación real de sistemas renovables autónomos. Se muestra que este tipo de soluciones puede constituir una herramienta estratégica para alcanzar la universalización del servicio, si se atienden los aspectos técnicos, económicos, institucionales y sociales, así como la adecuada transferencia tecnológica que conlleva cada caso. Palabras claves:

Electrificación Rural, Sistemas Autónomos, Acceso a la Electricidad, Energías Renovables, Minirredes y Sistemas Individuales Autónomos.

ABSTRACT

This thesis examines the role of autonomous electricity generation systems based on renewable energy sources as a useful and necessary tool for advancing toward the universalization of access to electricity. As part of the Sustainable Development Goals (SDGs) adopted by the United Nations in 2015, SDG 7 sets the target of ensuring universal access to affordable, reliable, sustainable, and modern energy. Five international agencies (IEA, IRENA, UNSD, World Bank, and WHO) are responsible for monitoring progress, and since 2018 they have published the annual Tracking SDG 7 report, a key source of information on global progress toward this goal. Despite the progress achieved, more than 600 million people still lack access to quality electricity, particularly in rural and remote areas. In such contexts, the expansion of conventional power grids is not always cost-effective, making it necessary to evaluate various off-grid solutions as viable alternatives.

The study analyzes the challenge of ensuring the long-term sustainability of technically feasible systems. Securing financing for the required investments and maintenance represents a complex task, but addressing social, cultural, and institutional aspects is essential.

The research reviews existing literature on the global and regional state of energy access, with special attention to Latin America and Uruguay. Finally, it presents and analyzes pilot projects implemented in Uruguay, specifically in the village of Cerros de Vera and in five isolated rural households, as real-world examples of the application of autonomous renewable energy systems. The findings show that these types of solutions can serve as strategic tools to achieve universal electricity access, provided that technical, economic, institutional, and social aspects are addressed, along with appropriate technological transfer tailored to each case. Keywords:

Rural Electrification, Off-grid Systems, Electricity Access, Renewable Energy, Mini-grids and Stand Alone Systems.

LISTA DE SIGLAS

ANEEL Agencia Nacional de Energía Eléctrica
ANTEL Administración Nacional de Telecomunicaciones
BID Banco Interamericano de Desarrollo
BM Banco Mundial
DNE Dirección Nacional de Energía
ECH Encuesta Continua de Hogares
IEA Agencia Internacional de Energía
IEC International Electrotechnical Commission
IEEE Institut of Electrical and Electronics Engineers
INC Instituto Nacional de Colonización
INE Instituto Nacional de Estadísticas
IRENA International Renewable Energy Agency
MEVIR Comisión Honoraria Pro Erradicación de la Vivienda Rural Insalubre
MGAP Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIDES Ministerio de Desarrollo Social
MIEM Ministerio de Industria, Energía y Minería
ODS Objetivos de Desarrollo Sostenible
OLADE Organización Latino Americana De Energía
ONU Organización de Naciones Unidas
OPP Oficina de Planeamiento y Presupuesto
SIEE Sistema de Información Económica Energética de OLADE
UdelaR Universidad de la República
URSEA Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

Tabla de contenidos

1 Introducción **1**

2 Antecedentes **6**

2.1 Estado de Situación 6

2.1.1 Grado de Electrificación 6

2.2 Marco de Múltiples Niveles (Multi- Tier Framework): una forma de medir el nivel de servicio brindado 11

2.3 Acceso a la electricidad de las poblaciones rurales en el mundo . 12

2.3.1 Planteo del Problema 12

2.3.2 Electrificación Rural en América Latina 18

2.3.3 Acceso a la electricidad en el resto del mundo 28

3 Electrificación Rural en Uruguay **33**

3.1 Evolución del grado de electrificación rural en Uruguay 37

3.1.1 Mecanismos por los cuales se desarrolló la electrificación rural en el Uruguay 40

3.1.2 ¿Dónde se ubica la población uruguaya sin cobertura de redes eléctricas? 44

4 Sistemas Autónomos como Aporte al Acceso Universal a la Electricidad en el Medio Rural **47**

4.1 Extensión de red versus sistemas off-grid 50

4.2 ¿Qué es un sistema de generación de energía eléctrica autónomo? ¿Qué es una minirred? 58

4.3 Datos Estadísticos de las Soluciones off-grid 62

4.4 Financiamiento y sostenibilidad 70

4.5 Programa Luz para Todos en Brasil
Algunos resultados observados 76

5 Caso Cerros de Vera **83**
5.1 El Pueblo . . . 83
5.2 Asesoramientos técnicos y sociales . . . 85
5.2.1 Asesoramientos técnicos . . . 85
5.2.2 Asesoramiento social y trabajo con la comunidad . . . 86
5.3 Sistema Instalado . . . 87
5.3.1 Proyecto e Instalación . . . 87
5.3.2 Costo . . . 91
5.3.3 Puesta en servicio . . . 95
5.3.4 Problemas técnicos enfrentados . . . 95
5.3.5 Evaluación Energética . . . 97
5.4 Conclusiones y Aprendizajes del Proyecto Piloto . . . 99
5.5 Situación Actual . . . 102

6 Caso Sistemas Autónomos Individuales **104**
6.1 Demanda a abastecer . . . 104
6.2 Selección de las familias beneficiadas . . . 105
6.3 Sistemas Instalados . . . 106
6.3.1 Costos de los Sistemas Instalados en el Proyecto Piloto . 110
6.4 Desempeño observado tras cinco meses de instalados . . . 110
6.5 Conclusiones y Aprendizajes del Proyecto Piloto Sistemas Autónomos Individuales . . . 113
6.6 Situación Actual . . . 114

7 Consideraciones Finales y Conclusiones. **117**

Bibliografía **119**

Anexos **129**
Anexo 1 . . . 130
Anexo 2 . . . 131
Anexo 3 . . . 132
Anexo 4 . . . 133
Anexo 5 . . . 134
Anexo 6 . . . 136

Capítulo 1

Introducción

La energía eléctrica es una forma de energía cuya disponibilidad, en condiciones de calidad aceptables, resulta significativa para la vida actual de las personas.

Proporcionar las condiciones que viabilicen el acceso de todos los ciudadanos, incluso aquellos ubicados en zonas más alejadas o con menos recursos económicos, ha pasado a ser uno de los objetivos de los gobiernos, lo que se traduce en políticas de Estado.

La Resolución 70/1 de Naciones Unidas (Organización Naciones Unidas, 2015a), de setiembre de 2015, que aprueba una Agenda 2030, reconoce que el acceso a servicios básicos de energía es un prerrequisito para reducir los efectos de la pobreza, disponer de medios de vida sostenibles y fomentar el crecimiento económico. Uno de los objetivos planteados para el año 2030 es asegurar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos (Organización Naciones Unidas, 2015b). El acceso a la energía eléctrica se plantea como uno de los indicadores (Indicador 7.1.1) que mide el avance en el cumplimiento del objetivo 7.1: al 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, confiables y modernos.

Disponer de servicio de electricidad en condiciones de calidad y seguridad significa disponer de un servicio continuo (número de cortes en un período definido, por ejemplo, un semestre o un año, dentro de los límites impuestos por la normativa aplicable; en Uruguay, estos son establecidos por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua) (URSEA, 2003), transmitiendo una onda electromagnética con parámetros (tensión y frecuencia) que permitan el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos, con la potencia que

permite disponer del equipamiento básico de un hogar (iluminación, refrigeración de alimentos, comunicación, ocio, estudio y trabajo) y para las actividades productivas que correspondan. Debe resultar seguro para las personas que lo utilizan (y que no tienen conocimientos especiales de electricidad), así como para los animales y los bienes.

La población que no tiene acceso a la energía eléctrica con la calidad requerida, en la mayoría de los casos, se encuentra en comunidades que también tienen un alto grado de pobreza multidimensional y dificultades de acceso a otros servicios e infraestructuras, como caminos, servicios de salud y comunicación. El acceso universal a la energía eléctrica es, además, un factor de desarrollo económico y social de un país (Alegre-Bravo et al. 2022). En las palabras del entonces Secretario General de la ONU, Ban Ki-moon, en su discurso de lanzamiento del Decenio de la Energía Sostenible para Todos, el 5 de junio de 2014: "la energía es el hilo de oro que vincula la erradicación de la pobreza, el crecimiento económico equitativo y un medio ambiente saludable" (Ki-Moon, 2014).

También se encuentran casos de poblaciones de países desarrollados para las cuales la conveniencia de instalar sistemas autónomos con energías renovables locales se presenta debido a barreras naturales para la extensión de redes, como montañas, regiones cubiertas de hielo, selvas e islas, entre otros. Fall et al. 2007 describieron la instalación de un sistema autónomo con generador fotovoltaico, baterías y generadores diésel para alimentar a una población de 65 personas en Lime Village, Alaska, una comunidad remota en la porción suroeste del estado. Thim et al. 2010 expusieron en la Conferencia "*European PV- hybrid and mini-grid conference*", en Tarragona (España), sobre el sistema autónomo que instalaron en la isla de Eigg (Escocia). Es un sistema que integra aerogeneradores, turbinas hidráulicas y generación solar con dos generadores diésel convencionales. Esas fuentes están distribuidas en distintos puntos de la isla y se unen mediante una red de media tensión de algunos kilómetros. También se han realizado diversos estudios sobre la conveniencia de instalar sistemas autónomos con energías renovables, principalmente solar y eólica, en islas griegas, especialmente en las más pequeñas de la región sureste del Mediterráneo (Kaldellis et al. 2008; Kaldellis, 2021). Son islas que presentan problemas de infraestructura, algunas con servicio de energía eléctrica a partir de generadores diésel, mala calidad de servicio y altos costos de producción (Kaldellis et al. 2008).

El acceso a la energía eléctrica es fundamental para facilitar el acceso al agua potable, a la educación, a mejores condiciones para atender la salud, a aspectos sanitarios de la vivienda, a necesidades en la agricultura, los negocios y el desarrollo económico de la zona o región en general (Olabode et al. 2021).

En Uruguay, las condiciones geográficas y climáticas no generan barreras naturales a la extensión de las redes del sistema eléctrico nacional. Nuestro país está posicionado como uno de los países con mayor grado de electrificación de la región y del mundo (particularmente entre los países en desarrollo). El desarrollo de las redes de electrificación rural se ha dado de forma sostenida. Sin embargo, lograr avanzar y propender a que el 100 % de la población rural disponga de cobertura de redes eléctricas plantea desafíos crecientes, pues el 0,4 % de la población rural que aún no dispone de dicha cobertura (Balance Energético Nacional, DNE, 2023) es la población más alejada, con bajo grado de agrupamiento y, en general, con mayores carencias económicas.

Se propone diferenciar el concepto de "acceso a la electricidad" del de "cobertura de redes eléctricas". Se denomina "cobertura" a la disponibilidad de redes eléctricas de media tensión en una zona; es condición indispensable para poder conectarse al sistema eléctrico nacional. Deben darse también condiciones económicas y culturales de la población objetivo que les permitan afrontar los costos de conexión y de sostener el servicio; a esta condición se le denomina "acceso".

Las dificultades relacionadas con el "acceso" a los servicios de electricidad, en lugares donde se dispone de redes (barrios carenciados y periféricos de las ciudades y asentamientos irregulares), requieren otros instrumentos y metodologías de abordaje que están fuera del objetivo de este trabajo. Este estudio se centra en el abordaje, desde una perspectiva técnica, de la posibilidad de disponer de energía eléctrica en regiones sin cobertura de redes de media tensión, analizando la alternativa de utilizar sistemas autónomos híbridos con fuentes de energías renovables como mecanismo para promover el acceso a servicios eléctricos de calidad. Se describe el equipamiento requerido, las características técnicas y el estado de avance actual de las tecnologías disponibles.

Se considera de interés que se realicen investigaciones específicas para evaluar la incidencia de disponer de electricidad en la reducción de la pobreza rural. Además de atender las necesidades humanas básicas, el acceso a energía eléctrica de calidad podría constituirse en un factor imprescindible para el desarrollo de otras actividades económicas. En ese sentido, cabe evaluar si las

acciones de electrificación rural con energías renovables a pequeña escala, con aportes limitados de energía diaria y mensual, resultan suficientes para alcanzar el objetivo planteado inicialmente de reducir la pobreza. Lo que se puede constatar en las experiencias uruguayas que se describen en este trabajo es que permiten el acceso a usos básicos, como iluminación, comunicaciones y refrigeración de alimentos. Cabe señalar que disponer de energía eléctrica para conectarse a internet permitió en Uruguay la expansión del Plan Ceibal (Schinca y Amigo, 2010) y que el acceso a todos los canales de comunicación impacta positivamente en la vida de la población rural, incluyendo a los jóvenes y sus expectativas de vivir en el medio rural (Sanchez, 2021).

Se comentan metodologías que permiten determinar, para una dada situación (localización, población, demanda) la conveniencia de extender la red o instalar un sistema autónomo para generar electricidad a partir de fuentes renovables y respaldo diésel. En algunos enfoques, estas metodologías van más allá de ser meramente un estudio económico de comparación de costos de las alternativas, desde un punto de vista netamente empresarial, sino que se realizan consideraciones económicas desde el punto de vista del país o de la sociedad en su conjunto.

En el Capítulo 2 se compilan datos sobre el grado de acceso a la electricidad en el mundo, analizando los avances y eventuales retrocesos en el ámbito rural, dedicando atención a la situación en América Latina. A partir de ello, se plantea el problema de lograr la universalización del acceso a la electricidad.

En el Capítulo 3 se realiza un repaso de la evolución de la electrificación en Uruguay y el grado de electrificación, focalizando en el desarrollo de la electrificación rural. Se describe y analiza la situación actual y los desafíos para alcanzar el 100 % de electrificación de la población rural.

En ese sentido, el Capítulo 4 aborda la utilización de sistemas autónomos con energías renovables como mecanismo para lograr ese propósito en distintos lugares del mundo, comentando aspectos metodológicos para decidir entre la expansión de la red o la instalación de dichos sistemas autónomos.

A modo de ejemplo, se documentan experiencias piloto realizadas en Uruguay. En especial, en el Capítulo 5 se aborda el trabajo realizado para instalar un sistema de generación autónomo, con energía fotovoltaica y respaldo diésel, en el poblado de Cerros de Vera, departamento de Salto. El análisis de las condiciones de su desarrollo y la experiencia de casi siete años de funcionamiento (de febrero de 2015 hasta diciembre de 2021, cuando se conectó el

pueblo a la red nacional) permite extraer lecciones útiles en diversos aspectos de la definición de un plan nacional para avanzar en la universalización del acceso a la electricidad de calidad, evaluando la validez de incorporar generación autónoma y energías renovables en la electrificación rural. El análisis de esta experiencia aporta a identificar los principales aspectos que podrían considerarse barreras para el desarrollo de este tipo de aplicaciones.

En el Capítulo 6 se relata la instalación, también a modo de proyecto piloto, de sistemas autónomos individuales en cinco viviendas rurales dispersas en distintos puntos del país. Los buenos resultados logrados han sido la base de la actual línea de trabajo de UTE (UTE, 2024b), que ofrece la opción de este tipo de solución a la población rural que está más alejada de las redes de media tensión.

Se realizan consideraciones finales, a modo de conclusiones, en el Capítulo 7.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Estado de Situación

2.1.1. Grado de Electrificación

Se plantea la conveniencia de distinguir lo que se denomina “acceso a la electricidad” de “disponer de cobertura de redes de media tensión”.

Para la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), se puede decir que una vivienda tiene “acceso a la electricidad” si dispone de una conexión activa a una red eléctrica o a una fuente con la capacidad suficiente para proveer un nivel mínimo de servicios de energía (IEA et al. 2023).

La IEA define tres niveles de acceso a la electricidad que corresponden a los servicios que la conexión permite al usuario: el nivel ’básico’, el nivel ’esencial’ y un nivel que permite mayor consumo, denominado ’paquete extendido’. Estos niveles se caracterizan por la cantidad de energía anual a la que el consumidor puede acceder en cada uno (IEA et al. 2023).

En el nivel “básico”, el usuario debe poder utilizar más de un punto de luz, que proporciona iluminación para las tareas, carga de teléfonos y una radio, lo cual equivale a un rango de 50 a 75 kWh por hogar, por año, dependiendo de la eficiencia del equipamiento utilizado. Un “paquete esencial” permite utilizar cuatro lámparas durante al menos cuatro horas por día, cargar teléfonos, utilizar un ventilador durante al menos tres horas por día y una radio o televisor durante por lo menos dos horas por día. Estos servicios requieren aproximadamente 500 kWh al año.

El tercer nivel planteado, que se constituye en un “paquete ampliado”, implica poder utilizar una heladera, además de cuatro lámparas durante cuatro

horas diarias, cargar teléfonos, usar un ventilador durante seis horas y encender un televisor durante cuatro horas al día. Todo eso requiere, aproximadamente, 1.250 kWh anuales por hogar.

IEA considera que el "paquete esencial" puede ser abastecido con un sistema fotovoltaico doméstico de 50 Wp, y el "paquete extendido" se abastece con un sistema fotovoltaico de 100 Wp (IEA et al. 2023).

La publicación de Naciones Unidas del año 2012, declarado Año de la Energía Sostenible Para Todos, hace referencia a la "disponibilidad física de servicios de energía moderna" para definir "acceso a la energía" .

Para determinar el grado de electrificación de un país, se releva toda la población de ese país que no accede a servicios de electricidad en condiciones de seguridad y regularidad. Se incluye la población que, viviendo en zona electrificada del país (en Uruguay, definición dada en el Decreto Nº 276/002 – Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, Poder Ejecutivo, 2002b), no accede a dicho suministro por problemas económicos y socio-culturales (barrios periféricos de algunas ciudades, en condiciones de carencias de variada índole). Se entiende, entonces, que en una zona electrificada se dispone de cobertura de redes de media tensión.

Para que la población rural que habita en zonas no electrificadas —es decir, alejadas de las redes de media tensión— disponga de servicio de electricidad por redes, se requiere extender las redes de Distribución del Sistema Nacional como solución tradicional.

Las situaciones referidas son problemáticas con causas y características muy diversas; por tanto, requieren abordajes de políticas públicas muy distintos.

Este trabajo se centra en abordar, desde una perspectiva técnica, el acceso a la electricidad en regiones en las cuales no hay cobertura de redes de media tensión, explorando la conveniencia de emplear sistemas autónomos que utilizan fuentes renovables para generar energía eléctrica como alternativa para la electrificación de dichas regiones.

Adicionalmente, se analizan metodologías para determinar la conveniencia de extender la red o instalar un sistema autónomo. Se describe la metodología aplicada localmente en ese análisis, que incluye consideraciones económicas desde el punto de vista del país.

Para evaluar la tasa de acceso a la energía eléctrica en un país y comparar países entre sí, se define un índice de electrificación, que se refiere a la proporción de la población que dispone del servicio de electricidad en la vivienda

(IEA, 2023). Para que ese índice, referido a distintos países, sea comparable, se requiere que sea relevado por una metodología compatible y coherente, lo que no siempre sucede (OLADE, 2012).

Algunas instituciones internacionales de relevancia realizan el seguimiento de la tasa de electrificación, aunque en algunos casos se utilizan fuentes de información distintas. La IEA utiliza información aportada por quienes suministran el servicio de electricidad (empresas distribuidoras), por considerarlo con más posibilidad de lograr continuidad en la información brindada. Por otro lado, el Banco Mundial utiliza información proporcionada por censos y encuestas.

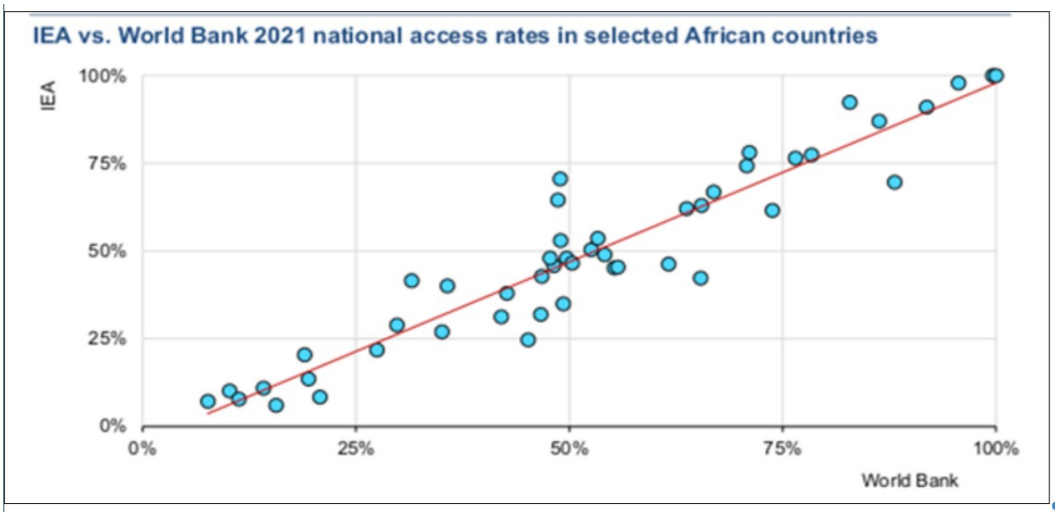


Figura 2.1: Tasa de electrificación en algunos países de África, determinadas por IEA y WB. Fuente: Guidebook for Improved Electricity Access Statistics IEA, 2023

La Figura 2.1 muestra un diagrama en el cual cada punto representa, en abscisas, la estimación del Banco Mundial de la tasa de acceso a la electricidad para un país africano, y en ordenadas el valor correspondiente estimado por la IEA. La figura incluye un ajuste lineal que resulta cercano a la identidad. Con esto se muestra la consistencia entre ambas estimaciones y que los datos obtenidos de ambas formas pueden considerarse comparables.

En términos generales, el índice de acceso a la electricidad se refiere a la proporción de la población, expresada en porcentaje, que dispone del servicio de energía eléctrica en la vivienda. Pueden existir diferencias en cuanto a la unidad de observación: en algunos países se refiere al porcentaje de personas que cuentan con servicio de electricidad, mientras que en otros se refiere al porcentaje de viviendas o al porcentaje de hogares que cuentan con servicio

de electricidad (OLADE, 2012).

Ante la constatación de que en los países de América Latina y El Caribe las metodologías no aseguraban homogeneidad, consistencia y confiabilidad, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), conjuntamente con OLADE, desarrolló un estudio para los países que integran OLADE que se documenta en el Informe "Cobertura Eléctrica en América Latina y el Caribe", publicado en junio de 2012.[1]

En esa instancia, se evaluó que las fuentes de información más confiables son los censos de población y vivienda, que en los años recientes del trabajo obtuvieron datos sobre viviendas electrificadas del total de viviendas.
Se define el índice de cobertura según la siguiente ecuación.

$$IC_j = 100.\frac{J_{EE}}{J_T} \tag{2.1}$$

Donde:

IC_j - Índice de cobertura con referencia a la unidad de observación j

j - Unidad de observación: viviendas, hogares o personas

J_{EE} - Nº de unidades de observación que disponen de electricidad

J_T - Nº total de unidades de observación

Como ya se mencionó, la Agenda 2030, aprobada en la Resolución 70/1 de las Naciones Unidas (Organización Naciones Unidas, 2015a), plantea los objetivos a alcanzar para lograr el desarrollo sostenible al 2030, erradicando la pobreza, cuidando el planeta y asegurando la prosperidad para todos. Se sintetiza en 17 objetivos denominados "Objetivos de Desarrollo Sostenible" (ODS). Particularmente, el ODS 7 plantea "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos". En el concepto de "acceso a energía" están incluidas todas las formas de energía (incluyendo fósiles, renovables y no renovables) para todos los usos. El acceso a la electricidad, como forma de energía indispensable en la actualidad, tiene importancia relevante y se mide en el indicador 7.1.1- "Proporción de la población con acceso a la electricidad". Cabe señalar que en las metas planteadas dentro del ODS 7 se incluyen "aumentar la participación de las energías renovables en las fuentes utilizadas" y "duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética".

[1] Se observa que OLADE usa la expresión "cobertura eléctrica´´ como "índice de electrificación"

En el Anexo I de este trabajo se exponen las Metas, los Hitos y los Indicadores para el ODS 7.

Corresponde precisar en qué condiciones se puede considerar que una vivienda accede a la electricidad. ¿Qué tipo de conexión o equipamiento de generación permite abastecer de energía eléctrica con suficiencia, para considerarla una vivienda electrificada? No hay una definición única, internacionalmente aceptada y adoptada, de "acceso a la energía eléctrica". Pero hay similitudes significativas entre las definiciones, que incluyen el acceso de los hogares a un nivel mínimo de electricidad y a combustibles y estufas para cocinar y calefaccionar, seguros y sostenibles (o sea, con mínimos efectos nocivos para la salud y el medio ambiente) (IEA, 2020).

La IEA define el acceso a la energía como

> "un hogar que dispone de acceso confiable y asequible, tanto para la cocción en instalaciones limpias, como a electricidad, con suficiencia como para satisfacer inicialmente un conjunto básico de servicios energéticos, y que se incrementa progresivamente hasta alcanzar el promedio regional de consumo".
> IEA, 2020(traducción propia)

Expresa que esa definición de acceso a la energía sirve como referencia para medir el progreso hacia la meta 7.1 de los ODS, así como una métrica para los análisis prospectivos realizados por la propia IEA. Al definir el acceso a servicios energéticos modernos a nivel de los hogares, se reconoce que no están incluidas otras categorías de usuarios, como el acceso a la electricidad en empresas y edificios públicos, que son fundamentales para el desarrollo económico y social, por ejemplo, escuelas y hospitales.

En base a las referencias aludidas, se puede considerar que una vivienda tiene acceso a la electricidad, si dispone de una conexión que tenga la dimensión y la continuidad necesarias para abastecer un nivel básico de las necesidades energéticas de sus ocupantes. Claramente, definir el "nivel básico de necesidades energéticas" es relativo al momento en que se estudia, al país, a la región y a los hábitos y costumbres de la población abordada. Por tanto, es un concepto que requiere revisión periódica.

2.2. Marco de Múltiples Niveles (Multi- Tier Framework): una forma de medir el nivel de servicio brindado

Se desarrollaron métodos para medir el grado de electrificación, que van más allá de la forma binaria (tener conexión o no) (Hubble y Ustun, 2017). Algunos definen umbrales de consumos mínimos (Modi et al. 2005). Nussbaumer et al. 2013 presentan el índice MEPI (Multidimensional Energy Poverty Index), un índice de 5 dimensiones que procura captar la incidencia e intensidad de la pobreza energética, mediante la evaluación de los servicios energéticos básicos: iluminación, cocción, servicios brindados por electrodomésticos (contar con heladera), entretenimiento/educación (disponer de radio o TV), comunicación (tener teléfono de línea o celular). Además, utiliza 6 indicadores ponderados de esas dimensiones. El trabajo presentado es una actualización de trabajos anteriores de los autores y se basa en la investigación desarrollada en el Oxford Poverty and Human Development Initiative (https://ophi.org.uk/).

Las metodologías multidimensionales que categorizan el grado de electrificación por los usos que permiten, como la citada, resultan muy adecuadas para caracterizar el acceso a la electricidad que las soluciones descentralizadas pueden aportar.

A continuación se comenta la metodología multidimensional, denominada "Marco Multi Nivel" (MTF, por sus siglas en inglés), desarrollada por el Banco Mundial (Hubble y Ustun, 2017). El Banco Mundial, a través de ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), desarrolló una metodología que permite capturar el aspecto multidimensional del acceso a la electricidad y también aborda la energía utilizada para la cocción. Es un enfoque que reconoce los diferentes niveles de acceso a la energía eléctrica y tiene en cuenta la asequibilidad y confiabilidad de ese acceso, con referencia explícita en el lenguaje del ODS 7. Fue presentada en junio de 2015, en un trabajo dirigido por Mikul Bhatia y Nicolina Angelou, publicado y patrocinado por ESMAP, "Beyond Connections. Energy Access Redefined. Conceptualization Report"(Bhatia y Angelou, 2015).

Mide el acceso a la electricidad en base a la combinación de 7 atributos, agrupándolos en 6 niveles o clases, definidos a partir de requerimientos mínimos. Para cada uno de esos niveles de acceso a la electricidad, se define el al-

cance en cuanto a capacidad (potencia/energía y servicios que puede brindar); disponibilidad (diurna y nocturna); confiabilidad (número de interrupciones por semana); calidad (evaluada por las variaciones de la tensión); asequibilidad (si el costo de un paquete de energía de 365 kWh anuales es mayor o menor que el 5 % del ingreso del hogar); formalidad (conexiones regulares con pagos o permisos formales); seguridad y salud (presencia o ausencia de accidentes serios o fatales debidos a la conexión eléctrica) (https://www.esmap.org/mtf-multi-tier-framework-website).

Cada atributo se evalúa por separado; el nivel general de acceso a la electricidad del hogar se define aplicando el nivel más bajo obtenido en cualquiera de los atributos.

En la Figura 2.2 se presenta un cuadro que resume los requerimientos establecidos para cada nivel de acceso, en cada uno de los atributos definidos.

Aunque la red eléctrica, nacional o regional, sería la fuente más habitual para los niveles de acceso más altos, esos niveles también podrían ser abastecidos por centrales diésel o minirredes híbridas. Los niveles más bajos podrían ser suministrados por cualquier tecnología; particularmente el nivel 1 podría, incluso, ser suministrado por las denominadas "lámparas solares".

En la Figura 2.3 se muestra una representación gráfica de los distintos niveles de acceso a la electricidad, caracterizados según los usos que posibilitan, de acuerdo con la metodología Marco de Múltiples Niveles.

2.3. Acceso a la electricidad de las poblaciones rurales en el mundo

2.3.1. Planteo del Problema

Mientras la tendencia mundial es el aumento de la electrificación de los usos (por ejemplo, la electrificación del transporte, el acondicionamiento térmico de ambientes como la popularización de las bombas de calor, entre otros) con el consecuente aumento del consumo de energía eléctrica (que se propone sea generada a partir de fuentes renovables, disminuyendo el uso de combustibles fósiles), aún hay una importante porción de la población mundial que no accede a servicios de electricidad, sea con una conexión a red o con algún tipo de sistema autónomo (no conectado a la red eléctrica).

Atributo **Capacidad**	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
Indicador						
Potencia Nominal	-	≥3W	≥ 50W	≥200W	≥ 800W	≥2kW
Energia diaria potencial	-	≥12 Wh	≥200Wh	≥1kWh	≥3,4kWh	≥8,2kWh
Servicio	-	Iluminación de 1.000lmh por día	Permite iluminación eléctrica, circulación de aire, televisión y carga teléfono			
Atributo **Disponibilidad**	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
Indicador						
Disponibilidad diurna	Menos de 4 hora	Por lo menos 4 horas		Al menos 8 horas	Al menos 16 horas	Al menos 23 horas
Disponibilidad nocturna	Menos de 1 hora	Al menos 1 hora	Al menos 2 horas	Al menos 3 horas	Al menos 4 horas	
Atributo **Confiabilidad**	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
	Más de 14 interrupciones por semana.			No más de 14 interrup. por semana ó no más de 3 interrup. por semana con duración total de más de 2 horas	De 3 a 14 interrup. por semana o no más de 3 en la semana con duración total menor a 2 horas	No más de 3 interrup. Por semana, con duración total de menos de 2 horas
Atributo	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
Calidad	Hogares sufren problemas de tensión que daña a los electrodomésticos				Los problemas de voltaje no afectan a los electrodométicos deseados.	
Asequibilidad	Costo de 365 kWh por año es más que 5% del ingreso del hogar.			Costo de 365 kWh por año es menos que 5% del ingreso del hogar.		
Formalidad	No se pagan facturas por el uso de electricidad.				Se paga factura a una empresa, tarjeta pre pago o a representante	
Salud y Seguridad	Accidentes graves o fatales debido a la conexión eléctrica.				No ha habido accidentes.	

Figura 2.2: Cuadro que resume los requerimientos en cada Nivel de Acceso a la Energía. Fuente: Adaptación propia del Cuadro Multi-Tier Framework de Bhatia y Angelou, 2015

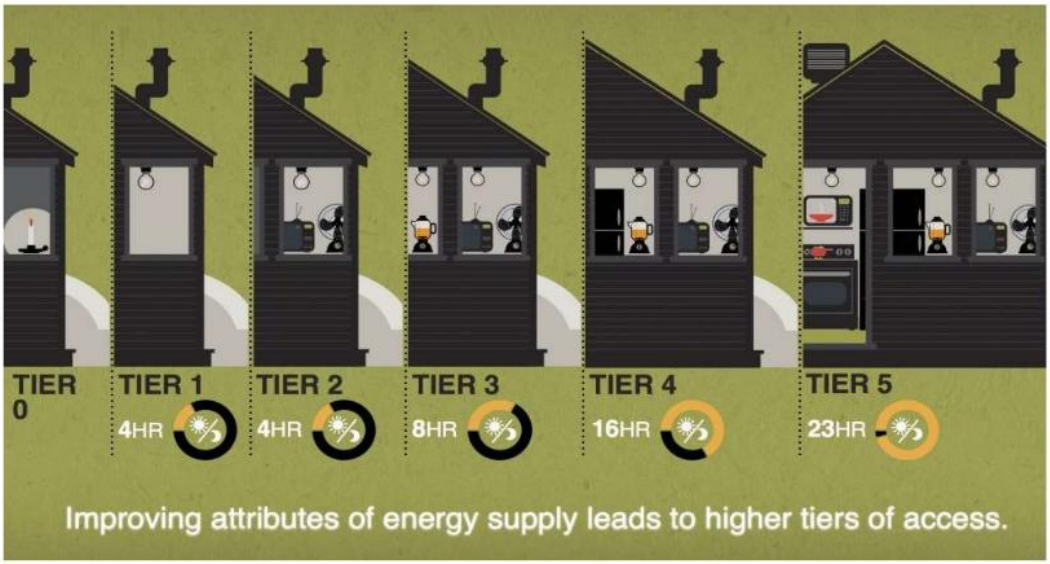


Figura 2.3: Representación gráfica de los 5 niveles (tiers) de acceso a la electricidad. Fuente: Köhler et al. 2019, citando a Lighting Africa, 2016



Figura 2.4: Porcentaje de la población que accede a la energía eléctrica. Datos de 2023. Fuente: IEA et al. 2025

El acceso a la electricidad, a nivel global, se ha incrementado desde 2010 de forma importante, pero se mantienen grandes disparidades regionales en el mundo (IEA et al. 2023) como puede observarse en la figura 2.4.

Cabe señalar que, dada la incertidumbre de la figura, aparecen como con 100 % electrificados países que en realidad no lo son, aunque sí tienen un muy elevado grado de electrificación, como por ejemplo Argentina, Brasil, Paraguay, Chile y el propio Uruguay.

Entre 2009 y 2022, más de 480 millones de personas pudieron acceder a la electricidad en el mundo, lo cual significó que la tasa de electrificación pasara de 83 % a 91 % para ese período (IEA et al. 2024 acceso 14/10/2024).

El número de personas sin electricidad se redujo a nivel mundial, de cerca de 1.200 millones a 685 millones (IEA et al. 2024) en ese período, como se muestra en la figura 2.5. No obstante, la evolución ha sido muy desigual, observándose una disminución muy significativa en Asia del Este y Sureste, mientras que en África Subsahariana la situación no presenta mejoras. En las secciones siguientes se comenta más detalladamente por regiones. En la figura 2.5 también se observa que, luego de muchas décadas de una sostenida disminución de la población sin acceso a la electricidad, en 2022 aumentó la cantidad de personas sin acceso a la electricidad, ascendiendo de 675 a 760 millones (IEA et al. 2023).

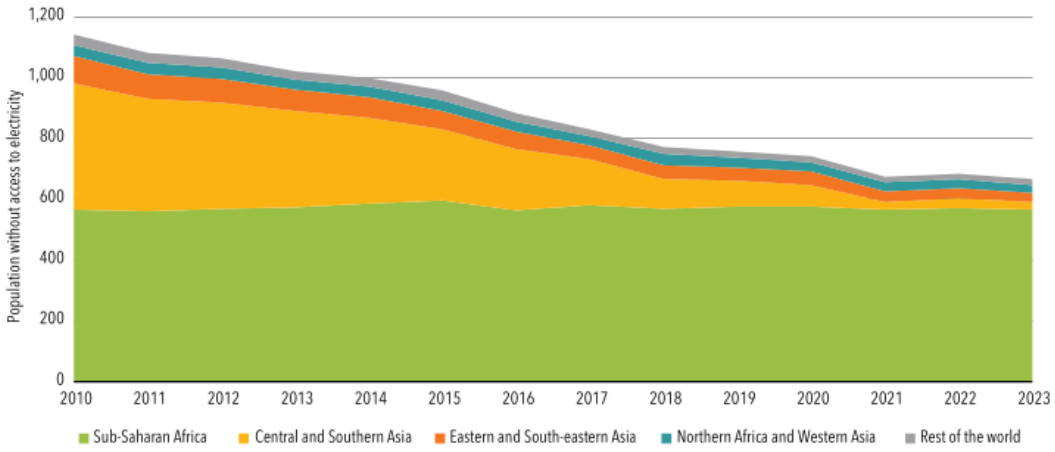
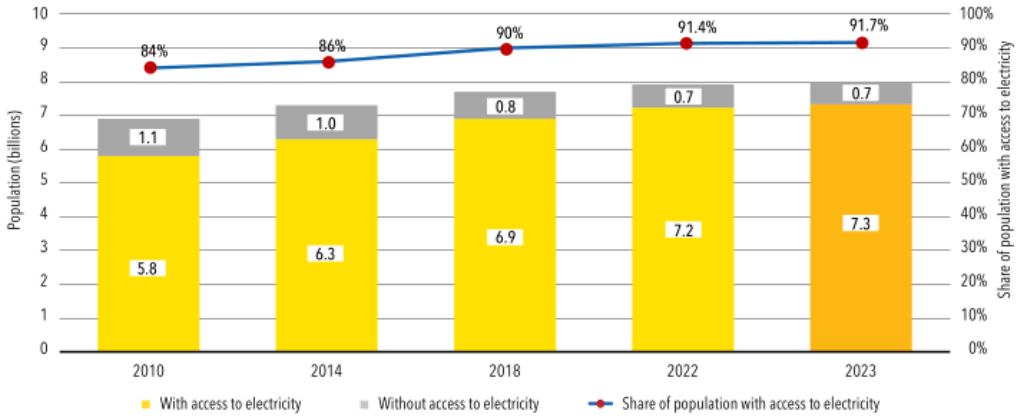


Figura 2.5: Evolución de la cantidad de personas que no acceden a la electricidad. Fuente: IEA et al. 2025

En cuanto a la tasa de electrificación mundial, se ha observado un enlentecimiento en el período 2018-2020 (Figura 2.6) (IEA et al. 2023).

Entre los años 2010 y 2018, hubo 130 millones de personas, en promedio

anual, que accedieron a la electricidad, correspondiendo a una tasa promedio anual de 0,8 %. Esa tasa cayó a 0,6 % para el período 2019-2021, resultando que el incremento anual promedio del acceso a la electricidad bajara a menos de 100 millones de personas entre esos años (IEA et al. 2023).



Source: World Bank 2025.

Figura 2.6: Acceso a la electricidad en el mundo- Evolución 2010-2023. Fuente: Tracking SDG 7, The Energy Progress Report 2025, IEA et al. 2025

Según IEA, el referido incremento en la cantidad de personas sin acceso a la electricidad observado en 2022 constituye la primera vez que se incrementa ese indicador desde que la agencia comenzó a realizar su seguimiento, más de 20 años atrás. Dicho incremento se dió, mayoritariamente, en África Subsahariana, donde el retroceso llevaría a cerca del pico del año 2013 (de personas sin acceso a la electricidad); en esa región viven 4 de cada 5 personas sin electricidad.

La pandemia del Covid-19, la inflación mundial y la crisis energética consecuencia de la invasión de Rusia a Ucrania, con un contexto macroeconómico consecuentemente desafiante, serían la explicación de ese retroceso (Banco Mundial, IEA et al. 2023).

Se espera que, con la estabilización de esos factores, se retome el ritmo de electrificación (IEA et al. 2023). De hecho, según IEA et al. 2025, los datos para 2023 muestran que se está retornando a la senda de progreso en la electrificación. La cantidad de personas sin acceso a la electricidad volvió a bajar, 19 millones de personas menos que en el año 2022 (IEA et al. 2025). Como se observa en la Figura 2.6, a nivel global, los progresos en la electrificación vienen siendo superiores al aumento de población, resultando en los incrementos relatados. Esto no se verificó en algunos países de África Subsahariana, en donde

el crecimiento de la población superó al número de personas electrificadas. El 85 % de los 530 millones de habitantes rurales del mundo, sin acceso en 2023, están en esa región; en 2010, el déficit en ese acceso en esa región representaba el 50 % del déficit global (IEA et al. 2025). Así también, el desarrollo urbanístico en la región viene acompañado de población en asentamientos informales (más de la mitad de la población urbana de África Subsahariana vive en esas condiciones), para quienes el acceso a electricidad de calidad es mucho menor que en otras áreas urbanas (IEA et al. 2023, pág.42); (UN, 2022).

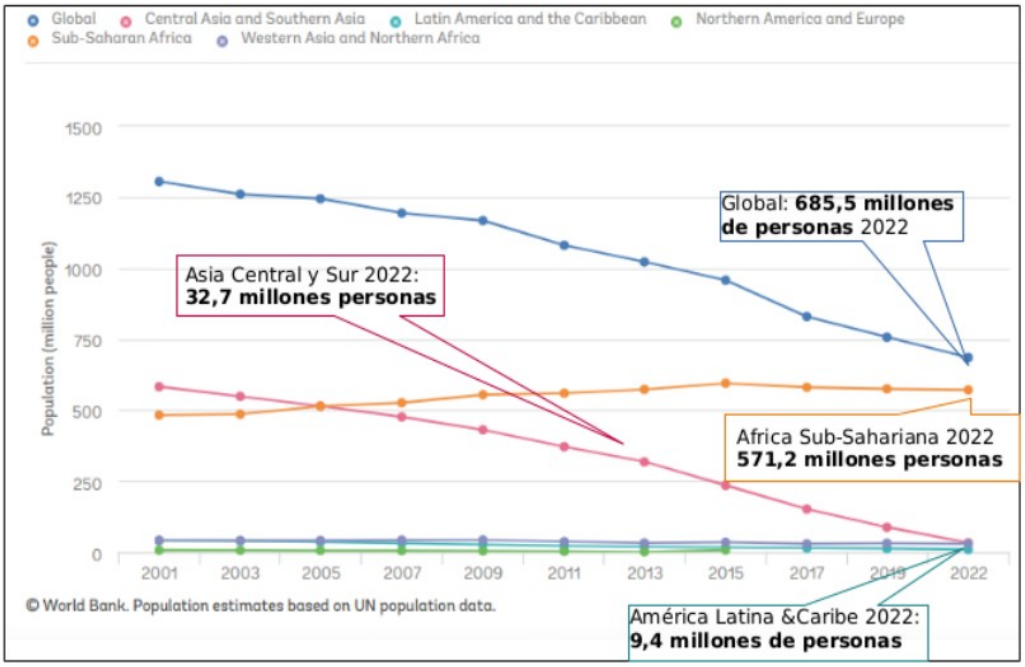


Figura 2.7: Evolución de la población sin acceso a la electricidad, por región del mundo. Fuente: IEA et al. 2024

Cuando se analiza la evolución de la electrificación en las zonas rurales (Figura 2.7), las disparidades entre regiones resultan notorias e incluso, en algunos casos, alarmantes, como la evolución en África Subsahariana. Cada vez se vuelve más complejo y difícil alcanzar a la población no electrificada, pues la que falta es más pobre y alejada (IEA et al. 2023).

Las perspectivas no son prometedoras en aquellos países en que no hay instituciones encargadas de trabajar por el acceso (IEA et al. 2023).

Para lograr la meta de acceso universal en el 2030 (Organización Naciones Unidas, 2015a), se necesita aumentar significativamente los esfuerzos, escalando las inversiones y las políticas de apoyo. Se necesitaría que la tasa anual de

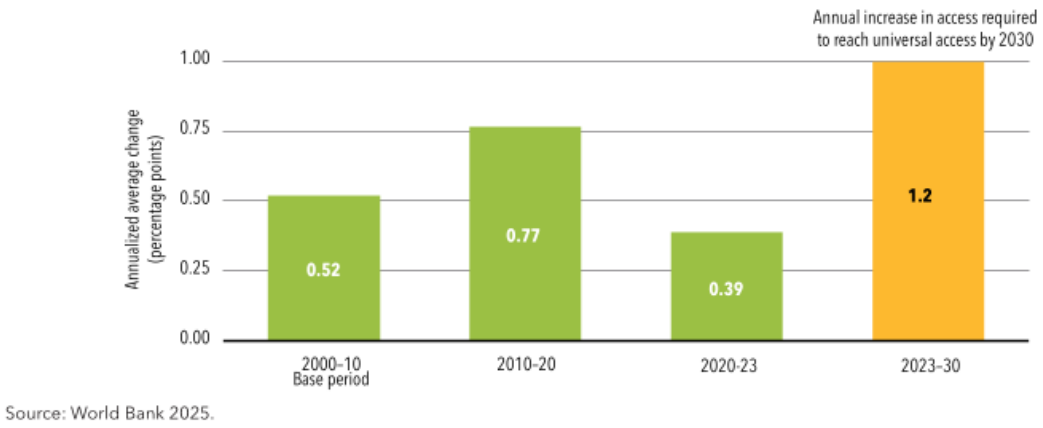


Figura 2.8: Incremento anual promedio del acceso a la electricidad años 2000-23 y tasa requerida para alcanzar el acceso universal en 2030. Fuente: Banco Mundial, 2025 citado por IEA et al. 2025

crecimiento del acceso a la electricidad sea 1.2 %, desde 2023 en adelante, como se ilustra en la figura 2.8 (IEA et al. 2024).

En ese contexto tan desafiante, en el escenario de "Políticas Establecidas" (Stated Policies Scenario), se proyecta que en el año 2030 la tasa de acceso a la electricidad sería del 92 %, manteniendo a 660 millones de personas sin servicio de electricidad, 85 % de ellas viviendo en África Subsahariana (IEA et al. 2024).

2.3.2. Electrificación Rural en América Latina

La tasa de acceso a la energía eléctrica en Latinoamérica es alta. En 2021 alcanza a 97,56 %, siendo que América del Sur tiene 98,89 % y América Central 92,53 %, registrando la región del Caribe 83,50 % (SieLAC,OLADE, 2024). En la figura 2.9 se observa la evolución de la tasa de electrificación desagregada por región y en la figura 2.10 por país.

Así mismo, aún hay más de 16 millones de personas que no tienen electricidad (IEA, 2020). Ese dato muestra una mejora significativa, pues en el año 2000 la población sin acceso era de 58.6 millones de habitantes.

Pero existen importantes diferencias en el continente. En Haití, la tasa de cobertura eléctrica en el 2021 fue de 46,93 % (80,57 % urbana, y apenas 2,20 % la tasa rural) (SieLAC,OLADE, 2024), contabilizando 6,1 millones de habitantes sin acceso a la electricidad, cantidad superior a la del año 2000, en que eran 5,6 millones de habitantes. La situación de Haití tiene múltiples

causas, entre las que se pueden destacar los eventos naturales extremos, como el terremoto del año 2010 y diversos huracanes (Gustav y Sandy, 2008 y 2012 respectivamente), así como el aumento significativo de población, con gran porción en áreas rurales y de extrema pobreza (Coviello y Ruchansky, 2017).

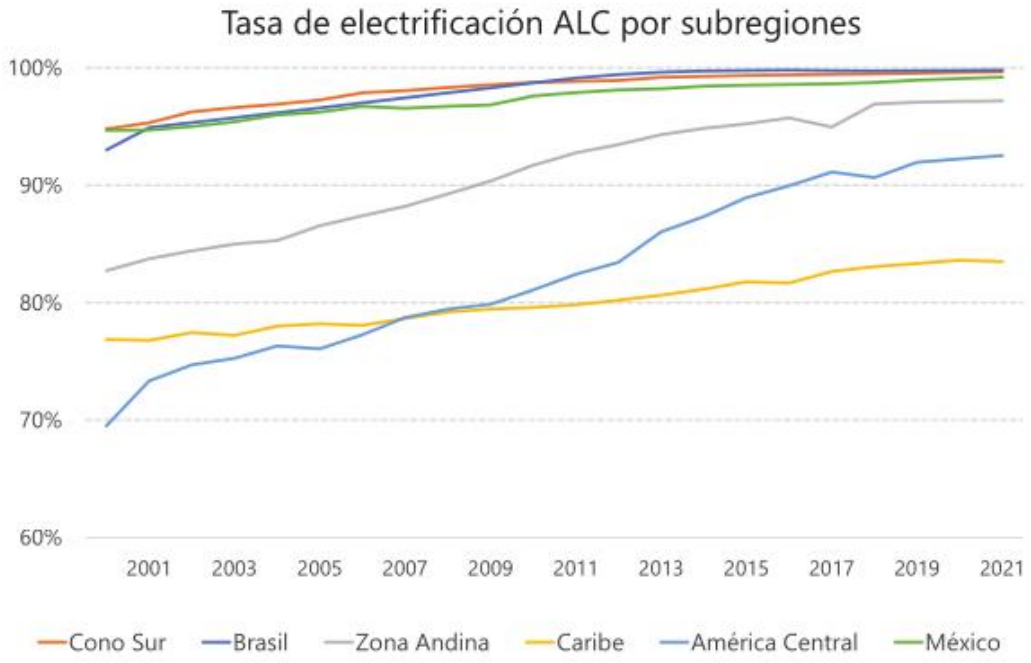


Figura 2.9: Evolución Tasa Electrificación en América Latina y Caribe por regiones. Fuente: Panorama Energético LAC 2022 (pág. 67) – OLADE, 2022

Las figuras 2.9 y 2.10 muestran lo comentado anteriormente, que la tasa de acceso a la energía eléctrica evolucionó de forma distinta en las distintas regiones y países de América Latina y el Caribe. Algunos países alcanzaron más del 95 % hace más de cinco años y en los años más recientes el crecimiento es marginal, ya que están próximos al 100 %. En este grupo se encuentran nueve países, entre ellos, Uruguay. Otros países presentan actualmente una alta tasa de crecimiento de ese índice; es esperable que mantengan ese comportamiento y que en pocos años superen el 95 %. Para otros, en cambio, el crecimiento observado en los últimos años es lento y superar un índice del 95 % requerirá más tiempo. En la figura 2.11, extraída de la figura 2.10, pueden observarse algunos casos en particular.

En base a los datos disponibles en el Sistema de Información Económica Energética (SieLAC) (OLADE, 2024), se observa por separado la trayectoria

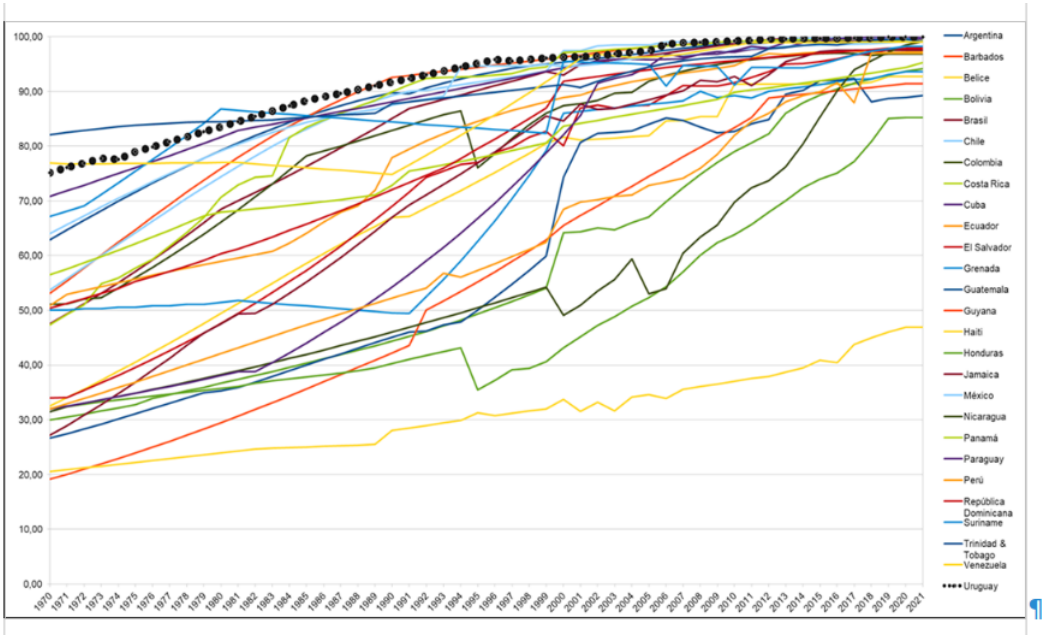


Figura 2.10: Evolución de la Tasa de Electrificación en América Latina y Caribe entre 1970 -2021. Fuente: Elaboración propia en base a datos de SieLAC OLADE, 2024

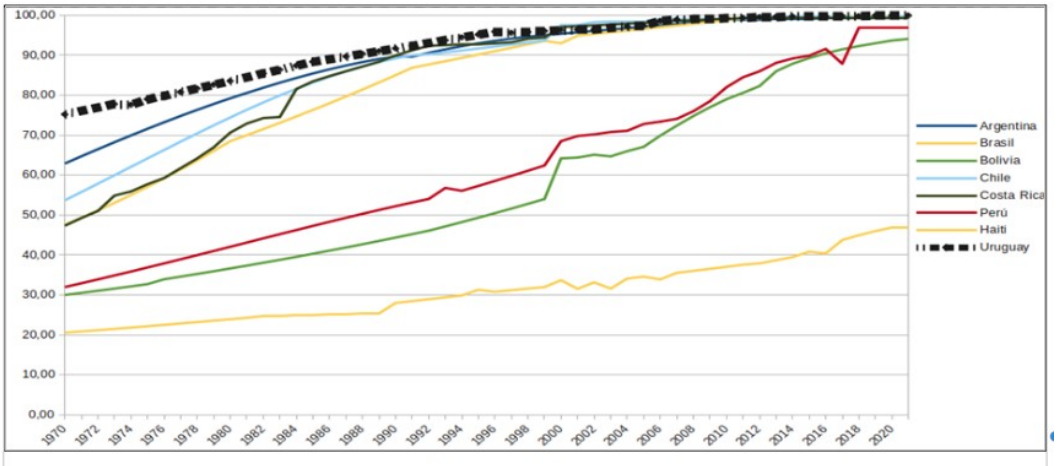


Figura 2.11: Evolución de la tasa de electrificación en países seleccionados de América Latina. Fuente: SieLAC, OLADE, 2024

de algunos países latinoamericanos que se consideran significativos: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Perú y Uruguay. En el gráfico de la Figura 2.11 se mantuvo a Haití para ponerlo en contexto. En el año 2002, Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica y Uruguay superaron la tasa del 95 % de electrificación. Perú pudo superarlo en 2018.

En la Tabla 2.1 se presenta la información correspondiente a la tasa de electrificación del año 2021, de esos países latinoamericanos, extraída de SieLAC OLADE, 2024.

País	Tasa de Electrificación Total (%)	Tasa de Electrificación Rural (%)	Población Urbana Sin Acceso a Electricidad (personas)	Población Rural Sin Acceso a Electricidad (personas)
Argentina	99,64		164.910	
Bolivia	94,1	81,5	66.640	649.670
Brasil	99,81	98,44	9.880	447.510
Chile	99,7	97,7	0	55.140
Costa Rica	99,42	97,91	8.560	20.040
Perú	97	84,2		1.133.220

Tabla 2.1: Tasa de electrificación y población (urbana y rural) sin acceso a la electricidad. Fuente: SieLAC,OLADE, 2024

Se incluyen los datos de cantidad de personas sin acceso a la electricidad, pues explicitarlo aporta a la comprensión del significado de cada punto porcentual. Es llamativo que no se dispone de la información de la tasa de electrificación rural en Argentina; no hay una explicación de por qué. Tampoco se dispone de la cantidad de personas de áreas urbanas de Perú que no tienen acceso a una conexión eléctrica.

En las siguientes figuras, 2.12 a 2.16, se muestra la información disponible sobre la evolución de la tasa de electrificación en los países seleccionados para el extracto.

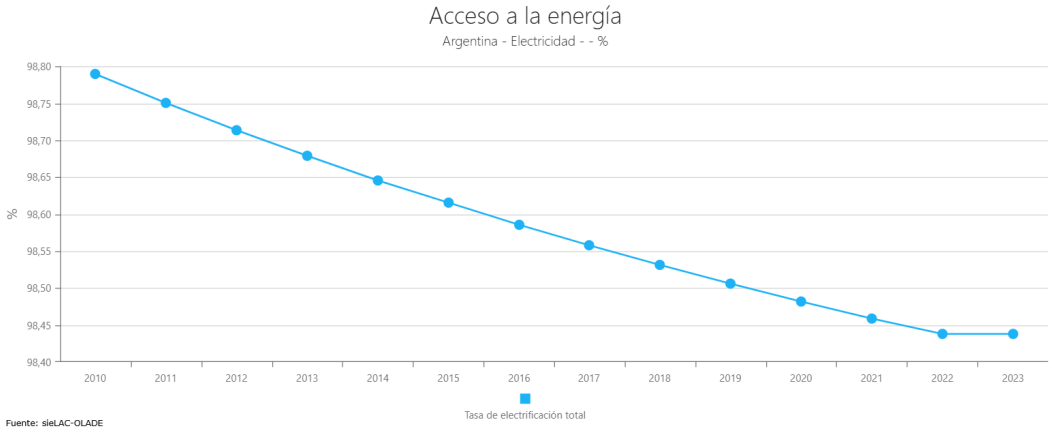


Figura 2.12: Evolución de la tasa de electrificación en Argentina 2010-2023. Fuente: SieLAC, OLADE, 2024

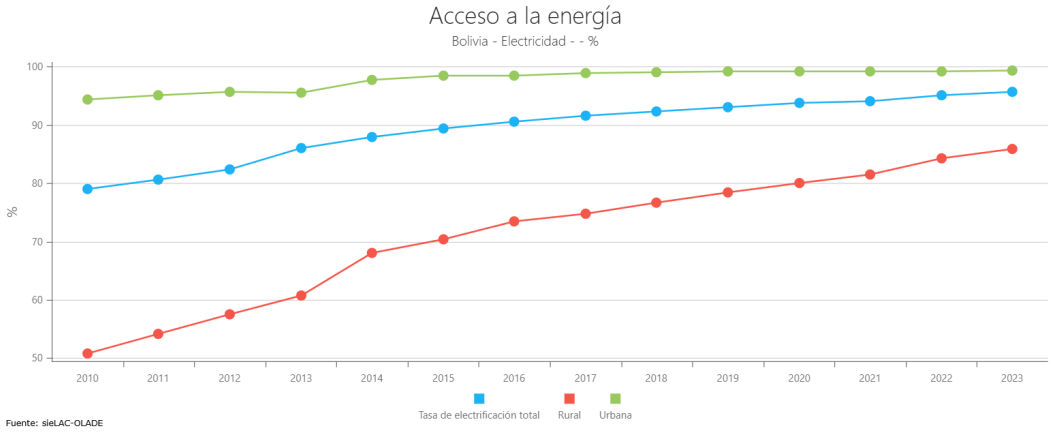


Figura 2.13: Evolución de la tasa de electrificación en Bolivia 2010-2023. Fuente: SieLAC,OLADE, 2024

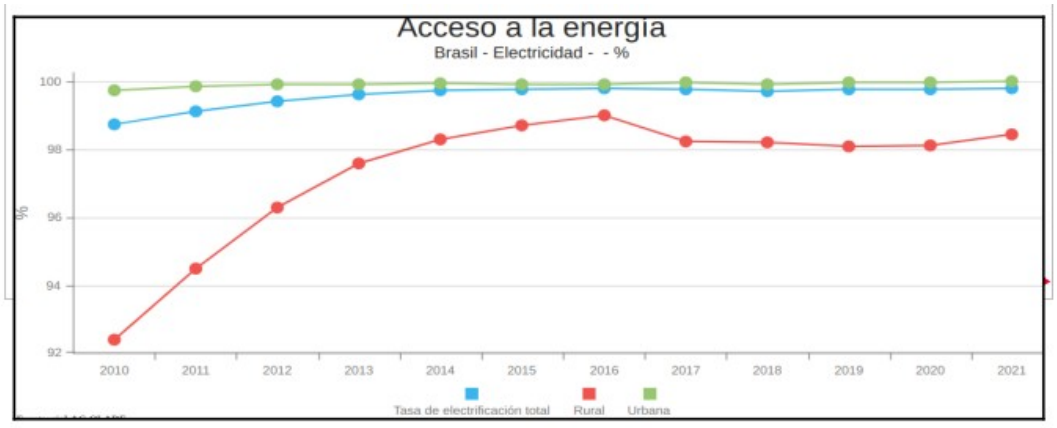


Figura 2.14: Evolución de la tasa de electrificación en Brasil 2010-2021. Fuente: SieLAC, OLADE, 2024

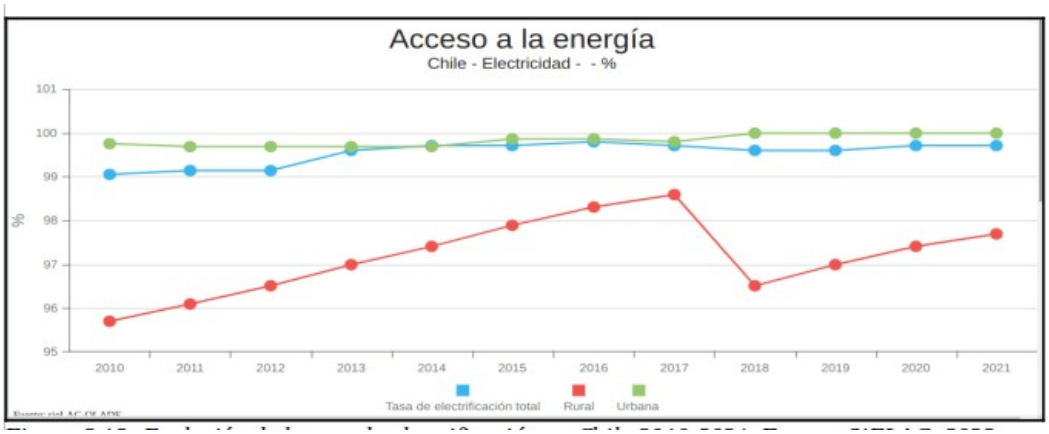


Figura 2.15: Evolución de la tasa de electrificación en Chile 2010-2021. Fuente: SieLAC, OLADE, 2024

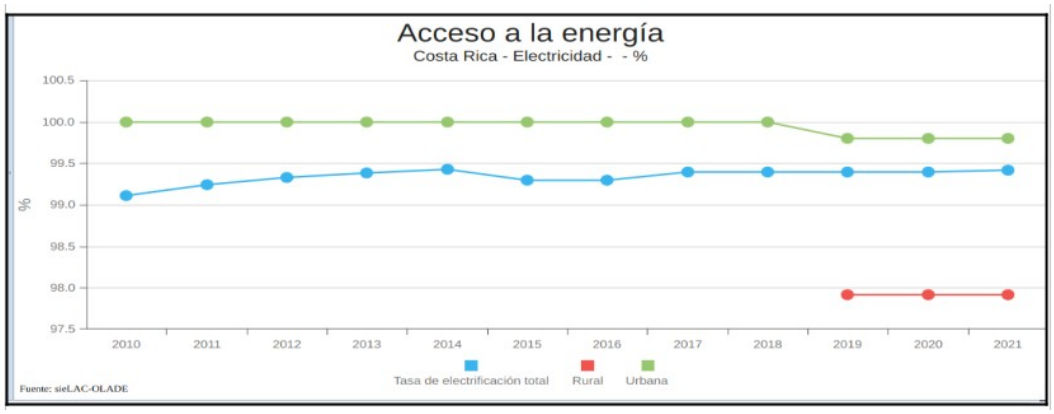


Figura 2.16: Evolución de la tasa de electrificación en Costa Rica 2010-2021. Fuente: SieLAC, OLADE, 2024

Si bien existe población urbana o suburbana que por carencia económica -u otros factores socio-culturales- no accede a una conexión a las redes del sistema nacional aunque existen redes en su zona, o si se conectan lo hacen en forma clandestina, con los riesgos que ello implica, se puede decir que el problema de acceso universal a la energía eléctrica en Latinoamérica es un problema de electrificación de las comunidades rurales aisladas: lo que falta por electrificar son comunidades rurales, con población dispersa, en general de bajos recursos económicos (Coviello y Ruchansky, 2017). América Latina y Caribe exhiben la menor brecha en el acceso a la electricidad entre medio urbano y rural, con 10,4 %, mientras África presenta una brecha de 48,7 % (Iorio y Sanin, 2019, citando a Coviello y Ruchansky, 2017).

Costa Rica. Con un territorio de 51.800 km^2, Costa Rica tiene una po-

blación de 5.044.197 habitantes y 17,96 % de población rural (INEC, 2022), porcentaje que ha venido descendiendo (42,74 % en 1998; 27,13 % en 2011) (OLADE, 2024), con regiones de población indígena. Su relieve es accidentado, tiene numerosas Reservas Naturales (Parques), bosques tropicales, selvas y volcanes. Esa combinación presenta obstáculos a la extensión de redes eléctricas. En el año 1949 se creó el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con mandato de "Dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación cuando ella exista. Y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico" (Artículo 2. Decreto Ley Nº449 del 8 de abril de 1949).

Existen actualmente otras empresas que prestan el servicio público de electricidad, pero continúa siendo el ICE la empresa con mayor área de actuación y mayor población atendida (ARESEP, 2025, ADELAP, 2025).

Se ha identificado que "el mercado potencial de usuarios para los sistemas de energías renovables se encuentra en zonas ICE" (Fajardo y Rodríguez, 2011) El Programa de Electrificación Nacional con Energía Renovable en Áreas No Cubiertas por la Red, formulado para enfrentar la problemática del país en materia de electrificación rural hacia el año 2000, tuvo su origen en el Plan Nacional de Desarrollo de Costa Rica de 1998. Los consecutivos Planes Nacionales de Energía han establecido metas para lograr la universalización. En el Plan Nacional de Desarrollo 2015 - 2018, se establecen metas anuales, de modo a tener instalados en el 2018, 1000 sistemas autónomos fotovoltaicos (MIDEPLAN, 2019).

Brasil. Las características geográficas y poblacionales de Brasil (tiene zonas con baja densidad de población, alejadas de centros urbanos, la selva amazónica, entre otras) han generado dificultades para que la extensión de redes eléctricas alcance a toda la población del país. En el año 2003 se instituyó el Programa Nacional para la Universalización del Acceso y Uso de la Energía Eléctrica - "Programa Luz para Todos" (ARIAE, 2021, capítulo 11.3). Tuvo como antecedente el Programa "Luz no Campo" del año 2000, que en junio de 2002 alcanzó conectar a 419.000 consumidores (42 % de su objetivo). En mayo de 2009 el "Programa Luz para Todos" logró 2 millones de conexiones; en diciembre de 2018 alcanzó a 3,5 millones de familias.

En el año 2023 se relanzó el "Programa Luz para Todos" con innovaciones que procuran recoger las lecciones aprendidas y contemplar desafíos, con

particular foco en la población residente en regiones remotas de la Amazonia Legal, que no dispone de servicio público de distribución de energía eléctrica. Se prioriza la utilización de fuentes de energía limpias y renovables (ANEEL, 2024).

En todas sus versiones, ese programa ha incluido la extensión de redes y también mecanismos para suministrar energía eléctrica en comunidades de baja densidad de población y distantes de las redes de distribución de electricidad existentes. En las primeras fases, la expansión de la red se dio de manera relativamente acelerada y un número significativo de hogares se benefició de la misma. Sin embargo, a medida que la red alcanza sus límites físicos y económicos, la extensión de esta se vuelve inviable. Este es el caso de las áreas remotas del Amazonas, que se encuadran en los desafíos de electrificar la "última milla" (Iorio y Sanin, 2019 citando a Gómez y Silveira, 2015).

Para las regiones remotas se prevén microsistemas de generación y distribución de energía eléctrica (MIGD) aislados y sistemas individuales de generación de energía eléctrica de fuentes intermitentes (SIGFI), que aseguran al menos 45 kWh de disponibilidad mensual al usuario; se entiende que esa energía permite atender necesidades básicas de iluminación, comunicación y refrigeración.

En noviembre de 2023 se conmemoraron 20 años del Programa. El Ministerio de Minas y Energía del Brasil, institución responsable del mismo, informa en su página web que hasta el presente el Programa ha permitido electrificar a 3,6 millones de domicilios, beneficiando a 17,2 millones de personas. También informa que la mayoría ha sido por extensión de redes. La aplicación de ese plan durante todos estos años ha permitido extraer conclusiones que realimentan las nuevas acciones (Ministerio Minas e Energia, Brasil, 2024).

ANEEL, en ARIAE, 2021, plantea que algunas medidas han sido esenciales para el éxito del programa: financiamiento a través de un mecanismo de subsidio cruzado con la Cuenta de Desarrollo de Energía (CDE), que está presente en las facturas de todos los consumidores de energía eléctrica en Brasil; el acceso gratuito al público objetivo; se les realiza la instalación interna de la residencia en forma gratuita; el mantenimiento de esas redes queda bajo la obligación de la empresa distribuidora local, controlado por el regulador; tarifas bonificadas, según franjas de consumo de energía (Tarifa de Bajos Ingresos).

Perú. Las características geográficas y demográficas del Perú —que incluyen costa, región de cordillera de los Andes y selva amazónica— dificultan la expansión de un sistema eléctrico interconectado. La población rural se distri-

buye en localidades aisladas o viviendas dispersas, con acceso limitado debido a la geografía y a la escasa infraestructura vial. Además, estas comunidades enfrentan altos niveles de pobreza y carecen de servicios básicos como salud, educación y saneamiento. Estas condiciones reducen la rentabilidad de los proyectos de electrificación, lo que desincentiva la inversión privada y hace necesaria la intervención del Estado (DGER, 2023). A lo largo de las últimas décadas, la legislación eléctrica en el Perú ha transitado desde un modelo centralizado y estatal, con la constitución del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) con un rol rector y regulador, y la actividad empresarial del Estado ejercida a través de Electro Perú, hacia un esquema descentralizado, que declara promover la eficiencia, la participación privada y un rol subsidiario del Estado, especialmente en zonas rurales. En 1982 el sector eléctrico fue descentralizado parcialmente mediante la creación de empresas regionales de Distribución, mientras que la planificación se mantuvo a nivel central. Dentro de Electro Perú se estableció un área específica dedicada a la electrificación rural, desde la cual se impulsaron planes concretos para ampliar el servicio en zonas alejadas. Como referencia del avance en ese período, el grado de electrificación nacional pasó del 40 % en 1982 al 54.9 % en 1992. Las reformas de los años noventa introdujeron un modelo basado en concesiones, separando las actividades de Generación, Transmisión y Distribución. En 2002, se marca un nuevo hito con la creación del Fondo de Electrificación Rural (FER) y el establecimiento de un marco legal específico que prioriza el uso de fuentes renovables (hidráulica, solar, eólica, geotérmica y biomasa), reforzando el rol del Estado en zonas no rentables. Este enfoque se fortalece con la Ley General de Electrificación Rural (2006), que orienta la política hacia la inclusión social y el acceso universal al servicio eléctrico, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, y establece la obligación de formular un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) con componentes de mediano (3 años) y largo plazo (10 años). A partir de 2007, se consolida la institucionalidad del sector con la creación de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), dentro del MINEM (anteriormente, MEM), como encargada de ejecutar el PNER e implementar mecanismos como los fondos concursables. En 2013 se aprueba un reglamento para promover la inversión en Áreas No Conectadas a Red, impulsando soluciones con energías renovables para mejorar el acceso al servicio en zonas rurales dispersas y de difícil acceso. En 2015 se introducen ajustes normativos para ampliar efectivamente la frontera eléctrica, procurando garantizar calidad, seguridad y sostenibilidad

para las poblaciones menos favorecidas (DGER, 2023). Actualmente, la reglamentación establece la responsabilidad de la DGER en la ejecución del PNER, trabajando coordinadamente con los gobiernos regionales y locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica, de electrificación rural y demás entidades y programas del Gobierno Nacional que se relacionen con la ejecución de obras de electrificación rural y su administración, operación o mantenimiento (DGER, 2023). Se aplican diversas tecnologías, según las condiciones geográficas y demográficas. La opción prioritaria es la extensión de redes desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o desde los Sistemas Aislados (SSAA), a partir de los cuales se desarrollan los Sistemas Eléctricos Rurales (SER). Cuando esa conexión no es viable técnica o económicamente, se recurre como segunda alternativa a sistemas fotovoltaicos, tanto domiciliarios como comunitarios, especialmente en zonas con buen potencial solar, como la sierra y la selva. La tercera alternativa tecnológica es la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), con sus sistemas eléctricos asociados, utilizadas principalmente en regiones andinas con disponibilidad de recursos hídricos. Estas pueden complementarse, de forma temporal o en emergencias, con pequeños grupos electrógenos. Como cuarta alternativa, se considera la energía eólica, aplicable en valles intermedios y zonas cercanas al litoral. En casos específicos, se implementan también microturbinas hidráulicas y sistemas picosolares para cubrir necesidades básicas de iluminación y comunicaciones. Dentro de las políticas de la Electrificación Rural, definidas en el PNER, se establece la promoción de usos productivos de la electricidad mediante la capacitación de los usuarios rurales (DGER, 2023).

El financiamiento de los proyectos de electrificación rural en el Perú, según la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, proviene de una combinación de recursos públicos, privados. Entre las principales fuentes se incluyen: transferencias del sector público; financiamiento externo; sanciones impuestas por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) a concesionarias eléctricas; un porcentaje de los ingresos por privatización de empresas del sector; el 4 % de las utilidades de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución; aportes, asignaciones y donaciones; y recursos obtenidos mediante convenios. Asimismo, se incluyen aportes de los usuarios equivalentes a 2/1000 de una UIT[1] por cada MWh facturado, de los

[1]Unidad Impositiva Tributaria: valor que establece el Estado como referencia económica estándar para calcular impuestos, multas, tasas y otros aspectos tributarios o administrativos

cuales el 50 % se destina a compensar costos en sistemas aislados. También se consideran excedentes de la Dirección General de Electricidad (DGE) y otros recursos que puedan ser asignados por ley.

Para la operación y mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), que son financiados por el MEM a través de la DGER, se transfieren los activos a ADINELSA (Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.), o excepcionalmente, a las otras empresas de Distribución de energía (EDEs) bajo el ámbito del FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad del Estado), que son empresas especializadas en la administración de los sistemas eléctricos rurales (DGER, 2023). ADINELSA está presente en 22 regiones del país, administrando el servicio eléctrico por redes, en sistemas interconectados y aislados, y también sistemas fotovoltaicos domiciliarios (ADINELSA, 2003).

2.3.3. Acceso a la electricidad en el resto del mundo

2.3.3.1. El mundo desarrollado

En países desarrollados, los indicadores registrados por el Banco Mundial muestran que la población rural accede a la electricidad en su totalidad (100 %). Las figuras 2.17 y 2.18 son tomadas de la publicación web del Banco Mundial (Banco Mundial et al. 2023, recogiendo la evolución de la tasa de acceso a la electricidad en el medio rural, desde el año 1990 al 2021, para los países de la zona euro y los que integran la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), respectivamente. Cabe tener presente que la OCDE está constituida por 38 países, que incluyen países de Latinoamérica y de Asia.



Figura 2.17: Porcentaje de la población rural con acceso a electricidad en países de la zona Euro. Fuente:Banco Mundial et al. 2023



Figura 2.18: Porcentaje de la población rural con acceso a electricidad en países de OCDE. Fuente: Banco Mundial et al. 2023

Así mismo, problemas climáticos (como acumulación de nieve en algunos períodos del año) o aspectos geográficos (islas, regiones montañosas) determinan dificultades o costos muy elevados para la extensión de redes de los sistemas interconectados nacionales o regionales. En esas situaciones, algunos países utilizan sistemas autónomos para abastecer comunidades rurales alejadas. Se ejemplifica con el caso de Canadá, además del caso ya citado de Gran Bretaña (Thim et al. 2010 y los estudios para Grecia (Kaldellis et al. 2008 y Kaldellis, 2021), ya referidos.

Canadá tiene 19,3 % de su vasto territorio desocupado; 12 % de su población en localidades clasificadas como "moderadamente remotas", "más remotas" y "muy remotas" (Statistics Canada, 2022). De acuerdo a los registros del Banco Mundial, en Canadá la población dispone de acceso a la electricidad en el 100 %, desde hace varias décadas (Figura 2.19). Sin embargo, el acceso a la electricidad en las comunidades remotas continúa presentando aspectos

desafiantes en cuanto al uso de fuentes no contaminantes y a precios (pues no están conectadas a los sistemas de las grandes redes de la región) (Longo et al. 2019).

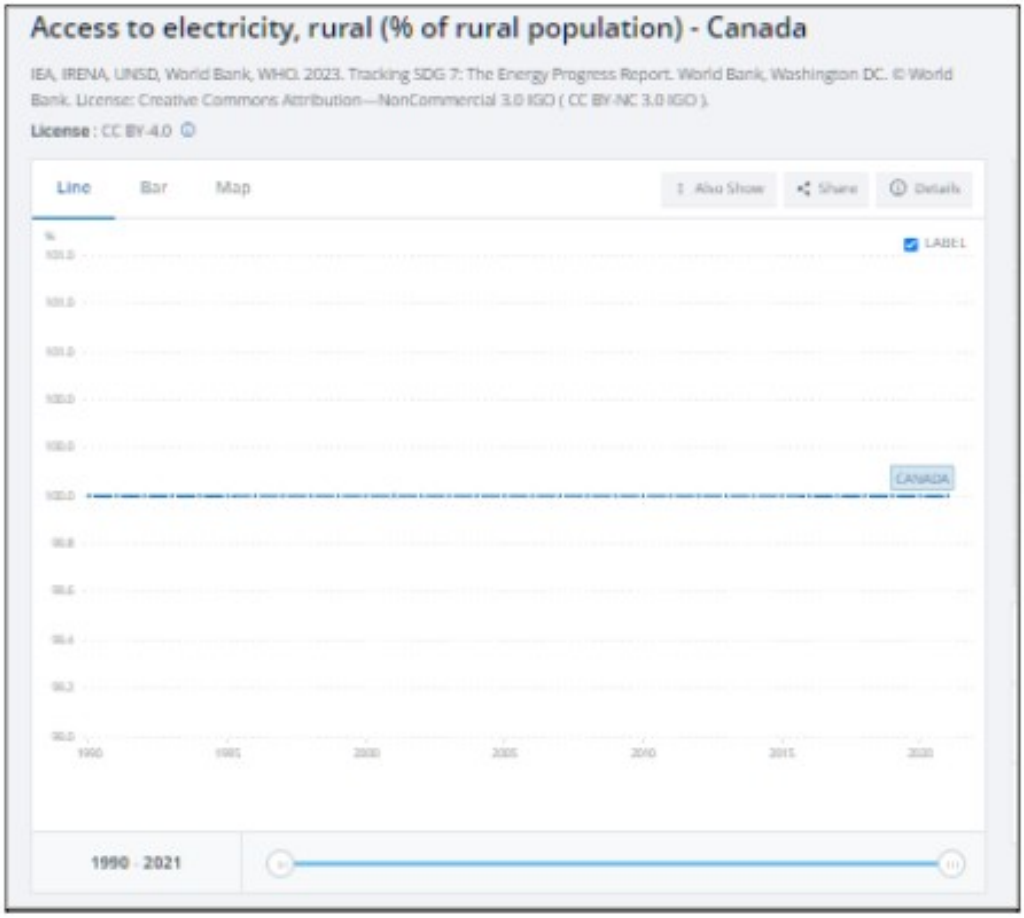


Figura 2.19: Porcentaje de la población rural con acceso a electricidad- Canadá. Fuente: Banco Mundial et al. 2023

2.3.3.2. África Subsahariana

De los veinte países con mayores déficits de acceso, dieciocho están en África Subsahariana, en donde vive el 85 % de la población que no accede a servicios de electricidad, según datos de 2023 (IEA et al. 2025). En esa región se encuentran países que sufren conflictos, violencia y fragilidad en muchas dimensiones, aspectos que limitan la capacidad de los gobiernos en implementar políticas de electrificación (IEA et al. 2025).

Nigeria tiene la mayor cantidad de personas sin servicio de electricidad, más de 88 millones, que al 2023 significa que apenas el 61,2 % de su población

accede a electricidad (Banco Mundial, 2025). Si se focaliza en población rural, la porción de población que dispone de electricidad en 2023 es solamente 32,9 % (Banco Mundial, 2025); la población total en Nigeria en 2023 alcanzaba a 227.882.945 personas (Banco Mundial, 2025).

En la República Democrática del Congo, en 2023, solamente el 22.1 % de la población accede a servicios de electricidad, significando que hay más de 82 millones de personas sin acceso (Banco Mundial, 2025). En Etiopía, en el año 2023 eran aproximadamente 57 millones de personas sin acceso a la electricidad Banco Mundial, 2025, que representan casi el 45 % de la población total para ese año (128.691.692 personas)(Banco Mundial, 2025).

En Etiopía y República Democrática del Congo, el crecimiento demográfico ha superado el avance en la electrificación. Por ejemplo, en Etiopía, el índice de acceso a la electricidad experimentó una leve mejoría en el 2022, de 54,2 % pasó a 55,4 %, manteniendo esa misma tasa en 2023 (Banco Mundial, 2025); sin embargo, el crecimiento de su población fue de 2,6 % en 2022 (IEA et al. 2024) y 2,64 % en 2023 (Banco Mundial, 2025. En Kenia, Ruanda y Uganda se observaron los mayores progresos en el acceso a la electricidad, con una tasa de más de 3,0 % entre el 2010 y 2023, ubicándolos entre el top 20 de países con mayor incremento en la tasa de acceso a la electricidad (IEA et al. 2025).

Capítulo 3

Electrificación Rural en Uruguay

Uruguay ha asumido el compromiso de alinear sus políticas públicas en torno al cumplimiento de los ODS, con el fin de avanzar en cada uno de ellos, considerando la Agenda 2030 de Naciones Unidas (Organización Naciones Unidas, 2015b) como una "hoja de ruta para el desarrollo sostenible" (Presidencia de la República del Uruguay, 2022). El cumplimiento de estos objetivos, definidos como una Política de Estado, está incorporado a la Política Energética y requiere el trabajo conjunto de todas las instituciones involucradas, transversalmente a nivel de todos los ministerios, entes autónomos y servicios descentralizados. Particularmente para el ODS 7, el MIEM es el organismo referente.

Nuestro país tiene características geográficas (relieve, hidrografía, clima) que no presentan barreras a la extensión de redes eléctricas del Sistema Interconectado Nacional ni de las de Distribución. De hecho, la electrificación del medio rural a través de la extensión de redes eléctricas ha sido un proceso sostenido en el tiempo, como se observa en la figura 3.1. Es así que Uruguay se ubica como el país más electrificado de la región.

La disparidad en el grado de electrificación entre las distintas zonas del país se observa vinculada, principalmente, a la densidad de población y a regiones con población de menores recursos económicos (Instituto de Economía, 1989). La figura 3.2 muestra un mapa de Uruguay con los segmentos censales coloreados según la densidad de población sin energía eléctrica, realizado en 2013 a partir de la información relevada en el Censo 2011; refleja que la observación realizada por el Instituto de Economía (Facultad de Ciencias Económicas y

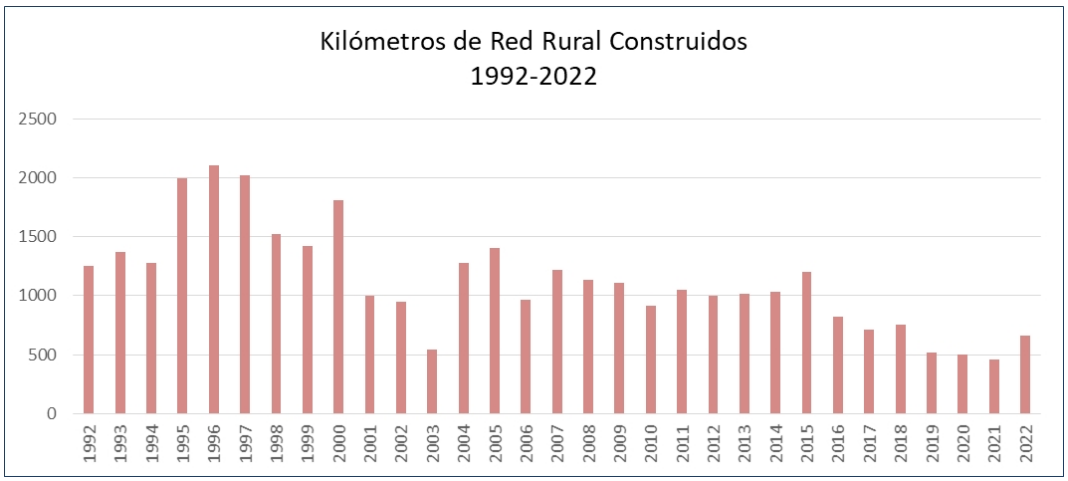


Figura 3.1: Cantidad anual de kilómetros de redes rurales construidos en el Uruguay, en el período 1992-2022. Fuente: sitio web de UTE UTE, 2023

Administración, UDELAR) en el año 1989 se mantiene en 2011.

Las características demográficas, en cuanto a distribución de la población en el territorio nacional, e incluso las características relevantes de la producción económica, no fueron estímulos a que las redes se extendieran con distribución uniforme. Uruguay se ha caracterizado por baja densidad de población, una distribución desigual de la población en el territorio y una marcada primacía urbana de la capital, rasgos persistentes a lo largo del tiempo (Pellegrini, 2003). La modalidad extensiva de la producción ganadera, que demandaba poca energía eléctrica y con poco requerimiento de mano de obra (Instituto de Economía, 1989), por tanto, sin estímulos a modificar la baja densidad de población, no mostró -durante mucho tiempo, particularmente en la primera mitad del S. XX- requerimientos apremiantes de servicio de energía eléctrica para el interior del país (García, 2018). Esto se evidenció especialmente en el norte del Río Negro.

Los planes de electrificación rural han sido una constante en las políticas gubernamentales, especialmente instrumentados a través de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y otros organismos del Estado. Diversos mecanismos de financiación, planes para la vivienda rural, planes con sectores productivos específicos (arroceros, por ejemplo), promovieron la extensión de redes (Dubrovsky y Ruchansky, 2010). Dubrovsky y Ruchansky, 2010 sostienen: “En Uruguay ha sido tradicional la existencia de políticas gubernamentales instrumentadas a través de UTE y otros organismos del Estado, que han fomentado la universalización del acceso a la energía

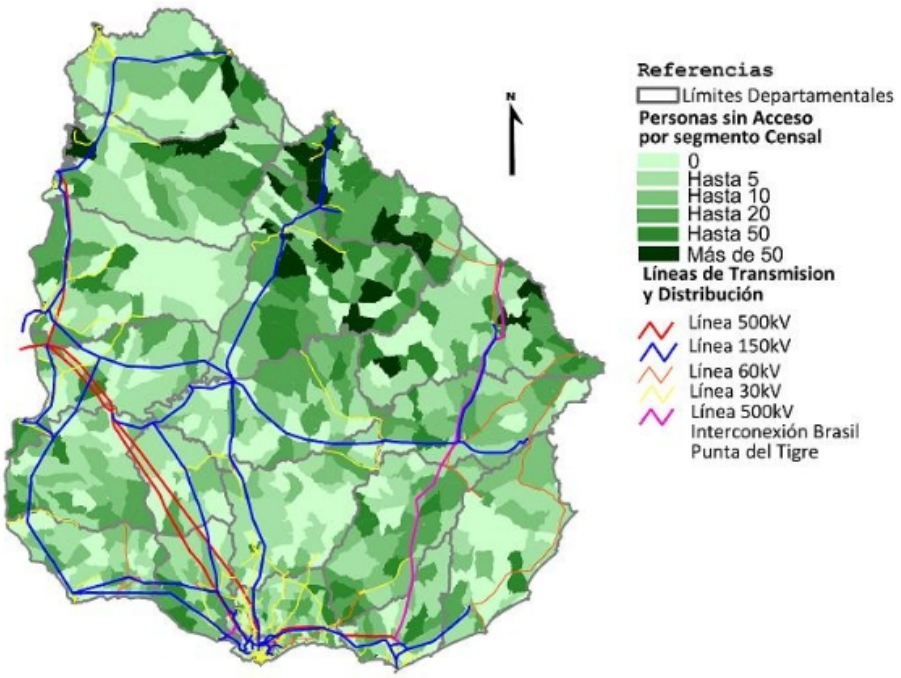


Figura 3.2: Mapa del Uruguay en base a densidad de población sin energía eléctrica y redes eléctricas disponibles. Fuente: Informe Facultad de Ciencias Sociales, Bottinelli et al. 2013

eléctrica, particularmente en el medio rural. Es así que a lo largo del tiempo se han implementado diversos mecanismos, con el objetivo de acercar las redes a los lugares más remotos y hacer más accesible su utilización. De esta forma se ha logrado extender el servicio a la mayoría de la población del medio rural, lo que no hubiera sido posible mediante la pura aplicación de mecanismos de mercado."

El marco institucional del sector eléctrico también puede considerarse propicio para ese desarrollo. La Ley Nacional de Electricidad, del 1º de setiembre de 1977, (Parlamento, 1977) establece en el artículo 15.1 que las tarifas del servicio de energía eléctrica solamente pueden diferenciarse por las modalidades de consumo de los suscriptores; lo cual implica que, para una misma modalidad (que se corresponde a una categoría tarifaria, caracterizada por curvas de carga representativas), las tarifas de energía eléctrica son las mismas en todo el territorio nacional. Resulta obvio que en las zonas rurales, de baja densidad de población, la distribución de electricidad tiene un costo por usuario mayor que en zonas de alta densidad de consumo (el retorno económico de las inversiones realizadas en las instalaciones se da por los pagos de los consumidores

vinculados a las mismas). Por tanto, tarifas unificadas para todo el territorio nacional, para una misma modalidad de consumo, implican que los costos totales se prorratean entre el consumo de energía y de potencia de todos los consumidores de esa categoría, independientemente de su ubicación geográfica. Los costos de los aspectos comerciales de la distribución (que pasan a cada tarifa como "cargo fijo"), se prorratean por consumidor de cada categoría.

En el año 2012 se firmó un Convenio Interinstitucional para la promoción de la Electrificación Rural, estableciéndose la Comisión Interinstitucional para la Electrificación Rural. Formaron parte de esta Comisión: Oficina de Planificación y Presupuesto (OPP), Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP), Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), Ministerio de Desarrollo Social (MIDES), Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Comisión Honoraria pro Erradicación de la Vivienda Rural Insalubre (MEVIR), Instituto Nacional de Colonización (INC) y Administración de Telecomunicaciones (ANTEL). Con esta iniciativa se buscó aunar y organizar los esfuerzos de las distintas instituciones con incumbencias en el ambiente rural, para avanzar en electrificar la población rural aún sin coberturas de redes de media tensión. En 2015 se reeditó la firma del mismo Convenio. Esta Comisión funcionó hasta enero del año 2020 (García, 2018). Durante el trabajo en dicha Comisión, se constató que avanzar hacia la electrificación total de la población rural implica un esfuerzo cada vez más costoso, tanto en términos económicos como en lo relativo al trabajo de las organizaciones con las comunidades, como se muestra en la tabla 3.1. La población objetivo se encuentra en zonas más alejadas de las redes del sistema eléctrico nacional; los agrupamientos que aún permanecen sin electrificar presentan menor densidad poblacional y, en general, condiciones socioeconómicas más desfavorables. Estas características —distancia, dispersión y vulnerabilidad— son similares a las que enfrenta la población rural del mundo subdesarrollado, y que, como ya se ha señalado, constituyen factores que condicionan el avance del grado de electrificación (IEA et al. 2023).

En este trabajo se procura mostrar que, al igual que a nivel mundial, en Uruguay los sistemas autónomos con energías renovables locales, con o sin respaldo de generación con fuentes fósiles, constituyen una alternativa social, técnica y económicamente conveniente para lograr el 100 % de acceso al servicio de electricidad de calidad.

3.1. Evolución del grado de electrificación rural en Uruguay

El indicador que mide el grado de electrificación de Uruguay se desarrolló en el área de Planificación, Estadística y Balance de la Dirección Nacional de Energía (DNE), del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), y es esa Área la que realiza su seguimiento. Se lo determina a partir de datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) (DNE, 2025). La serie disponible comienza en 1975, siendo que a partir de 2006 se cuenta con seguimiento anual. Para los años 1975, 1985, 1996 y 2011 se utilizan datos de los Censos de Población, Hogares y Viviendas, en los cuales se relevó la información relativa a hogares, que difiere del número de viviendas (en una misma vivienda puede haber más de un hogar). A partir de ello, los técnicos ajustan las estimaciones que se toman de la encuesta de hogares para que reflejen "viviendas", considerando el crecimiento de personas y hogares que provienen de las proyecciones de población. Para los años en que no hubo censos, se realizan estimaciones utilizando los microdatos de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) correspondiente. Esas encuestas incluyen la pregunta "*¿cuál es el medio principal utilizado para iluminar esta vivienda?*". A partir del año 2006, se incluyen como opciones de respuesta "grupos electrógenos propios" y "cargador de batería" (para sistemas solares o eólicos) (DNE, 2025). En el Anexo II se muestra la serie de datos disponible, que corresponden hasta el año 2023. Se observa que el año 2020 figura como "NE" (No Estimado), pues por la pandemia el INE no relevó la información en la ECH 2020.

Si se analiza el indicador desagregado por medio urbano y medio rural, para el período de 1975 a 2021, se observa una evolución más acentuada para la tasa de electrificación rural, que pasa de 25,1 % a 99,8 %, mientras que la tasa de electrificación urbana pasó de 89,0 % a 99,9 % para esos mismos años, lo cual es consistente con lo esperable. Se observa que en 2022 cae a 99,6 %, pero en 2023 se recupera a 99,9 %.

En la Figura 3.3 se muestran datos anuales, a partir de 2006; antes de esa fecha, los datos corresponden a lapsos de aproximadamente diez años. Se observa cierta desaceleración en la electrificación rural a partir de ese año. A partir del año 2013 comienzan a reflejarse los efectos del trabajo de la Comisión Interinstitucional para la Electrificación Rural, establecida a partir del año 2011, como ya fue mencionado. Considerando que la población rural sin cobertura

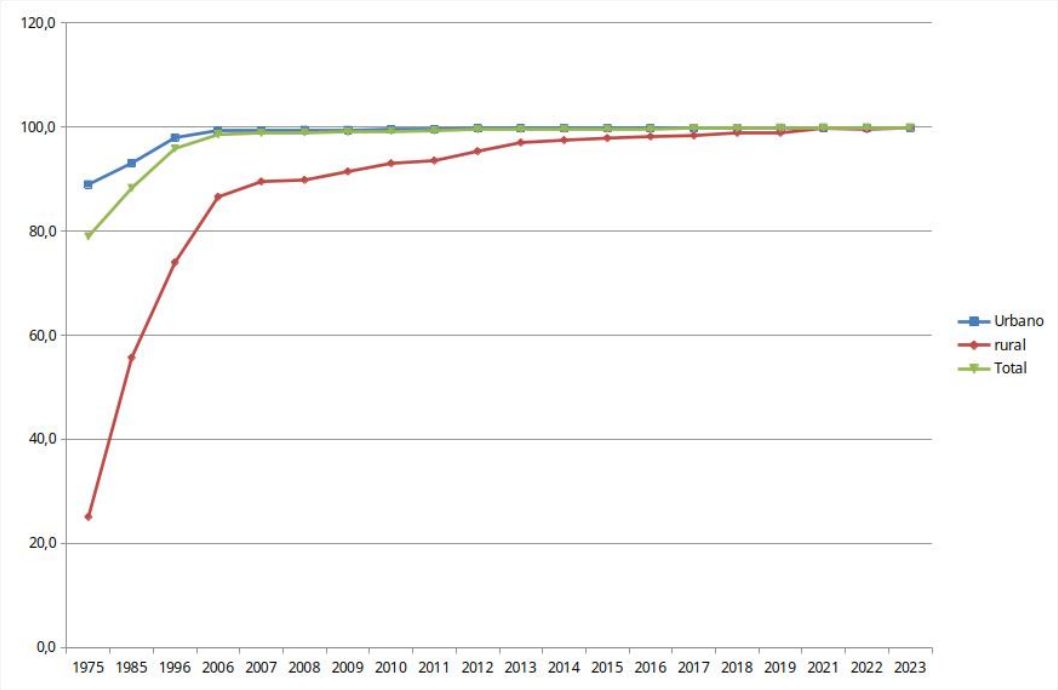


Figura 3.3: Tasa de Electrificación Uruguay 1975 – 2023. Fuente: BEN (Balance Energético Nacional/Indicadores/Tasa de Electrificación) -DNE, 2024

de redes de UTE generalmente es población de bajos recursos económicos, se otorgaron préstamos no reembolsables que cubrían aproximadamente el 40 % del costo de las obras (costo que corresponde a lo que las empresas constructoras cobraban). Esa medida buscó promover que los grupos de vecinos,que se organizaban para construir la red de media tensión necesaria, pudieran acceder a la conexión a UTE (García, 2018). Complementariamente, en la Figura 3.4 se muestra cómo disminuyen las viviendas ocupadas que no disponen de electricidad.

Al analizar la evolución a lo largo de los años se observa que, a medida que va aumentando la cobertura de redes, la variación de la tasa anual de electrificación va disminuyendo. Esto se explica porque lo que falta electrificar va resultando cada vez más difícil de lograr; naturalmente resta lo que presenta mayor dificultad (población más alejada y dispersa, con falta de recursos propios y mayor dificultad de acceso a las instituciones). Ello se constata en el desarrollo del trabajo que realizan las instituciones que tienen entre sus cometidos la promoción del acceso a la electricidad en condiciones de calidad, particularmente en el trabajo de la citada Comisión Interinstitucional.

En la Tabla 3.1 se muestra que, en el primer período de trabajo de la Co-

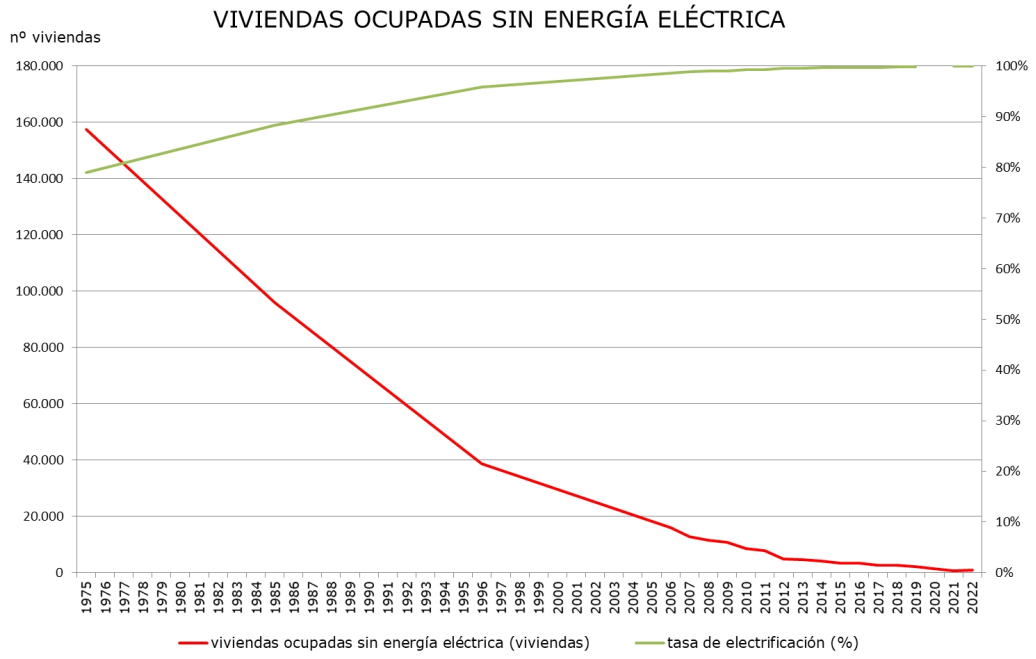


Figura 3.4: Evolución del número de vivienda ocupadas no electrificadas. Fuente: BEN (Balance Energético Nacional/Indicadores/Tasa de Electrificación) DNE, 2024

	2012-2015	2016-2020
km	1.250	1.470
nº de conexiones	760	866
$/conexión	309.780	455.623
conexión/km	0,61	0,59
beneficiados/km	1,826	1,547
$/beneficiado	103.170	173.513

Tabla 3.1: Resumen de lo realizado por la Comisión Interinstitucional para la Electrificación Rural, en los períodos 2012-2015 y 2016-2020

misión, cada nueva conexión a la red del sistema eléctrico nacional necesitó (en promedio) 1,64 km de tendido de red, y cada conexión benefició a aproximadamente 3 personas. En el segundo período de funcionamiento de la Comisión, para cada conexión se necesitó extender la red de media tensión, en promedio, 1,71 km; en este período resultaban beneficiadas 2,6 personas con cada conexión.

De la información relevada por las encuestas continuas de hogares y del Censo 2011 se desprende que es frecuente que la población rural sin cobertura de redes disponga de algún equipamiento que genera electricidad, habitualmente destinado a alimentar equipamiento de comunicación (cargar teléfonos celulares y ver televisión). Ello muestra una realidad favorable para la introducción de energías renovables en el medio rural.

3.1.1. Mecanismos por los cuales se desarrolló la electrificación rural en el Uruguay

En la historia de la electrificación rural del Uruguay, el rol de UTE, como empresa pública encargada de la Trasmisión y de la Distribución, ha sido preponderante, como ya fue comentado al inicio de este capítulo. Diversos planes aplicados, que incluyeron mecanismos de financiación y aportes de materiales, han viabilizado la extensión de redes rurales a lo largo y ancho del país.

Los costos de construcción son relativamente elevados, en especial si deben ser afrontados por productores familiares o empresas de pequeño porte. La legislación nacional establece que las obras de expansión de redes, fuera de las denominadas zonas electrificadas, deben ser pagadas por los interesados (Ley Nacional de Electricidad Nº 14.694, artículo 18 (Parlamento, 1977); Ley del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Nº 16.832; Poder Ejecutivo, 2002a, artículo 11)

Ha habido planes para sectores específicos, como con productores de arroz, (fondos para desarrollo rural, por ejemplo) a través de OPP y con tamberos remitentes a CONAPROLE (Presidencia de la República, 2011, UTE, 2019, UTE, 2000).

También ha sido significativo el accionar de MEVIR, que al organizar un núcleo poblacional, coordina y financia con UTE la construcción de la red que alimenta el nuevo agrupamiento de viviendas (UTE, 2019). Las obras que ANTEL desarrolla para alimentar radio-bases en el medio rural también son

disparadores de extensiones de redes que permiten alcanzar otras viviendas próximas (UTE, 2019).

Si se analiza la longitud de red de media tensión que se ha construido en los sucesivos años, con la cantidad de viviendas que se electrifican a partir de esas obras, surge claramente que cada vez se requiere una mayor longitud de línea por vivienda a electrificar. O sea, las viviendas que restan electrificar están cada vez más distantes de la red y más dispersas. De esa forma, el costo de electrificar una vivienda va en aumento. Esto se ilustra en la tabla 3.1.

El tipo de red rural comúnmente construida en las obras de electrificación rural es Monofilar con Retorno por Tierra (MRT), pues la densidad de carga solicitada permite ser atendida con esa configuración (Instituto de Economía, 1989). En los trabajos de la Comisión Interinstitucional para la Electrificación Rural solamente se realizaron tendidos trifásicos en ocasiones muy particulares, por necesidad de aumentar la potencia a transmitir (García, 2018). El uso de redes MRT es la forma más económica de extender las redes de media tensión en el medio rural, pues se requiere un único conductor, con la consiguiente disminución de herrajes y accesorios. Si el conductor utilizado es de Aluminio con Alma de Acero (ACSR) (UTE, 2020), que tiene mejores prestaciones en cuanto a resistencia mecánica, se logran vanos mayores, disminuyendo aún más los costos de materiales requeridos. Este tipo de red tiene mayores pérdidas eléctricas, pero, dados los bajos consumos rurales, el costo-beneficio es favorable. Otro aspecto negativo de este tipo de red es la calidad de servicio disponible, resultando en un mayor número de interrupciones y caídas de tensión. La potencia a transmitir también está acotada (UTE admite, como máximo, suministros de 14,5 y 25 kW en las redes MRT) (UTE, 2024a). Este aspecto genera restricciones al desarrollo rural. Por ejemplo, un tambo que pretende expandirse necesita disponer de tanques de frío de mayor capacidad, requiriendo no solamente mayor potencia sino red trifásica, lo cual aumenta significativamente los costos de extender la red necesaria (Darscht et al. 2013).

Es de resaltar, por otro lado, que todos los costos de mantenimiento y renovación de las redes rurales son prorrateados entre toda la población del país, rural y urbana, pues las tarifas eléctricas uruguayas no pueden discriminar zonas geográficas (Parlamento, 1977).

En ocasiones en que se determina el Valor Nuevo de Reemplazo, particularmente para las redes de Distribución (VADE, Valor Agregado de Distribución, Poder Ejecutivo, 2002a) del Sistema Interconectado Nacional, surge en evi-

dencia la extensión de las redes rurales de Distribución, y el bajo uso (baja corriente de carga) que tienen. Estos aspectos son desafíos a considerar por sus implicancias en las tarifas eléctricas, especialmente para la baja y media tensión.

Se entiende de interés comentar algunas evaluaciones que se realizaron en los años 80 y 90 sobre la posibilidad de utilizar sistemas autónomos en la electrificación rural, como alternativa a la extensión de redes de media tensión.

En el Informe de Instituto de Economía, 1989 ya se detallan las condiciones para que un proyecto de electrificación rural fuera rentable para UTE, desde el punto de vista financiero: en las condiciones de la época, se evaluó que un usuario que requiriera 1,5 km de extensión de red debería tener un consumo anual de al menos 8.000 kWh (667 kWh mensuales) si se usara red MRT; en caso que se construyera red trifásica, su consumo anual debería ser al menos de 16.000 kWh. La determinación realizada considera todos los costos de UTE (incluyendo generación, transmisión y pérdidas en distribución) y utiliza una tasa de actualización del 12 %. El análisis de conveniencia para el usuario mostraba que hasta 1.000 kWh anuales (83 kWh/mes) era más conveniente la autogeneración con cargadores aéreos, ante las alternativas de generación solar, con gás pobre o con red MRT. Para un consumo anual entre 1.000 y 3.500 kWh, la red MRT presentaba el menor costo si se comparaba con motogenerador a nafta y diésel. Para consumos anuales entre 3.500 y 10.000 kWh, la opción de mínimo costo era un motogenerador diésel, seguida por la línea trifásica. El informe concluyó que la electrificación rural resultaría económicamente conveniente si fuera parte de un programa de desarrollo que favoreciera el uso productivo de la electricidad o incrementara la densidad de población. En el caso de un tambo mediano, con un consumo anual de 7.500 kWh, la tasa interna de retorno económica alcanzaba un 14 %, valor que se consideraba aceptable desde el punto de vista de la economía nacional. No obstante, se advertía que, en ausencia de beneficios indirectos —como ahorro de costos o aumento de la producción—, la rentabilidad sería negativa. Desde el enfoque social, se señaló que el valor del kWh consumido en zonas rurales debía considerarse hasta seis veces mayor que su precio de eficiencia residencial, para que el proyecto resultara socialmente rentable.

En un trabajo presentado en 1994 en la 17ª Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar (Chaer y Zeballos, 2022), se analizó el uso de tecnologías solar y eólica para electrificar a pequeños consumidores

rurales del Uruguay, comparando su viabilidad con la alternativa de extender redes MRT, considerando los costos del particular. Los autores concluyeron que los sistemas autónomos basdos en energías renovables eran competitivos a partir de 10 km de red por usuario en zonas de buen potencial eólico, y desde 15 km en zonas con menor recurso eólico, para abastecer consumos del orden de 2200 Wh/día. Por tanto, en ese entonces, la expansión de esas soluciones autónomas dependía de una baja en los costos de los sistemas renovables.

A pesar de que quienes aspiran a una conexión a las redes para tener suministros de electricidad consideran que los costos son altos (Bottinelli et al. 2013), y que el servicio que las redes rurales pueden brindar presenta más cortes, mayor tiempo de reposición (URSEA, 2024), incluyendo molestias por el accionar de los reconectadores, es muy notorio el anhelo de la población rural en acceder al servicio de electricidad en sus viviendas y establecimientos (Botinelli et al. 2016a, Botinelli et al. 2016b, Botinelli et al. 2016c).

En ese sentido, la universalización del acceso a la electricidad, en forma asequible y segura, es un compromiso de Estado (MIEM, 2005). El acceso a la electricidad, además de ser un derecho del ciudadano y una necesidad básica a atender, se entiende como un factor imprescindible para el desarrollo del país.

Ante el escenario planteado, el surgimiento de la posibilidad de electrificar a la población rural, dispersa y alejada de las redes de media tensión existentes, utilizando sistemas autónomos que generen electricidad a partir de fuentes renovables locales, ha implicado una nueva oportunidad de tener sus necesidades básicas de energía eléctrica atendidas a costos más convenientes, tanto si se evalúa desde el punto de vista del particular que recibe el servicio como si se evalúa desde el punto de vista del país (Botinelli et al. 2016a).

Estas constataciones impulsaron el desarrollo de casos piloto de sistemas autónomos de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, con acumulación en baterías.

En este trabajo se documentan estos casos piloto y sus resultados.

Actualmente, UTE ha implementado la posibilidad de solicitar servicio público de electricidad con un sistema autónomo individual, y está preestablecida la tarifa mensual que el nuevo consumidor debe pagar (UTE, 2025).

3.1.2. ¿Dónde se ubica la población uruguaya sin cobertura de redes eléctricas?

La elaboración de un plan nacional de electrificación rural en la realidad uruguaya plantea dos problemáticas, cuyo abordaje puede diferir (Instituto de Economía, 1989).

a) Lograr la universalización en el acceso a la electricidad (en el sentido de que toda vivienda tenga posibilidades reales de acceder al servicio de electricidad, logrando en los hechos el 100 % de electrificación). Para abordar este desafío, se requiere conocer cuánta población aún no dispone de suministro de electricidad en condiciones de calidad aceptable (que brinde, con continuidad y calidad, la cantidad de energía suficiente para atender necesidades básicas, como ya fue comentado en el capítulo "Antecedentes") y dónde se localiza dicha población.

b) La necesidad de ampliar suministros de electricidad existentes: existen emprendimientos en zonas rurales, incluso algunas familias, que requieren más (mayor potencia) y mejor suministro (mejor calidad)(Darscht et al. 2013). Muchos establecimientos rurales pueden tener necesidades insatisfechas de energía eléctrica, limitados en la potencia a contratar por la falta de redes trifásicas y porque las redes de Distribución tienen limitaciones técnicas en extenderse sin la extensión correspondiente de las redes de Sub-transmisión. También son afectados por los problemas de calidad de servicio que las redes MRT no logran solucionar. Un ejemplo claro son los tambos, que, para aumentar la capacidad de sus tanques de frío, requieren mayor potencia, e incluso, para mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones, deberían tener motores trifásicos (Darscht et al. 2013).

Este trabajo se concentra en la primera pregunta: ¿cuánta población falta electrificar y dónde está? Para abordar esta cuestión, en el desarrollo de trabajos en el ámbito de la Dirección Nacional de Energía, se utilizó la información georreferenciada de las viviendas del país, recogida digitalmente por primera vez en el Censo 2011. A efectos de asegurar la inviolabilidad de los datos personales, protegidos por el secreto estadístico, el Instituto Nacional de Estadística entregó solamente los puntos georreferenciados en que estuvieron los censistas, sin ninguna información asociada. Se acordó eliminar las viviendas observadas como desocupadas.

La novedosa posibilidad de disponer información georreferenciada de vi-

viendas ocupadas en el territorio nacional, sumada a la disponibilidad de las redes de media tensión del sistema nacional digitalizadas, habilitó reunir ambas informaciones, obteniendo mapas de Uruguay con las trazas de las redes de media tensión y las viviendas censadas.

Utilizando software SIG, se aplicaron filtros, para obtener mapas con viviendas localizadas a más de 15 km de las redes de media tensión, a 10 km, a 5 km e incluso a 1 km y 500 metros. El resultado se observa en la Figura 3.5.

De esta forma es posible identificar viviendas que no podrían tener conexión a las redes de UTE, sin realizar extensiones de la red de media tensión, porque la caída de tensión resultante inhabilita, en la práctica, alimentar en baja tensión a distancias de 1 km o mayores.

La clasificación de las viviendas según su distancia (lineal) a la red de media tensión existente, permite plantear la primera instancia de un plan para llevar electricidad a las viviendas que no lo tienen, evaluando mecanismos y costos requeridos.

En el Anexo V se muestran los resultados obtenidos con esa metodología, en la oportunidad de realizar ese trabajo (año 2016).

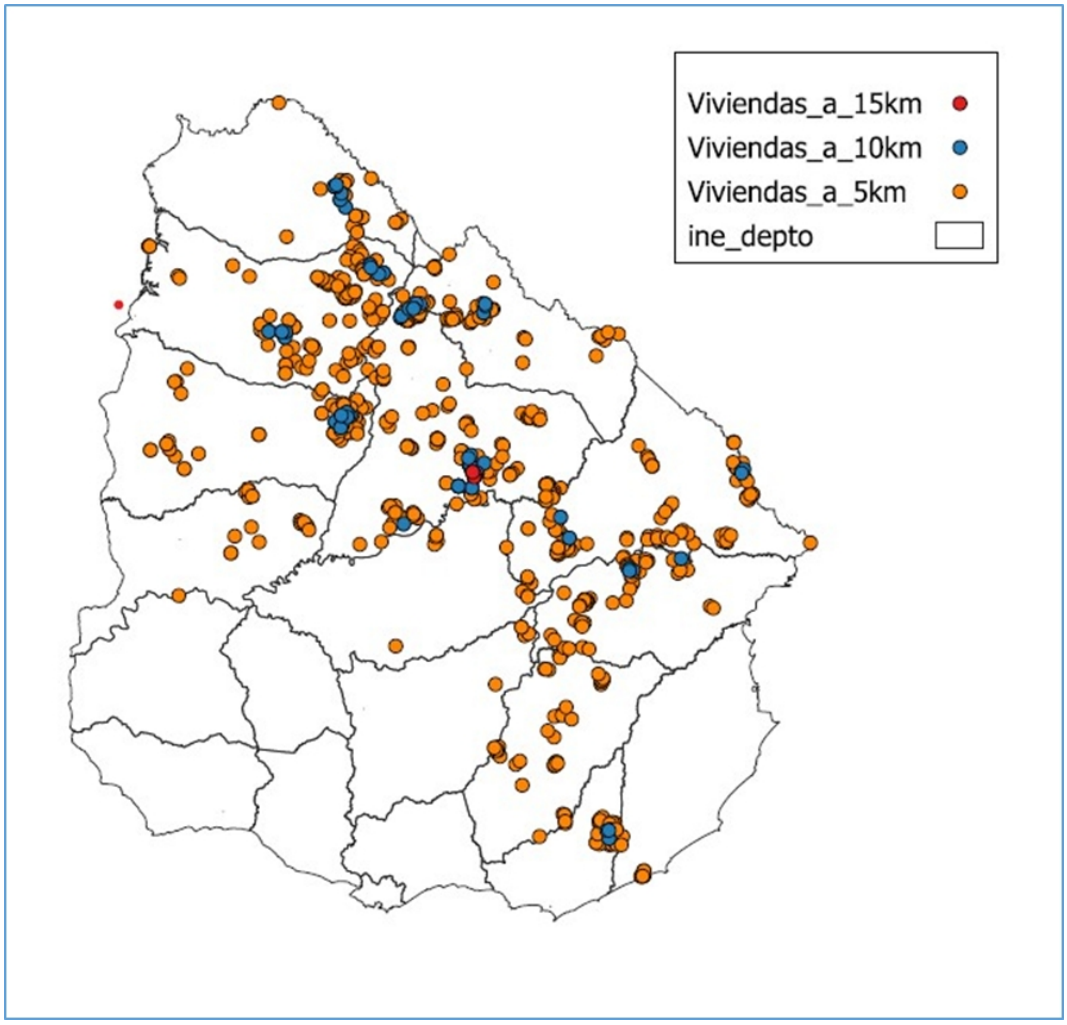


Figura 3.5: Mapa del Uruguay con viviendas (ocupadas) localizadas a 15 km, 10 km y 5 km de las redes de media tensión. Fuente: elaboración ingeniera Verónica Perna (DNE) a partir de redes digitalizadas proporcionadas por UTE y puntos georreferenciados del Censo 2011 de INE

Capítulo 4

Sistemas Autónomos como Aporte al Acceso Universal a la Electricidad en el Medio Rural

La instalación de sistemas de generación de energía eléctrica, autónoma y aislada, no es una novedad en los sistemas de potencia (Tenenbaum et al. 2018). De hecho, la historia de la expansión de la electricidad comenzó con sistemas acotados en potencia y en distancia (Hughes, T., 1983, citado en ESMAP, 2022). Hasta la popularización de la transformación de potencia a niveles de tensión adecuados a la trasmisión a largas distancias, la generación necesitó estar próxima de los centros de consumo (Asztalos, 1985).

Uruguay tuvo los tempranos casos de la central hidroeléctrica de Cuñapirú de la compañía Minas de Oro (Departamento de Rivera) que inició la generación en 1882 y la inauguración de la usina termoeléctrica para el alumbrado de la fábrica de conservas de carne Liebig's de Fray Bentos en 1883 (Bertoni, 2011).

A más de 130 años de las primeras redes para transmitir la electricidad - 1882 marcó un hito con la inauguración del sistema de iluminación en corriente continua para 80 consumidores, en un área en Manhattan, Nueva York, a partir de la estación Pearl Street Station, instalado por Edison Company (ESMAP, 2022, citando a Hughes T., 1983) y que aparecieron los primeros sistemas de potencia, aún son muchas las comunidades y familias que no acceden a un servicio eléctrico de calidad, particularmente en regiones de mayor pobreza, como fue desarrollado en el capítulo 2 de este trabajo.

Hubble y Ustun, 2017 comparan esa situación con la expansión de la telefonía, que tuvo inicios en la misma época. Los autores señalan el surgimiento de la telefonía celular, con dispositivos que pueden ser fabricados y comercializados en unidades discretas y pequeñas, como un factor que ha viabilizado la expansión de la telefonía hasta los más recónditos rincones del planeta, incluyendo a la población más pobre.

En consecuencia, cabe plantearse si los sistemas autónomos con generación renovable, ya sean individuales (una vivienda) o en microrredes, pueden constituirse en un instrumento complementario para lograr el objetivo del acceso universal a servicios de energía eléctrica confiables y continuos, considerándolos como unidades discretas y pequeñas, dimensionadas de acuerdo a las necesidades específicas de sus usuarios (Boche et al. 2022).

En este capítulo se evalúan las condiciones para las cuales instalar un sistema autónomo de generación de electricidad resulta más conveniente que extender las redes de media tensión del sistema interconectado nacional.

Los sistemas de potencia interconectados han aportado innumerables ventajas para asegurar un servicio continuo y estable, permitiendo incorporar generación alejada de los centros de consumo y aprovechando generación de menor precio, integrando cuencas complementarias e incluso sistemas de países distintos. Así mismo, debe considerarse que la expansión de esas redes requiere inversiones importantes. Según sea el país, puede referirse a redes del sistema nacional, regional, o de la Distribuidora, o también algunos autores refieren a la "red principal".

Fay y Straub (2017), citado por Iorio y Sanin, 2019, muestran que a medida que el ingreso per cápita de un país aumenta, la cobertura aumenta rápidamente hasta alcanzar el 80-90 %. A partir de ese punto, el crecimiento se desacelera, principalmente debido a dificultades técnicas y financieras que impiden llegar a los hogares rurales más aislados (comúnmente conocido como "last-mile problem").

La extensión de red solamente es costo-efectiva si la región a ser abastecida presenta una densidad de población y nivel de demanda mínima (Narayan et al. 2020). En regiones de baja densidad de población y con población de bajos recursos, esas personas no pueden afrontar los costos de construir esas redes y en muchas situaciones, tampoco pueden afrontar las tarifas, en especial si las mismas reflejan los costos de explotación de las redes (ESMAP, 2022, página 18; Narayan et al. 2020).

Davies, G.; Tilleard, M. y Shaw, L. en su trabajo del 2017, "Private Mini-Grid Firms Deserve a Chance to Compete Against Slow Utilities in Africa", citado por Narayan et al. 2020, evalúan que el período de repago de una conexión típica a la red de la empresa Kenya Power and Lighting Corporation (KPLC) era de 44 años, incluso para grandes demandas.

Si las tarifas aplicadas no permiten recuperar los costos de inversiones y mantenimientos, el resultado es el deterioro progresivo de la confiabilidad de las redes de Transmisión y Distribución (Blimpo y Cosgrove-Davies, 2019). Los países con menores niveles de desarrollo carecen de las condiciones económicas e institucionales para solventar la extensión de esas redes y además subvencionar tarifas para que resulten accesibles a la población carenciada. De hecho, en regiones rurales de África Subsahariana, las redes tienen cortes de servicio frecuentes y de larga duración. Más del 50 % de los hogares de esa región reportan que disponen de servicio de electricidad menos de la mitad del tiempo (ESMAP, 2022 página 22, citando a Blimpo y Cosgrove-Davies, 2019).

Resulta entonces que, en las zonas rurales con núcleos de población alejados de los centros urbanos y, por tanto, de las redes de Distribución nacionales o regionales, frecuentemente la extensión de esas redes no es económicamente rentable, debido a las distancias a cubrir y la relativamente baja demanda que se agrega. En áreas de baja densidad de población, la falta de economía de escala no permite que las inversiones necesarias se repaguen a través de tarifas que resulten asequibles. Se puede decir que se requieren intervenciones de los Estados, pues no son programas que se desarrollen solamente bajo reglas del mercado (Dubrovsky y Ruchansky, 2010, Iorio y Sanin, 2019)

En Uruguay, como parte de políticas sociales implementadas por la empresa distribuidora, UTE, se han implementado diversos mecanismos, incluyendo subsidios, para extender las redes del sistema nacional para alcanzar a la población rural (Dubrovsky y Ruchansky, 2010). Estas políticas públicas han contado con aportes económicos de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) y mecanismos financieros y aportes de materiales de UTE (García, 2018). El criterio, definido por la Ley de Electricidad, de tener tarifas sin discriminación geográfica, aporta a la asequibilidad para la población rural, donde notoriamente los costos de distribución son mayores que en zonas urbanas de alta densidad de población (Dubrovsky y Ruchansky, 2010).

A nivel mundial, también se dan situaciones de personas que están por encima de la línea de pobreza y podrían pagar tarifas adecuadas, pero no tienen

una red de Distribución cercana. La figura 4.1 que se muestra a continuación, tomada en el área rural de Aligarh, Uttar Pradesh, India, ilustra una situación que podría resultar paradójica: una casa muy cercana a una red de Trasmisión no tiene disponible la red de Distribución para poder conectarse.



Figura 4.1: Foto de vivienda en Aligarh, Uttar Pradesh (India) con torre de Trasmisión cercana pero sin red de Distribución accesible. Fuente: Gaurav Manchda citado por Narayan et al. 2020

En Uruguay se utilizaron generadores diésel para dar electricidad en poblaciones más aisladas hasta no hace mucho tiempo, además del largo período durante el cual algunas ciudades del interior del país fueron alimentadas por centrales diésel no conectadas al ya existente sistema interconectado nacional (Bertoni, 2002). Se pueden citar los casos de Cerros de Vera y de Pueblo Fernández, dos poblados del interior del Departamento de Salto, siendo este último conectado a la red nacional en 2023 (UTE, nota de prensa, 2023).

4.1. Extensión de red versus sistemas off-grid

Reafirmando lo expresado anteriormente, cabe transcribir lo expresado por Narayan et al. 2020: "La extensión de red ha sido históricamente el camino

más común para proveer acceso a la electricidad a regiones y comunidades no electrificadas. Además de ser un abordaje común, también puede ser la forma más rentable de proporcionar acceso a la electricidad a los mayores niveles de demanda de electricidad, por ejemplo, para los niveles 4 y 5 de acceso."(traducción propia; el autor refiere al Marco Multinivel, propuesto por ESMAP, comentado en el capítulo 2).

Aspectos topográficos, de infraestructura de caminería, población dispersa y alejada de centros urbanos y dificultades institucionales, entre otros, pueden determinar que sea más conveniente instalar soluciones off-grid que extender la red, considerando el monto de las inversiones necesarias y el costo del mantenimiento e inclusive de la lectura de medidores tradicionales (Louie, 2018).

En esas condiciones, la introducción de sistemas autónomos pasa a ser una posible respuesta técnica y económica. En la realidad uruguaya, se podía observar que la población rural consideraba la extensión de la red del sistema nacional como la forma de asegurar el acceso a la energía eléctrica. Tal vez porque consideran que la red puede suministrar toda la energía necesaria (sin las limitaciones de los pequeños aerogeneradores rurales que cargaban baterías), como también puede ser que estar conectadas a un sistema nacional aportaría a un sentimiento de integración con la comunidad nacional (Declaraciones, entrevistas, Programa de Electrificación Rural, OPP, MIEM, MGAP, MIDES, ANTEL, UTE, Instituto de Colonización, MEVIR, 2015).

Además de las razones de distancia y densidad de población comentadas precedentemente, que en ciertos casos inviabilizan la extensión de redes de sistemas interconectados nacionales o regionales, también están las barreras naturales (Ten-Palomares, 2016). Como ejemplo de estas segundas, están las selvas, las cadenas montañosas, los mares e incluso factores climáticos. Esto es la explicación de la instalación de sistemas autónomos en localidades aisladas de países desarrollados, como el sistema autónomo en la Isla Eigg de Gran Bretaña (Thim et al. 2010). Constituyó una experiencia innovadora, sustituyendo generación individual puramente diésel por un sistema híbrido compuesto por cuatro turbinas eólicas de 6 kW cada una; 112 kW de generación hidráulica (dos pequeñas turbinas existentes de 6 kW cada una y una nueva de 100 kW) y un generador solar de 10 kW. El sistema dispone de una capacidad de almacenamiento de 212 kWh en baterías. Se complementó con dos generadores diésel convencionales de 64 kW cada uno. Esas fuentes se instalaron distribuidas en el territorio, interconectados por una red de media tensión, que abastece a toda

la población de la isla. Comenzó a funcionar en 2008. El resultado incluyó una reducción de los costos para los usuarios, de entre 25 % y 40 %, comparado con lo que gastaban antes (Thim et al. 2010).

En años recientes, los esfuerzos para descarbonizar la matriz energética en general, y la de electricidad en particular, con el propósito de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, han impulsado numerosos planes de sustitución de los equipos de generación autónoma fósil, que aún abastecen de electricidad a diversas localidades aisladas en el mundo, por generación renovable. En Argentina, el Plan PERMER (Proyecto Energías Renovables en Mercados Rurales), además de llevar sistemas de generación a partir de fuentes renovables a localidades sin acceso a energía eléctrica, ha incluido la sustitución de sistemas autónomos diésel esparcidos en el territorio nacional, por sistemas autónomos con generación renovable (Informe PERMER, 2022). Con datos actualizados a junio de 2023, la página web del programa da cuenta de 13 minirredes con generación con fuentes renovables (eólica, solar e incluso mini-hidro), con acumulación y con respaldo "frío" fósil, instaladas y en obras; atenderían a 63.000 pobladores.

En muchas de esas localidades -que presentan problemas de accesibilidad y dificultades para extender las redes de los sistemas de potencia, en donde hasta ahora se ha resuelto el abastecimiento de electricidad con generadores que utilizan combustibles fósiles- la sustitución de esa generación por fuentes renovables, además de evitar las emisiones de gases de efecto invernadero, presenta la conveniencia de evitar los problemas del abastecimiento de los combustibles fósiles, que plantea dificultades logísticas y la exposición a los vaivenes del precio del petróleo (Kaldellis et al. 2008; Olabode et al. 2021).

Para diversas islas de Grecia, se ha mostrado que sistemas autónomos, combinando generadores fotovoltaicos y almacenamiento, pueden ser más costo-efectivos que las centrales térmicas existentes. Además de la mejora en la confiabilidad del servicio brindado y en los aspectos ambientales, se pueden observar impactos positivos en aspectos macroeconómicos, al reemplazar el petróleo importado. (Kaldellis et al. 2008). El sistema instalado en la isla de Tilos es relatado como un caso de éxito a ser replicado (Kaldellis et al. 2008).

Es de notar que en algunas de estas islas (por ejemplo, en Kos, Kalymnos, Tilos y otras) existen cables de potencia interconectando sus redes eléctricas (Kaldellis, 2021), con sus consecuentes costos de mantenimiento y problemas de confiabilidad.

Decidir, desde el punto de vista económico, entre extender la red o instalar una solución autónoma requiere considerar múltiples factores: los costos de construir la red, la distancia de la o las viviendas, el nivel de consumo de energía eléctrica anual y el costo del sistema autónomo (Narayan et al. 2020). Las figuras 4.2 y 4.3 ilustran esas consideraciones. En la determinación de los costos de cada opción deben tomarse en cuenta los costos de mantenimiento y reposición, con la vida útil estimada. La disponibilidad de recursos energéticos locales, particularmente los renovables, adecuadamente estudiada y cuantificada, también es un aspecto clave, indispensable para dicho estudio. Hay otros aspectos, de índole social e institucional, que en principio no son cuantificables, que serán abordados luego.

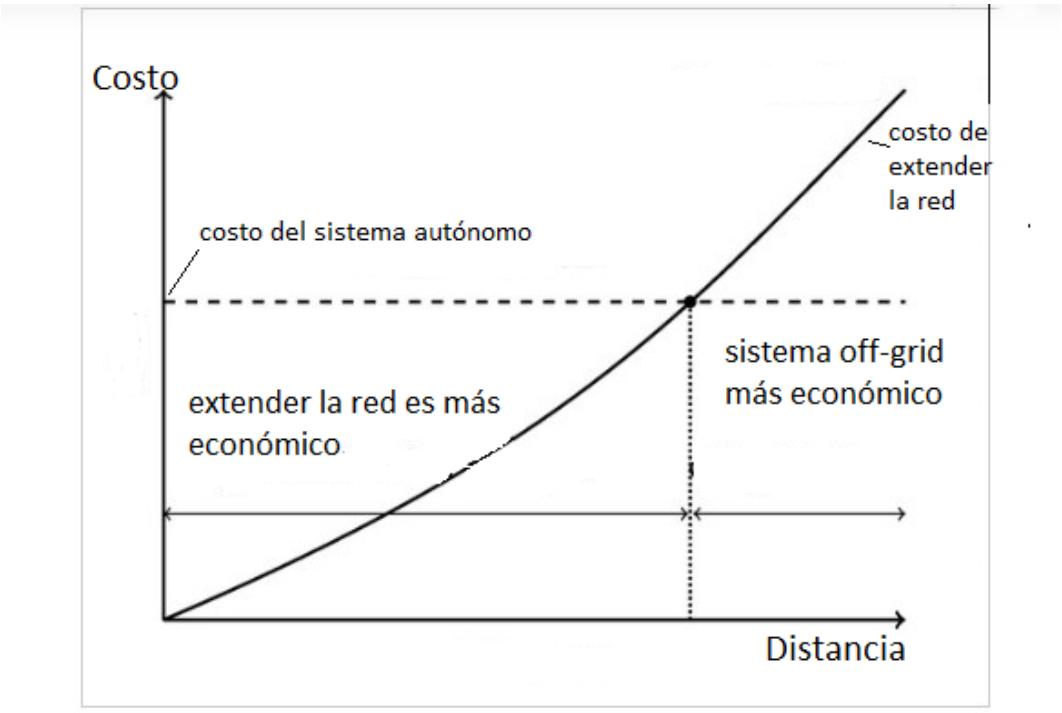


Figura 4.2: Comparación conceptual entre los costos de un sistema autónomo y de la extensión de red como función de la distancia de equilibrio. Fuente: Narayan et al. 2020, adaptado de Louie, H., 2018. Traducción propia.

En la Figura 4.2 se observa el punto de corte entre el costo de extender la red, que se incrementa con la distancia, y el costo del sistema off-grid (que no depende de la distancia a la red). Para distancias mayores a la correspondiente a ese punto, pasa a ser más conveniente instalar un sistema autónomo (de este costo), que extender la red.

La Figura 4.3 muestra una comparación conceptual del consumo (de electricidad) anual de equilibrio (para el cual es indiferente extender la red o utilizar un sistema autónomo), en función de los costos iniciales, por unidad de potencia, de un sistema solar para un hogar (SHS por sus siglas en inglés), para una región objetivo determinada. Cada curva corresponde a una región, caracterizada por una distancia media a la red, correspondiendo a la Región 2 una mayor distancia que a la Región 1. Para un dado nivel de consumo, la conveniencia de abastecimiento con extensión de red o con un sistema autónomo (con costos de inversión determinados), se define en función de la distancia de la red. Dicho de otra forma: para determinada distancia a la red, con determinados costos de inversión anualizados, hay un nivel de consumo de energía a partir del cual es más conveniente extender la red. También están marcados los distintos niveles de consumo anual de electricidad (según se clasifica en el Marco de Múltiples Niveles), a modo de referencia. El nivel 1 no está claramente visible por la escala utilizada en el eje de las ordenadas, ya que el consumo anual para ese nivel es de solamente 4,38 kWh.

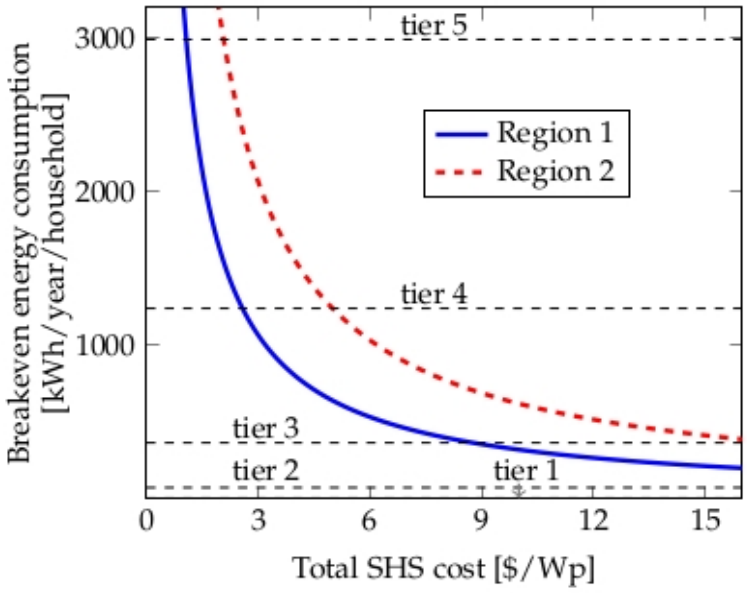


Figura 4.3: Consumo anual de equilibrio ilustrativo en función de los costos iniciales, por unidad de potencia, de un sistema solar para un hogar, para dos regiones diferentes. Fuente: Narayan et al. 2020, tomado de Levin, T. and Thomas, V.M., 2016

Como ya se comentó, también corresponde tomar en cuenta la calidad de servicio que brinda la red principal, nacional o regional. Una parte importante

de la población que aún no tiene acceso a la electricidad tampoco dispone de una red de distribución confiable a la cual conectarse (Tenenbaum, B. et al., 2014, citado por Boche et al. 2022).

Las distintas metodologías de análisis técnico-económico de las opciones de suministro de electricidad a una comunidad, recogidas en la bibliografía consultada, consisten básicamente en determinar el costo de abastecer cada unidad de energía, lo que permite establecer la comparación económica. El estudio realizado debe contemplar los costos de todos los elementos requeridos en cada opción tecnológica, incluyendo los costos de inversión en los equipos, el mantenimiento y la sustitución al final de la vida útil de cada uno. De esa forma se determina el costo anualizado para la vida útil definida, LCOE (Levelized Cost of Energy) por sus siglas en inglés. Por ejemplo, para las redes en Uruguay se consideran 30 años la vida útil de las redes (Poder Ejecutivo, 2002a, artículo 64). Un elemento que requiere un análisis cuidadoso es la tasa de actualización utilizada. El estudio técnico-económico debería complementarse con la estimación de la calidad de servicio de cada opción.

Se puede resumir que la elección entre la extensión de la red nacional versus sistemas autónomos (en sus diferentes versiones, ya sean minirredes o sistemas individuales), se define en función de factores geográficos, sociodemográficos, por la disponibilidad de infraestructura y de recursos energéticos, por los avances tecnológicos y las políticas públicas, y cómo todo eso incide en la tarifa que deberán pagar los consumidores. Algunos de esos factores han experimentado cambios en los últimos tiempos, como los tecnológicos y de políticas públicas (ESMAP, 2022). Una decisión racional requiere determinar la solución que resulte en el mínimo costo de abastecimiento y contemple todos los aspectos mencionados. La solución definida debe asegurar el adecuado mantenimiento a efectos de que el sistema instalado cumpla su función durante todo el tiempo necesario.

El seguimiento que realizan las agencias custodio del ODS 7 muestra que 8 de cada 10 personas que no acceden a la electricidad están en zonas rurales (IEA et al. 2024, IEA et al. 2025). Los altos costos de extender la red, considerando también la calidad de servicio que esas redes pueden brindar al extenderse a zonas más alejadas y con baja densidad de población, llevan a acentuar el rol que los sistemas autónomos podrían desempeñar en la promoción del acceso universal a la energía eléctrica de calidad, a precios accesibles, en particular si son con fuentes renovables autóctonas.

En las zonas rurales, el acceso a la electricidad ha mostrado avances más significativos que en las zonas urbanas, como se observa en las Figuras 4.4 y 4.5. Sin embargo, gran parte de estos progresos se concentró en Asia Central y Meridional, mientras que en África Subsahariana el crecimiento de la población rural superó la expansión de las acciones de electrificación (IEA et al. 2025).

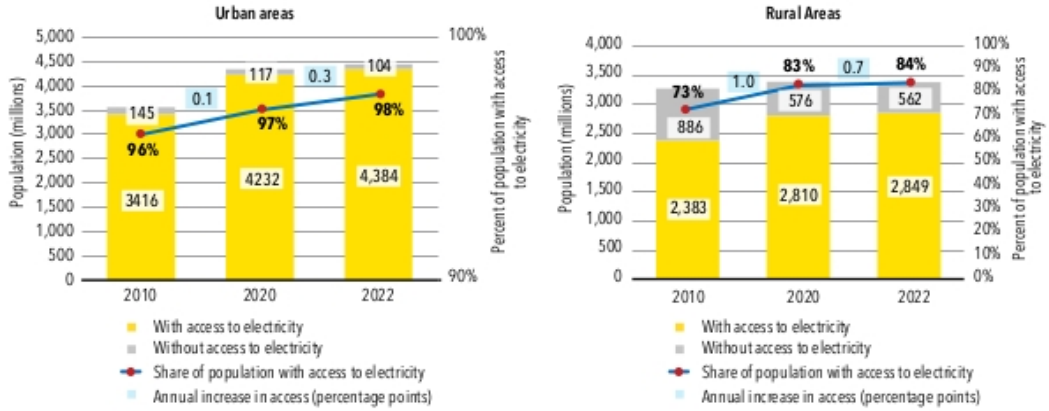


Figura 4.4: Evolución del acceso a la electricidad en el período 2010 - 2015- 2022, según área urbana y área rural. Fuente: IEA et al. 2024, citando a "World Bank Global Electrification Database",2024.

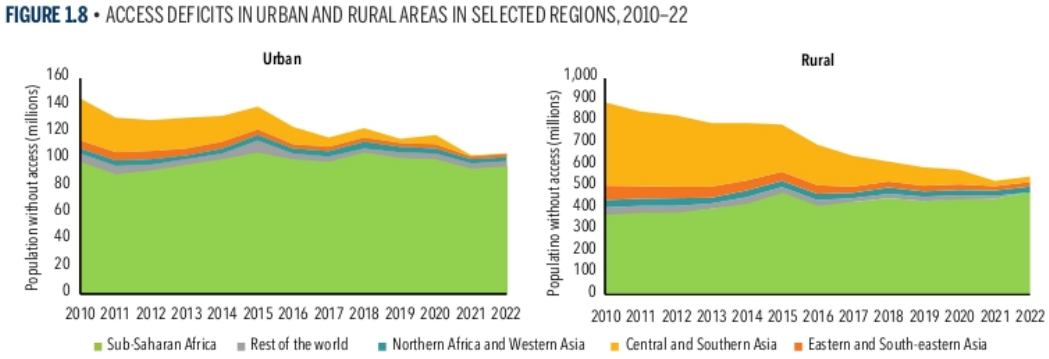


Figura 4.5: Evolución del déficit del acceso a la electricidad, en medio urbano y medio rural, para regiones seleccionadas. Fuente: IEA et al. 2024, citando a "World Bank Global Electrification Database, 2024

La expansión de la electrificación rural se ha dado más por razones sociales que de rentabilidad (Instituto de Economía, 1989; ESMAP, 2022). Por tanto, identificar soluciones económicamente realizables y que permitan abastecer las necesidades rurales -al menos las básicas- se muestra como crucial para avanzar hacia el acceso universal.

Se ha mostrado en los capítulos anteriores que, para lograr la universalización del acceso a la electricidad, se requieren esfuerzos adicionales que incorporen estrategias novedosas capaces de superar las barreras detectadas: lo que falta es cada vez más difícil, porque la población objetivo está más dispersa y es -en su mayoría- la más pobre (IEA et al. 2024).

En esas condiciones, la extensión de las redes de los sistemas interconectados nacionales no suele ser un modelo costo-efectivo. Aunque el país cuente con sistemas eléctricos robustos, no resulta posible repagar el costo de extender la red necesaria para abastecer una demanda dispersa y en general de bajo consumo, con tarifas que resulten asequibles a los consumidores (Alegre-Bravo et al. 2022). Si, además, se trata de redes débiles (por largas y baja potencia de corto circuito), donde aspectos de costos no permiten incorporar todos los equipamientos que los avances tecnológicos ofrecen, se tiene baja calidad de suministro, con tiempos de reposición y costos de mantenimiento que se incrementan justamente por tratarse de zonas alejadas, entonces la inconveniencia económica se vuelve un factor limitante.

Ante ello es oportuno evaluar la instalación de sistemas autónomos que generen energía eléctrica a partir de energías renovables, autóctonas. La posibilidad de contar con almacenamiento (baterías) torna estos sistemas más confiables; de hecho, para algunas tecnologías, como la fotovoltaica, es imprescindible que se cuente con almacenamiento para ser computado como "acceso a la electricidad" (IEA et al. 2024). En algunos casos, puede convenir que se cuente con respaldo de generación fósil. Si existe cierto grado de agrupamiento de instalaciones, corresponde evaluar la conveniencia de instalar una microrred.

En el informe ESMAP, 2022 se afirma que "los países con un enfoque integral, que incluye extensiones de la red principal, minirredes y sistemas solares domésticos, han logrado los resultados más rápidos en el acceso a la electricidad".

Se observa interés creciente en la investigación sobre las microrredes para superar los problemas de acceso a la electricidad, por su flexibilidad y su potencial de lograr un acceso confiable y eficiente (Akinyele et al. 2018; Boche et al. 2022). A estas características se agrega la posibilidad de prescindir de derivados de petróleo y adherir a políticas de descarbonización.

En resumen, para alcanzar los objetivos SDG 7 es necesario complementar la extensión de redes con soluciones descentralizadas (off-grid) (IEA et al., 2024).

4.2. ¿Qué es un sistema de generación de energía eléctrica autónomo? ¿Qué es una minirred?

Si bien no hay una definición con aceptación unánime sobre qué es una minirred (Tenenbaum et al. 2024), comúnmente se entiende como una fuente de generación con un (pequeño) sistema de distribución, que suministra electricidad en un área determinada, a una comunidad o incluso a un único consumidor.

> *"Una minirred es una red de distribución de baja tensión (hasta 1.000V) o de media tensión (hasta 35 kV) que recibe electricidad desde uno o más pequeños generadores y suministros de electricidad a un grupo objetivo de consumidores, que normalmente incluye hogares, empresas e instituciones públicas. Típicamente está ubicado cerca de las cargas a las que da servicio. Una minirred puede estar totalmente aislada de la red nacional o interconectada con la misma. Si está interconectada a la red nacional, puede ser capaz de aislarse de la misma y continuar a suministrar energía en modo autónomo."*

(Tenenbaum et al. 2024)
En el Anexo IV se listan las diferentes definiciones de minirredes que ese libro recopila.

Algunas publicaciones en inglés diferencian "off-grid systems" de "stand-alone systems", dando a los primeros la condición de mini o microrredes y a los segundos la condición de servicios individuales, generalmente para alimentar un hogar. Por ejemplo, en IRENA, 2015 se dice: *"El término "off-grid system" abarca tanto las minirredes (que dan servicio a varios clientes) como los "stand alone system"para electrodomésticos o usuarios individuales. Los "off-grid systems" pueden abastecer a usuarios residenciales o pueden ser utilizados únicamente con fines comerciales."* Se indica que esos sistemas operan independientemente de la red de distribución tradicional y se basan, típicamente, en fuentes de energía locales, como paneles solares, turbinas eólicas o generadores diésel, e incluyen soluciones de almacenamiento, como baterías, para proporcionar un suministro continuo.

Sin embargo, en otros casos, se usan esos términos indistintamente, aunque diferenciando lo que son sistemas individuales de microrredes de uso colectivo. Un ejemplo de esta forma de utilizar esos términos está en el trabajo de Hubble y Ustun, 2017: *"El primer paso para determinar si una microrred es adecuada para un sitio rural en particular es comparar el costo de una microrred independiente ("stand-alone") con el costo de ampliar la estructura de red existente. El costo de un sistema independiente ("stand-alone system") depende de la carga requerida por la comunidad, pero también depende de los recursos disponibles".* (traducción propia)

El Comité Electrotécnico Internacional (IEC por sus siglas en inglés) (IEC, 2025) distingue los términos "microrredes" y "minirredes": *"Las microrredes son usadas en pequeños consumidores residenciales y comerciales; las minirredes tienen configuraciones de mayor porte, que pueden suministrar energía eléctrica a consumidores de mayor porte, como grandes comercios, universidades, fabricas e incluso islas"*. IEC considera las microrredes una tecnología clave para asegurar la disponibilidad de energía y la resiliencia de la red, o sea, además de colaborar para que comunidades remotas logren acceder a suministro eléctrico más confiable y sostenible, pueden complementar a las redes eléctricas convencionales en momentos en que la demanda es alta o mantener el suministro o restaurarlo en forma más rápida ante cortes en la red: "Combinan pequeñas instalaciones de energías renovables con una batería o un generador. En vez de ser transportada por largas distancias, la electricidad es producida cerca de donde es usada. (las microrredes) ofrecen la ventaja adicional de mejorar la resiliencia de la red cuando se conectan y pueden incrementar la eficiencia energética."

Por otro lado, define sistemas de electrificación rural descentralizada (DRE por sus siglas en inglés), que pueden proporcionar acceso básico a la electricidad para servicios domésticos y comunitarios (alumbrado público, bombeo de agua, centros de salud, edificios administrativos, etc.) y para actividades económicas en forma de microindustria, talleres o agricultura. A los sistemas de electrificación individuales los denomina IES y a los colectivos CES, en ambos casos por las respectivas siglas en inglés (IEC, 2023). IEC desarrolló la serie IEC 62257, una familia de normas cuyo objetivo es proporcionar estandarización técnica a todas las partes involucradas en proyectos de electrificación rural sin conexión a red nacional o de una distribuidora, en tensiones de hasta 1.000 V AC y 1.500 V CC (IEC 62257-100).

Según Tenenbaum et al. 2018, en los países de altos ingresos, como EEUU, se utiliza el término microrred, mientras que en los países de menores ingresos, la denominación usada es minirred. Los autores señalan que ambos términos se diferencian por su propósito y por quienes abastecen, con las diferencias tecnológicas que ello implica, e incluso por sus fuentes de energía primarias. En EEUU y otros países de altos ingresos, como países miembros de OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), una microrred es diseñada para operar conectada a la red desde un primer momento, si bien también tiene la posibilidad de trabajar en forma aislada, si por alguna condición o conveniencia así lo decide su operador. Se proyectan a medida para consumidores específicos, como ser diversos tipos de instituciones, que buscan mejorar su confiabilidad de abastecimiento de electricidad, ante posibles eventos en la red de la distribuidora, incluyendo ciberataques o acciones terroristas. Como trabajan conectadas, generalmente disponen de sistemas de comunicación con la red avanzados. Ya en países de bajos ingresos, por ejemplo, en África Subsahariana y Asia, las microrredes inician su actividad en forma "off-grid" y abastecen pequeñas comunidades, generalmente aisladas geográficamente. Podrán conectarse a la red si en algún momento la misma se extiende y alcanza esa región. Por ejemplo, en Nigeria se observa que cuando la red nacional alcanza una zona originalmente abastecida por una microrred, lo habitual es que el propietario de la microrred contrate con el de la red y continúe funcionando, inyectando su energía a la misma. En India se ha observado que existen minirredes que utilizan postaciones propias y continúan suministrando energía a usuarios que algunas veces incluso contratan conexión a la red de una empresa distribuidora. También se observan casos de grandes empresas, como Tata, que eligen mantenerse abastecidos por una minirred (Tenenbaum et al. 2024).

Otras definiciones que refieren a equipos de amplio uso en proyectos de electrificación rural:

Sistema Solar Domiciliario (SSD o SHS por sus siglas en inglés): Es un sistema autónomo fotovoltaico que produce electricidad para iluminación y electrodomésticos para un hogar individual. Normalmente está formado por paneles solares, una batería, un controlador de carga que alimenta algunas lámparas y pequeños electrodomésticos (Martinot et al. 2001).

Sistemas Autónomos Híbridos: Son sistemas que combinan múltiples fuentes de energía, como solar, viento y diésel, incluyendo almacenamiento para

dar suministro confiable y sostenible. Estos sistemas permiten optimizar el uso de energías renovables mientras aseguran un suministro continuo (Come Zebra et al. 2021).

Diseños y Nuevas Tecnologías:

Algunos autores señalan que estamos en la tercera generación de sistemas autónomos. En los años 80 y 90 del S.XX fueron ampliamente utilizados sistemas de pequeño porte, generalmente con generadores diésel, o en algunos casos mini hidráulicas, para abastecer comunidades muy alejadas, generalmente de bajos recursos (Tenenbaum et al. 2018), que serían la segunda generación, sucediendo a los originales, comentados como en los comienzos de los sistemas de potencia. En este siglo surgieron nuevas tecnologías, más modulares, particularmente la solar fotovoltaica, con respaldo de generación diésel y baterías. Se pueden combinar con medición remota (smart meters), con monitoreo por internet, lo que abre nuevas posibilidades a los temas del mantenimiento. También se hace posible el gerenciamiento y despacho de cargas, estableciendo prioridades y otros criterios de acuerdo al caso particular (ESMAP, 2022).

No hay un diseño uniforme que sea aplicable a todos los proyectos de microrredes. Las características de cada región y las dimensiones de cada comunidad a ser atendida, tomando en cuenta las relativamente bajas inversiones de capital inicial, plantean un amplio conjunto de soluciones posibles, soluciones que deben ser a medida de cada caso (Hubble y Ustun, 2017).

Los sistemas autónomos resultan más flexibles que una red interconectada (Boche et al. 2022), pues pueden ser diseñados y dimensionados a la medida de las necesidades y posibilidades de las personas que los van a usar, ya sea como solución individual o en forma de microrred para abastecer a una comunidad. Con esto se logra tener, nuevamente, la generación más cercana al consumo, reduciendo pérdidas eléctricas. Se destaca también su gran versatilidad, que los hace más eficientes y con mayor confiabilidad (Hanna, R. et al., 2018, citados por Boche et al. 2022).

Por otro lado, las microrredes deben poder evolucionar con sus comunidades, pues las demandas energéticas normalmente aumentan con el tiempo (Escalera Energética, Narayan et al. 2020), además del crecimiento de la población. La modularidad que generalmente presentan facilita esa evolución (Boche et al. 2022). Cabe señalar que la distribución de energía por redes también se enfrenta al mismo desafío, pues el aumento del consumo determina la necesidad de ampliar la capacidad de conducción de la misma.

Se vislumbra un incremento en el uso de sistemas en baja tensión de corriente continua, los cuales podrían convertirse en instrumentos que faciliten el acceso a la energía eléctrica para poblaciones de bajos recursos. Se puede constatar que cada vez hay más aplicaciones de equipos de baja tensión en corriente continua, que van desde lo residencial a lo comercial, instalaciones hospitalarias, agricultura, etc. En las últimas décadas se observa un gran incremento de la demanda de instalaciones fotovoltaicas e iluminación LED. Por otro lado, también se observa que la eficiencia energética y la sostenibilidad se vuelven consideraciones más relevantes. Ante ello, se está planteando la conveniencia de evitar la etapa de corriente alterna, pasando directamente de la generación de electricidad en corriente continua a consumos en corriente continua (IEC, 2024). IEC, que se ha asociado a otras instituciones que promueven acciones para lograr la universalización del acceso a la electricidad, considera que con el LVDC (baja tensión corriente continua, por sus siglas en inglés) se facilita el acceso a la electricidad en economías emergentes y por eso está destinando esfuerzos de equipos técnicos para desarrollar la fundamentación técnica que permita el despliegue de la tecnología (IEC, 2024).

Para que la electricidad pueda aportar al desarrollo social y económico de las personas, es necesario que su suministro sea accesible, confiable y en cantidad suficiente a las necesidades. En ese sentido, las metodologías que procuran captar las distintas dimensiones del acceso a la electricidad, permiten evaluar cómo las diferentes opciones tecnológicas que brindan el servicio de electricidad contribuyen al objetivo de desarrollo sostenible. Entre ellas, en el capítulo 2 se ha comentado el Marco de Múltiples Niveles (Multi-Tier Framework) desarrollado por el Banco Mundial a través de ESMAP, que es adecuado para evaluar los aportes de las tecnologías nuevas, pues define la electrificación por atributos, permitiendo distinguir entre tecnologías similares por la calidad de la energía producida y el servicio brindado (Hubble y Ustun, 2017).

4.3. Datos Estadísticos de las Soluciones off-grid

A efectos de presentar datos del avance en la adopción de sistemas autónomos de generación de energía eléctrica, particularmente con energías renovables, en esta parte del trabajo se utiliza principalmente información de ba-

ses de datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés). IRENA publica, en diciembre de cada año, información estadística recogida a nivel mundial sobre la capacidad instalada, año a año, de los sistemas autónomos con fuente de energía renovable y de la cantidad de personas que son atendidas por los mismos. Recoge datos desde 2013, utilizando diversas fuentes de información. Sus métodos incluyen encuestas, cuestionarios, bases de datos nacionales e internacionales, fuentes no oficiales tales como reportes, informes de proyectos, artículos y estudios académicos. Con ese fin, trabaja directamente con gobiernos de países miembros, realiza encuestas periódicas a las agencias nacionales de energía, organizaciones no gubernamentales (ONGs) y otras partes interesadas en el sector de energías renovables. También analiza informes de mercado de instituciones privadas y públicas, como empresas de energía, consultoras especializadas y universidades.

En IRENA, 2023 se presentan tablas que contabilizan la cantidad de personas que utilizan energía de origen renovable, a partir de instalaciones no conectadas a la red principal, clasificadas en: hidráulicas autónomas, lámparas solares con menos de 11 W, sistemas solares domiciliarios con potencia entre 11 y 50 W, sistemas solares domiciliarios mayores a 50 W, minirredes solares que abastecen el Nivel 1 del Marco Multinivel ya referido y minirredes solares que abastecen el Nivel 2 y superiores, del mismo Marco Multinivel. Para cada tipo de instalación, contabiliza la cantidad de personas que lo utilizan. En la tabla 4.1 se presenta un extracto elaborado a partir de esa información para el año 2022.

Tabla 4.1: Número de personas que utilizan sistemas autónomos con fuentes renovables. Fuente: Elaboración propia en base a IRENA, 2023

Tipo de instalación	Cantidad de personas que utilizan
Hidráulica autónoma	7.658.000
Lámpara Solares $\leq$ 11W	109.317.000
Sistemas Solares Domésticos 11-50W	19.327.000
Sistemas Solares Domésticos $\geq$ 50W	15.862.000
Microrredes FV Nivel 1	2.471.000
Microrredes FV Nivel 2 y +	3.156.000
Electricidad a partir de biogás	314.500

Se puede observar la gran penetración de los equipos solares para ilumina-

ción, particularmente en Asia y África (Figura 4.8). Los productos de iluminación solar autónoma considerados se definen como sistemas que incluyen un panel solar, una batería y al menos un punto de luz (IEA et al. 2024).

A efectos de visualizar cómo se ha desarrollado la incorporación de esas instalaciones, se presentan gráficas elaboradas a partir de las tablas que constan en la publicación IRENA referida. Las gráficas se hicieron por tipo de equipamiento, discriminando el continente referido. En la publicación de IRENA la información está discriminada por país.

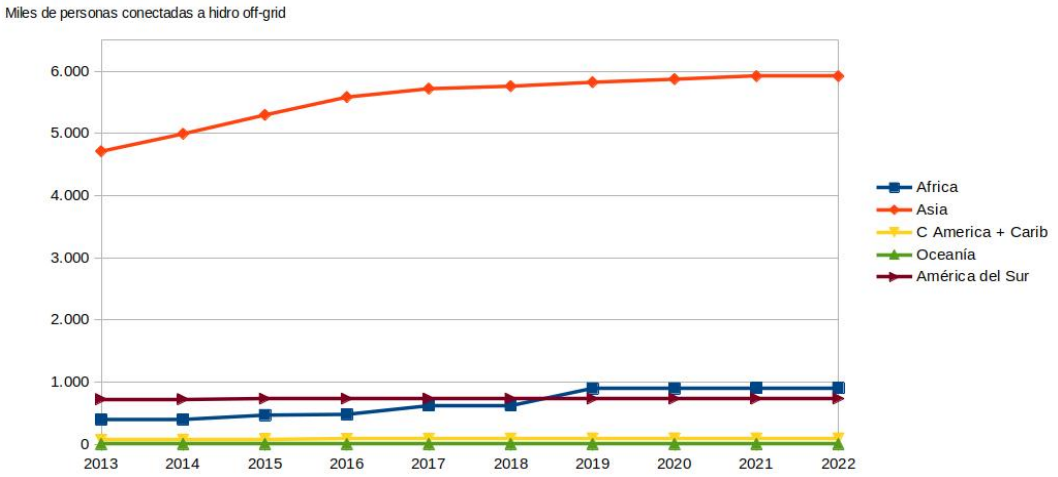


Figura 4.6: Evolución del número de personas que utilizan energía hidráulica off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

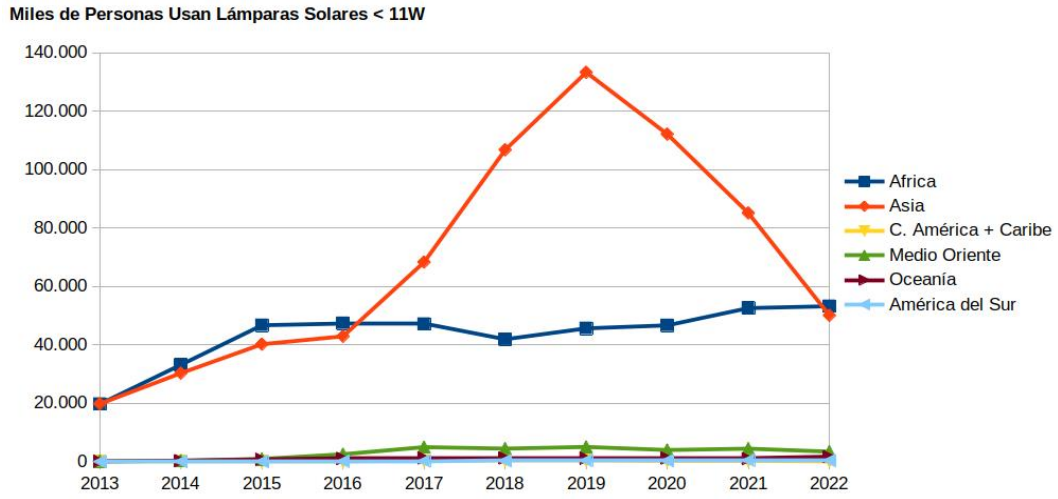


Figura 4.7: Evolución del número de personas que utilizan iluminación solar < 11W off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

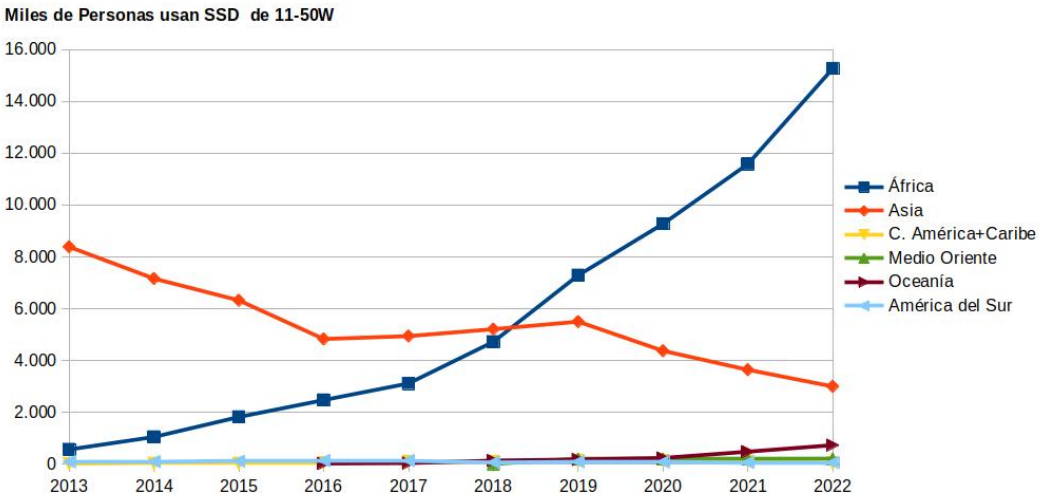


Figura 4.8: Evolución del número de personas que utilizan solar entre 11-50W off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

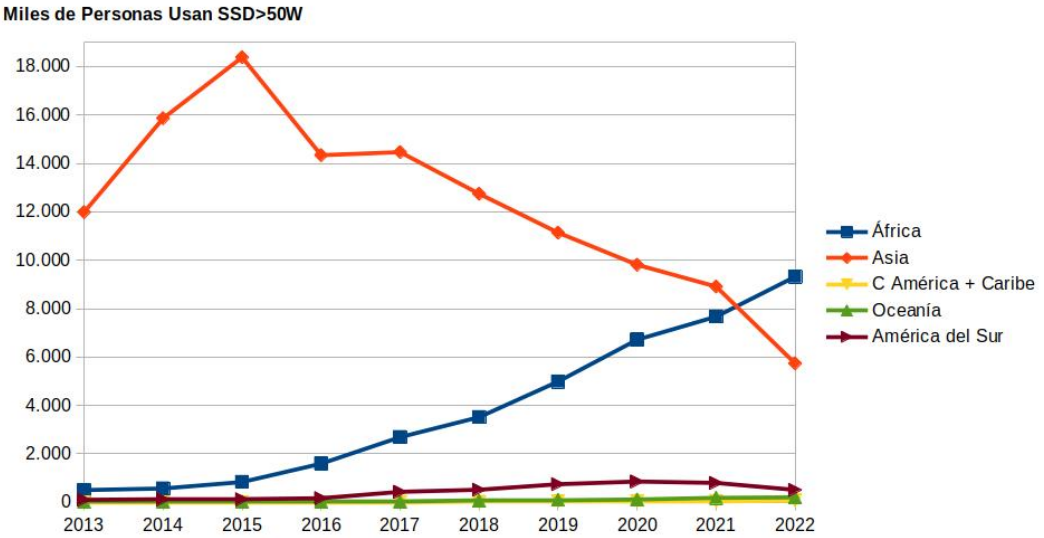


Figura 4.9: Evolución del número de personas que utilizan solar de más de 50W off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

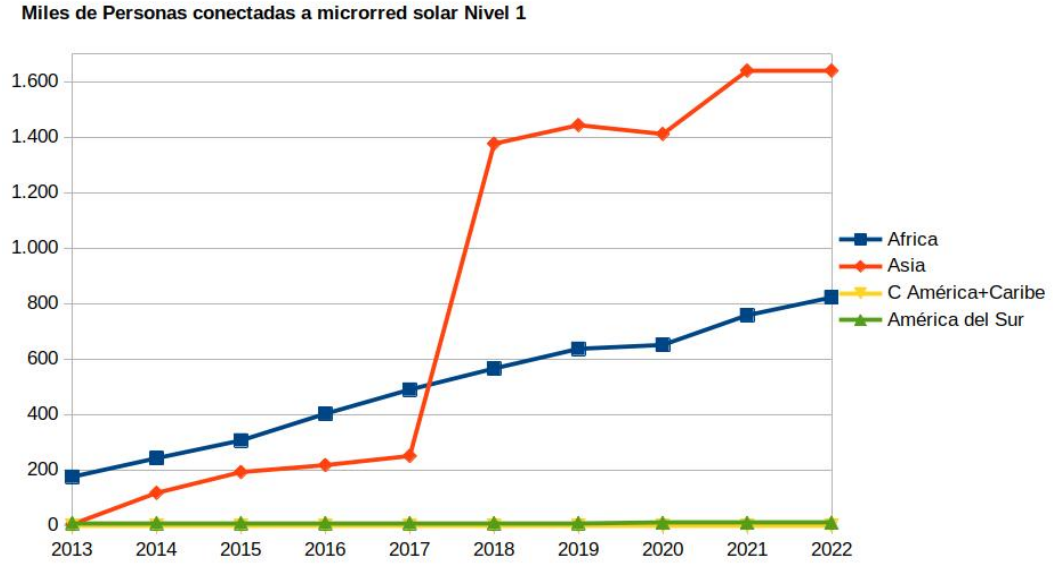


Figura 4.10: Evolución del número de personas que utilizan microrredes fotovoltaicas off-grid que suministran Nivel 1. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

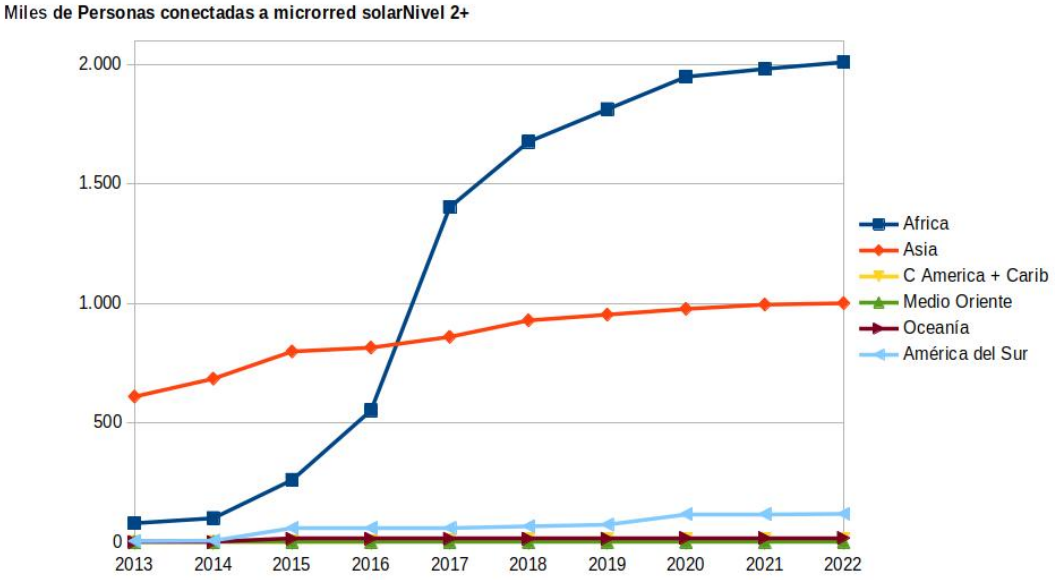


Figura 4.11: Evolución del número de personas que utilizan microrredes fotovoltaicas off-grid que suministran Nivel 2 y mayores. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

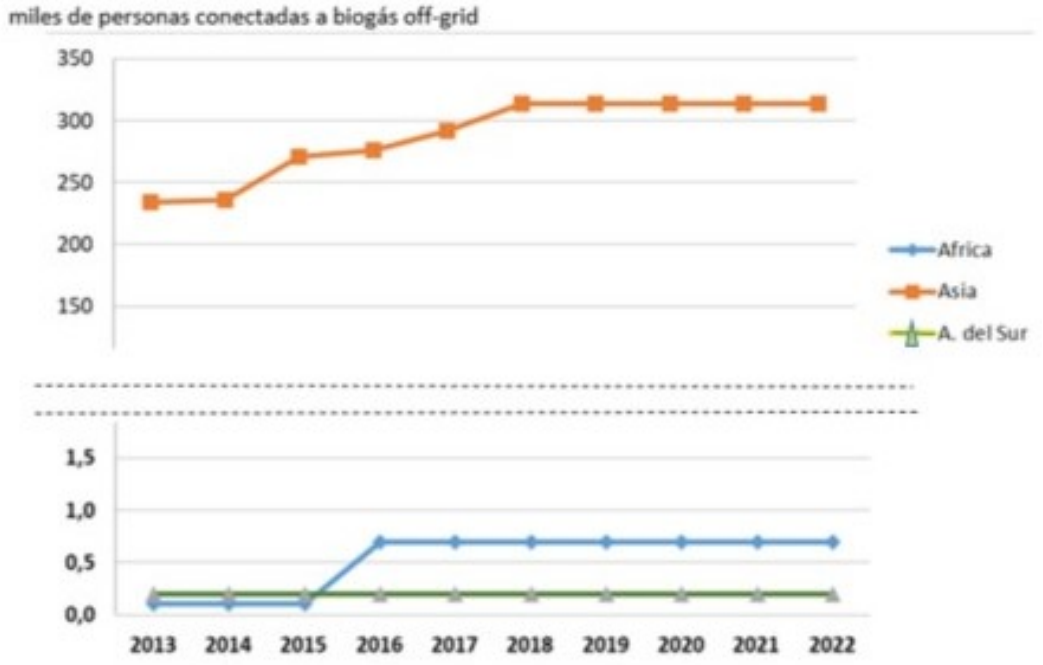


Figura 4.12: Evolución del número de personas que utilizan generación off-grid a partir de biogás. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

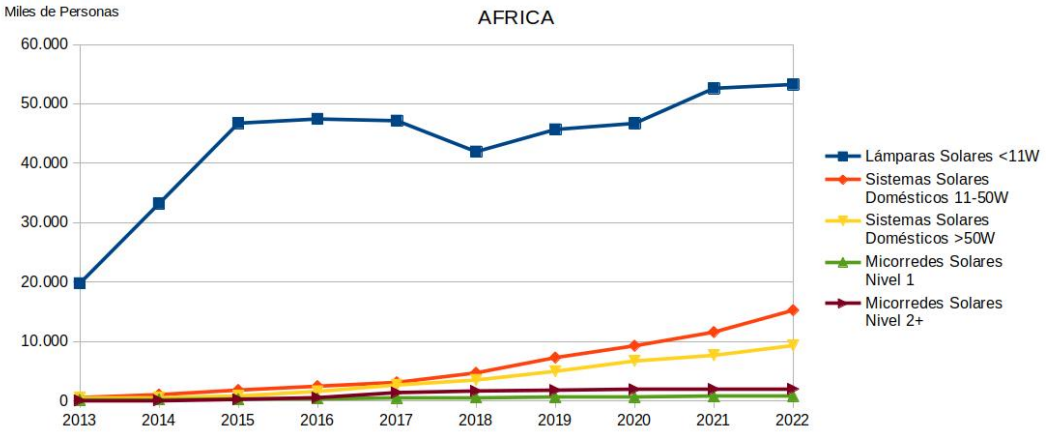


Figura 4.13: Evolución del número de personas de África que utilizan generación off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

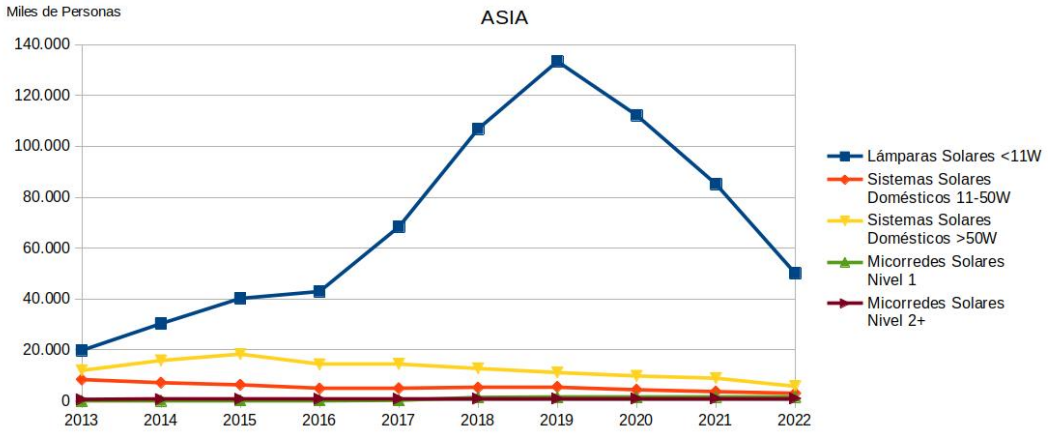


Figura 4.14: Evolución del número de personas de Asia que utilizan generación off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

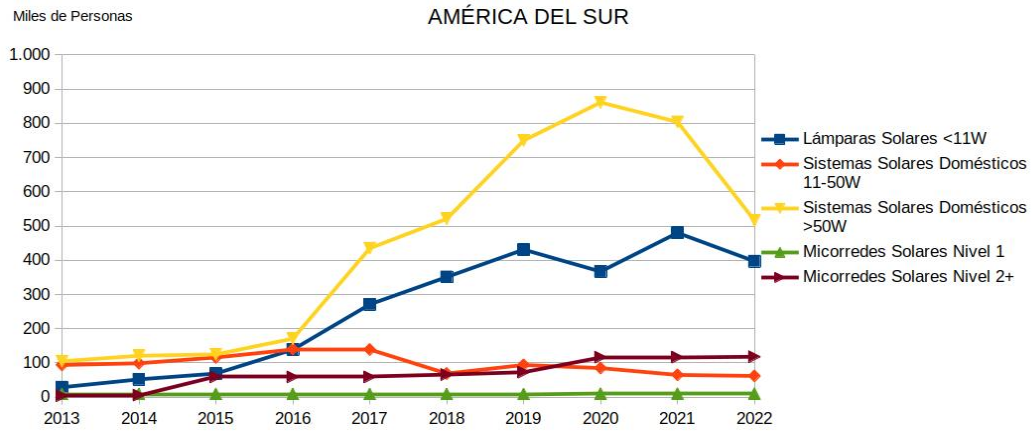


Figura 4.15: Evolución del número de personas de América Latina que utilizan generación off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

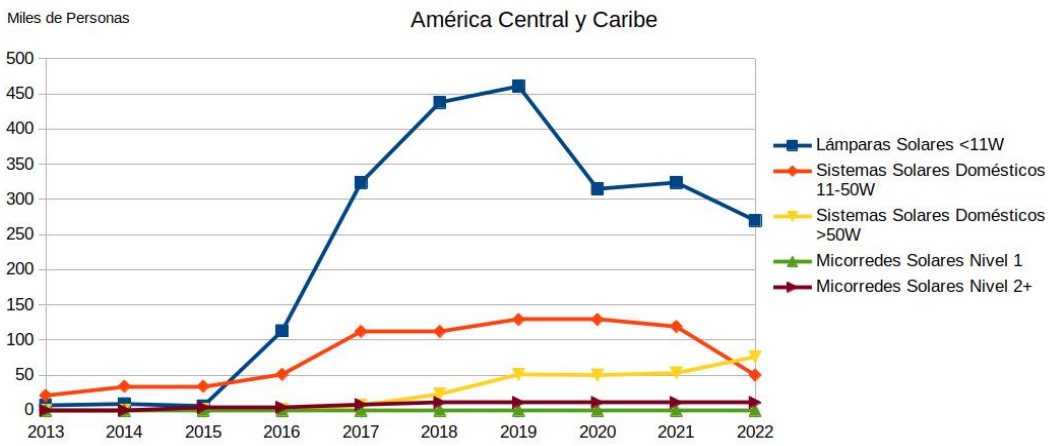


Figura 4.16: Evolución del número de personas de América Central y Caribe que utilizan generación off-grid. Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, 2023

Se puede observar que si bien la incorporación de los sistemas autónomos, y de las microrredes en particular, es creciente, aún sería necesario un impulso mayor para que su despliegue alcance a la población objetivo. Además de los aspectos financieros, se señala la necesidad de un abordaje más integrado de los principales problemas que se enfrentan, para que la implementación de microrredes resulte sostenible y resiliente, requiriéndose una comprensión cabal de las causas de sus fallas (Boche et al. 2022).

4.4. Financiamiento y sostenibilidad

El financiamiento de las inversiones requeridas para construir la infraestructura necesaria para posibilitar el acceso de la población que no dispone de servicio de electricidad de calidad, es parte de los desafíos que se enfrentan para lograr el objetivo de universalizar el acceso a la electricidad, tanto sea para las conexiones a la red nacional o regional, como para sistemas autónomos.

Definir, desde el punto de vista económico (usando el LCOE como indicador), si una comunidad debe ser electrificada con conexiones a la red nacional o regional, o con una microrred, es solamente una parte del problema. La entidad que financia el proyecto debe calcular un precio de la electricidad en función de la oferta y la demanda, que resultando asequible a la población objetivo, permita la amortización de la microrred o la red construida, para que el proyecto no fracase (Hubble y Ustun, 2017). En esas consideraciones deben incluirse los planes nacionales, subsidios si es necesario, etc. Para determinar el período de recuperación de la inversión se requiere una determinación realista de la demanda real que existe y cuál es el nivel de suministro que esa comunidad tiene capacidad de pagar.

El diseño de los instrumentos financieros y la estabilidad de los mismos, influye en la sostenibilidad y permanencia de los productos y servicios. En poblaciones de muy bajos recursos, que no pueden afrontar tarifas de electricidad que paguen los costos de inversión, operación y mantenimiento, se necesitan compromisos de financiamiento público a largo plazo. Estos financiamientos deben cubrir las diferencias entre el costo del servicio y las tarifas que resulten asequibles a la población, además de subsidiar las inversiones necesarias para catalizar la adopción de productos. Esto es necesario tanto si se trata de soluciones con extensión de redes o autónomas (Nagpal, 2023). En distintos ámbitos, foros internacionales (Women Energize Women Conference, 2023) y publicaciones de las instituciones que son responsables del seguimiento del índice de electrificación (IEA et al. 2023), la necesidad de financiamiento es un tema siempre presente y se plantea como una gran dificultad a sortear para aumentar el acceso de la población rural a la electricidad.

Así mismo, la experiencia recogida internacionalmente muestra que la adecuada institucionalidad, que asegure el mantenimiento, los aspectos tarifarios, la atención a los aspectos sociales y culturales de la comunidad a ser atendida y la disponibilidad de recursos humanos adecuadamente entrenados, son de

fundamental importancia para que el acceso logrado se mantenga en el tiempo (Martinot et al. 2001; Banal-Estanol et al. 2017; Akinyele et al. 2018; Iorio y Sanin, 2019; Narayan et al. 2020; Boche et al. 2022). Esto ha sido verificado en el ámbito local y regional (ARIAE, 2021, Coviello y Ruchansky, 2017, Iorio y Sanin, 2019).

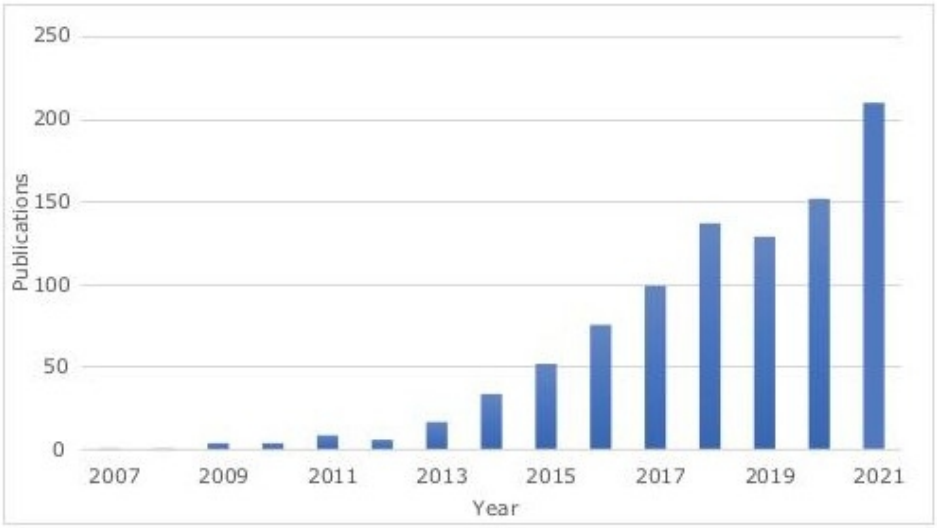


Figura 4.17: Crecimiento de número de publicaciones sobre sostenibilidad y resiliencia de las microrredes. Fuente: Boche et al. 2022

La Figura 4.17 muestra el número de publicaciones anuales relacionadas con sostenibilidad o resiliencia de microrredes desde 2007. Los datos se obtuvieron de las publicaciones IEEE, Elseiver y MDPI, utilizando el motor de búsqueda Web of Sciencie. Se evidencia el interés creciente en investigar el desarrollo sostenible de microrredes, particularmente en los últimos 10 años.

En "Understanding Microgrid Sustainability: A Systemic and Comprehensive Review"(Boche et al. 2022), se plantea que el abordaje de la incorporación de microrredes para abastecer a la población aún no electrificada debe atender cuatro aspectos de forma integrada: aspectos energéticos, aspectos de información, aspectos financieros y aspectos sociales. En el campo de la energía, lo más importante es el adecuado dimensionamiento, con componentes con la calidad adecuada y un apropiado sistema de protección. Este campo ha sido el que se ha estudiado más, y sus desafíos están en el perfeccionamiento tecnológico, particularmente en la eficiencia o en contribuir a la reducción de los costos económicos y del impacto ambiental. La selección de los componentes requiere tener presente la necesidad de mantenimiento y actualización de la microrred,

pues hay avances tecnológicos permanentes y algunos componentes pueden dejar de tener reposición (obsolescencia). En el ámbito de la información, los retos están relacionados con los datos, el control y las comunicaciones. Los algoritmos de gestión energética y la interoperabilidad entre microrredes son temas que han tenido avances y continúan siendo centrales para la sostenibilidad.

Desde el punto de vista financiero se requiere un diseño técnico-económico adecuado, incluyendo planificación a largo plazo para la expansión e inversión. Es necesario conectar a los usuarios con los gestores. Para asegurar la sostenibilidad a largo plazo del mercado eléctrico local, el modelo de negocio debe involucrar tanto a los consumidores como al mercado energético, y encontrar un equilibrio entre la gobernanza y la propiedad. En el campo de lo social, el foco está en la aceptación, que se basa en el conocimiento de la tecnología y en la comprensión e incorporación de las reglas de uso, construyendo una percepción positiva de ese uso. Es un aspecto esencial a la sostenibilidad de una microrred, permitiendo una operación más sencilla, el apoyo de la empresa que eventualmente brinda el servicio y la participación en el mercado. Se hace notar que se ha utilizado el término "aceptación" porque es el que los autores utilizan. En otros trabajos se utiliza el término "apropiación". En el trabajo "Challenges of Microgrids in Remote Communities: A STEEP Model Application", (Akinyele et al. 2018) se propone un modelo que analiza los factores predominantes en los fracasos de las minirredes, que denominan STEEP por las iniciales de los aspectos a analizar: Social, Tecnológico, Económico, Ambiental y Políticas Públicas. Aportan una plataforma para las acciones y esfuerzos de las partes involucradas que permitan superar esos principales inconvenientes detectados. Concluyen que para ello se requiere atender, desde la planificación, la efectiva participación de la comunidad, disponer de un marco financiero sólido, con incentivos fiscales y políticas estables y favorables para los beneficios, realizar un diseño realista y apropiado del sistema, con consideraciones de impacto ambiental, asegurar el mantenimiento efectivo y la remuneración de la generación, y también el desarrollo de capacidades y expertise local, incluyendo aspectos de educación pública. La propuesta se plantea como válida para cualquier comunidad remota del mundo, si bien se desarrolló a partir de experiencias y casos de estudio en Nigeria y África Occidental.

Se considera interesante reseñar algunos estudios relevantes que han abordado la sostenibilidad de diversos proyectos y programas de introducción de energías renovables en el medio rural que se aplicaron en países en desarrollo.

Son muy citados los trabajos de Martinot et al. 2002 y Banal-Estanol et al. 2017.

En el trabajo "Renewable Energy Markets in Developing Countries"(Martinot et al. 2002) ya proyectaban la expansión del mercado para iluminación solar de hogares rurales, así como del biogás y pequeñas redes hidroeléctricas, solares, eólicas o híbridas. También señalaron lo apropiado de la energía solar fotovoltaica para incrementar el bombeo y potabilización de agua, en comunidades rurales aisladas. Destacaron la necesidad de una efectiva transferencia tecnológica, nuevos modelos replicables, créditos para hogares rurales y emprendedores, marcos regulatorios y financiamiento para desarrolladores privados de empresas de energía, así como también estimular los servicios nacionales de innovación. El trabajo también comenta que, entre 1979 y 1991, la mayor parte de la asistencia para el desarrollo destinada a energías renovables en el medio rural se destinó a financiar activos fijos de capital, pero muy poco para el mantenimiento y menos del 10 % para promover las habilidades técnicas y de gestión que permitieran desarrollar capacidades nacionales. Han sido pocos los donantes bilaterales que promovieron el desarrollo de empresas para sostener el servicio y no se crearon mecanismos de financiación que se pudieran independizar de la continuidad de las ayudas de donantes. Concluyen, entre otras consideraciones, que las agencias de desarrollo y los gobiernos deben aumentar sus esfuerzos en experiencias con usos productivos de las energías renovables, ya que, luego de muchas décadas de aplicación de programas e inversiones en áreas rurales de los países en desarrollo, se sabe poco sobre la capacidad de las energías renovables de suministrar los servicios necesarios para generar ingresos a sus usuarios y aportar otros beneficios sociales.

Es indudable que existen beneficios sociales por disponer de iluminación, de televisión y radio, alimentados por sistemas solares domésticos, minirredes o biogás; incluso son obvios los beneficios económicos por la reducción del uso de queroseno, velas y pilas. Esos usos mejoran el bienestar de los hogares, la calidad de vida, aportando mejores condiciones para que niños y adultos puedan estudiar. Los relevamientos que realiza ESMAP indican que los hogares que no acceden a electricidad de calidad destinan más del 3 % de sus ingresos para formas ineficientes de energía para la iluminación (velas, querosén, pilas). Los hogares que logran el acceso continúan usando esos métodos ineficientes de iluminación para algunas actividades (cocción al aire libre, caminar en vecindarios mal iluminados o incluso en ambientes de la vivienda en que no hay

electricidad), pero las encuestas muestran que los hogares que tienen suministro con sistemas autónomos, su gasto en ese rubro baja a 1,34 %, siendo que para los hogares que tienen conexión a red, esa tasa cae a 0,90 % (IEA et al. 2024). Se reportan algunas actividades de pequeñas artesanías que pueden ser desarrolladas en horarios vespertinos. Las encuestas muestran cuánto valorizan los hogares rurales la iluminación y la posibilidad de mirar televisión. La disposición a pagar por el servicio recibido sería una medida de ese valor.

Como un ejemplo de lo expuesto anteriormente, Wassie y Adaramola, 2021 evidencian que el uso de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales de Etiopía está en crecimiento y genera impactos significativos. Los hogares electrificados con estos sistemas, que logran entre 3 y 5 horas de electricidad, reducen su consumo de querosén, lo que disminuye riesgos para la salud y ahorra en gastos energéticos. Además, en algunos casos, facilitan microemprendimientos y aumentan ingresos. A partir de encuestas a más de 600 hogares, el principal beneficio reportado es la iluminación de calidad. Le siguen la carga de teléfonos móviles y radios, que también generan ahorros, y la reducción en el consumo de querosén. La extensión de horas para trabajo y estudio ocupa el cuarto lugar, seguida de beneficios en salud y la posibilidad de crear nuevos negocios, aunque estos últimos casos representan menos del 10 %, incluyendo barberías, puestos de carga y quioscos. El estudio también señala que la eficacia de los sistemas solares fotovoltaicos en áreas rurales de Etiopía se ve amenazada por la falta de servicio posventa, altos costos de equipos de calidad verificada, presencia de productos falsificados y dificultades de acceso a financiamiento.

En relación a la evolución del acceso a la electricidad en África Subsahariana, Gamette et al. 2024 señalan que mejorar la disponibilidad de electricidad en esa región requiere abordar la desigualdad de ingresos como condición previa. El análisis y estudio de esos aspectos está fuera del objeto de este trabajo.

Se comentan a continuación algunas observaciones y conclusiones del trabajo "How to achieve full electrification: Lessons from Latin America"(Banal-Estanol et al. 2017), que permiten tomar lecciones de los resultados de programas ya aplicados en la región, en cuanto a su sostenibilidad. Cabe señalar que los autores consideran que América Latina ha sido exitosa en sus esfuerzos por mejorar el acceso a la electricidad de su población.

Referenciando a Kruckenberg, 2015, observan tres etapas en la implementación de esos programas. a) Paradigma del Donante. Entre los años 70 y 90, las agencias internacionales de desarrollo procuraron difundir la aplicación a

pequeña escala de ciertas tecnologías con energías renovables, principalmente biogás, turbinas eólicas y calentadores solares, como forma de atender las necesidades energéticas de comunidades rurales aisladas. Actuaron junto a los gobiernos municipales y comunidades, donando equipamiento y su instalación. No previeron recursos para el mantenimiento de los equipos instalados, ni para la formación de los usuarios. También identifican carencias en la institucionalidad y en la regulación para asegurar la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo. b) Paradigma de la orientación al Mercado. A partir de la Cumbre de Río 1992, las agencias de desarrollo multilaterales procuraron desarrollar programas de financiación en que las partes asumieran riesgos y parte de los costos. Se tenía la expectativa de que la introducción de energías renovables, con tecnologías del tipo de sistemas solares para hogares, microrredes en pequeñas escalas, biogás para iluminación, resultaran redituables para sus destinatarios. Se registran casos en Argentina, Brasil y Chile. Sin embargo, solamente se observaron resultados exitosos en comunidades que ya disponían de acceso a otros servicios públicos e infraestructura, y que ya estaban en proceso de desarrollo y con mejores condiciones económicas. c) Paradigma de Participación. A comienzos del siglo XXI, los programas aplicados reconocen el carácter intersectorial y los distintos niveles del cambio técnico y social necesarios para los proyectos que incorporan energías renovables en comunidades rurales aisladas. Se enfocan en la sostenibilidad ambiental y social, la generación de ingresos y las necesidades institucionales y sociales (Iorio y Sanin, 2019). Procuran integrar la participación de gobiernos, bancos de desarrollo, agencias multilaterales, empresas privadas, organizaciones no gubernamentales, distribuidoras, instituciones de micro-finanzas, así como la participación de las comunidades locales.

Iorio y Sanin, 2019 comentan la reseña de Banal-Estanol et al. 2017 de los distintos modelos de intervención para llevar la electricidad a la población rural más aislada.

1) Modelo del Distribuidor: aprovecha a las empresas minoristas locales (distribuidores) para vender equipamiento de generación (principalmente fotovoltaico) directamente a los consumidores que están desconectados de la red eléctrica. Se ofrecen subsidios a esas empresas, procurando reducir los precios de las unidades y de la instalación de los sistemas, con el objetivo de expandir el mercado y asegurar la rentabilidad de esos distribuidores. Sin embargo, hubo dificultad en atraer distribuidores y resistencia a hacer llegar la reducción de

precios a los consumidores. En Bolivia se implementó el Programa de Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural, con este modelo, en el cual se establece que el distribuidor debe ofrecer los servicios de operación y mantenimiento.

2) Modelo del Concesionario. Introducido en los 90, este modelo promueve que se liciten concesiones de generación y distribución de electricidad a empresas privadas, en áreas rurales seleccionadas, con subsidios definidos por los gobiernos. Esos concesionarios son responsables del mantenimiento y la operación. Requiere, por tanto, el monitoreo del cumplimiento de la calidad de servicio establecida. A las autoridades públicas les corresponde definir la tarifa a cobrar, que sea posible de ser pagada por los consumidores locales. Se espera que haya muchos oferentes, de modo que con la competencia los subsidios se mantengan bajos. Ejemplos de aplicación de este modelo han sido el programa PERMER en Argentina, comenzado en 1999, el Programa de Electrificación Rural de Perú en 1993 y en Brasil el Programa Luz para Todos, en 2003. Una de las principales críticas es la desconexión de esos concesionarios con los intereses de las comunidades.

3) Modelo liderado por Comunidades. Procurando superar la crítica a la desconexión del concesionario con los intereses de la comunidad, en este modelo se plantea que las comunidades deben armar un plan de negocios que se adecuee a sus necesidades. Las autoridades deben aprobar los subsidios y los fondos de financiamiento, considerando tanto la instalación de equipos como el mantenimiento. Se observa dificultad en generar economías de escala por las dimensiones reducidas de esas comunidades. Chile aplicó este modelo, a partir de 1994, en el Programa de Electrificación Rural, el Programa de Energización Rural y Social y el Proyecto de Microrred de Guatacondo y el Proyecto Fotovoltaico de Coquimbo.

4.5. Programa Luz para Todos en Brasil Algunos resultados observados

Dada la disponibilidad de una amplia y detallada información pública sobre el programa de universalización del servicio público de electricidad en Brasil —particularmente a través de los sitios web del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)—, se presenta a con-

tinuación una descripción más detallada del Programa Luz para Todos, junto con algunas conclusiones relevantes al respecto.

El proceso de la promoción del acceso universal a la energía eléctrica en Brasil tuvo como marco inicial el Decreto Nº 4.873, del 11 de noviembre de 2003, que estableció el "Programa Luz para Todos" (Ministerio Minas e Energia, Brasil, 2024 Acceso 20/9/2024). Tuvo un antecedente en el año 2000 con el programa "Luz no Campo". A lo largo de sus más de 20 años de funcionamiento, el programa "Luz Para Todos" fue prorrogado en sucesivas oportunidades, pues se identificaba más población sin acceso a la electricidad. Fue evolucionando e incorporando actualizaciones técnicas. Por ejemplo, detalles sobre el tipo de lámparas eficientes, primero con tecnología fluorescentes compactas y luego LED (Gomes et al. 2022). En el período de 2003 a 2023 se contabilizaron 3,6 millones de domicilios conectados a la electricidad, beneficiando a 17,2 millones de personas. (Ministerio Minas e Energia, Brasil, 2024). En agosto de 2023, a través del Decreto N° 11.628, se lanzó una nueva etapa del "Programa Mais Luz para a Amazonia", que había sido creado en febrero de 2020, focalizando regiones remotas de la Amazonia Legal; se priorizan fuentes de energías limpias y renovables para la generación de energía eléctrica (página web del Ministerio de Minas y Energía, (Ministerio Minas e Energia, Brasil, 2024, acceso 20/9/2024). De acuerdo al censo de 2023, en Brasil se asegura el acceso a la energía eléctrica al 99,8 % de la población (IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2023). Los desafíos están, obviamente, en las áreas más aisladas y remotas del territorio.

Esta última edición del programa explicita que la extensión de redes es prioritaria, pero para las regiones remotas de la Amazonia Legal se hace uso de sistemas aislados de energía eléctrica. Se establecen plazos: diciembre de 2026 para alcanzar a la población rural en general y diciembre de 2028 para la población de las regiones más remotas de la Amazonia Legal. (Ministerio Minas e Energia, Brasil, 2024) Entre otros objetivos, se plantea la sustentabilidad y continuidad del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional, combate a la pobreza energética, inclusión social y productiva de comunidades vulnerables, respetando y valorizando la cultura de los pueblos indígenas, capacitando mano de obra local asociada a brindar el servicio público de distribución de energía eléctrica en la Amazonia Legal. Se incluyen entre los beneficiarios a quienes hoy disponen de electricidad con generación de fuentes no renovables. Se manejan registros de familias y comunidades, escuelas,

centros de salud y pozos de agua comunitarios. El programa se financia a partir de tasas que pagan agentes del sector eléctrico, la "Conta de Desenvolvimento Energético- CFE", instituida como subvención en una ley del 2002, y otras fuentes previstas en la ley. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es la responsable de la fiscalización del programa. A los efectos de este trabajo, interesan en particular los sistemas autónomos con energías renovables, individuales o colectivos. La reglamentación de ANEEL los denomina Sistemas Individuales de Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Intermitentes (SIGFI) (traducción propia) y Microsistema Aislado de Generación y Distribución de Energía Eléctrica (MIGDI, por sus siglas en portugués) (ANEEL, 2024). Deben abastecer las necesidades básicas de iluminación, comunicación y refrigeración de las unidades consumidoras. Los sistemas autónomos individuales y los sistemas tipo minirredes, alimentados por energías renovables, se instalaron en lugares donde la extensión de redes no fue posible. Los motivos por los cuales las distribuidoras consideraron no viable la extensión de redes fueron, por ejemplo, dificultades logísticas, grandes distancias desde los centros de consumidores y altos costos de instalación. Se prevé que lo que falta sea alimentado por sistemas autónomos de energías renovables, principalmente fotovoltaico (Gomes et al. 2022).

En la Tabla 4.2 se muestran los tipos de sistemas previstos actualmente, con sus características básicas.

Disponibilidad mensual asegurada (kWh/mes)	Consumo de referencia (Wh/día)	Potencia mínima (W)
45	1.500	700
60	2.000	1.000
80	2.650	1.250
120	4.000	1.500
180	6.000	1.800

Tabla 4.2: Características de los tipos de sistemas autónomos previstos en la normativa del Programa "Luz para Todos", Brasil. Fuente: Gomes et al. 2022

, ,

En Gomes et al. 2022 se analiza y evalúa la implantación de esos sistemas autónomos, que fueron incluidos como opción de electrificación a partir de setiembre de 2004 (Resolución de ANEEL Nº83, sustituida por Resolución ANEEL Nº1000, de7/12/2021). Están reguladas las condiciones de suminis-

tro, como ser disponibilidad mensual mínima, calidad y continuidad, plazos de atención de solicitudes e incidencias, lectura y facturación. También se define que la responsabilidad por el mantenimiento, aspecto esencial en la sostenibilidad, es de la distribuidora (empresa que tiene la concesión del servicio de distribución en esa área), fundamentado en la experiencia internacional y brasileña. Los sistemas autónomos, tanto los individuales como las microrredes, deben tener autonomía de al menos 36 horas (cuando fuente solar) y 48 horas para otras fuentes (eólica, hidráulica, híbridos, que desde 2004 pueden incluir diésel). El suministro es en corriente alterna, con los niveles de tensión predominantes en el municipio. Los sistemas individuales pueden abastecer en corriente continua las cargas que así lo permitan, si hay acuerdo entre distribuidora y consumidor (Resolución Normativa ANEEL Nº1.000/21). La disponibilidad mínima garantizada era de 13 kWh para cada unidad consumidora; con la Resolución 1.000/21 pasó al valor actual indicado de 45 kWh.

Mecanismo de funcionamiento

Se establece un plan para cada distribuidora, con metas y plazos para alcanzar la universalización en su área, tanto urbana como rural. La fiscalización la realiza ANEEL. En 2021 ANEEL publicó las metas iniciales para las distribuidoras, por Estado. En su total, están previstas 210.221 conexiones. En el Anexo VII se muestran esas metas discriminadas para cada distribuidora (estados de Acre, Amazonas, Amapá, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima, Tocatins). Las empresas distribuidoras deben enviar informes semestrales, a efectos de verificar el cumplimiento de las metas establecidas.

El agente ejecutor también debe realizar la instalación interna de la unidad consumidora. Si son residencias, debe incluir un punto de luz por habitación (hasta tres puntos) y dos tomacorrientes. Deben aportar los materiales necesarios, incluyendo lámparas. Si son establecimientos colectivos, como escuelas, puestos de salud o centros comunitarios de producción, se debe compatibilizar el tipo de conexión con la carga a ser atendida. También se debe realizar la instalación interna, aportando los materiales correspondientes. La conexión es gratuita para viviendas de familias de bajos ingresos, escuelas, centros de salud públicos del medio rural, e incluye los materiales necesarios. Las familias deben anotarse en un registro de programas sociales.

Análisis de datos aportados por ANEEL

Los autores del estudio accedieron a información disponible en la página web de ANEEL, obteniendo planillas con los registros de cada sistema instala-

do y las incidencias recibidas por la distribuidora. En mayo de 2024, a través de la página web de ANEEL, siguiendo las instrucciones de solicitud de información pública, esta tesista solicitó las planillas, pues por internet no fue posible obtenerlas. La solicitud fue registrada como nº 48003.003997/2024-31 y respondida en junio del mismo año, aportando la información de sistemas instalados y las incidencias del período 2020 y primer semestre de 2023. Las planillas enviadas tienen el mismo formato indicado en el estudio Gomes et al. 2022. Esas planillas recogen lo que las distribuidoras han enviado. No son bases exhaustivas, pues puede haber material no entregado al momento en que se hizo la consulta. O sea, el análisis de los datos está limitado a las distribuidoras que cumplieron con el envío de informaciones.

Según Gomes et al. 2022, entre el 30 de noviembre de 2006 y el 18 de enero de 2022 se instalaron 23.219 sistemas. La mayoría (61 %) se instalaron entre 2009 y 2010. El 97 % de los sistemas instalados son residenciales, siendo 67 % del tipo 13 (garantiza disponibilidad mensual de 13 kWh). A partir de 2017 se comienzan a instalar los tipo 45 (garantizan disponibilidad mensual de 45 kWh), que a la fecha del estudio relatado, son los segundos en cantidad. En la tabla 4.3 se muestra el número de sistemas instalados en el período analizado por los autores, según su capacidad.

Energía Mínima Asegurada (kWh/mes)	13	30	45	80	90	180	**TOTAL**
Cantidad de sistemas instalados	15.540	216	6.993	291	62	117	23.219

Tabla 4.3: Tipos de sistemas autónomos previstos en el Programa Luz para Todos. Fuente: Gomes et al. 2022

En la Tabla 4.4 se muestra la cantidad de sistemas instalados por cada distribuidora, al primer semestre de 2023, de acuerdo a las planillas enviadas por ANEEL en junio de 2024, solicitadas a los efectos de este trabajo. Del total, 127.271 son SGIFI y 2.781 son MGDI. Se puede observar que la cantidad de sistemas instalados, en 2022 y primer semestre de 2023, se incrementó significativamente.

COELBA BA	**Elektro** SP	**Equatorial** GO	**Equatorial** MA	**Equatorial** PA	**ENEL** CE	**ENEL** GO	**ENEL** RJ	**TOTAL**
74.812	1.255	398	4.340	47.974	273	732	268	130.052

Tabla 4.4: Cantidad de sistemas autónomos instalados, por distribuidora, al 2023, 1er.semetre. Fuente: elaboración propia en base a planillas enviadas por ANEEL (junio2024)

En la figura 4.18 se observa una imagen que ANEEL pone a disposición en su página web, mostrando la ubicación de los sistemas instalados.



Figura 4.18: Localización de los sistemas autónomos instalados por el Programa "Luz para Todos". Fuente: ANEEL, 2024 acceso 20/9/2024)

Evaluación de resultados

El análisis cuantitativo de las planillas recibidas desde ANEEL arroja resultados que coinciden, cualitativamente, con las conclusiones del estudio de Gomes et al. 2022. La mayoría de los reclamos recibidos se consideran "procedentes"(80 % en las planillas recibidas de ANEEL y 52 % en Gomes et al. 2022). Más del 85 % de las incidencias procedentes fueron ïnterrupciones". Entre las causas, las fallas de materiales o equipos son en el entorno de 30 %; la corrosión aparece en 2,5 % de casos en Gomes et al. 2022, pero en las planillas de ANEEL no llegan a 1 %; los robos se pueden considerar insignificantes (menos del 1 %). Sin embargo, hay más de 50 % de registros que atribuyen a "otros"la interrupción.

Gomes et al. 2022 valoran positivamente la mayor transparencia de la información disponible (a través de ANEEL). Como aspectos a mejorar, señalan

que sería conveniente que se detallaran mejor las fallas de los materiales, a efectos de encontrar soluciones; además, se encuentran algunas inconsistencias en las planillas que figuran en ANEEL. También aún se observan retrasos importantes en los envíos de los informes semestrales por parte de las distribuidoras, y no es sencillo entrar en contacto con las mismas.

Finalmente,con el trabajo de campo que Gomes et al. 2022 relatan, se verifican y confirman aspectos que ya son mencionados en la literatura internacional: el éxito de estos planes de electrificar con sistemas autónomos con energías renovables en localidades remotas y de bajo poder adquisitivo requiere mayores esfuerzos en el área social (escucha de las necesidades, asegurar comprensión de los aspectos básicos del uso adecuado, de sus derechos, de formas de hacer llegar un reclamo) y asegurar mantenimiento efectivo. La fiscalización tiene un papel importante en ello.

Así mismo, es valiosa y destacable la decisión política asumida, el rol del Estado a través de sus instituciones y que el programa se mantenga como política de Estado, continuado a través de sucesivos períodos de gobierno.

En el Anexo VI se incluyen tablas con el análisis cuantitativo de Gomes et al. 2022 y de las planillas recibidas de ANEEL, correspondientes al período de 2020 al primer semestre de 2023. También se recogen las observaciones y conclusiones de los autores del estudio citados.

Capítulo 5

Caso Cerros de Vera

La Dirección Nacional de Energía promovió, con carácter de proyecto piloto, la instalación de un sistema autónomo de generación a partir de energías renovables, en sustitución de la generación diésel previamente existente en la localidad de Cerros de Vera, Departamento de Salto. La iniciativa se enmarcó en las acciones dirigidas a cumplir con los objetivos establecidos en la Política Energética Nacional 2008 - 2030, que busca alcanzar la "*universalización del acceso a la energía eléctrica para todos los habitantes del país, mediante un complemento de diversos tipos de energéticos y tecnologías, con soluciones adaptadas a las necesidades y al contexto territorial de cada hogar*".

Para su ejecución se asignaron tres partidas del presupuesto anual de la DNE, destinadas específicamente a Electrificación Rural, a las que se sumó el aporte financiero de UTE, permitiendo así cubrir el costo total del sistema instalado. El sistema instalado entró en servicio el jueves 25 de febrero de 2015. La inauguración oficial fue en julio de 2015.

5.1. El Pueblo

El pueblo Cerros de Vera está situado en el sureste del departamento de Salto (Latitud: -31,7; Longitud: -56,8), como se observa en la Figura 5.1. Se puede acceder desde la ruta 31 o desde la 26, encontrándose a 100 km de la ciudad de Tacuarembó y a 130 km de la ciudad de Salto.

Al momento del relevamiento realizado para la definición del sistema a instalar, vivían allí en el entorno de 60 familias, aproximadamente 160 habitantes.



Figura 5.1: Ubicación de Cerros de Vera. Fuente: elaboración propia

Es un pueblo desarrollado por MEVIR[1], aunque ya existían algunas viviendas anteriores (por ejemplo, algunos de los almacenes). Luego de la conformación del pueblo, también se instalaron en sus alrededores algunas viviendas precarias.

Se trata de una población relativamente aislada, ya que para llegar es necesario recorrer decenas de kilómetros por caminos vecinales sin pavimentar, que incluyen pasos sobre arroyos y cañadas. En ocasiones de lluvias que provoquen pequeñas crecidas, suelen quedar intransitables, dificultando el acceso.

Eléctricamente también estaban aislados, pues en el momento en que se efectuó el proyecto no llegaban redes de media tensión del sistema interconectado nacional. Disponían de electricidad en forma permanente, todas las horas del día, todos los días del año, pues alrededor del año 1980 UTE instaló generadores diésel y una pequeña red de distribución de baja tensión, que alimentaba a las residencias familiares, a un salón comunal, una escuela, la comisaría, la policlínica, algunos comercios, una antena de ANTEL y el alumbrado público (responsabilidad de la Intendencia de Salto). De esa forma, estuvo operando durante muchos años como mini red diésel. En el momento en que se inició

[1]MEVIR- Institución pró-erradicación de la vivienda rural insalubre

el relevamiento de la situación eléctrica del poblado, en la pequeña central de generación de UTE se contaba con tres equipos diésel. Para asegurar la operación, el mantenimiento de los generadores y la disponibilidad del combustible, se requería la presencia de funcionarios de UTE en forma permanente.

Por tanto, la población de Cerros de Vera estaba acostumbrada a disponer de electricidad con muy buena calidad de servicio, prácticamente sin cortes, que los diferenciaba de otros pueblos vecinos, conectados a redes rurales de media tensión (URSEA, 2024). Y tenían incorporado en su cotidiano el sonido que produce un generador diésel funcionando, como surgió en las conversaciones que se mantuvieron.

La presencia de UTE en esa localidad fue determinante para seleccionar Cerros de Vera como localidad en que se instalaría la primera experiencia piloto de generación autónoma con energías renovables en Uruguay, funcionando en forma permanente y con carácter de servicio público. De esta forma, se buscó contar con la institucionalidad necesaria para asegurar la sostenibilidad del sistema instalado, atendiendo uno de los aspectos fundamentales señalados en el apartado 4.4 de este trabajo.

5.2. Asesoramientos técnicos y sociales

En todas las etapas del proyecto se contó con el apoyo técnico y metodológico de instituciones y expertos nacionales e internacionales. Estas colaboraciones fueron financiadas por la Agencia Española de Cooperación Internacional al Desarrollo (AECID), a través del "Proyecto Promoción de Fuentes Renovables y Uso Eficiente de la Energía". Se contrataron expertos internacionales y se firmaron convenios específicos con instituciones nacionales.

5.2.1. Asesoramientos técnicos

:

Metodología: El 26 de noviembre de 2013 se realizó en Montevideo un taller con la ingeniera MSc. Sandra Y. Garzón (Universidad de La Salle, Colombia), en que se abordó su "Metodología para implementar soluciones energéticas en comunidades rurales aisladas", y su adaptación a las características específicas de Uruguay.

Diseño y adquisición del sistema de generación El profesor Dr. Ing.

José Cataldo (IMFIA, Facultad de Ingeniería, UDELAR) brindó asesoramiento en la redacción del pliego de condiciones para la adquisición del sistema de generación renovable autónomo destinado a abastecer al pueblo de Cerros de Vera. También participó en el análisis y adjudicación de las ofertas presentadas. Estas actividades se realizaron en el marco del Convenio Específico firmado entre la Facultad de Ingeniería (UDELAR) y el MIEM-DNE en diciembre de 2011.

Evaluación técnica internacional El equipo liderado por el profesor Dr. Mariano Sidrach de Cardona (Universidad de Málaga, España) participó en la evaluación de las propuestas técnicas recibidas durante la licitación. Posteriormente, realizó un análisis del sistema instalado, evaluando tanto la ejecución como el desempeño energético observado en el sitio.

5.2.2. Asesoramiento social y trabajo con la comunidad

En julio de 2012 se firmó un convenio con la Asociación Pró-Fundación para las Ciencias Sociales, con el objetivo de incorporar la dimensión social en todas las fases del proyecto piloto. Como se menciona en el capítulo 4 (apartado 4.4), la atención a los aspectos sociales y culturales de las comunidades involucradas, así como la existencia de recursos humanos capacitados, son elementos clave para garantizar la sostenibilidad de las soluciones energéticas implementadas Akinyele et al. 2018; Banal-Estanol et al. 2017; Boche et al. 2022; Iorio y Sanin, 2019; Martinot et al. 2002; Narayan et al. 2020.

Inicialmente se realizó un relevamiento de percepciones de la población local sobre su abastecimiento eléctrico original, así como sus necesidades, expectativas e inquietudes frente a la propuesta de modificar el sistema de abastecimiento eléctrico a la comunidad. Se organizaron reuniones informativas para explicar el proyecto, responder inquietudes de los habitantes y promover el involucramiento comunitario.

Entre las preocupaciones más frecuentes manifestadas por la población se encontraban la tarifa que pagarían y la continuidad del servicio. Algunos habitantes expresaron que en pueblos cercanos conectados a la red de media tensión se producían cortes frecuentes, especialmente en días de lluvia, lo cual generaba incertidumbre respecto a la confiabilidad del nuevo sistema.

Durante esos encuentros también se promovió el valor del uso de energías renovables locales, como medio para reducir la dependencia del petróleo im-

portado y mitigar emisiones de gases de efecto invernadero. También se abordó el concepto de eficiencia energética, diferenciándolo del ahorro entendido como restricción, lo que representó un desafío, ya que muchos pobladores asociaban el cuidado del consumo con la imposibilidad de pagar facturas elevadas, lo cual reflejaba cierta confusión entre eficiencia y limitación por motivos económicos.

Se identificaron algunos líderes comunitarios con quienes se mantuvo contacto frecuente para comunicar avances, recoger observaciones y fortalecer el trabajo colaborativo. Dado que se trataba de un pueblo MEVIR, los antecedentes de organización comunitaria facilitaron estos intercambios.

Finalmente, como parte de las acciones de eficiencia energética, se instalaron 10 colectores solares en hogares seleccionados. Esta acción fue posible gracias a una donación del gobierno de Corea, canalizada a través del BID. La selección de los beneficiarios se realizó en conjunto con la comunidad, priorizando hogares con mayor número de integrantes y presencia de niños.

5.3. Sistema Instalado

5.3.1. Proyecto e Instalación

Dado el carácter innovador del proyecto —el primero de este tipo en Uruguay—, se resolvió que la solución tecnológica no sería definida previamente por los organismos responsables, sino propuesta por los oferentes en el llamado a licitación.

La definición de los componentes del sistema a instalar fue el resultado de un proceso competitivo, llevado a cabo en el ámbito institucional de MEVIR, con la responsabilidad técnica de ingeniería de la DNE y de UTE. Se entendió más conveniente que fueran las empresas oferentes -radicadas en Uruguay- las que, junto a los proveedores internacionales de equipamiento, evaluaran la solución tecnológica más adecuada desde la perspectiva técnico-económica. En lugar de especificar el tipo y la combinación de tecnologías, el pliego de condiciones estableció los requerimientos de calidad del suministro, la demanda anual estimada y los criterios de mantenimiento del sistema instalado y aspectos de las garantías requeridas.

Para definir la demanda que el sistema de generación debía abastecer, se tuvo la ventaja de disponer de las lecturas mensuales de los medidores de energía en los suministros de UTE. Se estudiaron las lecturas de los medidores corres-

pondientes a 18 meses, de los años 2010 y 2011. Se observó que la demanda se mantenía muy estable a lo largo del tiempo, casi sin crecimiento, siendo el consumo levemente superior en verano. El pico de carga diario observado era entre 25 y 40 kW. Particularmente, los consumos residenciales eran reducidos, en el entorno de 150 kWh mensuales, reflejando las restricciones económicas de la población. Por el contrario, algunos consumos institucionales (escuela, comisaría, local de UTE) se mostraban excesivamente elevados. A partir de esas observaciones, se trabajó en la implementación de medidas de eficiencia energética en estos establecimientos, con el objetivo de mejorar el confort del personal y reducir los consumos de electricidad.

Con todas esas consideraciones, se definió la demanda anual a abastecer en 100.000 kWh.

Se recibieron dos ofertas en el llamado a licitación. Ambas ofertas definieron generación fotovoltaica con banco de baterías y respaldo diésel. Ninguna incluyó propuesta de generación eólica, lo cual mostró que, para esas potencias y en las condiciones establecidas, la generación eólica no era lo más competitivo.

El análisis técnico-económico realizado para definir la oferta adjudicada, se basó en el cálculo del indicador "costo nivelado del MWh generado", considerando el período de vida útil de cada componente del sistema, tal como se estableció en el pliego de condiciones. Es decir, se determinó el LCOE, una metodología recomendada por la literatura internacional, como se explica en el capítulo 4, sección 4.1, de este trabajo. Para ello, se utilizaron los datos técnicos proporcionados por cada oferente, y se calculó el costo anualizado de cada componente del sistema. Además, para determinar el costo total anualizado del funcionamiento del sistema ofertado, también se calculó el costo anualizado de la generación diésel requerida. La tasa de retorno de capital aplicada fue definida considerando que los pagos se realizaban con fondos del presupuesto de la Dirección de Energía.

Se instaló un generador fotovoltaico de 52,2 kWp, formado por ciento ochenta paneles, marca Suntech, de 290 W cada uno, del tipo silicio policristalino, dispuestos en nueve grupos (mesas), de veinte paneles cada uno. Se instalaron tres inversores en el campo de paneles, cada uno de ellos recibiendo la energía generada de tres de esos grupos. Son inversores trifásicos SMA Tripower, con potencia máxima efectiva de 17 kW cada uno, y la vida útil declarada fue de 10 años.

Complementariamente, se mantuvieron dos generadores diésel, de 40 kW

cada uno.

La acumulación de energía se resolvió en un conjunto de dos bancos de baterías, de 24 celdas cada uno, resultando 48 V. El conjunto permite almacenar 308 kWh total, con capacidad de 3.210 Ah cada banco. Las baterías instaladas son de BAE Secura PVV solar Valve Regulates Lead-Acid Batteries (Gel). Se previó disponer de 19 horas de autonomía, permitiendo aportar 216 kWh con DOD 70 %. La vida útil declarada para esta profundidad de descarga usual fue de 4,5 años. Si se usara con DOD 30 %, el proveedor declaró 11 años de vida útil. En la Figura 5.2 se muestra la curva característica de la batería instalada.

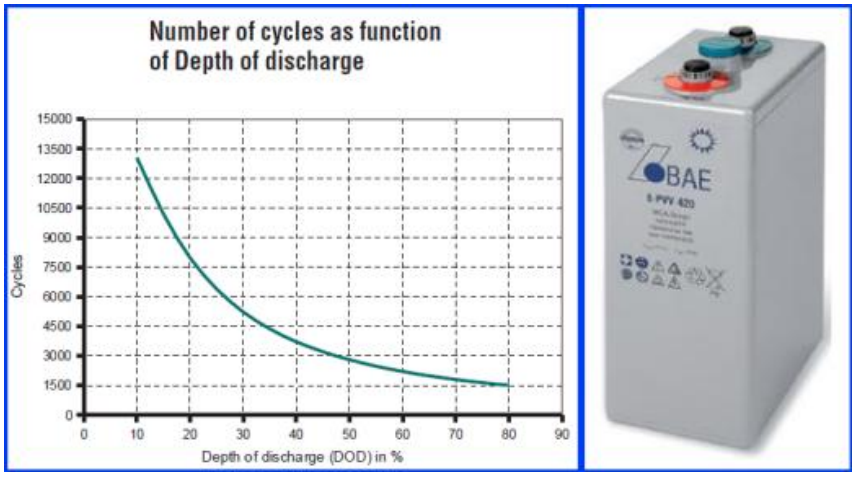


Figura 5.2: Curva característica de la batería instalada. Fuente: Giacosa, 2025, UTE

En un contenedor, especialmente acondicionado, se instaló el control del sistema, formado por seis inversores controladores de carga, del modelo Sunny Island 8.0 Tripower de SMA, monofásicos, de 8 kW cada uno. Son tres para cada banco de baterías, y se conectaron en estrella con neutro accesible. Para el funcionamiento de estos inversores se define uno de ellos como “maestro” y los otros como “esclavos”. Sus datos garantizados indican un rendimiento del 98 %. Tienen la funcionalidad de regular energía reactiva, permiten la detección automática de fallas y el acceso remoto a la información que procesan. La vida útil declarada es de 10 años. El panel de control se organiza en un armario (marca SMA, Multicluster Box 6.3, 55 kW.), que incluye barras y protecciones. Como se muestra en la Figura 5.3, ese armario cuenta con entradas para el generador fotovoltaico, una entrada para la generación diésel y las correspondientes a los bancos de baterías. Tiene un panel con display para mostrar los estados de carga de cada componente. Se conecta vía Ethernet a

un PC, para trasmisión y control del estado del equipamiento. Cuenta también con un sensor (Sunny WebBox) para la adquisición de datos y registro de las principales variables.

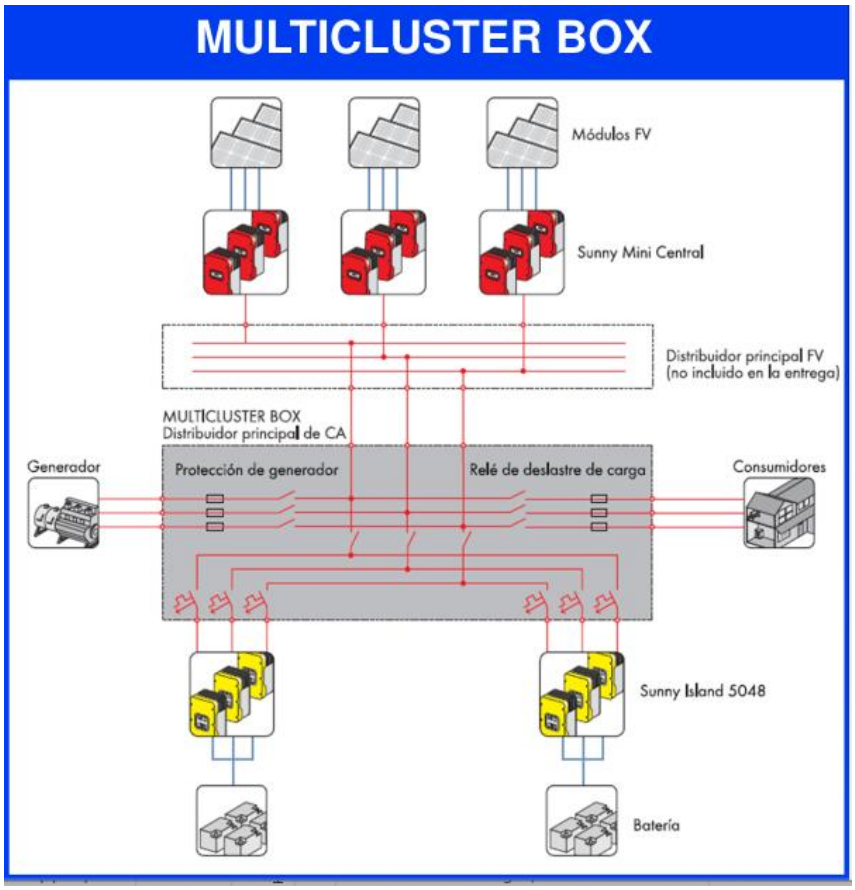


Figura 5.3: Esquema de las conexiones en el Multicluster. Fuente: UTE

El proyecto incluyó también:

• Puesta a Tierra, definida in situ. La tierra del campo de paneles fotovoltaicos es independiente.

• Descargadores de sobretensión, tanto en corriente alterna como en continua.

• Tendido eléctrico en corriente alterna desde el generador fotovoltaico hasta el local UTE

• Estación meteorológica, en el campo de paneles, que mide irradiación solar, velocidad del viento, temperatura ambiente y temperatura en los paneles.

• Una llave manual, que al accionarla bypasea el sistema y deja a la población alimentada desde los generadores diésel. Su instalación fue indicada por UTE. Esta llave podía ser maniobrada por los funcionarios de la empresa contratada para la supervisión del sistema, que recibieron formación general sobre

el funcionamiento del mismo y del accionamiento de esa llave en particular. El objetivo fue asegurar, de forma sencilla, el suministro de la población ante eventos en el sistema, que serían analizados posteriormente por el equipo de ingeniería.

En la Figura 5.4 se muestra un esquema del sistema instalado y la alimentación a la población.

En las Figuras 5.5 a 5.7 se muestran fotos del campo de paneles fotovoltaicos, con el cerco perimetral de protección; la línea de baja tensión que lleva la energía generada hasta el Multicluster, y el interior del contenedor, mostrando las baterías y los inversores controladores. En la Figura 5.8 se muestra, en planta, la ubicación del campo de paneles, del local de UTE existente en donde están los generadores diésel, el contenedor con el Multicluster, los inversores controladores y las baterías, y la red de baja tensión que los conecta.

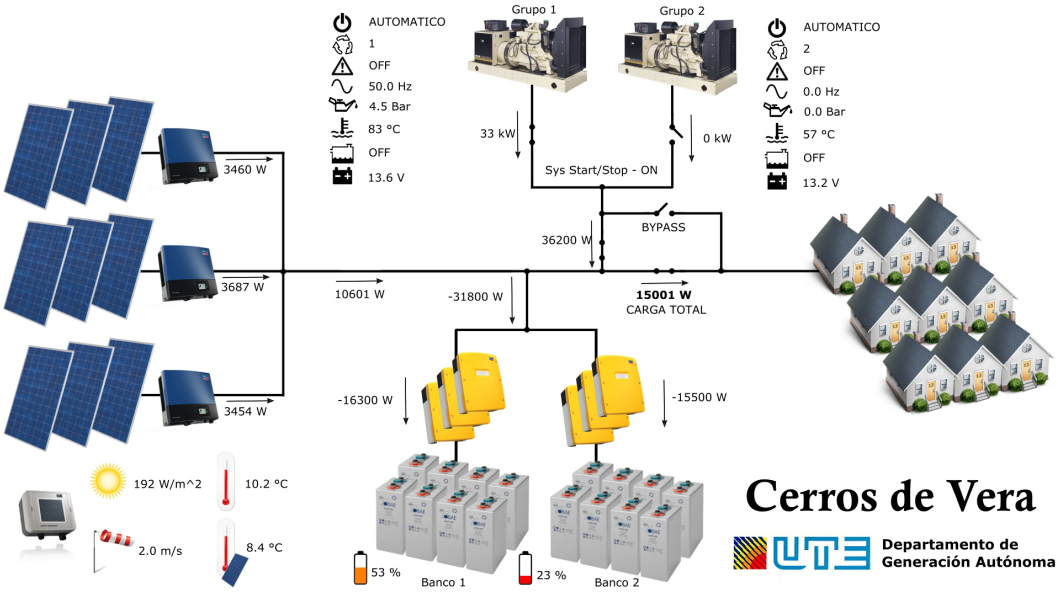


Figura 5.4: Esquema del Sistema Autónomo Híbrido instalado en Cerros de Vera. Fuente: UTE

5.3.2. Costo

El precio final, IVA incluido, fue $10.256.455, que al tipo de cambio del momento correspondía a USD 488.403. Del total de la inversión se cubrió en un 62 % con fondos de la DNE, provenientes del rubro de Electrificación Rural (como fue detallado en el comienzo de este capítulo) y el restante 38 % con fondos de UTE.



Figura 5.5: Campo de paneles del generador fotovoltaico instalado en Cerros de Vera. Fuente: fotos personales



Figura 5.6: Línea aérea de baja tensión desde el campo de paneles del generador fotovoltaico hacia el contendedor, con inversores y baterías, del sistema instalado en Cerros de Vera. Fuente: fotos personales



Figura 5.7: Interior del contenedor con los inversores y baterías. Fuente: fotos personales



Figura 5.8: Planta mostrando la ubicación del campo de paneles, el local de UTE donde están los generadores diésel, el contenedor y el recorrido de la línea aérea de BT que los une. Fuente: Giacosa, 2025, UTE

Luego, con la adjudicación ya realizada, se le pidió a la empresa contratada aumentar la capacidad del Multicluster. Esta medida procuró evitar que ese componente pudiera resultar una restricción significativa al aumento de la capacidad del sistema, dejando así la posibilidad de atender un posible crecimiento de la demanda, superior al estimado en el proyecto.

5.3.3. Puesta en servicio

Luego de realizar inspecciones físicas y ensayos de recepción de la planta fotovoltaica y del sistema en su totalidad, fueron indicadas correcciones que la empresa instaladora debió implementar.

Se realizaron observaciones a la empresa instaladora de aspectos de la prolijidad en la ejecución de la instalación, que debieron corregir: en el cableado y en los ductos correspondientes, tanto en la planta fotovoltaica como en el contenedor-sala de control; en la estructura de aluminio que soporta los paneles (los extremos de los tubos habían quedado abiertos, lo que posibilitaba que anidaran animales); falta de prensaestopas en el acceso de conductos en las distintas cajas. Se anotó que las acciones de mantenimiento requerirían cuidar la altura del pasto en la zona de paneles, para evitar sombras sistemáticas.

5.3.4. Problemas técnicos enfrentados

Desde la adjudicación del proyecto, ingenieros e ingenieras de UTE y DNE supervisaron y monitorearon todas las etapas de montaje. En paralelo con la construcción, se capacitó a una empresa, constituida por personas de la localidad, en conceptos básicos de electricidad y vigilancia del sistema, que cuenta con monitoreo en línea y seguimiento remoto desde Montevideo. De esa forma, los fallos se detectaban rápidamente y se tomaban acciones para que la población no quedara sin el servicio de electricidad. Sin embargo, en los casos en que se necesitó asesoramiento técnico especializado, por tratarse de tecnología novedosa, sin experiencia anterior a nivel local, la respuesta de SMA en Chile fue demorada. A continuación, se describen los principales problemas técnicos enfrentados.

Protección diferencial. Enseguida de la puesta en servicio, comenzaron a suceder aperturas del relé diferencial general de la instalación. Se trataba de un diferencial común, de 300 mA. Fue solucionado en el correr del primer mes,

luego de comprender que se requiere que sea un diferencial súper inmunizado, por las corrientes de fuga propias de estos sistemas y los armónicos que naturalmente se generan.

Fusibles quemados. Durante una tormenta eléctrica el 1º de mayo de 2015, se quemaron dos fusibles de la plaqueta de entrada del "Controller Assembly SIBUCTRL" en el Multicluster. Como resultado, el sistema salió de servicio y la población quedó alimentada por los generadores diésel. Esta situación se mantuvo hasta que técnicos de CIEMSA verificaron los daños. Se reemplazaron los fusibles quemados por otros transitorios de igual amperaje, aunque no eran originales. Posteriormente, se enviaron desde Alemania fusibles iguales a los originales para sustituir a los transitorios y mantener un stock mínimo. Este evento evidenció que la protección contra descargas atmosféricas implementada era insuficiente. Si bien había descargadores en el campo de paneles, éstos no protegían algunos componentes sensibles. La situación generó diversos intercambios de opiniones técnicas y de consideraciones en cuanto a responsabilidades. Finalmente, se alcanzó un acuerdo entre todas las partes, en el que se compartieron los costos de reposición de los fusibles. Los técnicos de UTE y DNE aceptaron que no habían señalado la falta de los descargadores que podrían haber evitado el daño, durante la revisión y aprobación del proyecto ejecutivo.

Micro cortes y oscilaciones. El 25 de junio, fecha de inauguración oficial del sistema, comenzaron a registrarse micro cortes y oscilaciones en la potencia, con cuatro eventos de apertura y cierre en menos de un minuto. A los diez minutos, se produjeron tres eventos adicionales de características similares. Estos problemas persistieron durante más de un año. La causa de los micro cortes fue identificada como fallas transitorias en la red del alumbrado público del pueblo. Se observó que el inversor Sunny Island es especialmente sensible a las sobrecorrientes, lo que provocaba estos eventos. La solución consistió en reemplazar los conductores utilizados en dicha red por cables preensamblados, que ofrecen mejor aislamiento y protección frente a eventos transitorios en una red aérea. Las oscilaciones continuaron sucediendo. Inicialmente, se pensó que podrían estar relacionadas con un aumento en la demanda, pero los registros no mostraron datos que lo confirmaran. Se observó que las oscilaciones coincidían con la entrada de los grupos electrógenos. Esos problemas se eliminaron cambiando los grupos electrógenos existentes por dos equipos de 64 kW cada uno. De esta manera, al contar con equipos de mayor inercia, se logró esta-

bilizar la red. La instalación de los nuevos generadores diésel fue en julio de 2018.

Descargas abruptas de baterías. El 25 de marzo de 2015, uno de los bancos de baterías experimentó una caída repentina en su nivel de carga, pasando del 50 % al 20 %, según los datos registrados en el Web Box. Se llevaron a cabo diversas verificaciones tanto en los bancos de baterías como en el cableado correspondiente, y se reprogramó la periodicidad de las ecualizaciones. Como parte de las condiciones para aceptar definitivamente la entrega del sistema, se acordó la sustitución de cuatro celdas. Aunque estos eventos continuaron ocurriendo, lo hicieron con menor frecuencia. Los análisis exhaustivos realizados revelaron que el problema se debía a la diferencia entre el estado de carga real de las baterías y la estimación que realiza el Sunny Island. Como parte de la solución, se decidió trabajar con un 40 % de DOD.

5.3.5. Evaluación Energética

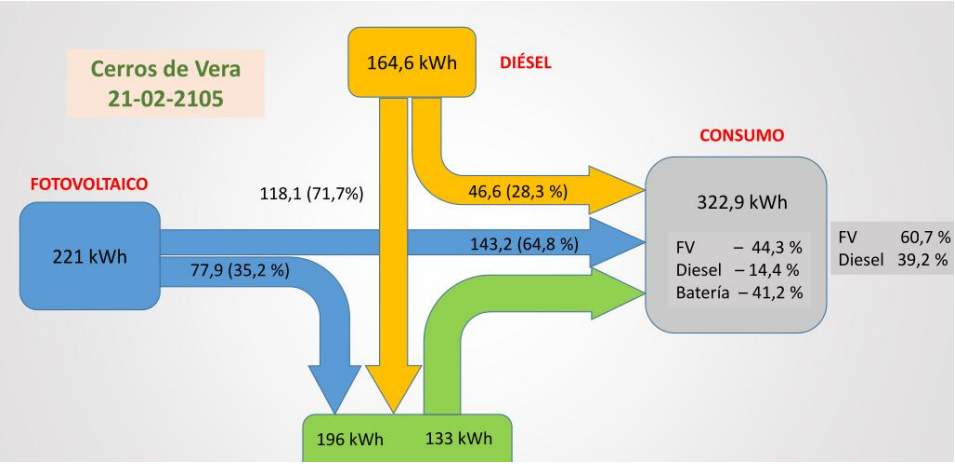


Figura 5.9: Balance energético observado el día 21.02.2015. Fuente: Mariano Sidrach

Estos balances de energía reflejan los datos registrados por los equipos correspondientes. La Figura 5.9 corresponde a lo observado en el día 21 del mes de febrero de 2015. La Figura 5.10 corresponde a los registros del mes de abril de 2015. Debe considerarse que el sistema presenta pérdidas en todos sus componentes, incluyendo el sistema de acumulación, los equipos electrónicos y la red de baja tensión.

Se observa en la Figura 5.11 la disminución significativa en el consumo de

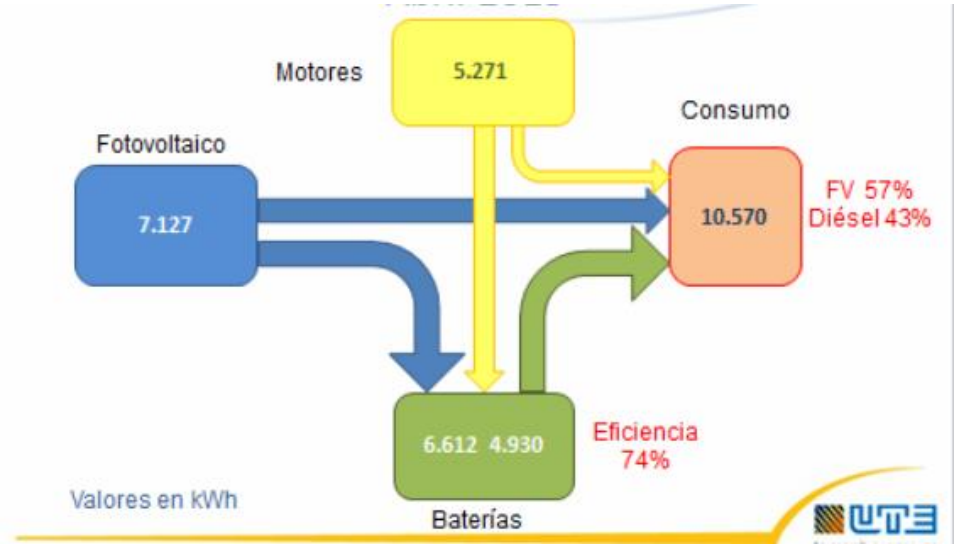


Figura 5.10: Balance energético observado en el primer mes de funcionamiento, abril de 2015. Fuente: UTE

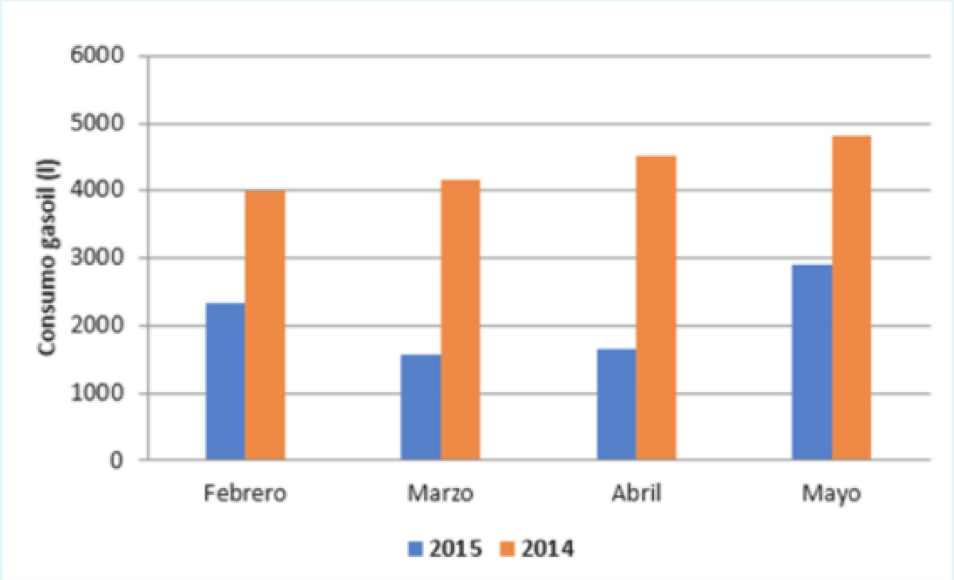


Figura 5.11: Reducción del consumo de gasoil, en el abastecimiento de Cerros de Vera, en los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2015. Fuente: Giacosa, 2025, UTE

diésel en los meses de febrero, marzo, abril y mayo de 2015, en relación a los mismos meses del año 2014. Esta reducción se verificó a pesar de que hubo más horas de funcionamiento de los equipos diésel de lo esperado inicialmente, debido a los problemas de funcionamiento que se describieron, e incluso fue evidente cuando se modificó la profundidad de descarga aceptada para las baterías, y fue necesario un mayor tiempo de uso de la generación diésel.

5.4. Conclusiones y Aprendizajes del Proyecto Piloto

Para el desarrollo del Proyecto de Cerros de Vera, se emplearon fondos públicos provenientes del presupuesto destinado a la Electrificación Rural de la DNE para la adquisición de los equipos. Además, se contó con aportes de UTE, que posteriormente asumió la propiedad del sistema. La iniciativa también fue apoyada por fondos de cooperación internacional, principalmente de la AECID, destinados a actividades de asesoramiento técnico, tanto en la ingeniería del proyecto como en las acciones sociales y la evaluación. Complementariamente, se recibió una donación del BID para la instalación de colectores solares en algunas viviendas. En este contexto, el proyecto puede enmarcarse dentro del "Paradigma de Participación" (enfoque desarrollado por Kruckenberg, 2015 y reseñado por Banal-Estanol et al. 2017), dado que integró la colaboración del gobierno, las instituciones incumbentes, organizaciones de cooperación internacional y bancos de desarrollo, atendiendo aspectos sociales, técnicos y de sostenibilidad, como se expone en el punto 4.4, referido a Financiamiento y Sostenibilidad.

A continuación, se exponen algunas conclusiones que se pueden extraer de todo el proceso, desde el proyecto, la instalación del sistema y del período de funcionamiento, hasta el presente.

Aspectos Positivos

a) La generación solar resulta de acuerdo a lo previsto, mostrando buenos indicadores, incluso en invierno. El generador fotovoltaico se ha mostrado robusto y no ha presentado problemas.

b) En la operación habitual planificada, se redujeron las horas de funcionamiento de los equipos diésel (Figura 5.12), lo que conlleva ahorros en los costos de mantenimiento de esos equipos. También resultó en una disminución significa-

tiva en el consumo de diésel para abastecer la demanda de energía eléctrica a la población, como ya fue mostrado en la Figura 5.11.

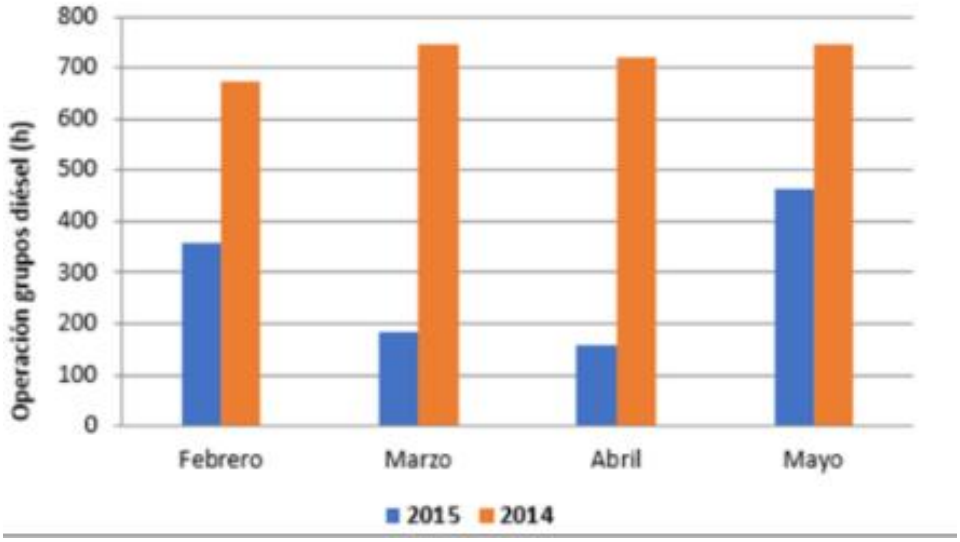


Figura 5.12: Comparación de las horas de funcionamiento de los generadores diésel, en los meses de febrero, marzo, abril y mayo, de los años 2014 y 2015. Fuente:Giacosa, 2025

c) Los generadores diésel trabajan en forma más eficiente al integrarse al nuevo sistema, comparando con la situación anterior, en que solamente existía generación diésel, pues no necesitan funcionar en momentos de baja demanda (por ejemplo, durante la madrugada). En el uso integrado al sistema, entran en servicio en momentos de pico y para cargar las baterías. A modo de ejemplo, se observó una mejora del 30 % en el rendimiento, si se compara el rendimiento en abril de 2014, de 2,44 kWh/litro con el rendimiento de abril de 2015, de 3,19 kWh/litro de diésel (Giacosa, 2025). También se observó una disminución del consumo de aceite (Figura 5.13).

d) El servicio se ha mantenido las 24 horas, los 7 días de la semana, requiriendo solamente servicio de vigilancia calificada. Esa vigilancia fue contratada a través de un proceso competitivo, a una empresa constituida con personas de la propia localidad, como se comentó anteriormente. Los integrantes de la empresa adjudicada fueron capacitados por UTE. Es destacable que personas de la comunidad, que anteriormente se dedicaban a trabajos rurales, y una joven mujer, madre de un niño pequeño, estaban entre ese personal.

e) El interruptor by-pass solicitado por UTE resultó fundamental para asegurar el mantenimiento del suministro ante fallos del nuevo sistema. Se

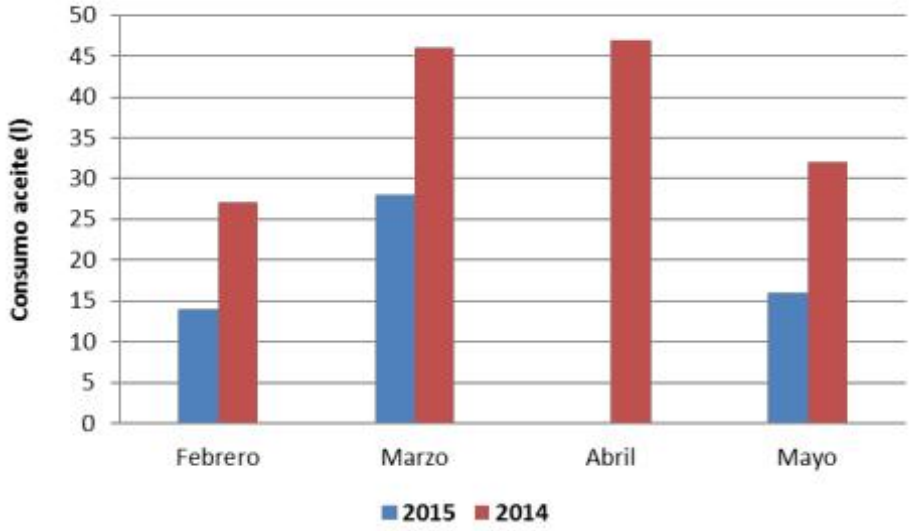


Figura 5.13: Comparación del consumo de aceite en los generadores diésel, en los meses de febrero, marzo, abril y mayo, de los años 2014 y 2015. Fuente: Giacosa, 2025

constituyó en un mecanismo sencillo de operar por el personal contratado para tareas de vigilancia, permitiendo que el servicio a la población se mantuviera.

f) Los aspectos sociales fueron adecuadamente previstos y trabajados.

Dificultades enfrentadas

Durante todo el proceso de desarrollo del proyecto, se procuró identificar otros sistemas similares en diferentes partes del mundo que permitieran realizar intercambios técnicos y de experiencias. El proveedor del equipamiento proporcionó información sobre referentes técnicos de un caso en Brasil y de otro en Bolivia, pero no fue posible establecer comunicación.

Las dificultades técnicas enfrentadas a partir de la puesta en marcha, detalladas en el punto 5.4.4, pueden considerarse como problemas de diseño y de la gestión de la empresa contratada y sus proveedores. La naturaleza innovadora del proyecto, incluso a nivel regional, probablemente contribuyó a muchas de las dificultades encontradas, las cuales pueden entenderse como propias de un proyecto piloto. La empresa proveedora del equipamiento contaba, en ese momento, con representación técnica en Chile, que fue responsable de la puesta en marcha del sistema. Sin embargo, a medida que surgían problemas técnicos, fue difícil y complejo lograr respuestas por parte del proveedor, situación agravada por la intermediación necesaria en la comunicación de la empresa

uruguaya contratada. Como resultado, la transferencia tecnológica fue limitada e insuficiente, a pesar del gran esfuerzo y compromiso de los ingenieros locales, tanto de UTE como del equipo de la empresa contratista.

El costo total del proyecto resultó mayor al inicialmente estimado, tanto en la instalación como en el mantenimiento.

Finalmente, a pesar del entusiasmo inicial, las dificultades surgidas durante el piloto en Cerros de Vera comprometieron la posibilidad de replicar la experiencia en otros casos, evidenciando los desafíos inherentes a este tipo de proyectos innovadores.

5.5. Situación Actual

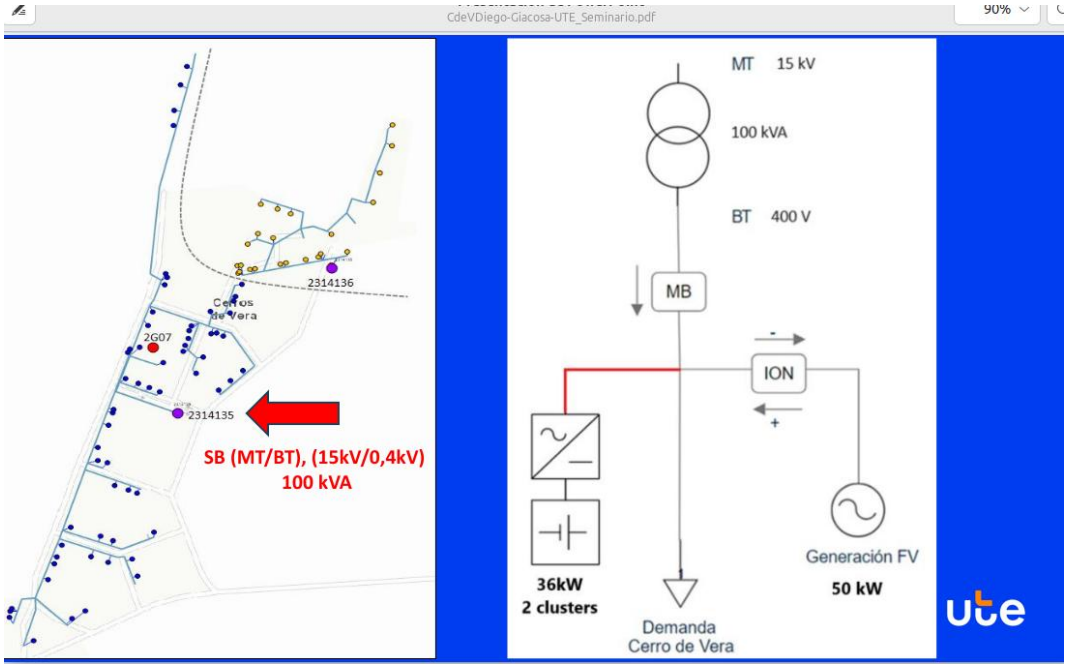


Figura 5.14: Conexiones de la alimentación actual a la población. Fuente: Giacosa, 2025

El 15 de noviembre de 2021 llegó hasta Cerros de Vera la extensión de una red trifásica de 15 kV. La conexión a la población se hizo a través de la subestación de 100 kVA indicada en la Figura 5.14, resultando Cerros de Vera en punta de línea. Se mantuvo el medidor existente, simbolizado en la figura por "MB". Es un medidor unidireccional que permite verificar la energía que la red de UTE entrega a la población.

Para conectar la demanda del pueblo a la nueva subestación, fue necesario construir un bus de alterna y eliminar el Multicluster, generando un nuevo nodo de conexión, que quedó ubicado en el mismo contenedor existente. En este nodo se conectan, también, la generación fotovoltaica y las baterías, resultando en la configuración indicada en la Figura 5.14. La conexión del generador fotovoltaico no presentó dificultades, pues los inversores Tripower del campo de paneles ya son aptos para conexión a red. El principal desafío técnico de esta etapa fue la reprogramación de los inversores Sunny Island, que dejarían de operar en isla y debían integrarse a la red. Además, fue necesario habilitar la protección anti-isla. Esta protección es imprescindible para evitar energizar la red de media tensión en caso de fallas en la misma, garantizando la seguridad durante las reparaciones. Los generadores diésel existentes se mantuvieron sin cambios. También se conservó el analizador ION, señalado en la figura, que registra eventos en el nodo.

Actualmente, el conjunto generador fotovoltaico-baterías está programado para que el excedente de energía generada, no consumido por el pueblo, se utilice para cargar las baterías, con una potencia máxima de 6 kW, en horarios predefinidos. Durante el horario complementario, las baterías descargan en el nodo para suministrar energía. El objetivo principal es minimizar la inversión del flujo de energía eléctrica en la subestación y, durante las noches, contribuir a la demanda local, reduciendo el flujo de corriente en la red hacia Cerros de Vera.

Capítulo 6

Caso Sistemas Autónomos Individuales

Como ya se ha mencionado en este estudio, la población que aún no tiene acceso a la electricidad se encuentra en zonas alejadas de las redes de distribución y, en muchos casos, dispersa. Esta situación también se presenta en Uruguay. La universalización del acceso a la energía eléctrica de calidad en áreas rurales incluye encontrar soluciones para aquellas viviendas que, por la distancia entre ellas, no pueden ser atendidas por una misma red de baja tensión.

En el trabajo de la Comisión Interinstitucional para la Electrificación Rural se observó la dificultad de incluir en los grupos de vecinos -que debían agruparse para extender la red eléctrica que les permitiera acceder a una conexión a la electricidad (García, 2018)- a viviendas más alejadas.

En ese contexto, en diciembre de 2016, la DNE y UTE firmaron el "Convenio Marco entre el MIEM y UTE", con el objetivo de reforzar las acciones para avanzar en la electrificación del 100 % del país. Se decidió implementar cinco casos piloto mediante soluciones individuales para familias rurales aisladas, utilizando sistemas autónomos fotovoltaicos con respaldo de baterías (en adelante, Sistema Autónomo Fotovoltaico Individual, SAFI).

6.1. Demanda a abastecer

Se diseñó un sistema capaz de abastecer las necesidades básicas de los hogares, considerando: para la iluminación, 6 puntos de luz en cada vivienda, con

lámparas LED; refrigerar alimentos, usando una heladera eficiente; la utilización de equipamiento de comunicación, como radio, un televisor, computadora y cargar celulares. En base a esos usos, se estimó el consumo diario promedio, en cada vivienda, en 2,7 kWh, resultando 81 kWh mensuales.

6.2. Selección de las familias beneficiadas

Para seleccionar las cinco viviendas en las que se instalaría un SAFI, se utilizaron los resultados del trabajo descrito en el apartado 3.1.2, titulado *¿Dónde se ubica la población uruguaya sin cobertura de redes eléctricas?*, en el que se realizó un cruce informático entre las redes de media tensión digitalizadas y los puntos relevados por el INE en el censo 2011. Con esa información georreferenciada, se preseleccionaron aproximadamente 100 viviendas. Este conjunto incluyó también casos aportados por el MGAP, de productores familiares rurales que no habían podido integrarse a alguno de los grupos de electrificación.

Se establecieron los siguientes criterios de selección: a) Propiedad de la vivienda: los hogares deberían ser propietarios de la vivienda. Se lo consideró como criterio excluyente. b) Residencia permanente: las personas integrantes del núcleo familiar deberían ocupar la vivienda al menos cinco días a la semana. También se lo consideró como criterio excluyente. c) Número de integrantes del hogar: se priorizaron aquellas viviendas con mayor cantidad de miembros, especialmente aquellas con menores de hasta 14 años. d) Distancia lineal a la red de media tensión más cercana. e) Grado de agrupamiento: cantidad de viviendas en un radio de 2 km. Se utilizaron los mapas con los puntos INE marcados. f) Nivel de ingresos del núcleo familiar.

Se aplicaron encuestas en terreno para relevar las características de las viviendas preseleccionadas. Las mismas fueron desarrolladas y aplicadas en el marco de un convenio con la Facultad de Ciencias Sociales. Las dificultades para localizar y acceder a las viviendas seleccionadas digitalmente, agravadas por la temporada invernal y las lluvias, limitaron la cantidad de viviendas encuestadas a 38. Aplicando los criterios mencionados, se identificaron 18 casos en los que los habitantes eran propietarios, y además, que la vivienda visitada constituía su residencia permanente. De estos 18 casos que cumplían con ambos requisitos, 9 tenían tres o más integrantes en su hogar.

Entre septiembre y octubre de 2018, el equipo técnico de la DNE y UTE realizó visitas a los hogares que habían resultado seleccionados. Con esas visitas

se procuró verificar la viabilidad de instalar los SAFIs y se recabó la conformidad de los titulares, quienes suscribieron contratos con UTE. Para esa instancia se elaboró una guía interna, que permitió al equipo técnico actuar de manera coordinada, asegurando que todas las consultas fueran respondidas de forma coherente. Se dejó a los beneficiarios material impreso explicativo del proyecto.



Figura 6.1: Localización de los sistemas individuales instalados. Fuente: elaboración propia

6.3. Sistemas Instalados

Los sistemas fotovoltaicos instalados se componen de los siguientes equipos:



Figura 6.2: Foto de una de las visitas realizadas. Fuente: material recopilado por el equipo de trabajo

- 6 paneles fotovoltaicos de 335 Wp cada uno.
- Banco de baterías de 24 V, con capacidad de 598 Ah (C20)
- Regulador de Carga
- Inversor
- Panel de Control

La irradiación solar en los lugares donde se instalaron los pilotos se encuentra en el rango de 4,1 a 4,7 kWh/m^2-día, tal como se puede apreciar en el mapa solar promedio (Figura 6.3).

Se definió que la instalación del generador fotovoltaico (paneles y sus controles), el banco de baterías y el gabinete donde se aloja el inversor y regulador de carga, se realizaría fuera de la vivienda, sobre piso firme. Esta decisión buscó facilitar la instalación, evitar eventuales inconvenientes asociados al montaje sobre techos y prevenir posibles daños a las viviendas en caso de fallas en los equipos. El panel de control se instaló dentro de la vivienda, eligiendo una ubicación que facilitara la consulta habitual de los responsables de esa familia. El proyecto incluyó la ejecución de la instalación eléctrica interior de las viviendas y, obviamente, la conexión entre el generador fotovoltaico y el panel

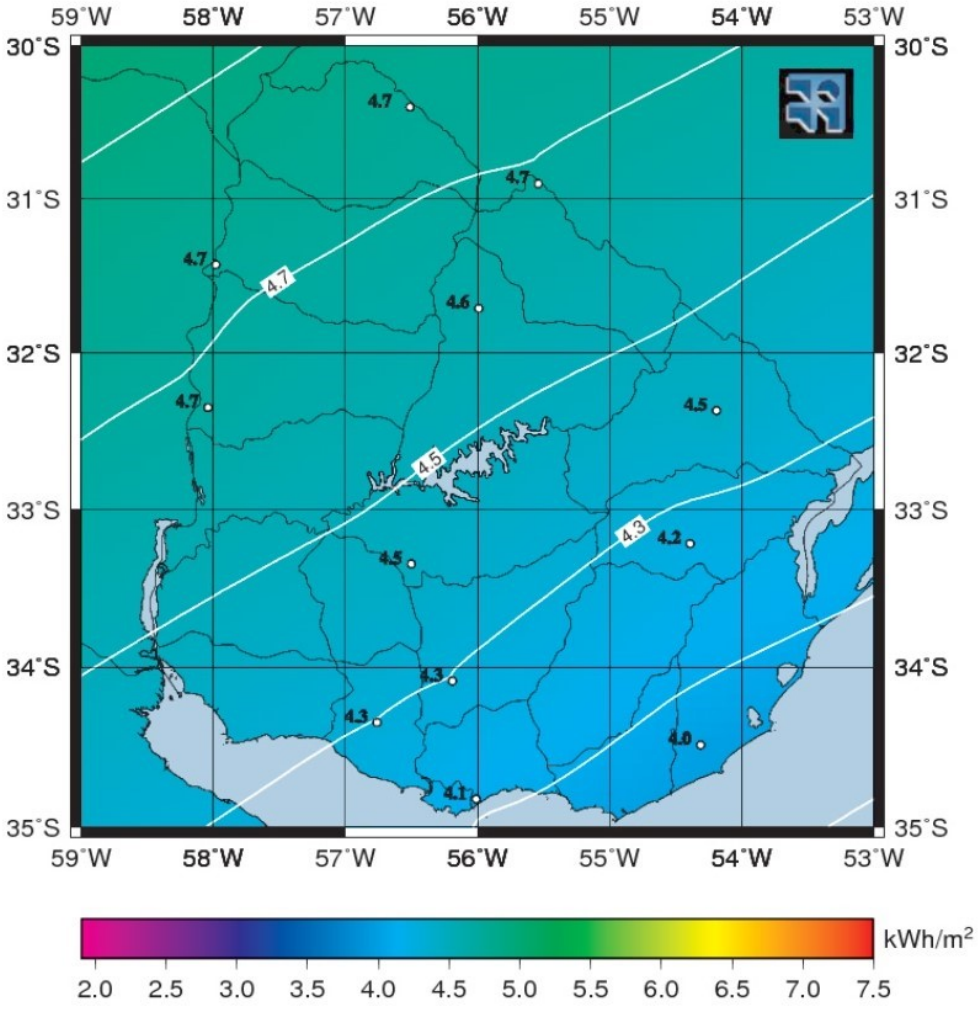


Figura 6.3: Mapa Solar del Uruguay, promedio anual. Fuente:Abal et al. 2011

de control.



Figura 6.4: Foto de uno de los generadores FV instalados. Fuente: registros realizados durante el trabajo de campo

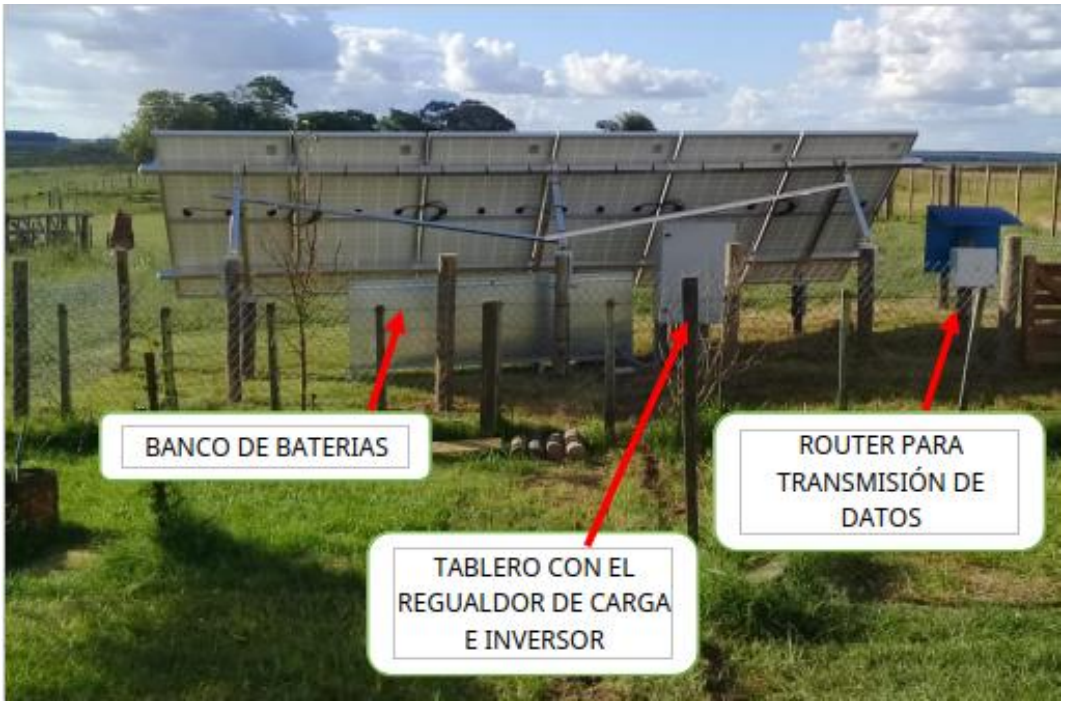


Figura 6.5: Vista trasera de uno de los generadores fotovoltaicos instalados. Fuente: registros realizados durante el trabajo de campo

Se trabajó en la apropiación de la tecnología y del equipamiento instalado

por parte de los integrantes de la familia, en el entendido de que el buen funcionamiento del mismo comienza por un uso correcto. En visitas específicas realizadas, se les instruyó sobre el sistema en general y, en particular, sobre las primeras acciones a realizar ante fallos, incluyendo cómo consultar y comunicar al servicio técnico eventuales problemas observados, solicitando auxilio en caso necesario a través de un número telefónico puesto a disposición. Recibieron un manual, con imágenes y explicaciones en lenguaje accesible.

La estrategia de mantenimiento estableció visitas anuales para mantenimiento preventivo y eventualmente correctivo. Los SAFIs entraron en servicio el 3 de marzo de 2019.

6.3.1. Costos de los Sistemas Instalados en el Proyecto Piloto

Cada sistema autónomo de generación fotovoltaica —compuesto por el generador (paneles fotovoltaicos), banco de baterías, regulador de carga e inversor— tuvo un costo de USD 6.290. A ello se sumó el costo de instalación y puesta en servicio, que ascendió a USD 6.147. Por tanto, el costo por cada sistema fotovoltaico instalado fue de USD 12.437.

Adicionalmente, se realizó la instalación eléctrica interior en cada vivienda, con un costo de USD 208, y se contrató el servicio de mantenimiento por dos años, que implicó un gasto de USD 1.058 por sistema.

El costo total del proyecto, por vivienda, fue de USD 13.703.

6.4. Desempeño observado tras cinco meses de instalados

En agosto de 2019, cinco meses después de la instalación de los sistemas, se realizó una evaluación de su funcionamiento. Se analizaron los registros de consumo eléctrico mensual en cada una de las viviendas, discriminando entre la energía utilizada directamente durante la generación fotovoltaica y la energía proveniente del banco de baterías. Los resultados se presentan en los siguientes gráficos.

Los datos muestran un funcionamiento estable de los sistemas durante los primeros cinco meses, con un balance adecuado entre el consumo directo y



Figura 6.6: Energía mensual consumida en la vivienda 2, discriminada según uso directo desde la generación fotovoltaica y uso desde energía almacenada en baterías. Datos correspondientes a los primeros cinco meses de operación del sistema (marzo–julio 2019). Fuente: UTE

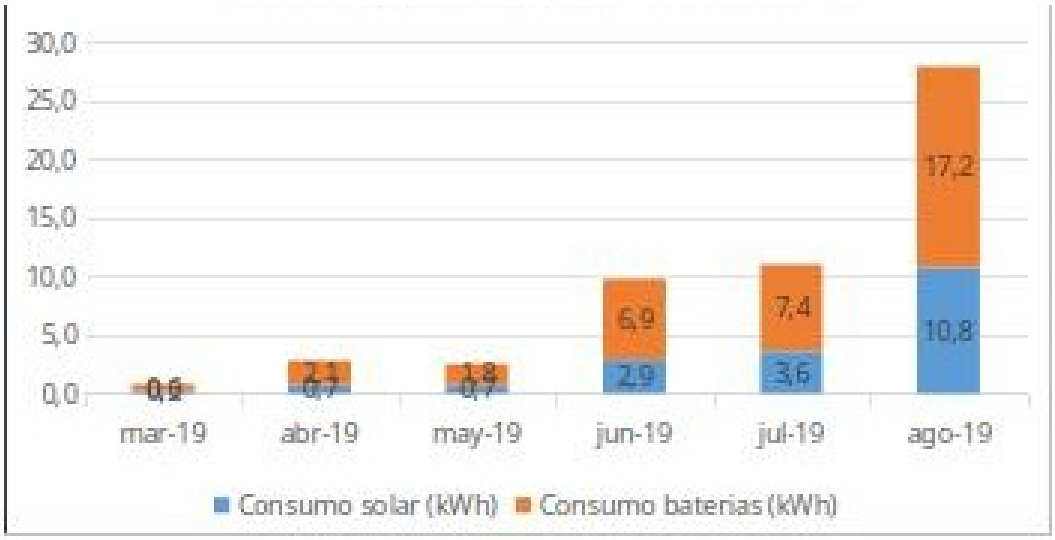


Figura 6.7: Energía mensual consumida en la vivienda 3, discriminada según uso directo desde la generación fotovoltaica y uso desde energía almacenada en baterías. Datos correspondientes a los primeros cinco meses de operación del sistema (marzo–julio 2019. Fuente: elaboración UTE

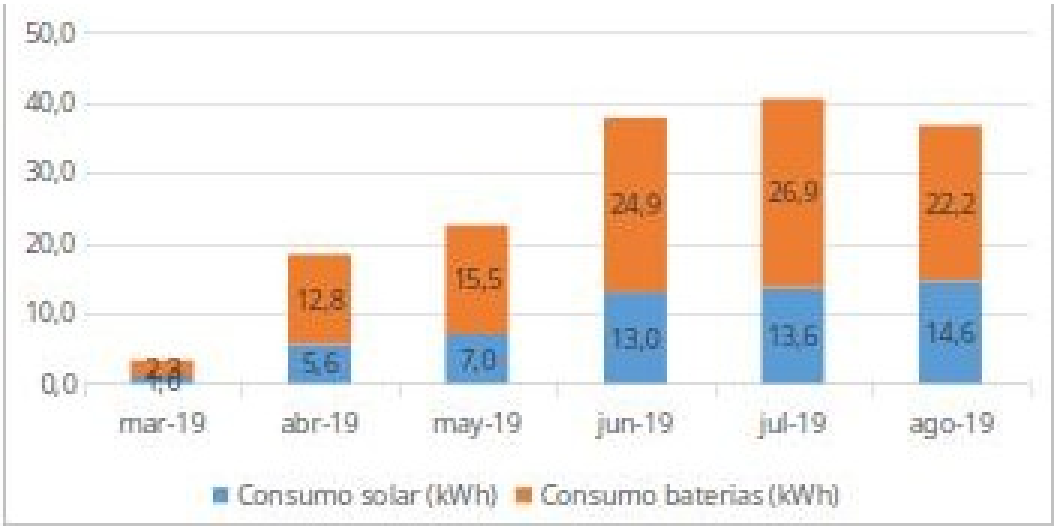


Figura 6.8: Energía mensual consumida en la vivienda 4, discriminada según uso directo desde la generación fotovoltaica y uso desde energía almacenada en baterías. Datos correspondientes a los primeros cinco meses de operación del sistema (marzo–julio 2019. Fuente: elaboración UTE



Figura 6.9: Energía mensual consumida en la vivienda 5, discriminada según uso directo desde la generación fotovoltaica y uso desde energía almacenada en baterías. Datos correspondientes a los primeros cinco meses de operación del sistema (marzo–julio 2019. Fuente: elaboración UTE

el uso desde baterías. Se observa que el consumo directo de la fuente solar varía, en promedio, entre 32 % y 37 %, mientras que el consumo de energía proveniente de las baterías lo hace entre 63 % y 68 %. También se observa un aumento progresivo en los niveles de consumo, desde el primer mes de funcionamiento (marzo de 2019, en el cual fueron pocos días) hasta el mes de agosto, lo que puede interpretarse como un proceso gradual de apropiación de la tecnología por parte de las familias beneficiarias. Esta evolución sugiere una incorporación cuidadosa y creciente de usos eléctricos, posiblemente influida por las instrucciones brindadas durante la capacitación realizada, que incluyeron orientaciones sobre el funcionamiento del sistema, la interpretación de las señales del panel de control y recomendaciones para un uso racional, tanto en términos de energía como de potencia. Cabe señalar que, debido a inconvenientes en la transmisión de datos, no se contaba con registros correspondientes a la Vivienda 1 en este período. Asimismo, era esperable que durante los meses analizados —correspondientes al otoño e invierno en Uruguay— se haya hecho un mayor uso de la energía almacenada, dadas las menores horas de irradiación solar disponibles. Durante este período se relevaron posibles fallas, registrándose solo un evento: un corte de suministro en una de las viviendas, atribuido a consumos excesivos previos. El inconveniente fue atendido rápidamente y no se volvió a repetir. Por otro lado, al consultar a los usuarios, ninguno reportó daños en sus electrodomésticos, lo cual refuerza la idea de una operación segura y confiable de los sistemas.

6.5. Conclusiones y Aprendizajes del Proyecto Piloto Sistemas Autónomos Individuales

Si bien el costo del proyecto por vivienda puede considerarse elevado en términos absolutos (USD 13.703), el análisis técnico-económico realizado previamente indicó que la alternativa de extensión de red eléctrica convencional resultaba aún más costosa en estos casos particulares, debido a la distancia a las redes existentes y la baja densidad poblacional. La inversión necesaria para llevar una línea de media tensión hasta cada vivienda superaba el costo de los sistemas autónomos individuales: las empresas constructoras de electrificación rural cobraban USD 10.000 por kilómetro de tendido de red MRT (valor de referencia para ese momento); a ese costo debe sumarse el costo de los ma-

teriales que aporta UTE (transformadores, conductores eléctricos, aisladores, postes de madera, crucetas de madera y columnas de hormigón García, 2018) y la estimación del costo del mantenimiento.

No obstante, su replicabilidad debe ser evaluada con cuidado, ya que estos sistemas resultan convenientes únicamente en contextos de aislamiento geográfico y cuando la extensión de la red presenta baja viabilidad técnica o económica, como lo muestran las figuras 4.2 y 4.3. El elevado costo por usuario refuerza, además, la necesidad de implementar políticas de financiamiento o subsidio que garanticen la equidad en el acceso a la energía eléctrica.

En estos casos puntuales, en que las viviendas estaban completamente aisladas y sin posibilidades inmediatas de electrificación convencional, la solución autónoma permitió responder de forma concreta a una situación de exclusión energética persistente.

6.6. Situación Actual

En marzo de 2022, UTE lanzó el Programa Uruguay 100 % Electrificado, que incorpora la electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos autónomos, habilitando la posibilidad de solicitar el suministro de electricidad con esa modalidad. La condición principal es que la vivienda se encuentre a una distancia mayor a 1,5 km de la red de media tensión (Giacosa, 2024). La solicitud se realiza a través de un formulario disponible en el sitio web de la empresa (UTE, 2025). Los sistemas que se instalan fueron diseñados para permitir un consumo mensual de 90 kWh, con una autonomía de dos días, proporcionada por un banco de baterías. Los componentes de los sistemas que se instalan son:

- 4 paneles fotovoltaicos
- Banco de Baterías: 24 celdas de 2 V cada una, 500 Ah
- Inversor-regulador de carga de la batería de 2 kW y 230V

Los paneles fotovoltaicos se montan con una estructura de aluminio colocada en el suelo, con el fin de no intervenir en la vivienda. Junto a esta estructura se ubica un gabinete para las baterías y el gabinete del inversor-regulador de carga. La batería, con una capacidad de 12 kWh, se configura para operar con una profundidad de descarga (DoD) del 50 %. Se tiende un cable, como acometida, que lleva la corriente eléctrica alterna al tablero general de la instalación eléctrica de la vivienda. El suministro incluye la ejecución completa

de la instalación eléctrica interior de la vivienda, con la instalación de 5 puntos de luz, 5 tomacorrientes y el tablero general con las protecciones correspondientes (Giacosa, 2024, UTE, 2025). Para la ejecución de los sistemas, UTE ha contratado -mediante mecanismos de licitación- a una empresa privada. Para las actividades de contralor de los montajes correspondientes, capacitó a 15 técnicos pertenecientes a las distintas unidades del sector Obras del Interior, para desarrollar los trabajos en forma descentralizada (Giacosa, 2024).

Las condiciones comerciales del contrato que el usuario celebra con UTE establecen un pago mensual de $2.503,16 (sin impuestos) para los consumidores en general. En el caso de usuarios registrados en el MGAP como productores familiares, el pago mensual se reduce a $703,77 (sin impuestos). Para quienes están acogidos al Plan de Inclusión Social, el costo mensual es de $316,68 (sin impuestos). Estos montos[1] incluyen no sólo la instalación del sistema fotovoltaico y la instalación interior en la vivienda previamente mencionada, sino también la entrega de un refrigerador con freezer clase A y 5 lámparas LED de 5W cada una. También está incluido el mantenimiento correctivo necesario, exclusivamente del sistema fotovoltaico (se excluye el mantenimiento de la instalación interior y del refrigerador), así como la comisión comercial por facturación y cobros.

Los usuarios de estos sistemas reciben capacitación para hacer un uso seguro y eficiente de la instalación fotovoltaica que se les entrega. Se brinda una charla informativa y demostrativa, acompañada de material impreso, en la que se explican las capacidades del sistema y las buenas prácticas de consumo (Giacosa, 2024). Entre los usos habituales que el sistema permite, se incluyen la iluminación con lámparas LED, el uso de televisores, cargadores de celulares, routers para conexión a internet, computadoras o tablets, refrigeradores eficientes (clase A), lavarropas con programas de lavado en frío y bombas para agua de uso doméstico. Asimismo, se les instruye sobre en qué circunstancias y cómo contactar al servicio técnico ante eventuales fallas. Está previsto el mantenimiento correctivo del sistema fotovoltaico (UTE, 2025).

Este modelo uruguayo, en que UTE como empresa distribuidora de energía eléctrica se hace cargo de la instalación y el mantenimiento de los sistemas autónomos instalados, y los usuarios pagan una tasa por el servicio, podría ser considerado como *modelo del concesionario*, según la clasificación propuesta por Banal-Estanol. Hay características propias de la institucionalidad del

[1] valores en pesos uruguayos, vigentes en julio de 2025.

sector eléctrico uruguayo que lo hacen distinto a los demás países de nuestra región.

A diciembre de 2024, se habían instalado 884 sistemas autónomos fotovoltaicos (Giacosa, 2024). UTE está estudiando el uso de baterías de litio, para lo cual ha instalado casos pilotos, con baterías de LiFePO4, con 5 kWh de capacidad, trabajando con profundidad de descarga (DoD) de 100 %.

Capítulo 7

Consideraciones Finales y Conclusiones.

El desarrollo de la electrificación está fuertemente condicionado por factores geográficos, características de la posible demanda eléctrica a atender -como la densidad de población de la zona, concentración de esas demandas y los recursos económicos de la población sin acceso-, así como aspectos institucionales y de las políticas públicas que se aplican.

La metodología para definir la conveniencia de extender la red o instalar sistemas autónomos basados en energías renovables, requiere determinar el costo anualizado (LCOE) de cada alternativa, considerando todos los costos involucrados. Así mismo, este análisis económico debe complementarse con una evaluación integral de la sostenibilidad, tanto de la infraestructura instalada como del servicio prestado. Este enfoque incluye la adecuada transferencia tecnológica desde los desarrolladores y proveedores del equipamiento empleado hacia los usuarios finales y a las personas responsables de la operación y mantenimiento de los sistemas autónomos que se instalen.

Martinot et al. 2002 advertían ya sobre la necesidad de atender cuidadosamente los aspectos institucionales y la adecuación de la tecnología a las necesidades y posibilidades del grupo social en donde se implanta la solución. Investigaciones más recientes (Boche et al. 2022) y los informes de seguimiento del cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, que realizan las instituciones custodias (IEA et al. 2025), muestran que estos siguen siendo algunos de los principales desafíos actuales. Los avances recientes en el desarrollo de equipamientos eléctricos que funcionan en corriente continua representan una

oportunidad relevante para lograr el acceso universal a la energía eléctrica. A medida que se reducen los costos y se simplifican los requerimientos técnicos, estos dispositivos permiten garantizar niveles básicos de acceso a la electricidad con sistemas más robustos y accesibles, lo que amplía el abanico de soluciones posibles para contextos rurales y dispersos.

Se evidencia que la electrificación rural constituye una condición necesaria para promover el desarrollo rural, aunque no suficiente, pues los progresos sociales y económicos dependen no solamente de la disponibilidad de energía. La sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural puede fortalecerse mediante el desarrollo de pequeños negocios rurales, como pequeñas industrias, actividades agrícolas y otros usos productivos, potenciados por las energías renovables. Sin embargo, para garantizar su éxito, es imprescindible la existencia de condiciones habilitantes adicionales, tales como acceso a mercados, financiamiento, infraestructuras de comunicación, educación y servicios de salud. En este contexto, los Estados desempeñan un papel fundamental al brindar dichas condiciones, mientras que las instituciones internacionales que promueven los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente el relacionado con la universalización del acceso a la energía eléctrica, pueden tener un rol crucial en apoyar a aquellos países que carecen del desarrollo o de la institucionalidad necesaria para alcanzarlos.

El caso piloto de los sistemas autónomos individuales desarrollado en Uruguay mostró que, en determinados contextos de dispersión geográfica y baja densidad de población, es posible ofrecer soluciones técnicas y sostenibles que aseguren el acceso a un servicio básico de energía eléctrica. Para las familias beneficiarias, esto implicó una transformación significativa de sus condiciones de vida, en un plazo menor al que tendrían que esperar para que los alcanzara la extensión de redes de media tensión, resultando, en algunos casos, en ahorros en energéticos en comparación con la situación anterior a disponer del sistema fotovoltaico.

Aunque el costo por usuario sea aún elevado, en ausencia de alternativas viables, este tipo de soluciones puede constituir una herramienta estratégica para alcanzar la universalización del servicio.

Bibliografía

Abal, G., D'Auro, M., Cataldo, J., y Gutiérrez, A. (2011). *Mapa Solar del Uruguay. Versión 1.0. Memoria Técnica* (inf. téc.). Universidad de la República. Montevideo, Uruguay.

ADELAP. (2025). ADELAT suma la adhesión de Costa Rica con la incorporación del ICE [Acesso el 10 de julio de 2025].

ADINELSA, P., Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (2003). La Electrificación Rural en el Perú, IV Congreso Internacional de Energía. https://www.adinelsa.com.pe/files/publicaciones/electrificacion%20rural.pdf

Akinyele, D., Belikov, J., y Levron, Y. (2018). Challenges of Microgrids in Remote Communities: A STEEP Model Application. *Energies*, *11*(2). https://www.mdpi.com/1996-1073/11/2/432

Alegre-Bravo, A., Lindsay y Anderson, C. (2022). Exploring the influence of multidomensional variables on access to electricity in rural areas of the Global South. *Cornell University*.

ANEEL. (2024). https://www.gov.br/aneel/pt-br/search?origem=form&SearchableText=SIGFI%20MIGDI

ARESEP. (2025). Zona de Concesión de las Distribuidoras en Costa Rica [Acesso el 10 de julio de 2025].

ARIAE. (2021). *Alcanzar la última milla.ODS7 en Iberoamérica. Energía asequible, segura, sostenible y moderna para todas las personas*. Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía. Montevideo & Madrid. https://www.ariae.org/informacion-interes/anuncios-publicos-reguladores/ods-7-en-iberoamerica-alcanzar-la-ultima-milla

Asztalos, P. (1985). Centenary of the Transformer. *Ganz Electric Works, https://pp.bme.hu/*.

Banal-Estanol, A., Calzada, J., y Jordana, J. (2017). How to achieve full electrification: Lessons from Latin America [© 2017. This manus-

cript version is made available under the CC-BY-NC-ND 4.0 license http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/]. *Energy Policy*, *108*, 55-69. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.036

Banco Mundial. (2025). *Población total* [Consultado en 2025]. https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL

Banco Mundial, AIE, IRENA, UNSD y OMS. (2023). Ïndicador del Acceso a la electricidad" [Disponible en el sitio web del Banco Mundial]. https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?view=chart

Bertoni, R. (2002). *Economía y cambio técnico: Adopción y difusión de la energía eléctrica en Uruguay: 1880–1980* [Tesis de maestría]. Facultad de Ciencias Sociales, Programa de Historia Económica y Social, Universidad de la República [Tesis de maestría en Historia Económica].

Bertoni, R. (2011). *Energía y Desarrollo: la restricción energética en Uruguay como problema*. Universidad de la República, UCUR, CSIC.

Bhatia, M., y Angelou, N. (2015). *Beyond Connections. Energy Access Redefined.* (inf. téc.) (Technical Report 008/15. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/24368 License: CC BY 3.0 IGO.). Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)World Bank. https://www.esmap.org/node/56715

Blimpo, M. P., y Cosgrove-Davies, M. (2019). *Electricity Access in Sub-Saharan Africa: Uptake, Reliability, and Complementary Factors for Economic Impact* [License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO]. World Bank. https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1361-0

Boche, A., Foucher, C., y Villa, L. F. L. (2022). Understanding Microgrid Sustainability: A Systemic and Comprehensive Review. *Energies*, *15*(8). https://www.mdpi.com/1996-1073/15/8/2906

Botinelli, E., Lizbona, A., y Villegas, B. (2016a). Primera medición de la evaluación de impacto de las obras de la Comisión Nacional de Electrificación Rural. Informe descriptivo. *Convenio FCS – MIEM/DNE.*

Botinelli, E., Lizbona, A., y Villegas, B. (2016b). Relevamiento de campo en zonas rurales identificadas por el MIEM. Informe descriptivo. *Convenio FCS – MIEM-DNE.*

Botinelli, E., Lizbona, A., y Villegas, B. (2016c). Segunda medición de la evaluación de impacto de las obras de la Comisión Nacional de Electrificación Rural. *Convenio FCS – MIEM-DNE.*

Bottinelli, E., Campoy, D., Lizbona, A., Mussio, I., Villegas, B., Piani, G., y Patrón, R. (2013). *Elaboración de un diagnóstivo sobre los problemas de acceso a la energía eléctrica en Uruguay, vinculados a condiciones de vulnerabilidad socioeconómica, desde una mirada territorial* (inf. téc.) (Informe elaborado en el marco del Convenio entre la Dirección Nacional de Energía y la Facultad de Ciencias Sociales). Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República.

Chaer, R., y Zeballos, R. (2022). Energías renovables para la electrificación rural en Uruguay [presentado en 17º Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar (ASADES), Rosario, Argentina, octubre de1994]. *Núm. 1, 1994: ASADES '94 Asociación Argentina de Energía Solar "Energías alternativas por un ambiente mejor"*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente AVERMA 2022. https://portalderevistas.unsa.edu.ar/index.php/averma/article/view/2766

Come Zebra, E., van der Windt, H., Nhumaio, G., y Faaij, A. (2021). A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *144*, 111036. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111036

Coviello, H., y Ruchansky, B. (2017). Avances en materia de energías sostenibles en América Latina y el Caribe. Resultados del Marco de Seguimiento Mundial, informe de 2017. *CEPAL*.

Darscht, P., Arismendi, F., y Oleggini, G. (2013). Eficiencia Energética en el Tambo. *Proyecto Fomin-Conaprole. Montevideo, Junio 2013*.

DGER, P., Dirección General de Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas. (2023, junio). Plan Nacional de Electrificación Rural. Componente Largo Plazo 2024-2033 Componente Mediano Plazo 2024-2026. https://www.gob.pe/institucion/dger/informes-publicaciones/5003343-plan-nacional-de-electrificacion-rural-pner

DNE. (2023). *Balance Energético Nacional, BEN; Dirección Nacional de Energía*. https://ben.miem.gub.uy

DNE. (2024). *Balance Energético Nacional, BEN.Dirección Nacional de Energía*. https://ben.miem.gub.uy/indicadores6.php

DNE. (2025). *Series Estadísticas de Energía Eléctrica. Dirección Nacional de Energía, MIEM*. https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/datos/series-estadisticas-energia-electrica

Dubrovsky, H., y Ruchansky, B. (2010). El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009. *CEPAL, enero 2010 LC/W.284.*

ESMAP, E. S. M. A. P. (2022). *Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers* (inf. téc.). World Bank. https://www.esmap.org/mini_grids_for_half_a_billion_people

Fajardo, K., y Rodríguez, H. (2011). *Evaluación externa final del Programa Nacional de Electrificación Off-Grid basado en Fuentes de Energía Renovable: Proyecto PNUD-GEF (COS/02/G31, PIMS 34921)* (Consultores externos). Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). San José, Costa Rica.

Fall, N., Giles, L., y Marchionini, B. (2007). Remote Area Power Supply (RAPS) Load and Resource Profiles. A Study for the DOE Energy Storage Program. *Prepared by Sandia National Laboratories. SAND REPORT, SAND2007-4268 https://doi.org/10.2172/912664.*

Gamette, P., Odhiambo, N. M., y Asongu, S. A. (2024). Access to electricity and income inequality in sub-Saharan Africa: An exploratory review. *Sustainable Futures*, *8*, 100361. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.sftr.2024.100361

García, M. G. (2018). Programa de electrificación rural: una aproximación a sus resultados en términos de desarrollo. *Monografía para la Licenciatura en Desarrollo de la facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República.*

Giacosa, D. (2024). Sistemas FV Aislados. Uruguay 100 % Electrificado. *Presentación en Reunión Altos Ejecutivos CIER. Punta del Este, Uruguay.*

Giacosa, D. (2025). Microred Cerros de Vera. *Presentación en Seminario Internaciona Energía y Desarrollo. Un camino hacia la universalizacion de la energía en América Latina y el Caribe. CACIER, Panamá.*

Gomes, R. D. M., de Oliveira Martins Varella, F. K., y Vilela, I. N. R. (2022, octubre). Universalização do acesso à eletricidade no Brasil: avaliação dos SIGFIs e MIGDIs. https://iei-brasil.org/2022/10/06/universalizacao-acesso-sigfis-migdis/

Hubble, A., y Ustun, T. (2017). Future Grid: Use Microgrids in Unserved Communities. *Development and Integration of Microgrids, Intechopen, 284pp. Capítulo 8. https://www.intechopen.com/chapters/55364.*

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. (2023). Tabela 9740: Proporção de domicílios particulares permanentes, por existência de energia elétrica e Grandes Regiões [Acesso em 1 de junho de 2025].

IEA. (2020, 13 de octubre). *Defining energy access 2020 methodology.* (inf. téc.). Agencia Internacional de Energía. https://www.iea.org/articles/defining-energy-access-2020-methodology

IEA. (2023). *Guidebook for Improved Electricity Access Statistics* (inf. téc.). IEAhttps://www.iea.org/reports/guidebook-for-improved-electricity-access-statistics, Licence: CC BY 4.0. Paris.

IEA, IRENA, UNSD, Bank, W., y WHO. (2023). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2023*. World Bank. License: Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 IGO (CC BY-NC 3.0 IGO). https://www.irena.org/publications/2023/Jun/Tracking-SDG7-The-Energy-Progress-Report-2023

IEA, IRENA, UNSD, Bank, W., y WHO. (2024). Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2024. World Bank, Washington DC. *World Bank. License: Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 IGO (CC BY-NC 3.0 IGO)*. https://trackingsdg7.esmap.org.downloads

IEA, IRENA, UNSD, Bank, W., y WHO. (2025). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report. World Bank, Washington DC.* (inf. téc.). World Bank. License: Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 IGO (CC BY-NC 3.0 IGO). https://trackingsdg7.esmap.org/downloads

IEC. (2023, octubre). Electrificación rural para acceso universal a la electricidad [Folleto publicado por IEC].

IEC. (2024, julio). Electricity access – More than a promise: LVDC [Folleto publicado por IEC].

IEC. (2025). *Mini-grids and microgrids* [Consultado el 20 de abril de 2025]. https://www.iec.ch/energies/minigrids-microgrids

INEC. (2022). *Estimación de Población y Vivienda 2022* [Acceso el 10 de julio de 2025]. https://inec.cr/estimaciones-poblacion-vivienda-2022

Informe PERMER. (2022). Informe de Gestión PERMER 2022. *República Argentina, Ministerio de Economía, Secretaría de Energía, Sub Secretaría de Energía Eléctrica*. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/permer

Instituto de Economía. (1989, abril). *Electrificación rural: Informe final del convenio entre UTE (Administración Nacional de Transmisiones*

Eléctricas) y el Instituto de Economía, de la Facultad de Ciencias Económicas y Administración, de la Universidad de la República [Informe inédito. Consultado en la Biblioteca de UTE].

Iorio, P., y Sanin, M. (2019). Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América. *BID*.

IRENA. (2015). *Off-Grid Renewable Energy Systems: Status and Methodological Issues* (inf. téc.). IRENA. https://tinyurl.com/IRENA-Off-Grid-RES

IRENA. (2023). *Off-Grid renewable Energy Systems Statistics 2023* (inf. téc.). Agencia Internacional de Energías Renovables. Abu Dhabi. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/Off-grid_Renewable_Energy_Statistics_2023.pdf

Kaldellis, J. (2021). Supporting the Clean Electrification for Remote Islands: The Case of the Greek Tilos Island. *Energies 2021, 14, 1336. https://doi.org/10.3390/en14051336*.

Kaldellis, J., Zafirakis, D., Kaldelli, E., y Kavadias, K. (2008). Cost benefit analysis of a photovoltaic-energy storage electrification solution for remote islands. *Lab of Soft Energy Applications and Environmental Protection, Department of Mechanical Engineering, Technological Education Institute of Piraeus, P.O. Box 41046, Athens 12201, Greece*.

Ki-Moon, B. (2014). La ONU lanza el Decenio de Energía Sostenible para Todos. *Naciones Unidas https://news.un.org/es/story/2014/06/1303271*.

Köhler, M., Blechinger, P., y Verolme, H. (2019, junio). *Recommendations to include off-grid Renewable Energy in the Nigeria NDC update* (inf. téc.). Reiner Lemoine. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.30463.23203

Longo, M., Yaïci, W., y Foiadelli, F. (2019). Hybrid Renewable Energy System with Storage for Electrification - Case Study of Remote Northern Community in Canada. *INTERNATIONAL JOURNAL of SMART GRID, ijSmartGrid, Vol. 3*.

Louie, H. (2018). Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries. *Springer Verlag, https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7*.

Martinot, E., Cabraal, A., y Mathur, S. (2001). World Bank/GEF solar home system projects: Experiences and lessons learned 1993–2000. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *5*(1), 39-57. https://doi.org/10.1016/S1364-0321(00)00021-2

Martinot, E., Chaurey, A., Lew, D., Moreira, J. R., y Wamukonya, N. (2002). Renewable Energy Markets in Developing Countries*. *Annual Review*

of Energy and the Environment, *27*. https://doi.org/10.1146/annurev.energy.27.122001.083444

MIEM, E. y. M., Ministerio de Industria. (2005). Política Energética Uruguay 2005-2030. https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/2025-06/Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%202005-2030.pdf

Ministerio Minas e Energia, Brasil. (2024). https://www.gov.br/mme/pt-br/destaques/Programa%20Luz%20para%20Todos

Modi, V., McDade, S., Lallement, D., y Saghir, J. (2005). Energy Services for the Millennium Development Goals. *World Bank, p 116*.

Nagpal, D. (2023). Why Public Financing Needs to Be Centre Stage for Universal Energy Access. *IRENA, 19 setiembre 2023 https://www.irena.org/News/expertinsights/2023/Sep/Why-Public-Financing-Needs-to-Be-Centre-Stage-for-Universal-Energy-Access*.

Narayan, N., Vega-Garita, V., Qin, Z., Popovic-Gerber, J., Bauer, P., y Zeman, M. (2020). The Long Road to Universal Electrification: A Critical Look at Present Pathways and Challenges. *Energies*, *13*. https://doi.org/10.3390/en13030508

Nussbaumer, P., Nerini, F., Onyeji, I., y Howells, M. (2013). Global Insights Based on the Multidimensional Energy Poverty Index (MEPI). *Sustainability, doi:10.3390/su5052060*, *5*, 2060-2076.

Olabode, O., Ajewole, T., Okakwu, I., Alayande, A., y Akinyele, D. (2021). "Hybrid power systems for off-grid locations: A comprehensive review of design technologies, applications and future trends". *Scientific African. www.elsevier.com/locate/sciaf*.

OLADE. (2012). Informe "Cobertura Eléctrica en América Latina y el Caribe". *OLADE, junio 2012*.

OLADE. (2022). Panorma Energético de América Latina y el Caribe. *Primera edición diciembre 2022, Quito Ecuador. ISBN: 978-9978-70-152-2*.

OLADE. (2024). Sistema de Información Económica Energética (SieLAC) [Disponible en el sitio web de OLADE]. https://tinyurl.com/SieLac

Organización Naciones Unidas. (2015a). "2012 - Año Energía Sostenible para Todos". *Reporte ONU, https://www.un.org/es/events/sustainableenergyforall*.

Organización Naciones Unidas. (2015b). Objetivo Desarrollo Sostenible 7-ODS7. *https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/*.

Parlamento. (1977). Ley Nacional de Electricidad, artículo 15. Decreto Ley 14.694, del 1 de septiembre de 1977, Uruguay. *Diario Oficial ROU, 7 de septiembre de 1977.*

Pellegrini, A. (2003). Caracterización Demográfica del Uruguay. *Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República.*

Poder Ejecutivo. (2002a). Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. *Decreto Nº 277/002 -Diario Oficial, Republica Oriental del Uruguay.*

Poder Ejecutivo. (2002b, junio). Decreto Nº 276/002. Uruguay – Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional [Aprobado el 28 de junio de 2002. Publicado en el Diario Oficial]. https://www.ursea.gub.uy

Presidencia de la República. (2011). *Firma de Convenio UTE OPP Cultivadores de Arroz.* https://www.gub.uy/presidencia/comunicacion/audios/completos/firma-convenio-electrificacion-rural

Presidencia de la República del Uruguay. (2022). Informe Nacional Voluntario de Uruguay 2022 [Refiere a los Objetivos de Desarrollo Sostenible]. file:///home/lourdes/Descargas/Informe_Nacional_Voluntario_Uruguay_2022.pdf

Sanchez, R. (2021). Entre el desarraigo y la querencia. Jóvenes rurales y TIC en Uruguay. Una aproximación cualitativa. *Universidad Católica del Uruguay, 2021 – Montevideo – Uruguay ORCID: https://orcid.org/0000-0003-2995-052 DOI: 10.17058/redes.v26i0.15686.*

Schinca, I., y Amigo, I. (2010). Using Renewable Energy to Include Off-grid Rural Schools into the National Equity Project Plan Ceibal. *International Conference on Biosciences, Cancun, Mexico, pp. 130-134, doi: 10.1109/BioSciencesWorld.2010.23.*

Statistics Canada. (2022). *Census in Brief. Population growth in Canada's rural areas 2016 to 2021. Census of Population, 2021* (Consultado en 2023). Statistics Canada. https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2021/as-sa/98-200-x/2021002/98-200-x2021002-eng.pdf

Tenenbaum, B., Greacen, C., y Shrestha, A. (2024). "Solutions for Underserved Customers: New Insights from Nigeria and India", 2024. International Development in Focus. *Washington, DC: World Bank. Doi:10.1596/978-1-4648-2055-7. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO.*

Tenenbaum, B., Greacen, C., y Vaghela, D. (2018). "Mini Grids and the Arrival of the Main Grid: Lessons from Cambodia, Sri Lanka and Indonesia", 2018. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). *Technical Report 013/18. Washington, DC. World Bank.*

Ten-Palomares, M. (2016). Energy for Freedom: reflexiones para el análisis crítico de proyectos de electrificación rural aislada. *Iberoamerican Journal of Development Studies, 5(2):140-159.Universitat Politècnica de València.*

Thim, F., Tapanlis, S., y Wade, S. (2010). Eigg Island. Electrification of a British Island by a unique PV-Wind-Hydro-Diesel hybrid system. *Presentado en Conferencia European PV-hybrid and minigrid conference, Tarragona (Spain), 29-30 Apr 2010; Related Information: In: PV-hybrid and mini-grid, 496 pages https://www.osti.gov/etdeweb/.*

URSEA. (2003). Reglamento de Calidad de los Servicios de Distribución. *Resolución URSEA Nº29/003.*

URSEA. (2024). *Informe de evaluación de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica 2015-2024* (inf. téc.). URSEA. https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/indicadores-calidad

UTE. (2000). *Memoria Anual.* https://www.ute.com.uy/sites/default/files/memorias/Memoria%20anual%202000.pdf

UTE. (2019). *Memoria Anual.* https://www.ute.com.uy/sites/default/files/memorias/Memoria%20anual%202019.pdf

UTE. (2020). *Criterios de diseño de las instalaciones de media tensión (menores o iguales a 24 kV)* [Versión: 01]. https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/CRITERIOS%20DE%20DISE%C3%91O%20DE%20LAS%20INSTALACIONES%20DE%20MEDIA%20TENSI%C3%93N%20(MENORES%20O%20IGU....pdf

UTE. (2023). Electrificación Rural [Disponible en el sitio web de UTE]. https://tinyurl.com/UTEElectrificacionRural

UTE. (2024a). *Norma de Instalaciones de Enlace Baja Tensión* [NO-DYC-RE-0001/02]. https://www.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/Norma%20de%20Instalaciones%20de%20Enlace%20de%20BT_0.pdf

UTE. (2024b). *Sistemas Fotovoltaicos Aislados - Plan Uruguay 100 % Electrificado.* https://www.ute.com.uy/institucional/ute-y-la-sociedad/

electrificacion-rural/sistemas-%20fotovoltaicos-aislados-plan-uruguay-100-electrificado

UTE. (2025). Sistemas Fotovoltaicos Aislados. Plan Uruguay 100 % Electrificado [Disponible en el sitio web de UTE]. https://www.ute.com.uy/sistemas-fotovoltaicos-aislados-plan-uruguay-100-electrificado

Wassie, Y. T., y Adaramola, M. S. (2021). Socio-economic and environmental impacts of rural electrification with Solar Photovoltaic systems: Evidence from southern Ethiopia. *Energy for Sustainable Development*, *60*, 52-66. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.12.002

Women Energize Women Conference. (2023). Opening Panel: Financing the Energy Transition - Current Trends in Energy Investment. *June 15th 2023 and smarter E fair, Munich.*

ANEXOS

Anexo 1

Objetivo para el Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7)

Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

METAS – hitos a alcanzar	Indicadores
7.1- De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.	7.1.1- Proporción de la población con acceso a la electricidad
	7.1.2- Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnologías limpias.
7.2- De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.	7.2.1- Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía.
7.3- De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.	7.3.1- Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PBI.
METAS- Medios de implementación	
7a-De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.	7a.1- Corrientes financieras internacionales hacia países en desarrollo para apoyar la investigación y el desarrollo de energías limpias y la producción de energía renovable, incluidos los sistemas híbridos.
7b- De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular en los países menos adelantados, los pequeños estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.	7b.1- Inversiones en eficiencia energética como porcentaje del PIB y del monto de la inversión extranjera directa en transferencias financieras destinadas a infraestructuras y tecnología, con el fin de prestar servicios para el desarrollo sostenible.

Figura 1.1

Anexo 2

Serie del Índice de Electrificación Rural en Uruguay

	TASA DE ELECTRIFICACION URBANA Y RURAL								
año	viviendas ocupadas (miles)			viviendas ocupadas con energia eléctrica (miles)			tasa de electrificación (%)		
	urbano	rural	total	urbano	rural	total	urbano	rural	total
1975	632,4	117,5	749,9	562,9	29,5	592,4	89,0	25,1	79,0
1985	719,0	104,1	823,1	669,2	58,0	727,2	93,1	55,7	88,3
1996	855,2	83,6	938,8	838,1	61,9	900,0	98,0	74,0	95,9
2006	1.050,2	67,7	1.117,9	1.043,3	58,6	1.101,9	99,3	86,6	98,6
2007	1.098,0	56,5	1.154,5	1.091,2	50,6	1.141,8	99,4	89,6	98,9
2008	1.099,8	56,2	1.156,0	1.094,0	50,5	1.144,5	99,5	89,9	99,0
2009	1.099,2	56,3	1.155,5	1.093,2	51,5	1.144,7	99,5	91,5	99,1
2010	1.098,6	56,2	1.154,8	1.093,9	52,3	1.146,2	99,6	93,1	99,3
2011	1.100,6	56,1	1.156,7	1.096,4	52,5	1.148,9	99,6	93,6	99,3
2012	1.099,2	56,3	1.155,5	1.096,8	53,7	1.150,4	99,8	95,4	99,6
2013	1.121,7	61,5	1.183,2	1.118,9	59,7	1.178,6	99,8	97,0	99,6
2014	1.149,3	63,4	1.212,7	1.146,7	61,8	1.208,5	99,8	97,5	99,7
2015	1.155,3	63,8	1.219,1	1.153,1	62,5	1.215,5	99,8	97,9	99,7
2016	1.161,6	64,1	1.225,7	1.159,4	62,9	1.222,3	99,8	98,2	99,7
2017	1.166,6	64,5	1.231,1	1.164,8	63,5	1.228,3	99,8	98,4	99,8
2018	1.173,0	63,8	1.236,9	1.171,0	63,1	1.234,1	99,8	98,9	99,8
2019	1.175,0	64,8	1.239,8	1.173,4	64,0	1.237,5	99,9	98,9	99,8
2020									
2021	1.189,3	63,0	1.252,2	1.188,7	62,9	1.251,5	99,9	99,8	99,9
2022	1.185,9	69,9	1.255,8	1.185,3	69,6	1.254,9	99,9	99,6	99,9
2023	1.190,6	67,8	1.258,5	1.189,9	67,8	1.257,7	99,9	99,9	99,9

Figura 2.1: Fuente: BEN, Balance Energético Nacional DNE, 2024

Anexo 3

Análisis a partir de datos del Censo 2011

A partir de la información obtenida en el Censo 2011, el grupo de trabajo de DNE, integrado por los ingenieros Santiago Sanguinetti, Verónica Perna y Ma. de Lourdes Albornoz, analizó y organizó la información, resultando el estudio que se presenta.

El censo nacional de 2011 determinó que hay 9.254 viviendas (9.385 hogares – 21.002 personas) que no disponen de energía eléctrica y 4.676 la disponen a través de equipamiento individual (grupos electrógenos propios, cargador eólico, solar, batería, etc.)

Anexo 4

Definiciones de Microrredes

SOURCE	DEFINITION
US DOE (2012, 84)	A group of interconnected loads and distributed energy resources within clearly defined electrical boundaries that act as a single controllable entity with respect to the grid. A microgrid can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected and islanded mode.
ESMAP (2022, 2)	Electric power generation and distribution systems that provide electricity to just a few customers in a remote settlement or bring power to hundreds of thousands of customers in a town or city. They can be fully isolated from the main grid or connected to it but able to intentionally isolate ("island") themselves from the grid. A mini grid has to serve multiple customers.
Tenenbaum and others (2014, 371)	A small electricity generation and distribution network, typically with a generation capacity of less than 10 MW. It may be physically separate (isolated) from the area's main grid. Alternatively, it may be connected to the main grid but have a separate owner and operator that performs commercial functions (metering, billing, and collections) and technical functions (repairs, maintenance, and replacement of distribution facilities) that would otherwise be performed by the main grid operator.
IRENA (2016, 2)	Integrated energy infrastructure with loads and energy resources. Mini grids can be categorized based on their interconnection to the grid and the level of service provided.
SEforALL (2020, 5)	A group of interconnected distributed energy resources (DERs) plus loads or a single DER plus load(s) within clearly defined boundaries. The main feature of mini grids is their ability to operate independently, enabling them to be set up in remote locations that the main grid does not reach. Mini grids can be totally isolated or connected to a grid.
Marnay and others (2015)	Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded.
RMI (2018, 10)	Stand-alone power generation systems of up to 1-MW capacity that provide electricity to multiple consumers through a distribution network. They may remain isolated, convert to an interconnected mini grid by connecting to the Disco's network, or be developed as an intentionally interconnected system. Mini grids differ from embedded generators, which are independent power plants connected to the centralized grid at the distribution level. Mini grids tend to have a smaller capacity than embedded generation and are also intended to operate independently from the local distribution licensee.
Greacen (2020, 4)	A low-voltage distribution grid that receives electricity from one or more small generators (usually renewable) and supplies electricity to a target group of consumers, typically including households, businesses, and public institutions. A mini grid can be fully isolated from the national grid or connected to it, but if it is designed to be connected to the national grid, it must also be able to intentionally isolate ("island") from the grid.
NERC (2016, section 3)	Any electricity supply system with its own power-generation capacity that supplies electricity to more than one customer and can operate in isolation from or be connected to a distribution licensee's network. Within this regulation, the term *mini grid* is used for any isolated or interconnected mini grid generating 0 kW–1 MW of power.
AMDA, Economic Consulting Associates, and Odyssey Energy Solutions (2020, 12)	Stand-alone energy systems that offer grid-quality electricity for an entire community, its businesses, and even small-scale industry.

Source: Original table compiled for this publication.
Note: AMDA = Africa Minigrid Developers Association; DOE = Department of Energy; ESMAP = Energy Sector Management Assistance Program; IRENA = International Renewable Energy Agency; kW = kilowatt; MW = megawatt; NERC = Nigerian Electricity Regulatory Commission; RMI = Rocky Mountain Institute; SEforALL = Sustainable Energy for All.

Figura 4.1: Definiciones Microrredes recopilación Tenenbaum et al. 2024

Anexo 5

Mapas de Uruguay mostrando la localización de la población que se encuentra alejada de las Redes de Media Tensión.

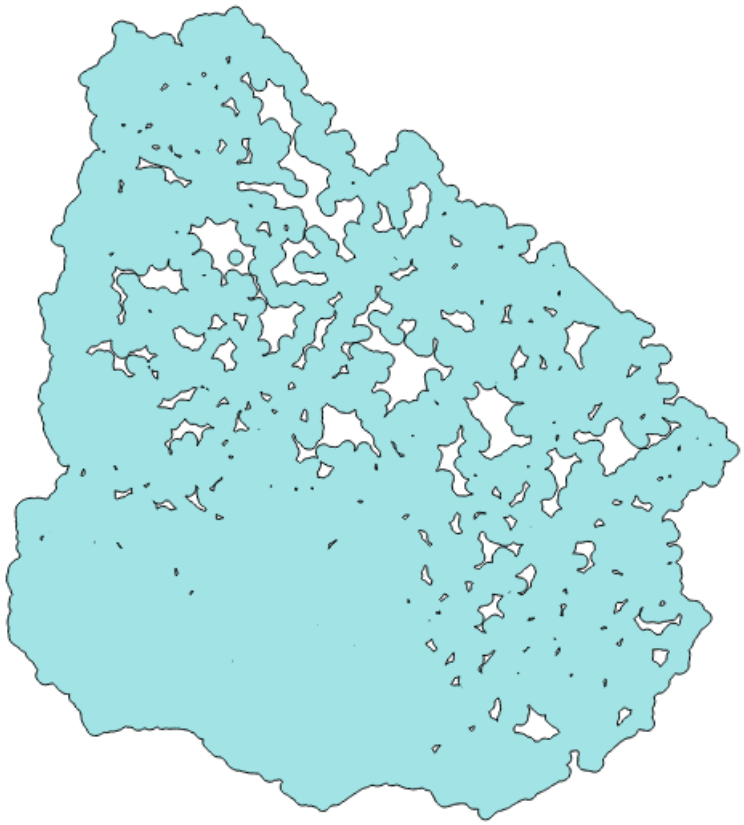


Figura 5.1: Mapa de las zonas del país que están a más de 5 km de las redes de Distribución. Fuente: Elaboración de la ingeniera Verónica Perna (DNE), a partir de las redes de Distribución digitalizadas, proporcionadas por UTE en octubre de 2015

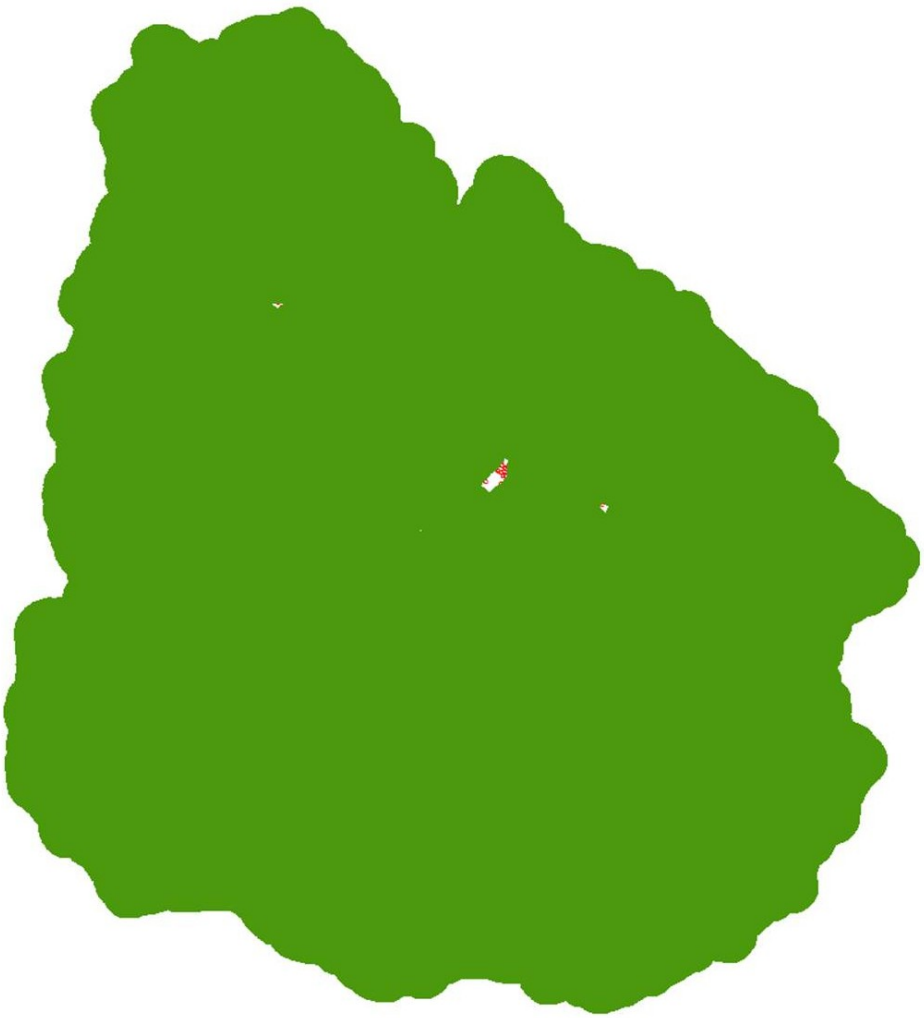


Figura 5.2: Mapa de las zonas del país que están a más de 15 km de las redes de Distribución. Fuente: Elaboración de la ingeniera Verónica Perna (DNE), a partir de las redes de Distribución digitalizadas, proporcionadas por UTE en octubre de 2015

Anexo 6

Evaluación del Programa Luz Para Todos, Brasil

En las planillas obtenidas por Gomes et al. 2022 se registraron 7.781 incidencias en el período de enero de 2020 a diciembre de 2021. Parecería que solamente 4.016 serían considerables, porque las demás muestran duración de la atención nula o negativa.

En la Tabla 4.5 se clasifican las causas de las incidencias registradas, según lo reportado en el trabajo de referencia.

Interrupciones	Problemas de tensión	Reclamos generales	Otros	Total
3.922	1	41	51	4.016

Tabla 6.1: Incidencia registradas para el período enero 2020-diciembre 2021. Fuente: adaptación de la Tabla 2.2 de Gomes et al. 2022

En la Tabla 4.6 se clasifican y cuantifican las causas que provocaron las interrupciones registradas, tal como son presentadas en el trabajo referido.

Falla material o equipo	Corrosión	Falla conexión	Hurto/ robo	Defecto interno	Conexión cortada	Ramal partido
1.391	97	7	20	5	3	1

Sobrecarga	Tensión inadecuada	Servicio Preventivo no programado	Casa/ cerrada	Dirección no encontrada	Normal	Otro
27	105	33	2	1	45	2.195

Tabla 6.2: Discriminación de las causas que provocaron las interrupciones indicadas en la tabla 4.5. Fuente: adaptación de la tabla 33 de Gomes et al. 2022.

En la Tabla 4.7 se presenta un resumen de las incidencias registradas en el período 2020-primer semestre de 2023, que constan en las planillas recibidas desde ANEEL, en junio de 2024.

Total de Incidencias	**16.061**	**TIPO DE PROBLEMA**		**CAUSA**	
Procedentes	12.820	Interrupción	11.066	Falla de material o equipo	3.013
Improcedentes	1.913	Reclamación gral.	111	Robo	27
No Aplicables	1328	Otro	4.872	Corrosión	97
				Otro	12.691

Tabla 6.3: Incidencias registradas para el período 2020-primer semestre de 2023. Fuente: elaboración propia en base a planillas enviadas por ANEEL en junio2024.

El estudio de Gomes et al. 2022 llega a conclusiones que coinciden, cualitativamente, con los resultados mostrados en la tabla 4.7: la gran mayoría de los reclamos son considerados "procedentes". La mayoría de los problemas detectados refiere a interrupciones. Entre las causas, es relevante lo atribuible a "falla de material o equipo", pero son ampliamente mayoritarias las causas atribuidas a "otros".

Los autores del estudio citado hicieron algunas entrevistas a usuarios de los sistemas de la región norte de Brasil y recogieron resultados del trabajo de tesis de Tina Bimestre Selles Ribeiro (2015), quien realizó trabajos de campo en un grupo de islas del archipiélago Ilhabela del Estado de São Paulo.

A partir de las mismas detallan observaciones que se resumen a continuación.

Todos los entrevistados reconocen los beneficios de contar con un servicio de electricidad. Manifestaron que tuvieron dificultades con la consulta previa, la información y atención recibida con el suministro, entre otros. Se quejaron de no haber sido suficientemente informados del tipo de electrodomésticos que pueden usar, por ejemplo. Las cartillas distribuidas no fueron percibidas como útiles. Hubo quejas por los pocos puntos de luz instalados, particularmente por falta de luz en baños. Algunos habitantes de islas se quejaron de que la distribuidora no recogió todos los registros de posibles usuarios. Se repiten quejas sobre la relación con los trabajadores de las empresas instaladoras, quienes no cumplieron con algunos aspectos acordados previamente, no supieron escuchar ni realizaron esfuerzos por generar una buena relación. Por ejemplo, se quejaron de que los instaladores se retiraron y les dejaron encargados para que hicieran las podas necesarias (por sombras), pero en los lugares que son reservas, no está permitido que los residentes realicen podas. Se instalaron sistemas en áreas que se inundan periódicamente, por desborde habitual de ríos. Algunas familias de esas áreas tienen el hábito de mudarse de sus casas en períodos del año en que llegan las inundaciones y requieren trasladar sus

sistemas. Algunos beneficiados plantearon que necesitaban más potencia. Se plantean dificultades para entrar en contacto con la distribuidora, tanto físicamente (por la distancia) como virtualmente (por escasa disponibilidad de internet), lo que incluso dificulta el pago de las mensualidades. Reclaman cobros que no corresponden, como tasas por iluminación pública en zonas donde no existe tal. Hubo quejas sobre el mantenimiento recibido, por casos de interrupción del suministro el mismo año en que se instaló el sistema. La respuesta de la distribuidora a solicitudes de mantenimiento, en algunos casos demoró hasta 3 meses. Se plantearon problemas con la autonomía, porque se observaron algunos sistemas con 3 baterías en lugar de 4, como era el diseño original. Se registran muchas quejas de corte de suministro cuando llueve. Se observaron problemas técnicos en la instalación de algunos sistemas (sombras en paneles fotovoltaicos, soportes frágiles, dificultad de acceso para el usuario, etc.).

En general, la electricidad disponible no se utilizó en actividades productivas, salvo en algunos casos de trabajos nocturnos de artesanía o costura. Ni siquiera se usó para hielo en el caso de los pescadores, porque expresaron que les resultaba más práctico dejar el pescado en las embarcaciones y no transportarlo hasta sus domicilios, por las dificultades de hacerlo por caminos empinados.

Todos esos aspectos negativos habrían desanimado a algunos habitantes que, en la época del relevamiento realizado, desistieron de solicitar un sistema para sus viviendas.

Como resultados positivos, se registró que en las escuelas, al disponer de heladera, fue posible mejorar la alimentación y reducir el uso de enlatados.

El análisis de las encuestas mostró casos de percepción equivocada del programa en sí, llegando a considerar que los sistemas son donaciones de la distribuidora, lo cual genera inhibición para realizar reclamos. También que los beneficiados desconocen algunos derechos, como el de solicitar aumento de carga. Los investigadores alertan que no hay información sobre cómo gestionar la disposición de la batería cuando termina su vida útil.

Del análisis de las planillas resultó una tasa de falla de 0,17, o sea, una para cada 5,88 sistemas, lo que puede ser considerado significativo. Además, algunos sistemas presentan más de una falla. Puede haber una sub-notificación debido a la falta de información y las dificultades de comunicación relatadas por los usuarios. Es necesario entender mejor por qué se quejan de cortes de suministro cuando llueve y si eso indica que no hubo una adecuada apropiación

del equipamiento por parte de los usuarios. La falta de medición o de un visor/mostrador que indique la carga disponible en la batería conspira contra el buen uso del sistema. Aún se necesita cubrir más casos con el sistema 45, porque muchos aún tienen el de 13 kWh/mes. Los aspectos tarifarios también muestran mal asesoramiento, pues muchos (58 %) tienen tarifas residenciales y podrían estar en la tarifa social, que es más económica.