

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Electrificación de la última milla del corredor seco mesoamericano. Solución del nexo agua-alimentación-energía.

Valoración de factores de impacto para reducir las emisiones de carbono del autotransporte de carga en México.

Desafíos e incertidumbres del desarrollo sostenible en la planificación de la energía eléctrica. Un enfoque brasileño.

Vulnerabilidad energética en el área metropolitana de Buenos Aires. Caracterización del consumo y problemáticas en el Barrio Presidente Sarmiento.

Efficient heating of sanitary water with heat pump.

Medición de pobreza y vulnerabilidad energética de los hogares. El caso de la provincia de Río Negro, Argentina.

La coexistencia de energías renovables y convencionales en el partido de Bahía Blanca para el periodo 2013-2018



COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Pablo Garcés

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Marcelo Vega

Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM). Uruguay.

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.

Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.

Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.

Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.

Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.

Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL

Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS

Pablo Garcés

Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN

Blanca Guanocunga.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

COLABORADORES

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

REVISORES

José Alonso Mateos.

Universidad Internacional de Valencia. España.

Diego Coronel Bejarano.

Universidad Nacional de Asunción. Paraguay.

Byron Chilinguina.

Consultor independiente. Ecuador.

Pedro Díaz Fustier.

Universidad Tecnológica de la Habana.

Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.

Sergio Fuentes.

Universitat Politècnica de Catalunya. España.

Fabio García Lucero.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Marx Gómez Liendo.

Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas. (IVIC).

Venezuela.

Luis Guerra Flores.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

María Ibáñez Martín.

*Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur
(IIESS-UNS-CONICET). Argentina.*

José La Cal Herrera.

Universidad de Jaén. España.

Francisco Macías Aguilera.

Universidad de Guanajuato. México.

Marina Yesica Recalde.

*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de
Argentina (CONICET).*

Rafael Soria.

Escuela Politécnica Nacional (EPN). Ecuador.

Hugo Zurlo.

Universidad Nacional del Nordeste (UNNE). Argentina.

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021. Todos los derechos reservados.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)

ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.

Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>

Página web OLADE: www.olade.org

Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografía de la portada Wilhem Gunkel en Unsplash. Fotografía
de la contraportada Alexander Schimmeck en Unsplash.

Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad
de los autores y no comprometen a las organizaciones
mencionadas.



Transiciones energéticas en el marco de procesos acelerados hacia la carbono neutralidad



Foto de Noah Buscher en Unsplash.

Los países del mundo que están anunciando objetivos de carbono neutralidad para las próximas décadas continúan creciendo. Las ambiciones por la reducción de emisiones crecen a nivel global y América Latina y el Caribe no es la excepción.

Desde OLADE entendemos que debemos trabajar conjuntamente con nuestros Países Miembros y con distintos Organismos Internacionales para que, cada vez más, los países de nuestra región se sumen al objetivo de ser neutros en materia de emisiones de carbono para mediados del presente Siglo.

Muchos de nuestros países arrancan desde una posición ventajosa ya que la participación de las energías renovables en la oferta total de energía en nuestra región es significativa.

En términos de energía eléctrica, la participación de fuentes de energía limpia, incluida la hidroelectricidad, está cercana al 59%. Las fuentes renovables no convencionales como la eólica y solar crecieron globalmente a una tasa más rápida que nunca en las últimas dos décadas y podría esperarse que sigan creciendo aún más rápidamente que lo que lo han hecho hasta la pandemia.

La energía hidroeléctrica, la fuente más importante de generación limpia en América Latina y el Caribe, es esencial para mantener la seguridad del abastecimiento eléctrico, promover el crecimiento de la generación baja en carbono, el almacenamiento de energía y la construcción de sistemas eléctricos robustos.

En estos sistemas predominantemente hidroeléctricos, la incorporación de renovables no convencionales como la eólica y la solar dan lugar a nuevos desafíos a nuestros organismos encargados de despacho, pero al mismo tiempo los proveen de variabilidad en el suministro.

Pero en nuestra región todavía disponemos, en varios países, de recursos energéticos de origen fósil que, para muchos de ellos, son fuente de divisas para sus economías, fortalecen su seguridad energética y contribuyen al desarrollo de sus sistemas productivos y a sus economías regionales.

En el sector transporte encontramos necesario incrementar la participación de las energías bajas en carbono que hoy solamente tienen un rol complementario reduciendo emisiones a través de los vehículos eléctricos. La descarbonización de este sector debe ser considerada profundamente y, en el camino hacia la electrificación plena, la reducción de emisiones por el uso de biocombustibles y biogás es una opción para ser aprovechada, más aún cuando muchos de nuestros países son productores de biocombustibles con escala global.

También en la industria y en el sector residencial la bioenergía puede cumplir un rol complementario en la descarbonización.

Adicionalmente, en nuestra región toma impulso la importancia de la innovación en tecnologías energéticas, los nuevos vectores energéticos como el hidrógeno verde, la cuestión de las inversiones (públicas y privadas) en tecnologías limpias en un contexto pos pandemia y el rol cada vez más preponderante que tienen nuevos insumos básicos para las transiciones energéticas: los minerales críticos, muchos de ellos presentes en los países de nuestra región.

Las transiciones energéticas, en el marco de distintos senderos hacia la carbono neutralidad, nos brindan una nueva oportunidad para

una inserción inteligente de nuestra región en el escenario energético mundial. América Latina y el Caribe están muy bien posicionada en las tecnologías energéticas del Siglo XXI con una notable dotación de recursos naturales necesarios para las transiciones energéticas y un notable potencial de incremento de las energías renovables repartidos a lo largo y ancho nuestra región.

Al mismo tiempo, muchos de nuestros países mantienen un potencial hidrocarburífero que les brinda seguridad energética y posibilidades de posicionarse como abastecedores de estas fuentes fósiles a la región y al mundo.

Nuestro común desafío será explotar sosteniblemente las tecnologías energéticas bajas en carbono y al mismo tiempo transicionar desde las fuentes fósiles sin afectar la seguridad energética o el acceso a la energía de los productores de hidrocarburos y teniendo como prioridad que esas transiciones energéticas sean justas e inclusivas, sin dejar a ninguno de nuestros habitantes detrás.

Como siempre, OLADE estará dispuesta a trabajar con nuestros Países Miembros para asistirlos en este escenario y cooperar con otros organismos internacionales en un marco de una realidad global compleja y cambiante donde la incertidumbre parece haber llegado para quedarse.

Guillermo Koutoudjian

*Director Interino de Integración,
Acceso y Seguridad Energética*

OLADE

ÍNDICE

INDEX

p. 10

ELECTRIFICACIÓN DE LA ÚLTIMA MILLA DEL CORREDOR SECO MESOAMERICANO. SOLUCIÓN DEL NEXO AGUA-ALIMENTACIÓN-ENERGÍA

ELECTRIFICATION OF THE LAST MILE OF THE MESOAMERICAN DRY CORRIDOR. SOLUTION OF THE WATER-FOOD-ENERGY NEXUS

David Ribó-Pérez, Ángela Herraiz-Cañete, Paula Casamayor-Segarra, Karem del Castillo Velázquez, Tomás Gómez-Navarro, Sergio Zelaya-Bonilla



p. 34

VALORACIÓN DE FACTORES DE IMPACTO PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE CARBONO DEL AUTOTRANSPORTE DE CARGA EN MÉXICO

ASSESSMENT OF IMPACT FACTORS TO REDUCE CARBON EMISSIONS FROM FREIGHT TRANSPORTATION IN MEXICO

Edgar Roberto Sandoval García



p. 50

DESAFÍOS E INCERTIDUMBRES DEL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA PLANIFICACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. UN ENFOQUE BRASILEÑO

CHALLENGES AND UNCERTAINTIES OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT IN ELECTRICAL PLANNING. A BRAZILIAN APPROACH

Vinicius Silva, Stefania Relva, Miguel Udaeta, André Gimenes, Drielli Peyerl

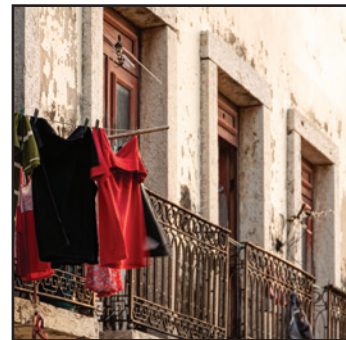


p. 76

VULNERABILIDAD ENERGÉTICA EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUENOS AIRES. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO Y PROBLEMÁTICAS EN EL BARRIO PRESIDENTE SARMIENTO

ENERGY VULNERABILITY IN THE METROPOLITAN AREA OF BUENOS AIRES. CHARACTERIZATION OF CONSUMPTION AND PROBLEMS IN THE PRESIDENTE SARMIENTO NEIGHBORHOOD

Mauricio Agustín Briaturi, Agustín Quesada, Agustín Villar, Guillermo Mirochnic



p. 94

EFFICIENT HEATING OF SANITARY WATER WITH HEAT PUMP

CALENTAMIENTO EFICIENTE DE AGUA SANITARIA POR BOMBA DE CALOR

Luis Juanicó, Italo Carlos Bove Vanzulli



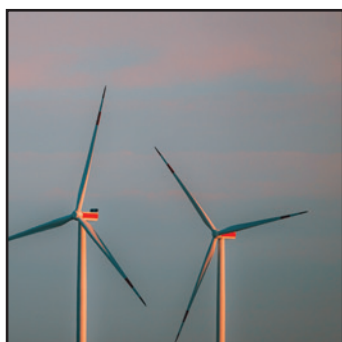


p. 106

MEDICIÓN DE POBREZA Y VULNERABILIDAD ENERGÉTICA DE LOS HOGARES. EL CASO DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO, ARGENTINA

MEASURING HOUSEHOLD ENERGY POVERTY AND VULNERABILITY. THE CASE OF PROVINCE OF RÍO NEGRO, ARGENTINA

Héctor Martín Civitaresi, Mariana Dondo Bühler, Jéscica Sarmiento, Miguel Attaguile, Ana Capuano, Mariana Savarese



p. 128

LA COEXISTENCIA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y CONVENCIONALES EN EL PARTIDO DE BAHÍA BLANCA PARA EL PERIODO 2013-2018

THE COEXISTENCE OF RENEWABLE ENERGY AND CONVENTIONAL ENERGY IN THE DEPARTMENT OF BAHÍA BLANCA FROM 2013 TO 2018

Claudia Pong, José Ignacio Diez, Raúl Oscar Dichiara

ELECTRIFICACIÓN DE LA ÚLTIMA MILLA DEL CORREDOR SECO MESOAMERICANO. SOLUCIÓN DEL NEXO AGUA-ALIMENTACIÓN-ENERGÍA

*ELECTRIFICATION OF THE LAST MILE OF THE MESOAMERICAN DRY CORRIDOR.
SOLUTION OF THE WATER-FOOD-ENERGY NEXUS*

David Ribó-Pérez ¹, Ángela Herraiz-Cañete ², Paula Casamayor-Segarra ³, Karem del Castillo Velázquez ⁴,
Tomás Gómez-Navarro ⁵, Sergio Zelaya-Bonilla ⁶

Recibido: 01/06/2020 y Aceptado: 24/03/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (10 - 33)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Sigmund en Unsplash.

1 Universitat Politècnica de València. Instituto de Ingeniería Energética. España.

david.ribo@iie.upv.es

<https://orcid.org/0000-0003-1089-5197>

2 Universitat Politècnica de València Instituto de Ingeniería Energética. España.

Angelahc5@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-4780-4375>

3 Consultor independiente. España.

paula.casamayor@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-1476-8622>

4 Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Italia.

Karem.DelCastilloVelazquez@fao.org

<https://orcid.org/0000-0002-0941-9831>

5 Universitat Politècnica de València. Instituto de Ingeniería Energética. España.

tgomez@dpi.upv.es

<https://orcid.org/0000-0001-6114-2414>

6 Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Italia.

Sergio.ZelayaBonilla@fao.org

RESUMEN

En este artículo presentamos una estrategia para resolver el trilema alimentación, agua y energía según los ODS. La estrategia fomenta las Comunidades Rurales Bajas en Carbono, comunidades sin acceso a la red de energía, situación habitual en el corredor seco mesoamericano. La estrategia va encaminada a la electrificación de la última milla, para ello se propone: (i) aumentar el acceso al agua y a la energía de forma local, (ii) mejorar la eficiencia energética en todas las etapas de la cadena de suministro; (iii) utilizar exclusivamente energías renovables endógenas; (iv) manejo sostenible de

recursos forestales; y (v) garantizar la seguridad alimentaria. La estrategia se aplica a la comunidad de El Santuario en Honduras. Se propone un proyecto de gestión de agua, producción de alimentos y biocombustibles, y una red híbrida de energías renovables. Hemos estudiado la viabilidad y el impacto de replicar esta solución a las comunidades rurales del corredor seco mesoamericano. Los impactos de escalar esta metodología contribuirían significativamente a que se cumplan los ODS.

Palabras clave: Desarrollo Rural, Electrificación Rural, Trilema Agua-Alimentación-Energía, Cambio Climático, Microrredes Híbridas, Energías Renovables, Honduras.

ABSTRACT

This article presents a strategy to solve the food energy water nexus according to the SDGs framework. The strategy intends to promote zero carbon rural communities in communities without access to electricity, a common situation in the Mesoamerican Dry Corridor. The strategy seeks to electrify the last mile tackling: (i) increase access to local resources of water and energy, (ii) improve the energy efficiency in all the steps of the value chain, (iii) exclusive use of local renewable energy sources, (iv) sustainable management of forests and (v) ensuring the food security. The strategy is applied to the rural community of El Santuario in Honduras. We propose a project of water management, food and biomass production and a renewable micro-grid. We study the viability and impact of replying this solutions to the rural communities in the Mesoamerican Dry Corridor and the impact of scaling this methodology to fulfill SDGs requirements.

Keywords: Rural Development, Rural Electrification, Food Energy Water Nexus, Climate Change, Hybrid Micro-Grids, Renewable Energy, Honduras.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo expone una metodología integral para fomentar el desarrollo en comunidades rurales utilizando las microrredes renovables de electricidad (MRE) para fomentar acciones de mejora y resiliencia en el nexo agua-alimentación-energía (AAE). Se presenta un análisis metodológico de los elementos críticos a tratar, un caso de estudio en una comunidad rural en Honduras y las posibilidades de replicabilidad en comunidades semejantes de la zona del corredor seco mesoamericano.

El acceso a la electricidad es un factor clave para el desarrollo. Organizaciones internacionales como el Banco Mundial o la Agencia Internacional de la Energía aseguran que el acceso a la electricidad lleva asociadas mejoras en las condiciones socio-económicas, de salud, educación y equidad de género (Kanagawa and Nakata, 2008). La electricidad es esencial para el desarrollo de otras actividades económicas y por ello su ausencia se ha mencionado como una de las razones de la pobreza rural (Chaurey, Ranganathan and Mohanty, 2004). Sin embargo, casi mil millones de personas siguen sin acceso a la electricidad, algo que las Naciones Unidas está intentando paliar mediante el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 “Energía asequible y no contaminante” y el programa “*Sustainable Energy for All*”.

El 80% de las personas sin acceso a la electricidad viven en áreas rurales del África subsahariana, el sudeste asiático y Latinoamérica (International Energy Agency, n.d.). Estas zonas suelen encontrarse en zonas remotas y poco accesibles, algo que implica un elevado coste de inversión para extender las redes eléctricas centralizadas. Esta situación de aislamiento combinado con la reducción en costes de los sistemas de generación renovable y de almacenamiento han supuesto que las microrredes renovables de electricidad (MRE) se conviertan en una de las soluciones más viable y sean recomendadas por la IEA en


sus escenarios de electrificación (International Energy Agency, 2017).

Las MRE son instalaciones que combinan diferentes tecnologías energéticas renovables para suministrar electricidad en isla a comunidades rurales aisladas basándose en los recursos disponibles de la zona y han sido ampliamente probados en Latinoamérica. La electricidad generada se utiliza para consumos residenciales, comunitarios y productivos, de esta forma se mejora la situación dentro de las viviendas, pero también se facilita el acceso a tecnología en los centros educativos, zonas comunitarias, pequeños negocios o usos productivos agrícolas e industriales. Así, el acceso a energía tiene un particular efecto en la seguridad alimentaria (Sola, Ochieng, Yila, and Iiyama, 2016) pero también en la economía local que, comúnmente en zonas rurales, se caracteriza por sistemas agroalimentarios y la conservación de los ecosistemas mediante un manejo sostenible y la acción climática.

Los usos productivos de esta electricidad pueden traducirse en mejoras en la gestión hídrica de la zona y mejoras en la cadena agroalimentaria de tal forma que al abordar de forma holística la electrificación de estas zonas rurales se apoya a una mejora integral del trilema AAE. De esta forma, la electricidad no se planifica para únicamente dar respuesta a necesidades de iluminación o elementos electrónicos, sino que también tiene en cuenta el almacenamiento de alimentos en cámaras frigoríficas o el bombeo de agua para el riego de huertos familiares. Así, la solución se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2 “Hambre cero”, 6 “Agua limpia y saneamiento” y 7 “Energía limpia y no contaminante”.

Este artículo presenta una metodología para abordar el trilema AAE desde la electrificación de comunidades rurales aisladas mediante MRE. La metodología es luego aplicada a un caso real de una comunidad rural en el corredor seco mesoamericano en Honduras.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera, en la siguiente sección se presenta la situación de la última milla latinoamericana. Posteriormente se presenta la metodología desarrollada para abordar la electrificación rural bajo un prisma de desarrollo rural y el nexo AAE. En la cuarta sección se aborda el caso de la comunidad El Santuario en Honduras. La escalabilidad de este tipo de actuaciones es caracterizada en el quinto apartado y en el sexto se extraen las conclusiones y recomendaciones.



**El 80% de las personas
sin acceso a la
electricidad viven en
áreas rurales del África
subsahariana,
el sudeste asiático y
Latinoamérica.**

ÚLTIMA MILLA EN CENTROAMÉRICA

Basándonos en las tasas de acceso a la electricidad, pudiera parecer que la situación en el caso de Latinoamérica es buena, ya que actualmente un 97% de la población cuenta con cobertura eléctrica. Sin embargo, todavía existen 19.04 millones de personas que carecen del acceso a esta forma de energía (Iorio y Sanin, 2019). Aunque esta cantidad es menor comparada con otras regiones como África Subsahariana o India; la mayoría de la población sin conexión eléctrica en Latinoamérica habita en áreas remotas, con dispersión geográfica e insuficientes infraestructuras. Lo cual supone una mayor dificultad en lograr el objetivo de abastecer eléctricamente al 100% de la población

(AECID; CNMC; Ariae, 2016) debido a la alta inversión y esfuerzos necesarios para electrificar ese último 3% restante. Es la denominada “dispersión de la denominada última milla”, según la literatura científica y organismos como el BM (Banco Mundial, 2018; González García y Pérez Arriaga, 2018).

Aunque los reguladores energéticos de la región hayan hecho una gran labor previamente expandiendo las redes eléctricas nacionales aumentando en gran medida las tasas totales de suministro eléctrico (CNMC, 2017), para continuar progresando hacia el acceso universal resulta imprescindible lidiar con las dificultades relacionadas con la electrificación y el suministro de servicio eléctrico de última milla en zonas remotas que suelen encontrarse a su vez en situaciones de exclusión, con servicios básicos, altos costes de suministro y escasos ingresos. En otras palabras, poblaciones con alto grado de pobreza multidimensional (CNMC, 2017).

Debido a esta situación, en América Latina los esfuerzos están siendo concentrados en electrificar “la última milla” (González García y Pérez Arriaga, 2018), precisando para ello nuevos modelos de servicio, implementación y regulación, nuevos actores, y nuevos mecanismos e instrumentos (CNMC, 2017).

Centroamérica no es ajena a las dificultades presentadas previamente en cuanto a la universalización del acceso a la electricidad en Latinoamérica. En el año 2017, la población centroamericana contaba con una tasa de electrificación media del 90%, ubicándola por encima del promedio mundial pero dejando a 4.7 millones de personas sin abastecimiento eléctrico, de las cuales el 75% habita en las zonas rurales centroamericanas donde una de cada cinco personas no cuenta con acceso a la energía (IEA, 2020). Haciendo una comparativa entre los países centroamericanos, se puede determinar que, mientras Costa Rica cuenta con la mayor tasa de electrificación de alrededor del 99%, Honduras muestra el menor nivel de electrifica-

ción con un 75% aproximadamente. Dos tercios de los territorios centroamericanos sin electrificar se concentran en Nicaragua y Guatemala, es decir, alrededor de 3.1 millones de personas (Instituto Centroamericano de Estudios Fiscales, 2018). Dentro de Centroamérica, el corredor seco mesoamericano es además unas de las zonas de mayor riesgo a las consecuencias del cambio climático, en gran parte sequías como las ya padecidas en el último lustro (FAO, 2016).

Por tanto, la descentralización energética aparece como una alternativa con potencial para proveer de energía a las áreas rurales. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), para suministrar electricidad de manera universal, el 55% de toda la energía debe ser generada de manera descentralizada en pequeñas redes y sistemas de energía independientes, como los paneles solares y los molinos de viento (International Energy Agency, 2017). Esta solución garantizaría que las comunidades rurales tuviesen acceso a la energía eléctrica implementando cerca del punto de consumo sistemas de producción energética (Instituto Centroamericano de Estudios Fiscales, 2018).

La descentralización, además, presenta una serie de ventajas al poder tomar las poblaciones rurales un rol activo en su desarrollo, transformar su estructura productiva, empoderar a la comunidad y aprovechar fuentes energéticas renovables locales, proteger los ecosistemas locales y contribuir a la mitigación y adaptación al cambio climático de las comunidades aisladas (Instituto Centroamericano de Estudios Fiscales, 2018). La descentralización energética debe ir acompañada de medidas complementarias en otros ámbitos diferentes al tecnológico que incorporen modelos innovadores. De esta manera garantizando una solución integral que recorra esa última milla restante, como alianzas entre actores, nuevos marcos regulatorios y planificación eléctrica.

En este contexto, presentamos una metodología para materializar esta mirada holística de de-

sarrollo que permita electrificar la última milla con un enfoque en la mejora de las condiciones del nexo AAE y permita estimular la seguridad alimentaria e hídrica local.

ESTRATEGIA PARA LA ELECTRIFICACIÓN Y DESARROLLO RURAL

Aproximación al nexo Agua-Alimentación-Energía

La FAO define el nexo Agua-Alimentación-Energía como un concepto que describe y aborda la compleja interrelación entre los sistemas de recursos existentes y nuestra dependencia de estos para conseguir nuestros objetivos económicos, medioambientales y sociales (FAO, 2014). Los recursos alimentarios, energéticos e hídricos están fuertemente relacionados y las acciones o usos de uno tienen impactos y consecuencias en la disponibilidad y calidad de los otros. Es claro el ejemplo global de la disminución de los recursos alimentarios y la presión sobre los recursos hídricos asociados al cultivo de biocombustibles, poniendo así en riesgo la seguridad alimentaria y el acceso al agua (Bazilian et al., 2011; Bonn Conference Synopsis, 2012).

Figura 1. Interacciones nexo AAE



Fuente: Elaboración propia basado en (Guijarro y Sánchez, 2015)

La Tabla 1 presenta un resumen de interacciones que pueden existir entre los diferentes componentes del nexo y que a su vez presentan una afección sinérgica de las consecuencias del cambio climático.

Tabla 1. Interacción entre los componentes del nexo AAE

	Agua	Alimentación	Energía
Agua	-	Competición entre agua para usos sanitarios y producción de alimentos (ganadería, agricultura...)	Desalinización mediante renovables Tratamiento de aguas mediante renovables Irrigación con bombeo solar
Alimentación	Irrigación, fertilizantes y procesado de alimentos Contaminación de aguas	-	Mecanización agrícola Producción de fertilizantes Procesado, conservación y distribución de alimentos
Energía	Producción biocombustibles Plantas hidroeléctricas Refrigeración de generación térmica	Uso de tierras para producción de biocombustibles Valorización de residuos agrícolas	-

Fuente: Elaboración propia basado en (FAO, 2014; Reinhard, Verhagen, Wolters, and Ruben, 2017)

Basado en lo propuesto por Reinhard et al. (2017), para acercarse al nexo de una forma sistémica es necesario definir los límites del sistema, los problemas, las prioridades y los objetivos. Identificar las actividades relacionadas con el nexo, necesarias para conseguir los objetivos e integrar a los actores para obtener un resultado que tenga en cuenta los impactos cruzados en los tres elementos del nexo AAE.

Siguiendo este planteamiento, se propone una metodología que, teniendo en cuenta el objetivo de solucionar el problema del acceso a la electricidad de la última milla, se plantee las

soluciones de forma que produzca efectos colaterales positivos y no negativos en el resto de los componentes del nexo.

Necesidades energéticas

El acceso a la electricidad suele suponer grandes saltos en la disponibilidad energética de las familias tanto de forma cuantitativa como de forma cualitativa. Asimismo, ayuda a abastecer consumos comunitarios y de usos productivos.

En la actualidad, los usos energéticos de estas comunidades consisten en consumos de biomasa

seca para la cocina, iluminación y climatización de las viviendas. Tras el salto al acceso a la electricidad, los estudios estiman que las necesidades energéticas básicas para asegurar unos niveles mínimos de desarrollo humano en zonas rurales son aproximadamente de 90 kWh por mes y vivienda (He and Reiner, 2014). Estos consumos residenciales son fundamentalmente en iluminación, climatización y uso de electrodomésticos como pequeñas neveras, computadoras o televisiones.

Asimismo, las comunidades rurales suelen tener necesidades energéticas en las zonas comunitarias ya sean exteriores a nivel de iluminación o zonas interiores como los centros religiosos, cocinas comunitarias o zonas educativas. A estos usos, puede ser también necesaria la inclusión de sistemas que afectan al nexo AAE como las necesidades energéticas de un sistema de saneamiento de agua, bombeos y almacenamiento o equipamientos agroalimentarios comunales o privados. Estos consumos tienen su correlación directa y han de ser tenidos en cuenta respecto a las necesidades de los otros dos elementos del nexo.

Impacto en el recurso hídrico

No es casualidad que, en muchas poblaciones en localidades remotas, la falta de acceso a la energía se combina con la falta de acceso a agua potable y saneamiento (Smart Villages, 2016). Algo que se combina con la situación climática del corredor seco, con grandes déficits hídricos. Por ello es de suma importancia tomar conciencia de las interacciones positivas y negativas existentes entre estos dos elementos del nexo y contar con soluciones de desarrollo que maximicen las sinergias e impactos beneficiosos y que, a la vez, gestionen equilibradamente las compensaciones necesarias entre el suministro de energía y el acceso al agua (Smart Villages, 2016).

La energía es necesaria para el acceso, suministro, distribución, reciclaje y purificación del agua. En

localidades costeras con escaso o nulo acceso a aguas subterráneas, es posible obtener agua desalinizada consumiendo energía mecánica o térmica. El funcionamiento de los biodigestores y la generación de biogás necesitan considerables cantidades de agua y los paneles solares requieren de una cuantía reducida de agua para su limpieza y buen funcionamiento.

El caso del bombeo el recurso hídrico contenido en acuíferos u otras fuentes para distribuirlo y dirigirlo a parcelas de producción agrícola puede conllevar el riesgo de sobreexplotación del recurso hídrico por los bajos costes de operación. Sin embargo, se trata de una solución económica de bombeo descentralizado muy potente que contribuye a la expansión de la irrigación local sin necesidad de acceder a la red. Por ello se recomienda una gestión sostenible del uso del agua en poblaciones rurales aisladas con escasos recursos, y recolectar agua de lluvia siempre que sea posible.

Impacto en la seguridad alimentaria

El acceso a energía eléctrica para uso doméstico tiene distintos beneficios para la seguridad alimentaria de comunidades rurales. En 1996, la Cumbre Mundial sobre la Alimentación definió que la seguridad alimentaria existe cuando “todas las personas tienen, en todo momento, acceso físico, social y económico a alimentos suficientes, inocuos y nutritivos que satisfacen sus necesidades energéticas diarias y preferencias alimentarias, para llevar una vida activa y sana” (CEPAL, 2020). Esta definición incluye cuatro dimensiones:

1. la disponibilidad física de los alimentos,
2. el acceso económico y físico a los alimentos,
3. la utilización de los alimentos y
4. la estabilidad en el tiempo de las tres dimensiones anteriores.

El acceso a la energía es esencial para garantizar la seguridad alimentaria, pues facilita la producción, procesamiento y conservación de los alimentos; abriendo también nuevas oportunidades económicas en las zonas rurales que crean resiliencia y fortalecen los medios de vida (WFP, 2019).

La electrificación por medio de energías renovables proporciona la energía que los beneficiarios necesitan para alcanzar todas las dimensiones de seguridad alimentaria: disponibilidad, acceso, utilización y estabilidad.

Representa un aumento de la disponibilidad en la producción de alimentos, el acceso a la energía aumenta la eficiencia y los rendimientos de cultivo. Las bombas de agua permiten la extracción, la distribución y el uso del agua para riego. Se logra así, el cultivo de nuevas especies agrícolas y la introducción de huertos familiares. Esto permite la diversificación de la dieta, siendo más resiliente y nutritiva. Permite también una mejora al acceso ya que los sistemas de energía bioquímicos transforman los desechos orgánicos en energía gaseosa y fertilizantes de suelo. Además, el consumo mejorado de leña, permite el ahorro de recursos económicos que pueden ser utilizados para comprar alimentos, combustibles e insumos agrícolas, como fertilizantes.

Respecto a la utilización, el acceso a la energía permite el almacenamiento y tratamiento (por ejemplo, refrigeración, secado, pasteurización, fermentación y envasado) que reducen la pérdida de alimentos después de la cosecha y mejoran la calidad de los alimentos, aumentando la disponibilidad de alimentos nutritivos a nivel doméstico y permitiendo a los agricultores controlar el momento de las ventas de cultivos, mejorando los ingresos del hogar. Finalmente, la electricidad ayuda a mejorar la estabilidad en el aprovechamiento de los recursos ya que mejora la capacidad de contar con energía eléctrica para almacenar estacionalmente agua y alimentos que suelen reducir durante la temporada seca.

Soluciones energéticas

La selección de la mejor combinación de tecnologías para una MRE lleva asociado un proceso de análisis a nivel económico, tecnológico, medioambiental, social e institucional (Ribó-Pérez, Bastida-Molina, Gómez-Navarro, and Hurtado-Pérez, 2020). Se han de tener en cuenta los recursos energéticos locales, los costes de instalación y operación, pero también elementos como la demanda esperada o los apoyos a nivel institucional. La importancia de estos factores determinará la combinación de tecnologías energéticas más interesantes entre solar fotovoltaica, biomasa, eólica, baterías, hidráulica.

La zona del corredor seco mesoamericano presenta un buen recurso solar, dispone de biomasa leñosa y residuos agrícolas, y zonas con potencial eólico. Sin embargo, la escasez de agua dificulta la utilización de tecnologías hidráulicas o la valorización energética de la biomasa mediante la digestión anaerobia. Además, el recurso eólico resultó poco adecuado por inconstante y poco denso energéticamente (ONUDI, 2013).

Los diferentes recursos locales se estiman con bases estadísticas locales o globales (NASA, 2020; Solargis, 2020) y las diferentes necesidades energéticas han de ser estudiadas y consultadas con la comunidad siguiendo métodos participativos y que involucren a la mismas en el diseño de la solución y análisis de sus necesidades (GIZ, 2016).

Una vez se dispone de una proyección de la demanda futura y los recursos disponibles, diferentes elementos de *software* pueden utilizarse para modelar el comportamiento de las tecnologías a instalar y la capacidad de abastecer a la demanda esperada. Para ello, se propone el uso del *software* HOMER®, un programa diseñado por NREL y que ha sido ampliamente probado y utilizado en el diseño de MRE rurales (Ahmad et al., 2018; Bahramara, Moghaddam, and Haghifam, 2016; Mamaghani,

Avella Escandon, Najafi, Shirazi, and Rinaldi, 2016).

De esta forma se obtiene una solución que puede combinar diferentes tecnologías, en nuestro caso, proponemos una solución para el corredor seco mesoamericano que combina la solar fotovoltaica con un gasificador de biomasa y baterías. De esta forma se asegura un suministro fiable, gestionable y 100% renovable basado en recursos locales abundantes (Ribó-Pérez et al., 2020).

CASO DE ESTUDIO: EL SANTUARIO-HONDURAS

La comunidad rural de “El Santuario” (en adelante la comunidad) pertenece al pueblo de San

Ramón Arriba, ubicado en el departamento de Choluteca, Honduras. Esta región se ubica en el corredor seco mesoamericano. La comunidad está compuesta por 79 familias con un promedio de cinco miembros por familia. El Santuario se ubica en una zona de pendientes rodeada por una variedad de bosque seco, mayoritariamente de pino-encino, con fuentes de agua a nivel de quebradas (secas en verano). La economía local está principalmente basada en la agricultura de subsistencia y el trabajo agrícola temporal. La zona se dedica a la siembra de frijol, maicillo y maíz, pero el excedente para comercialización es mínimo. La comunidad desea la diversificación hacia cultivos agroecológicos impulsados por sus actores locales, en especial yuca, camote y la creación de huertos familiares.

Figura 2. Habitantes de la comunidad El Santuario



Actualmente, la leña, el queroseno, las pilas y las velas son el principal recurso energético para los habitantes, a pesar del potencial de recursos de energía renovable del área. Como resultado de fenómenos meteorológicos extremos (aumentados en los últimos por el cambio

climático) y el aumento de la demanda de la población en crecimiento, la escasez de recursos se está acelerando. Por lo tanto, se requieren acciones para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de los recursos hídricos, energéticos y alimentarios.

Figura 3. Comunidad seleccionada para instalar la red inteligente híbrida



Fuente: © d-maps.com, © 2018 Google

El enfoque basado en el nexa AAE tiene como objetivo proporcionar acceso a la energía a la comunidad rural para mejorar los medios de vida de los habitantes y garantizar la seguridad alimentaria y el suministro de agua. Las acciones e intervenciones propuestas que tienen lugar en el caso de estudio se analizarán a continuación, teniendo en cuenta la perspectiva del nexa AAE y sus interacciones, validando así la utilidad de los sistemas de energía descentralizados para las aldeas rurales aisladas de la red principal.

Aproximación al nexa agua-alimentación-energía

Para regar los campos agrícolas de manera eficiente, la organización ACICAFOC (<https://www.acicafoc.org/>) ha proyectado cuatro tanques de almacenamiento desde los cuales se realizará el riego por gravedad. Uno de los depósitos se llenará con agua de lluvia, y una bomba elevará agua subterránea a los otros tres desde un pozo de 4 m de profundidad.

El riego se realiza mediante sistemas eficientes que no desperdician el agua, pueden ser fácilmente gestionados, y permiten incorporar productos orgánicos fertilizantes o protectores contra plagas. La tierra regada comprende 1.4 ha

de especies hortícolas: tomates, lechugas, pepinos, pimientos y judías verdes. Todos ellos seleccionados por su importancia en la dieta básica de los habitantes de la comunidad.

En comparación con las bombas diésel habituales, o el bombeo manual, los sistemas de riego a pequeña escala basados en energía renovable superan las limitaciones del bombeo manual, pero no contaminan el medio ni necesitan combustibles escasos y exógenos.

La siguiente lista reúne los indicadores relevantes para la evaluación de impacto. Estos indicadores muestran las interacciones entre los componentes del nexa AAE y son los recomendados para intervenciones similares:

- Capacidad de bombeo: Se plantean 2 horas y 1,500 l/día. Pero podrían ser capaces de bombear hasta 18,000 l/día.
- Altura de bombeo: hasta 80 m.
- Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) evitadas por comparación con una bomba diésel: hasta 5.77 toneladas de CO₂e/año.

- Área regada por la bomba: 1.4 ha
- Aumento del rendimiento para cultivos hortícolas en El Santuario después de la introducción del riego activo: hasta el 2000%

Además, se proyecta un plan de reforestación que incluye la plantación de 21 Ha de cultivos bioenergéticos. Las especies forestales elegidas son nativas, lo que contribuye a la diversificación de cultivos a través de especies locales. Parte del recurso bioenergético se utilizará para alimentar un gasificador (que se discute más adelante), como parte del sistema de MRE, para producir electricidad a partir de la biomasa cosechada. Los cultivos energéticos en crecimiento no solo proporcionarán un suministro de energía renovable y sostenible a la comunidad, sino que también contribuirán a la restauración del suelo con el tiempo.

Las especies forestales seleccionadas no necesitan consumo de agua aparte del agua de lluvia. Desde la perspectiva del cambio climático, el sistema de gasificación, en comparación con los generadores de combustible, representa una alternativa más sostenible y renovable, evitando así emisiones innecesarias de GEI.

En la siguiente lista se muestran indicadores clave para analizar la influencia que las plantaciones de cultivos bioenergéticos para

la generación de electricidad tienen en el agua y la seguridad alimentaria.

- Superficie ocupada: 21 ha.
- Eficiencia del uso del suelo: 3.7 ha/MWh de energía útil real producida
- Energía generada: hasta 6,768 kWh/año
- Potencia instalada (gasificador): 30 kWp.
- Energía producida por unidad de tierra: 270.72 KWh/ha-año
- Cantidad de agua utilizada: 0 l/ha-año.
- Electricidad producida por la biomasa: 0.8 kWh/kg biomasa
- Biomasa producida: 2.85 ton/ha-año
- Ahorro total de emisiones de GEI de la biomasa producida en comparación con un generador de combustible fósil: hasta 61.32 toneladas de CO₂e/año

En general, desde una perspectiva energética, se han identificado los siguientes impactos en el agua y los recursos alimentarios y terrestres, que se resumen a continuación.

Tabla 2. Interacción entre los componentes del nexo AAE

	Agua	Alimentación
Riesgos	Sobre explotación de acuíferos. Desperdicio de agua. Competición con el uso de agua sanitaria.	Competición por el uso del suelo. Deforestación. Inseguridad alimentaria.
Beneficios	Reducción de las pérdidas de agua. Mejora del rendimiento de los usos de agua. Disponibilidad de agua en periodos de sequía.	Diversificación de cultivos. Regeneración de tierras. Reducción de la pérdida de alimentos. Mejora en la conservación y procesado de alimentos.

Fuente: Elaboración propia basado en (FAO, 2014; Reinhard et al., 2017)

La mejora en las prácticas agrícolas sostenibles derivadas de los sistemas de irrigación y los esfuerzos de reforestación mejora la salud de los ecosistemas locales y aumentan la disponibilidad de leña, mejorando la resiliencia de las comunidades frente a las amenazas climáticas, lo que mantiene o aumenta la seguridad alimentaria.

Necesidades energéticas

Como ya se ha adelantado, los diferentes consumos domiciliarios se han tipificado a partir de la literatura (GIZ, 2016), las demandas de la comunidad, la experiencia de los diferentes equipos de proyecto, y la tecnología existente y asimilada por la comunidad (electrodomésticos, medios de producción, sistemas comunitarios de alumbrado, etc.). Cada tipo de consumo ha sido definido por su uso, unidades existentes en la comunidad y potencia nominal consumida, siguiendo los parámetros descritos por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE).

La curva de demanda se calcula a partir de los consumos horarios obtenidos al realizar el sumatorio de las potencias totales de cada uno de los consumos presentes en la comunidad por su coeficiente de simultaneidad.

$$D_h = \sum_i f_{ih} * \sum_j P_{ijh} \quad (1)$$

Donde D_h representa el punto de la curva de carga en el instante h , f_{ih} son las familias que consumen en el momento h , y P_{ijh} la potencia demandada por el elemento eléctrico j (iluminación, móvil, TV, etc.), en la familia i , en el instante h .

En el caso de los consumos comunitarios, estos son más fáciles de predecir por dos motivos: una menor cantidad y un mayor control sobre sus características y tiempos de uso. De forma análoga a los consumos domiciliarios, los consumos

comunitarios han sido caracterizados por sus potencias nominales y la cantidad de unidades instaladas en la comunidad. La siguiente figura muestra la evolución temporal de la carga, en un día promedio.

Como se observa, se prevén demandas pico de hasta 18.1 kW de potencia, y la energía total consumida es de 201.09 kWh/día en promedio. El perfil presenta tres picos, en la mañana, a la hora del almuerzo y por la noche, lo que no acopla con la generación de energía a partir de la radiación solar, y obliga al uso de sistemas complementario de generación y almacenamiento de energía, es decir una planta híbrida.

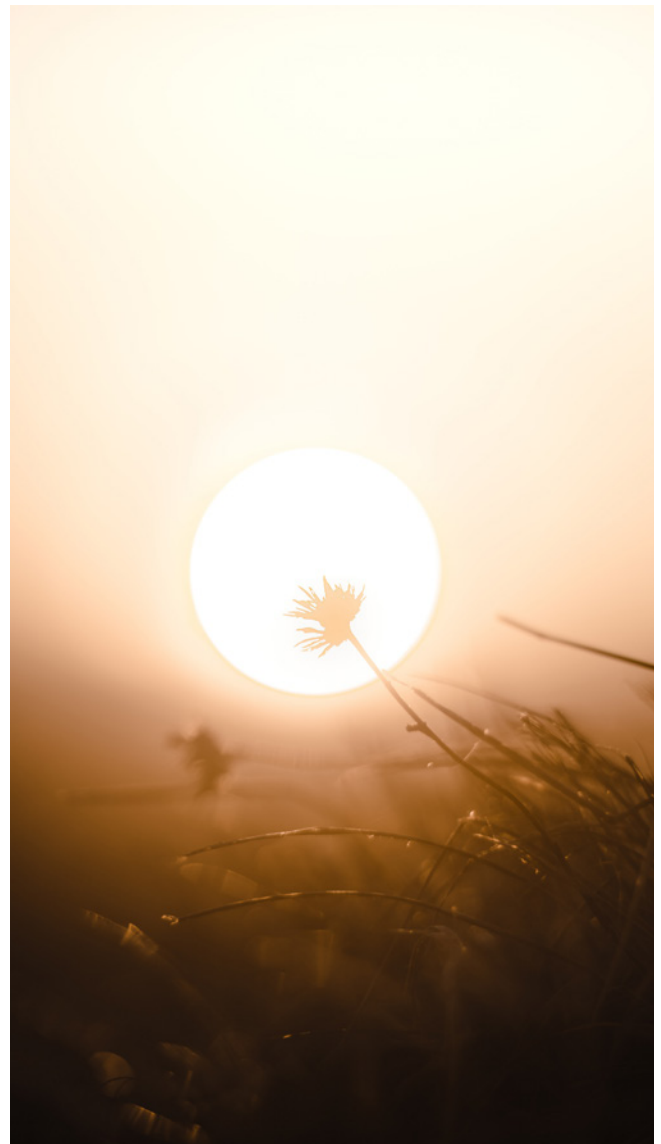
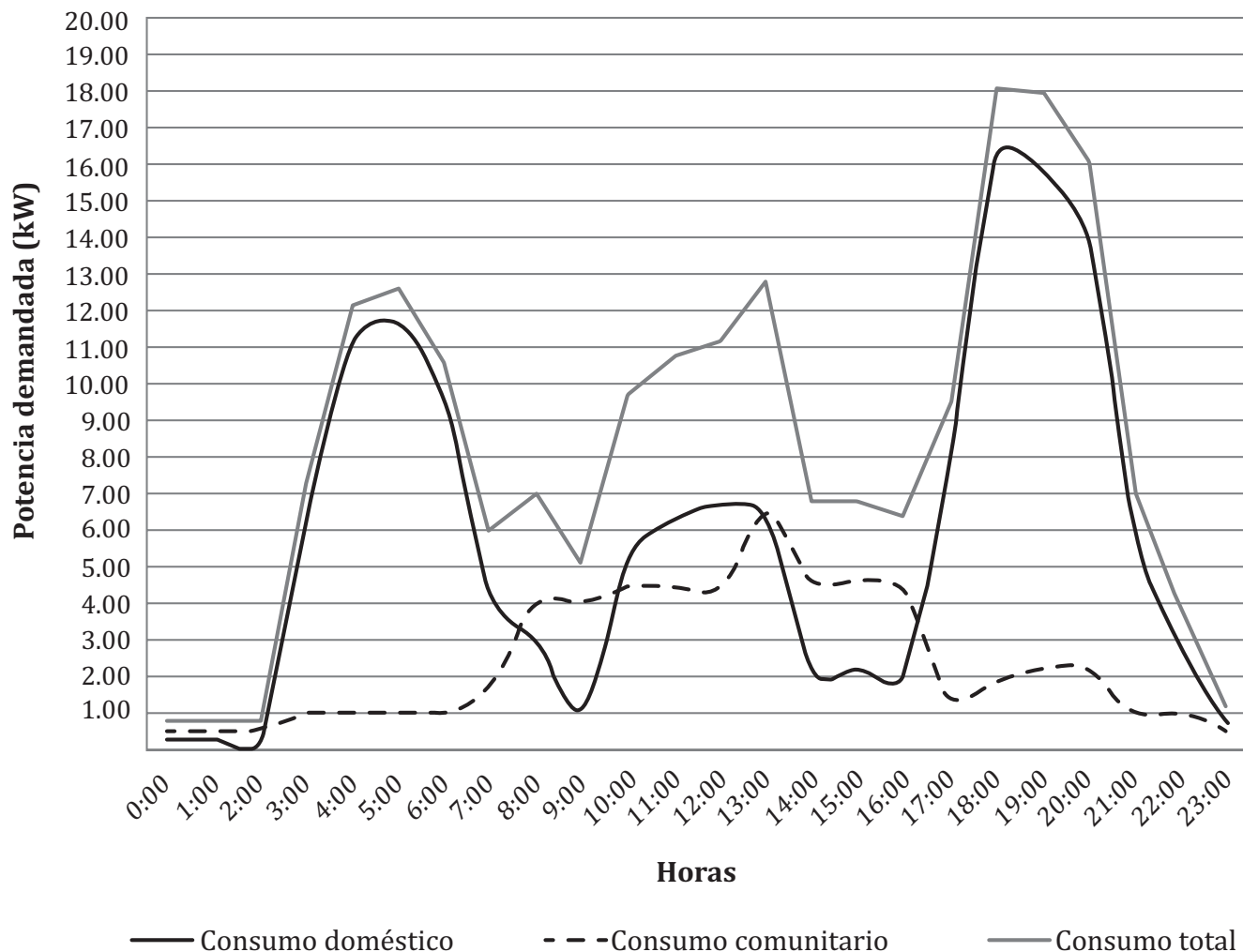


Foto de Mathieu Bigard en Unsplash.

Figura 4. Curva de carga estimada para la comunidad



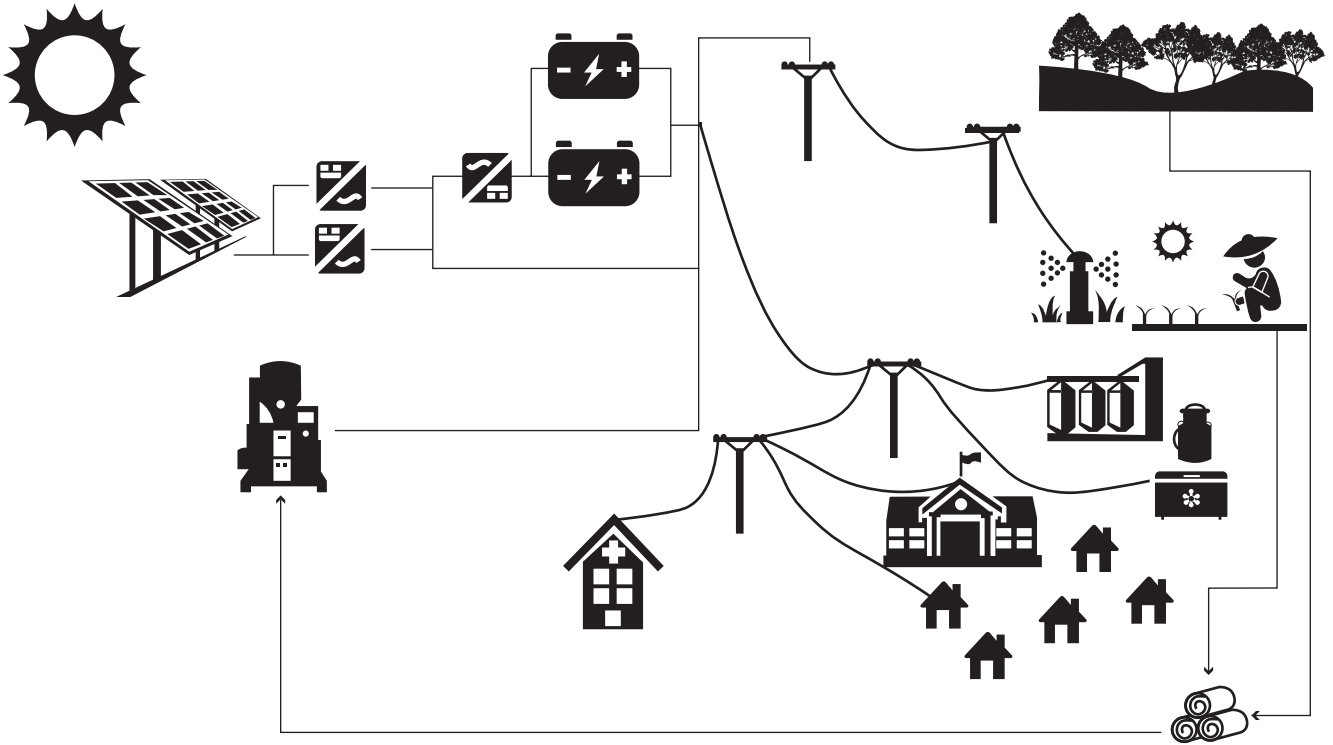
Fuente: Elaboración propia

Solución energética

Basado en todos los datos avanzados en las secciones anteriores, la MRE que se proyecta consta de un sistema de generación solar fotovoltaico, apoyado por un gasificador de biomasa y un banco de baterías (ver figura 5).

Se requieren acciones para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de los recursos hídricos, energéticos y alimentarios.

Figura 5. Curva de carga estimada para la comunidad



Fuente: Elaboración propia

Como se ha adelantado, mediante HOMER se simuló el comportamiento de la red híbrida a instalar en El Santuario que incluía:

- La estadística de insolación en El Santuario
 - La curva de demanda para la comunidad. Esta curva fue aleatorizada en un cierto porcentaje para reflejar variaciones casuales de los consumos.
 - Catálogos y datos de los paneles solares fotovoltaicos para el proyecto, y del resto de equipos: inversores, cargadores, baterías, equipo de monitoreo, etc.
 - El gasificador y su grupo generador de electricidad.
 - Otros datos necesarios para simular la red en operación durante el periodo de tiempo determinado.
- A esta información, en HOMER se añade las siguientes reglas de diseño:
- Nunca debe haber corte de suministro de energía, por mucho que se acumule fortuitamente la demanda y haya un pico de energía. O bien saltarán las protecciones contra exceso de intensidad de corriente, desconectando aquellos consumos que no deben estar conectados en ese instante, permitiendo el funcionamiento del resto. O bien la red proveerá la corriente necesaria.
 - Se debe minimizar el coste de inversión y operación del sistema

- Las baterías nunca deben bajar de una carga al 30% para prolongar su vida útil. Por la misma razón se debe maximizar el tiempo que están por encima del 60% de carga.
- Se simula la red operando durante 25 años.

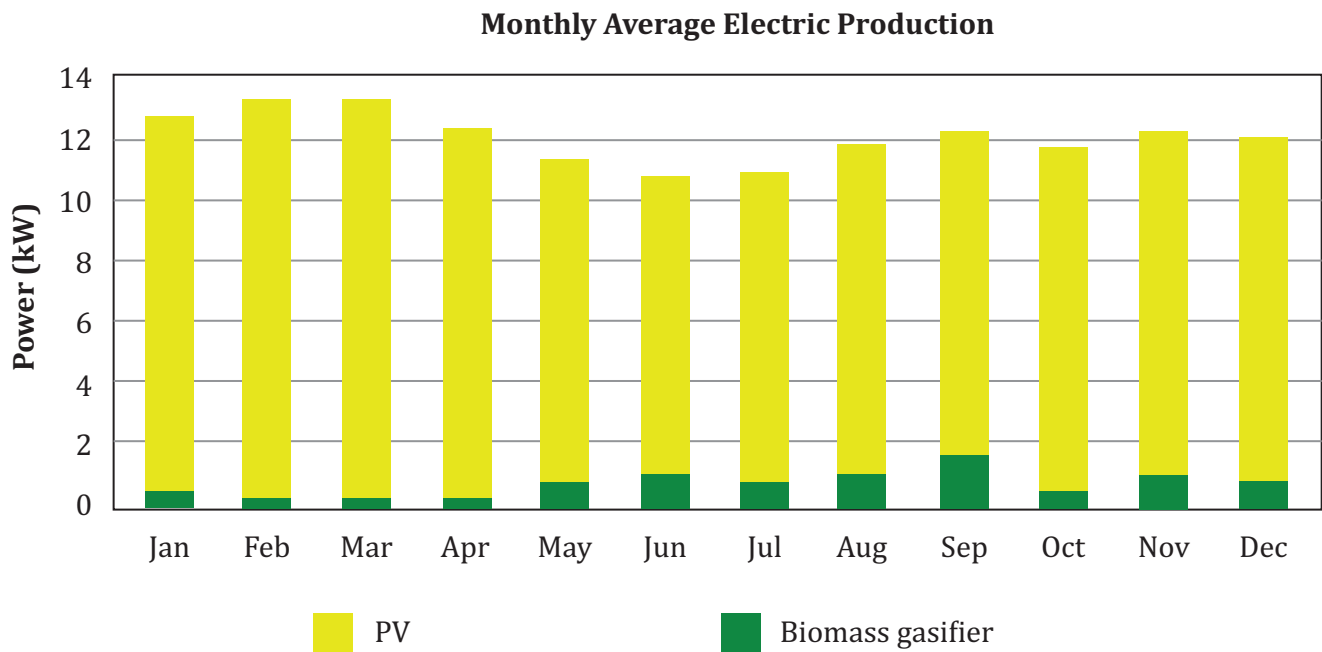
Mediante HOMER se analizaron hasta 41 configuraciones distintas a partir de la original diseñada, que fueron evaluadas en términos de energía generada, eficiencia, costes de inversión y explotación, número de cortes de luz y duración de los mismos, etc. Como resultado, el sistema que mejor cumple las reglas de diseño está compuesto de los siguientes elementos:

- Planta solar fotovoltaica con 40 kWp de paneles solares,

- Gasificador de biomasa de 30 kWp como sistema de soporte,
- Banco baterías de 200 kWh de almacenamiento,
- 2 inversores de 25 kW cada uno para la conexión de los módulos solares,
- 6 gestores de red de 6 kW cada uno, con posibilidad de crear la red eléctrica y de cargar o suministrar energía desde baterías.

Seguidamente se detalla el funcionamiento de la red. En primer lugar, la siguiente gráfica muestra la producción media mensual de la planta de generación fotovoltaica combinada con la de biomasa.

Figura 6. Curva de carga estimada para la comunidad



Fuente: Elaboración propia

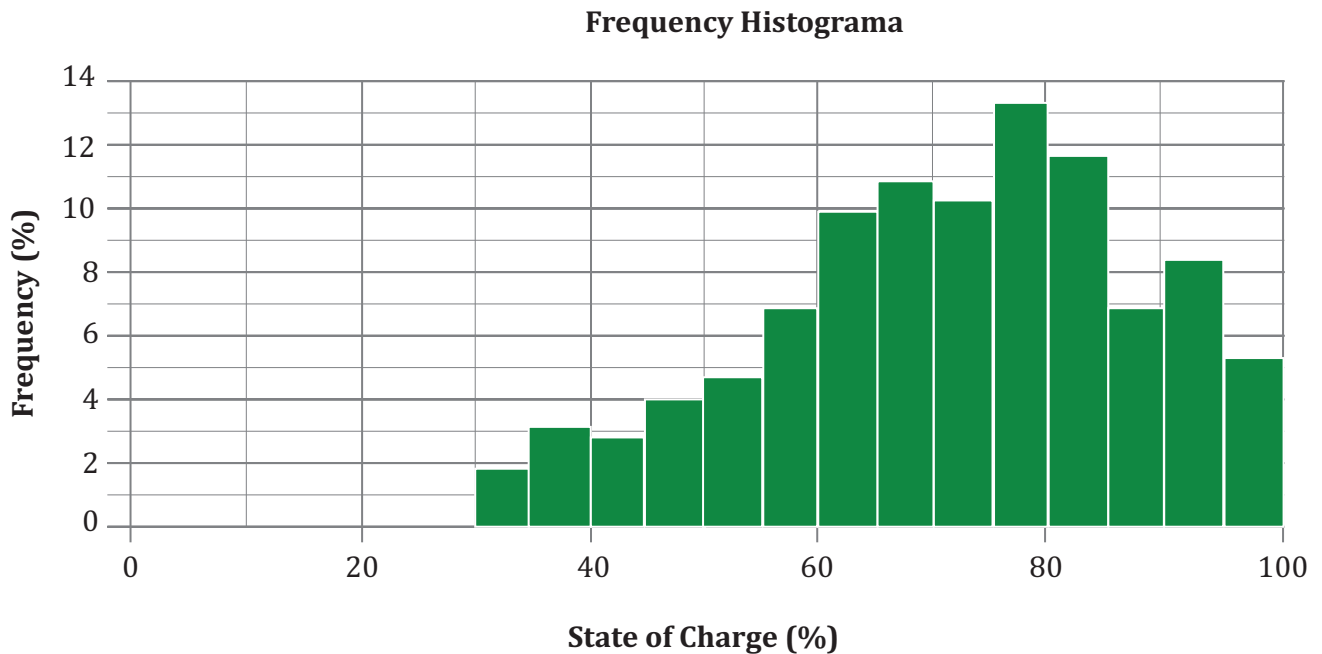
La necesidad del gasificador se manifiesta entre los meses de mayo y septiembre debido a la menor radiación solar y, por ende, menor producción solar como muestra la figura anterior.

Como muestra el siguiente histograma de frecuencia, las baterías se encuentran la mayor parte del tiempo por encima del 60% de su capacidad, no disminuyendo nunca del 30%

de esta. Los acumuladores proporcionan un valioso recurso en casos de emergencia, pero es importante resaltar que este recurso ha de ser utilizado lo mínimo posible, ya que altas y

frecuentes descargas de las baterías reducen exponencialmente su duración y es uno de los elementos más caros de la instalación.

Figura 7. Curva de carga estimada para la comunidad



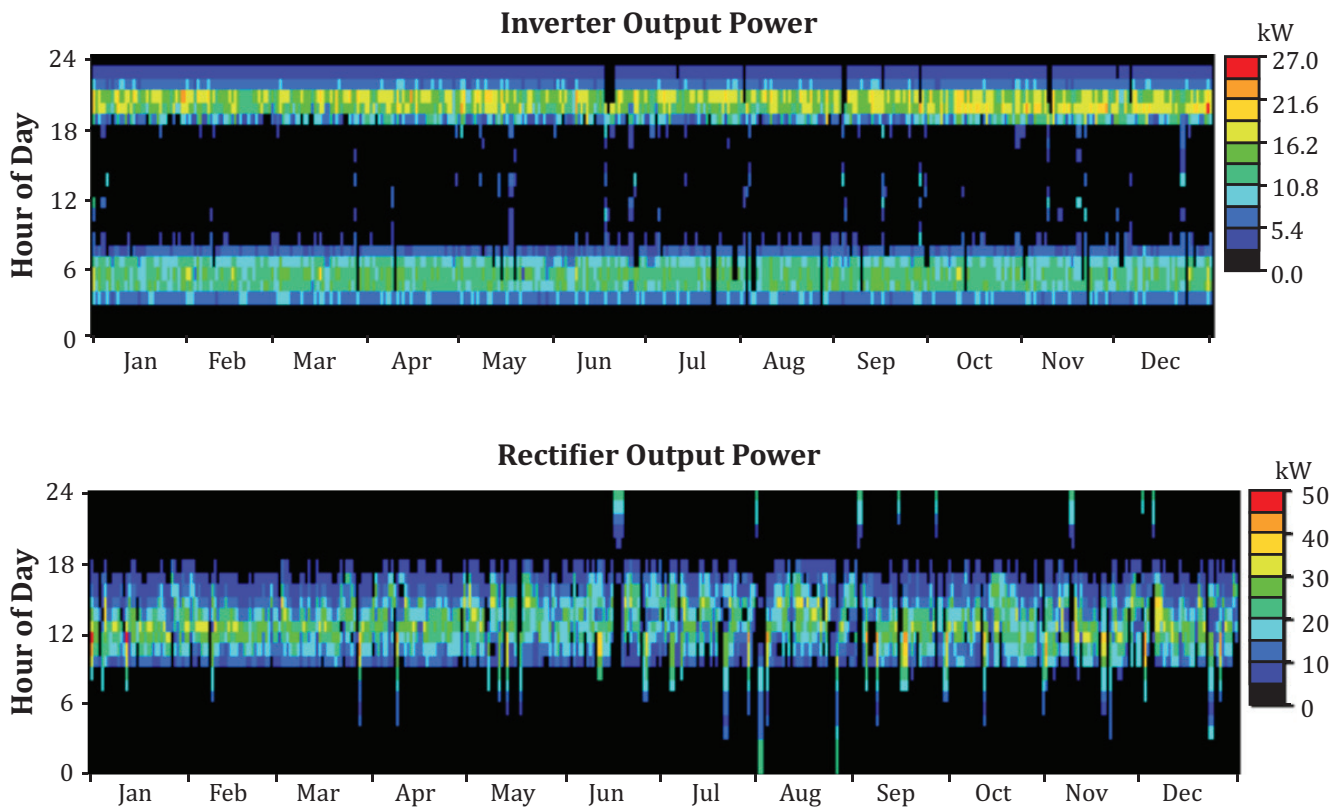
Fuente: Elaboración propia

Es importante resaltar que las horas más críticas de las baterías siempre se concentran en la mañana. Tras llegar al máximo de carga al finalizar la jornada solar, son las baterías las que principalmente suministran la electricidad a la comunidad. Al acabar la noche, las baterías suelen encontrarse en su mínimo de carga hasta que comienza a incidir la luz solar. Son en estos puntos críticos donde la comunidad debe estar atenta para encender el gasificador. El sistema avisa de la necesidad de completar la carga de las baterías, y se debe asegurar que siempre tenga suficiente combustible, es decir el gas de síntesis a partir de biomasa. La siguiente ilustración muestra la actuación del inversor/cargador cada hora, diariamente a lo largo de un año, según la predicción de HOMER.



Foto de Bence Sandor Sztrecska en Unsplash.

Figura 8. Curva de carga estimada para la comunidad



Fuente: Elaboración propia

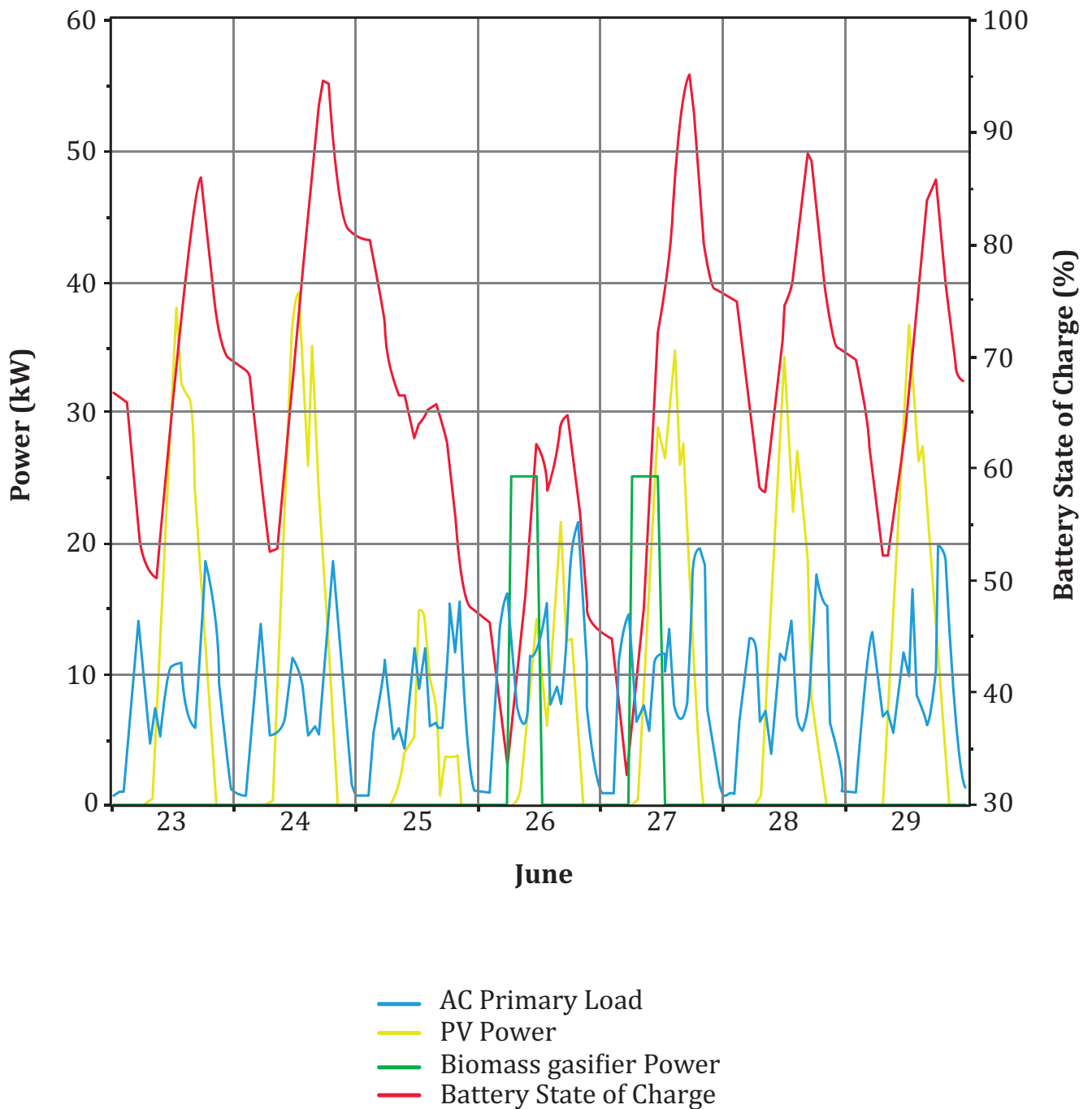
La siguiente ilustración muestra el funcionamiento de la red una semana elegida porque HOMER predice que en ella se activará el gasificador. Basado en la estadística de radiación solar, en esa semana de junio podría haber varios días de poca insolación (línea amarilla), por lo que habría que usar las baterías, que se acabarían

descargando (línea roja). Como la demanda de energía se mantendría (línea azul), en el momento en que la descarga de las baterías se acercara al 30% se activaría el gasificador (línea verde) que suministraría energía a la red cubriendo la demanda, y a las baterías, recargándolas.



Foto de Elijah Ekdahl en Unsplash.

Figura 9: Curva de carga estimada para la comunidad



Fuente: Elaboración propia

La simulación del diseño de la red con HOMER ha requerido la generación 66,232 kWh de electricidad a partir de energía solar, y 6,768 kWh/año de electricidad a partir de biomasa. Este último supone un consumo de aproximadamente

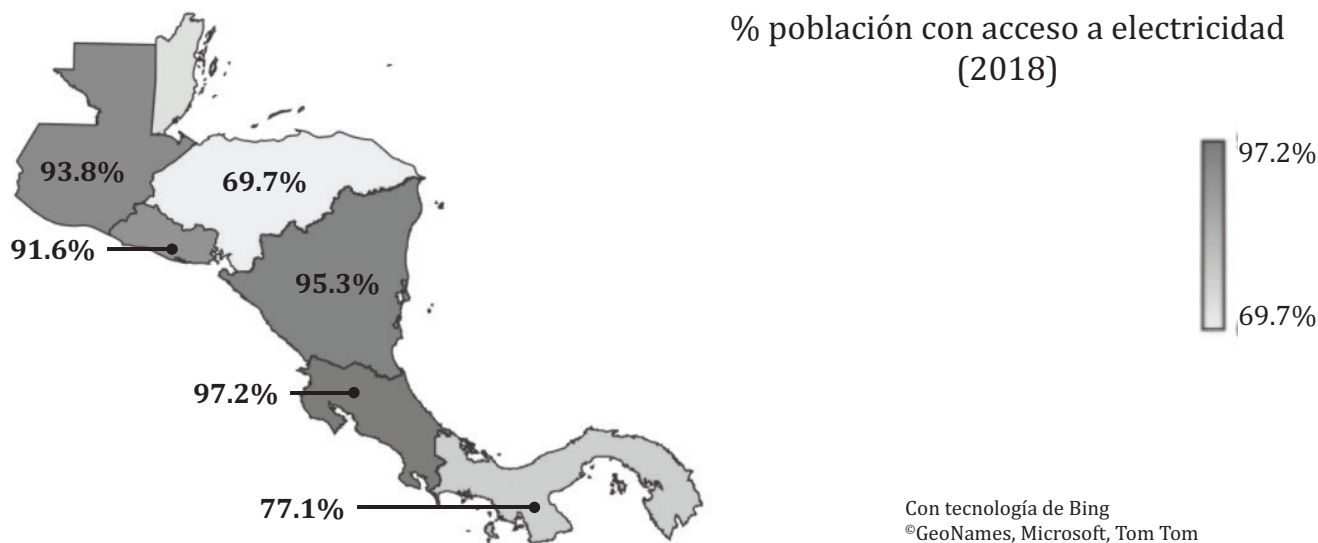
8,500 kg de biomasa seca al año. Esta cantidad representa 0.33 kg de biomasa por familia y día, que se cubrirá íntegramente con la producción de cultivos bioenergéticos.

ESCALABILIDAD EN HONDURAS

En el corredor seco mesoamericano más de tres millones y medio están en necesidad de ayuda humanitaria, más de la mitad de la población viven en áreas rurales con acceso limitado a la

electricidad (FAO, 2016). Además, la región es una de las más vulnerable al cambio climático y ya experimenta procesos migratorios debido al mismo. Las zonas rurales de la zona son particularmente vulnerables y en su mayoría no disponen de acceso a la electricidad.

Figura 10. Tasas de electrificación rural en el Centroamérica



Fuente: IEA, 2020

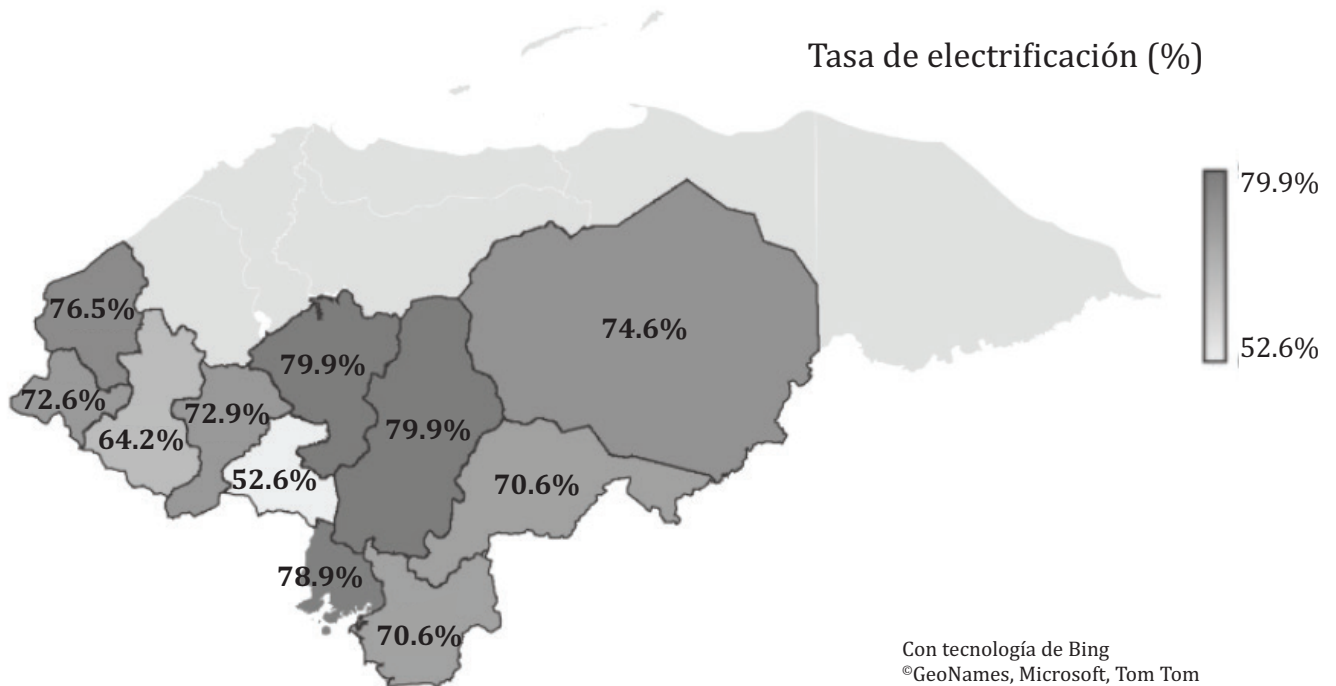
Dentro de los países, Honduras es el más afectado por el bajo acceso tal y como muestra la Figura 10. En la Figura 11 se presentan los datos de electrificación rural de las diferentes provincias del corredor seco hondureño. Aunque El Santuario es solo una de ellas, puede servir de caso de buenas prácticas para mejorar la resiliencia de las comunidades rurales y su adaptación al cambio climático. Solo en Honduras, se pueden estimar un total de 23,000 poblaciones rurales sin acceso a la electricidad que podrían beneficiarse de este tipo de actuaciones holísticas (Gobierno Honduras, 2016).

El aumento de la resiliencia en estas comunidades particularmente sensibles a los cambios de las condiciones climáticas brinda a su vez una mayor adaptación de los ecosistemas vulnerables. Por lo tanto, la electrificación de la última milla debe

considerar una serie de estrategias y políticas sectoriales de adaptación que permitan mantener los procesos ecológicos y garanticen el desarrollo sostenible de las comunidades rurales.

Solo en Honduras, se pueden estimar un total de 23,000 poblaciones rurales sin acceso a la electricidad que podrían beneficiarse de este tipo de actuaciones holísticas.

Figura 11. Tasa de electrificación rural del corredor seco hondureño



Fuente: IEA, 2020

La electrificación de la última milla debe alcanzar un equilibrio entre el beneficio de los habitantes en comunidades aisladas y la conservación de los ecosistemas en sus zonas adyacentes. La medición efectiva del impacto es clave para el éxito del escalamiento de estas soluciones tecnológicas. El establecimiento de líneas base, actividades efectivas de monitoreo, reporte y evaluación, las evaluaciones de las necesidades energéticas y la recopilación de datos debe diseñarse de manera que permita flexibilidad y se base en métodos cuantitativos y cualitativos. Existen diferentes métodos para medir el impacto (FAO and UNHCR, 2016) pero ciertas evaluaciones pueden hacer una contribución significativa a la planificación de intervenciones energéticas relacionadas con poblaciones vulnerables (FAO, 2018). La definición de áreas prioritarias para el escalamiento del acceso a energías renovables debe incluir:

- Vulnerabilidad social y climática de los usuarios finales.
- La evaluación de la demanda de leña, carbón vegetal, otras formas de biomasa y otras categorías de energía renovable.
- La evaluación de la oferta de combustible bajo modelos de degradación ambiental, incluyendo el consumo futuro, la proyección de la población, inventarios forestales a pequeña escala y parámetros biofísicos de zonas boscosas.
- Una evaluación rural participativa (SRP) que comprenda un conjunto de enfoques y métodos para entender y evaluar el contexto local y los medios de vida de las personas y los grupos sociales dentro de un área geográfica particular.

- Mapas de planificación ambiental y zonas de importancia cultural, incluidas comunidades indígenas, zonas culturalmente importantes, áreas naturales protegidas y, de manera general, el estado de los ecosistemas.
- Áreas de acción de políticas públicas de carácter social con conceptos clave como bienestar humano, satisfacción de necesidades humanas fundamentales (NHF), medios de vida y adaptación basada en ecosistemas (AbE).
- Extrapolación en mapas de gestión de riesgos y vulnerabilidad de los ecosistemas.

El éxito de la escalabilidad de este proyecto va de la mano con el apoyo de los gobiernos nacionales y locales (Gómez-Navarro and Ribó-Pérez, 2018), quienes deberán considerar políticas y medidas que apoyen el desarrollo rural, combinen la seguridad alimentaria con la seguridad energética y cumplan sus objetivos de desarrollo y compromisos climáticos.

CONCLUSIONES

En este artículo presentamos una metodología para promover el desarrollo sostenible resolviendo el trilema alimentación, agua y energía. La metodología se centra en las comunidades rurales de las regiones en desarrollo, que no tienen acceso a la red de energía, ni de agua, ni de alimentos. Esta situación es particularmente habitual en el corredor seco mesoamericano. Para ello, la estrategia es aprovechar los recursos endógenos, identificar las demandas de seguridad alimentaria y calidad de vida, y aplicar tecnologías que luchen contra el cambio climático y se adapten a sus consecuencias. Se fomenta así lo que denominamos Comunidades Rurales Bajas en Carbono.

Las Comunidades Rurales Bajas en Carbono, promueven la seguridad alimentaria y mejoran la resiliencia climática, el bienestar y los medios

de vida de los pequeños agricultores en las comunidades rurales, a través de acciones que permitan la adaptación y mitigación al cambio climático.

La metodología propuesta va encaminada a lograr la electrificación de la última milla. Su enfoque es amplio e incluye: (i) establecer esfuerzos público-privados para promover energías renovables en la gestión del agua, y la producción y el comercio de alimentos; y reducir la dependencia del sector agro-alimentario de los combustibles fósiles; (ii) alentar la cooperación internacional en iniciativas renovables y medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para el sector alimentario; (iii) coordinar la formulación de políticas alimentarias energéticamente inteligentes entre los ministerios responsables de alimentos, agricultura, energía, salud, transporte, desarrollo económico y medio ambiente; y (iv) promover un diálogo de múltiples partes interesadas sobre opciones prácticas para la producción y el consumo de energía, y las políticas y arreglos institucionales necesarios para lograr los resultados deseados.

Hemos aplicado la metodología a un caso ilustrativo, la comunidad de El Santuario en el municipio de Choluteca, Honduras. La metodología ha permitido una solución integral al triple desafío que, por un lado, consigue la seguridad alimentaria de la comunidad, por otro lado gestiona de forma sostenible el agua necesaria para la producción alimentaria y el uso sanitario; y, finalmente, se suministra de una red híbrida eléctrica aislada alimentada por recursos energéticos locales renovables: radiación solar y biomasa.

Hemos estudiado la viabilidad y el impacto de replicar esta solución a las numerosas comunidades rurales con características semejantes en el corredor seco mesoamericano. La metodología puede ser aplicada en todos esos casos, adaptándose a las diferentes características locales. Los impactos de escalar esta

metodología contribuirían significativamente a que se cumplan las “Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés)” de los países en vías de desarrollo, como los que comparten el citado corredor seco.

La metodología ofrece cinco rutas concretas que son mencionadas constantemente en las acciones de mitigación y adaptación: (i) aumentar el acceso al agua y a la energía con un enfoque en las comunidades rurales; (ii) mejorar la eficiencia energética en todas las etapas de la cadena de suministro de alimentos; (iii) sustituir los combustibles fósiles por sistemas de energía renovable; (iv) manejo mejorado de los recursos forestales y uso de biomasa; y (v) garantizar la seguridad alimentaria con esquemas climáticamente inteligentes.

Los datos, los recursos técnicos, las herramientas del modelado y cálculo y, en general, todo lo necesario para la aplicación de la metodología ya existen en gran medida. Sin embargo, para mejorar el rigor y calidad de los proyectos que se deriven de su aplicación, sería necesario mejorar la cobertura territorial de los mapas de recursos hídricos y energéticos, el estudio de las especies alimentarias más productivas y mejor adaptadas al cambio climático, y el estudio de las necesidades, demandas y agendas de las comunidades rurales aisladas.

Asimismo, se necesitan políticas que incentiven las inversiones encaminadas a financiar estos proyectos, eliminando barreras administrativas para estos proyectos, y mejorando la asistencia técnica y el seguimiento durante las primeras etapas de explotación de los sistemas de gestión del agua, producción alimentaria y generación de energía con recursos renovables.

•••

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación de la Organización de las Naciones Unidas para la alimentación y la Agricultura (FAO), LoA: PO# 332412. La financiación de la Agencia Española para la Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), proyecto: 2019/ACDE/000842, y la financiación de la cátedra de Transición Energética Urbana UPV-Las Naves de Valencia.

REFERENCIAS

- International Energy Agency, I. (n.d.). *World Energy Outlook. Executive summary 2018*.
- International Energy Agency, I. (2017). *WEO-2017 Special Report: Energy Access Outlook*.
- Ahmad, J., Imran, M., Khalid, A., Iqbal, W., Ashraf, S. R., Adnan, M., ... Khokhar, K. S. (2018). Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar. *Energy*, 148, 208–234. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.01.133>
- Bahramara, S., Moghaddam, M. P., and Haghifam, M. R. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 609–620. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.05.039>
- Banco Mundial. (2018). *El acceso a la energía ocupa un lugar central en el desarrollo*. Retrieved May 26, 2020. <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2018/04/18/access-energy-sustainable-development-goal-7>
- Bazilian, M., Steduto, P., Arent, D., Hermann, S., Howells, M., Tol, R. S. J., ... Rogner, H. (2011). Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach. *Energy Policy*, 39(12), 7896–7906. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.039>

- Bonn Conference Synopsis. (2012). The water, energy and food security nexus. Solutions for the Green Economy. Conference Synopsis. *The Water, Energy and Food Security Nexus - Solutions for the Green Economy*, (November), 28.
- CEPAL. (2020). *Seguridad Alimentaria y Nutricional América Latina y el Caribe*.
- Chaurey, A., Ranganathan, M. and Mohanty, P. (2004). Electricity access for geographically disadvantaged rural communities—technology and policy insights. *Energy Policy*, 32, 1693–1705. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00160-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00160-5)
- CNMC, A. (2017). El acceso universal a la energía eléctrica. La electrificación rural aislada. In ARANZADI (Ed.), *Cámara de diputados LXIII legislatura*.
- FAO. (2014). *The water-energy-food nexus. A new approach in support of food security and sustainable agriculture*. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.11.006>
- FAO. (2016). *Dry corridor Central America. Situation report*. <http://www.fao.org/3/a-br092e.pdf>
- GIZ. (2016). What size shall it be? A guide to mini-grid sizing and demand forecasting. https://www.giz.de/en/downloads/Sizing_handbook_150dpi_for_web.pdf
- Gobierno Honduras. (2016). *Informe República de Honduras. HABITAT III*. http://habitat3.org/wp-content/uploads/INFORME_REPUBLICA_DE_HONDURAS_ES.pdf
- Gómez-Navarro, T. and Ribó-Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 131–141. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.03.015>
- González García, A., y Pérez Arriaga, I. (2018). Sistemas integrados de suministro eléctrico aislado conectado a la red: innovación y gobernanza organizativa para el acceso universal. *Economía Industrial*, 408, 101–112. https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_revista.php?id=1314
- Guijarro, A. y Sánchez, E. (2015). *El nexo agua-alimentación-energía en el marco de la agenda post 2015*.
- He, X. and Reiner, D. (2014). Electricity demand and basic needs: Empirical evidence from China's households. *Cambridge Working Papers in Economics*. <https://doi.org/10.17863/CAM.5834>
- IEA. (2020). *Access to electricity – SDG7: Data and projections*. Retrieved May 26, 2020. <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>
- Instituto Centroamericano de Estudios Fiscales. (2018). *Financiamiento climático en Centroamérica: una mirada desde la descentralización energética*.
- Iorio, P. y Sanin, M. E. (2019). Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe. In *Acceso y asequibilidad a la energía eléctrica en América Latina y El Caribe*. <https://doi.org/10.18235/0002095>
- Kanagawa, M. and Nakata, T. (2008). Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries. *Energy Policy*, 36, 2016–2029. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.041>
- Mamaghani, H. A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A. and Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2016.05.086>
- NASA. (2020). *POWER data access viewer*. Retrieved May 29, 2020. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- ONUDI. (2013). *Informe final: Observatorio de energía renovable para América Latina y el Caribe*.
- Reinhard, S., Verhagen, J., Wolters, W. and Ruben, R. (2017). *Water-food-energy nexus; A quick scan*. 24. <https://doi.org/2017-096>

Ribó-Pérez, D., Bastida-Molina, P., Gómez-Navarro, T. and Hurtado-Pérez, E. (2020). Hybrid assessment for a hybrid microgrid: A novel methodology to critically analyse generation technologies for hybrid microgrids. *Renewable Energy*, 157, 874–887. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.095>

Smart Villages. (2016). *The energy and water nexus for off-grid communities in the Philippines and Southeast Asia Smart Villages*. www.e4sv.org

Sola, P., Ochieng, C., Yila, J. and Iiyama, M. (2016, June 1). Links between energy access and food security in sub Saharan Africa: an exploratory review. *Food Security*, 8, pp. 635–642. <https://doi.org/10.1007/s12571-016-0570-1>

Solargis. (2020). *iMaps*. Retrieved May 29, 2020, <https://solargis.info/imaps/>

WFP. (2019). *Energy for food security enhancing people's food security with improved energy access*. <https://www.ucl.ac.uk/bartlett/energy/news/2017/nov/press-release->

VALORACIÓN DE FACTORES DE IMPACTO PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE CARBONO DEL AUTOTRANSPORTE DE CARGA EN MÉXICO

ASSESSMENT OF IMPACT FACTORS TO REDUCE CARBON EMISSIONS FROM FREIGHT TRANSPORTATION IN MEXICO

Edgar Roberto Sandoval García ¹

Recibido: 05/11/2020 y Aceptado: 14/01/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (34 - 48)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Christian Chen de Unsplash.

1 Tecnológico de Estudios Superiores de Cuautitlán Izcalli. México.

rsandovalvg75@tesci.edu.mx

<https://orcid.org/0000-0001-7379-1710>

RESUMEN

Utilizando el marco TIMBER, esta propuesta pretende identificar y valorar los factores y actividades que permitirían definir diferentes vías de descarbonización del autotransporte de carga en México. Aplicando un cuestionario a diferentes actores involucrados del sector Academia, Gobierno e Industria, se puede definir que la Tecnología y Energía con 25% cada uno y el factor Regulación con 21%, son los factores con mayor capacidad de incidencia para lograr que el autotransporte de carga reduzca sus emisiones de carbono a niveles cercanos a cero. Así mismo, en este documento se evalúan los diferentes elementos o actividades que permitirían a cada factor a coadyuvar en dicha transición y se hace una propuesta alternativa basada en la teoría de la economía del comportamiento.

Palabras clave: Marco TIMBER, Descarbonización, Transporte Logístico, Economía del Comportamiento, Emisiones de Carbono, México.

ABSTRACT

Using the TIMBER framework, this proposal aims to identify and assess the factors and activities that would allow defining different decarbonization pathways for freight transportation in Mexico. Applying a questionnaire to different actors involved in the academic, government and industrial sectors, it can be defined that Technology and Energy with 25% each and the Regulation factor with 21%, are the factors with the greatest influence capacity to achieve that the freight road transportation reduce its carbon emissions to levels close to zero. Likewise, in this document the different elements or activities that would allow each factor to contribute to said transition are evaluated and an alternative proposal based on the theory of behavioral economics is made.

Keywords: *TIMBER Framework, Decarbonization, Logistic Transport, Behavioral Economics, Carbon Emissions, Mexico.*



INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, se estima que para el año 2050 los camiones de carga mediana y pesada en todo el mundo llegarán a consumir 1,240 mil millones de litros de derivados de combustible, lo que significa un aumento del 138% sobre los niveles de consumo que la industria presentaba en el año 2000 (CEPAL 2016).

En México, el sector transporte consume más del 44% del total de la energía neta del país (SENER 2017), además de ser el principal emisor de gases de efecto invernadero y con el compromiso global de reducir en 21% sus emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) al 2030 respecto al 2013 (SEMARNAT 2015).

Específicamente, el subsector autotransporte de carga (camiones y tractocamiones) consumió en 2018 el 22.1% de la energía total del sector transporte (2,209 PJ) con una participación de sólo el 2.35% del total de vehículos en el país (BIEE 2020).

A pesar de que entre las diferentes estrategias y líneas de acción propuestas por el Gobierno Federal que permitirían incidir en el uso óptimo de la energía a nivel país se encontraba el incrementar la eficiencia en el consumo de energía del sector transporte (SEMARNAT 2015), el consumo energético del autotransporte pesado de carga se ha mantenido casi constante durante el presente siglo al pasar de 40.7 litros/100 km a 39.9 litros/100 km entre los años 2000 y 2018 (BIEE 2020).

A nivel internacional, el consumo de combustible del autotransporte promedio ha disminuido desde la década de 1980 hasta el 2010 desde 50 litros/100 km a 30-35 litros/100 km. Además de que es factible disminuir el consumo de combustible hasta 25 litros/100 km con medidas como reducción del tamaño del motor, reducción de la resistencia

aerodinámica, reducción de resistencia al rodado, y mejorando la eficiencia de los sistemas auxiliares (OECD 2011).

Ante esto surge la duda sobre la efectividad de las medidas de política pública aplicadas al autotransporte de carga en México para reducir su intensidad energética y por ende contribuir a las metas de reducción de emisiones de CO₂eq que el país propuso a nivel internacional.

Desde 2007, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) promueve el programa voluntario “Transporte Limpio” con el cual busca que el transporte de carga y pasaje que circula por el país sea más eficiente, seguro, competitivo y amigable con el medio ambiente. Programa en el que, hasta enero del 2020, ha adherido a 472 empresas, evaluando 71,384 vehículos, evitando así 1.6 millones de toneladas de CO₂ (SEMARNAT 2020).

Dado que a mayo del 2019 en México se contabilizaron 506,850 unidades motrices de carga y 499,239 unidades de arrastre, con una antigüedad promedio de flota de 17 años (SCT 2019), se puede inferir que el programa “Transporte Limpio”, como herramienta única para impulsar la eficiencia energética en el sector autotransporte de carga, en sus trece años de existencia ha podido evaluar a sólo el 14.1% de las unidades motrices.

En 2014 McKinnon, Piecyk y Validi (citado por Goedhals-Gerber et al. 2018), identificaron diversos factores externos que tienen un impacto en los esfuerzos a nivel empresarial para reducir las emisiones de carbono relacionadas con la logística de transporte y los clasificaron en seis categorías utilizando el acrónimo TIMBER (por sus siglas en inglés): tecnología, infraestructura, cambios en el mercado, comportamiento, energía y regulación

Por lo anterior, este documento aplica el marco TIMBER para identificar y valorar los factores y

actividades que permitirían definir diferentes vías de descarbonización del autotransporte de carga en México.

Así, esta propuesta parte de un cuestionario en línea utilizada para recolectar opiniones de usuarios y expertos de los sectores: Industria, Gobierno y Academia, respecto al tema de descarbonización del autotransporte de carga, posteriormente se realiza un análisis cuantitativo y cualitativo a la información obtenida y, finalmente se hace una propuesta alterna relacionada al factor “Comportamiento” que el autor considera como elemento principal para impulsar la descarbonización del transporte logístico.

En la sección de materiales y métodos se describe, de manera sucinta, el mercado de transporte de carga en México y se representan las seis categorías del acrónimo TIMBER.

MATERIALES Y MÉTODOS

Partiendo de la definición de descarbonizar de “reducir las emisiones de carbono de los combustibles fósiles, la deforestación y los procesos industriales a niveles cercanos a cero; y usar la reforestación y restauración de otros ecosistemas con alto contenido de carbono para equilibrar las emisiones restantes”

(Bonilla 2020), esta propuesta plantea los objetivos de investigación de: identificar y valorar los factores y actividades que permitirían definir diferentes vías de descarbonización del autotransporte de carga en México.

Así, este proyecto de investigación se basa principalmente en una pequeña encuesta a través de un cuestionario en línea utilizada para recolectar opiniones de usuarios y expertos sobre la descarbonización del autotransporte de carga como base para una futura expansión del tema de investigación.

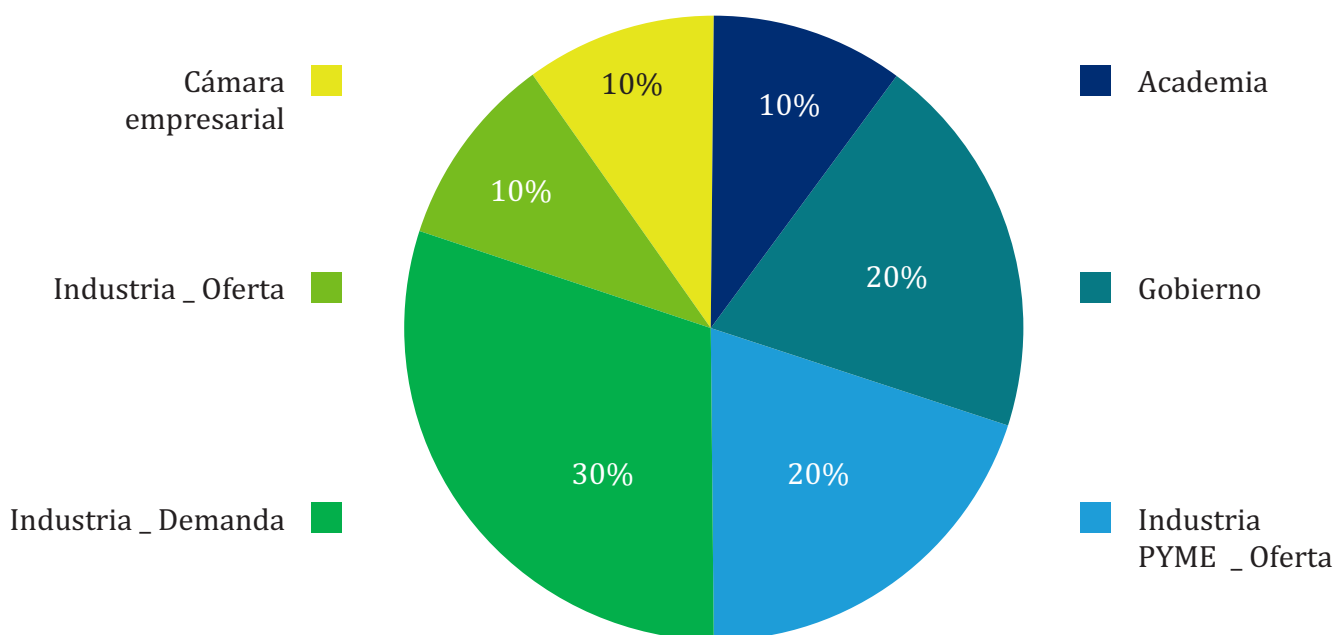
Posteriormente se realiza un análisis cuantitativo y cualitativo a las respuestas obtenidas y, finalmente se hace una propuesta alterna relacionada al factor “Comportamiento” que el autor considera como elemento principal para impulsar la descarbonización del transporte logístico, el cambio de comportamiento del conductor del transporte.

Los diez actores participantes de la encuesta se pueden agrupar en los rubros mostrados en la figura 1, en donde “Demanda” se refiere a empresas que requieren de servicios de transporte logístico y “Oferta” se refiere a empresas que prestan dichos servicios. Los representantes del sector Gobierno son actores directamente involucrados a la normatividad del sector transporte.



Foto de Sebastian Herrmann de Unsplash.

Figura 1. Participación por origen institucional de los actores participantes



Fuente: Elaboración propia

El mercado del transporte de carga en México

México, al ser una economía en donde el comercio internacional equivale a más del 70% de su Producto Interno Bruto (PIB) (ProMéxico 2018), los servicios logísticos son un eslabón clave de competitividad y de desarrollo sustentable.

La forma en que incide el sector transporte y logística nacional en la generación de riqueza es el de aportar el 4.5% del PIB, participando el autotransporte de carga con el 49.3% del PIB del sector (BANCOMEXT 2016). En su totalidad, el sector transporte movilizó 1,002 millones de toneladas métricas durante el 2018, de las cuales el 55.5% se transportaron por carretera (SCT 2019).

En 2019, la flota de vehículos de carga en México se distribuyó de la siguiente forma: 506,850 unidades motrices de carga y 499,239 unidades de arrastre, con una antigüedad promedio de flota de 17 años. Flota distribuida entre

145,265 empresas, de las cuales el 81% fueron microempresas hombre-camión (1-5 unidades) y sólo 970 empresas grandes (más de 100 unidades) (SCT 2019).

La distribución del parque vehicular (camiones y tractocamiones) de carga por tipo de combustible fue la siguiente: 90.8% a diésel, 7.7% a gasolina, 0.4% a gas y 1.03% a sistemas gas-gasolina (SCT 2018).

En cuanto al tráfico de toneladas-kilómetro (tkm), desplazadas por el autotransporte de carga durante el periodo 2010-2017, éste ha crecido a una tasa anual compuesta del 2.18% en las diferentes modalidades de transporte, siendo el vehículo T-3 (tractocamión de 3 ejes) y sus diferentes combinaciones de remolque la predominante con el 82% de material desplazado en 2017 y un total de 230,952 millones de tkm (SCT, 2018).

Clasificación de los factores externos

El nivel de emisiones de carbono de la operación logística de una empresa está influenciado por diversos factores externos. Acorde a McKinnon, Piecyk y Validi (citado por Goedhals-Gerber et al. 2018), éstos se pueden clasificar en seis categorías, tal como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Las seis categorías del acrónimo TIMBER

Tecnología	La tecnología incluye avances en tecnología de transporte, almacenamiento y manipulación de materiales.
Infraestructura	La infraestructura se compone principalmente de infraestructura de transporte, que comprende redes y terminales, y cubre todos los principales modos de transporte, pero también puede incluir infraestructuras de energía y comunicaciones.
Mercado	Mercado incluye cambios en la estructura del mercado de servicios logísticos, la forma en que se comercializan los servicios logísticos y la naturaleza de la demanda de estos servicios.
Comportamiento	El comportamiento se aplica a la industria y al nivel jerárquico de empleados y, en este último, incluye programas de certificación y capacitación de conductores.
Energía	La energía comprende la naturaleza de la generación de electricidad, la disponibilidad de combustibles alternativos y la intensidad de carbono de la gama de combustibles utilizados.
Regulación	La regulación es a nivel multinacional, nacional y local. Esto puede incluir regulaciones de fabricación y uso de camiones, controles regulatorios en la industria del transporte por carretera y restricciones en el acceso de vehículos en momentos específicos del día. También se puede ampliar para cubrir medidas de política fiscal.

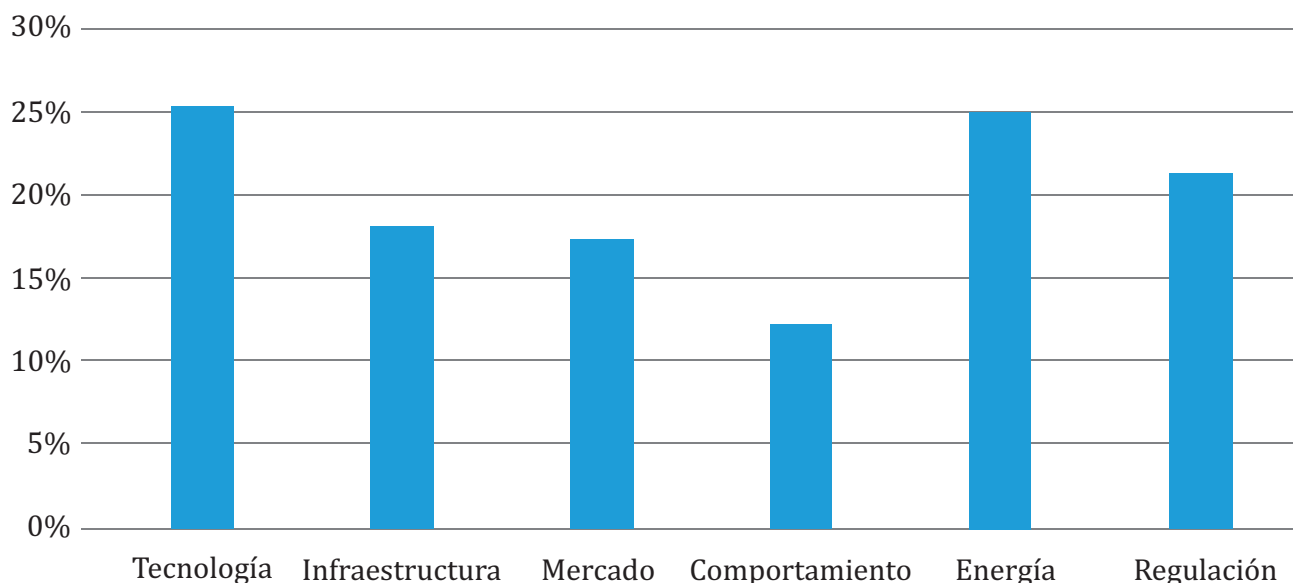
Fuente: Elaboración propia con base a información publicada por Goedhals-Gerber et al. (2018)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Al utilizarse para calcular medias sobre porcentajes, se estimó la media aritmética de los valores porcentuales obtenidos a la pregunta siguiente: ¿En qué porcentaje podría contribuir cada uno de los siguientes factores a la descarbonización del transporte de carga en México?, los resultados obtenidos muestran que

los factores Tecnología y Energía, con 25% cada uno, son los que más impacto tendrían para lograr la descarbonización del transporte carga, seguido del factor Regulación (21%), siendo el factor Infraestructura el factor evaluado en tercera posición con 18% (Figura 2).

Figura 2. Porcentaje de contribución a la descarbonización del autotransporte de carga por factor



Fuente: Elaboración propia

Derivado de una segunda sección del cuestionario aplicado, a continuación, se presentan los resultados que permiten identificar los elementos de los factores antes discutidos tienen mayor capacidad de contribuir a la descarbonización del autotransporte de carga. Los resultados mostrados se obtuvieron al

estimar la moda de las respuestas obtenidas.

Respecto al factor Tecnología, se identifica el elemento podría contribuir de mayor forma a la descarbonización del transporte (6=puntuación máxima) (Figura 3).

Figura 3. Valoración de los elementos del factor Tecnología



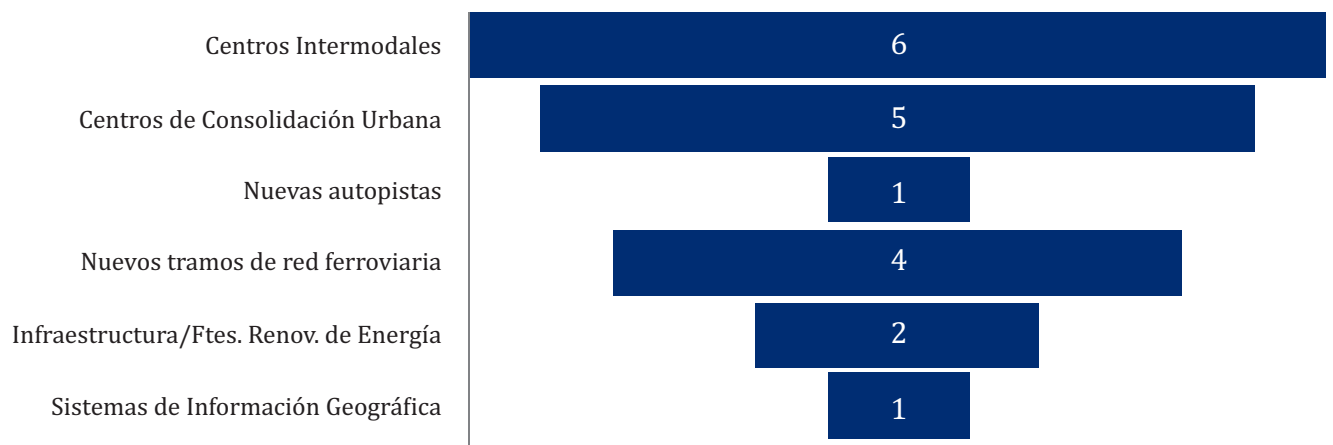
Fuente: Elaboración propia

Tal como se mencionó anteriormente, en México la vida promedio de la flota del transporte de carga es mayor a los 17 años, así que, en conjunto con las autopistas electrificadas, la reducción de la vida útil de flota son los elementos que tendrían más impacto para que el factor Tecnología contribuya a la descarbonización del autotransporte de carga. Un segundo elemento de importancia es el uso de

sistemas de transporte inteligentes utilizando las tecnologías de la información y comunicación, tal como telemetría y sistemas de información geográfica.

Respecto al factor Infraestructura, se identifica el elemento que podría contribuir de mayor forma a la descarbonización del transporte (6 = puntuación máxima) (Figura 4).

Figura 4. Valoración de los elementos del factor Infraestructura



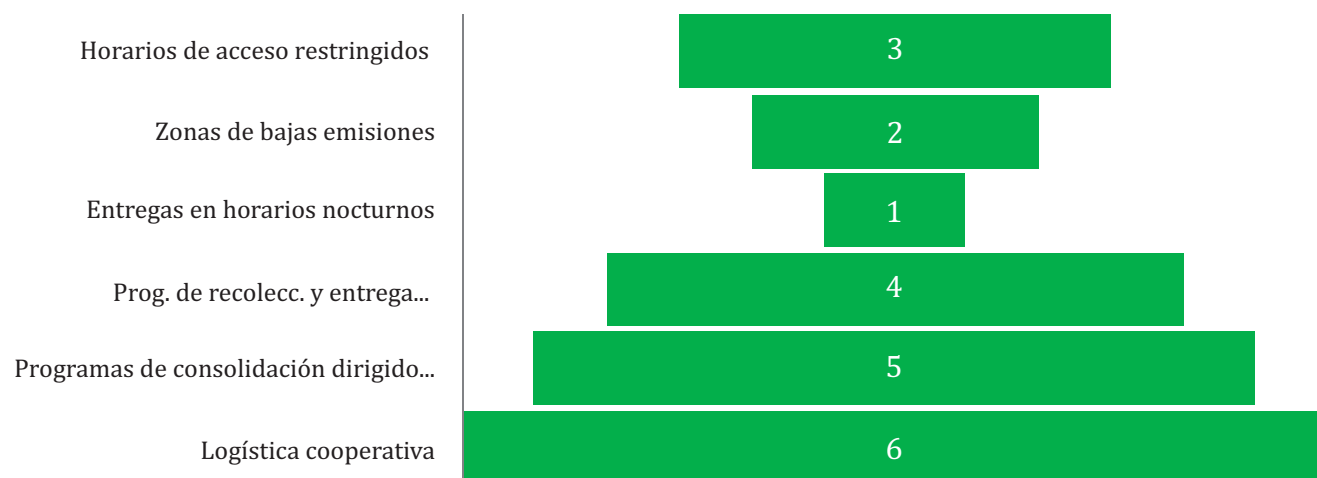
Fuente: Elaboración propia

Al permitir la articulación de diferentes modos de transporte, los centros intermodales se posicionan como el principal elemento para que el factor Infraestructura coadyuve a la descarbonización del autotransporte de carga. En segunda posición, los centros de consolidación urbana que facilitan los procesos de distribución y promueven el uso de vehículos más amigables con el medio ambiente para entregas en la última milla, resulta la segunda opción mejor evaluada.

Respecto al factor Mercado, se identifica el elemento que podría contribuir de mayor forma a la descarbonización del transporte (6 = puntuación máxima) (Figura 5).

México, al ser una economía en donde el comercio internacional equivale a más del 70% de su PIB, los servicios logísticos son un eslabón clave de competitividad y de desarrollo sustentable.

Figura 5. Valoración de los elementos del factor Mercado



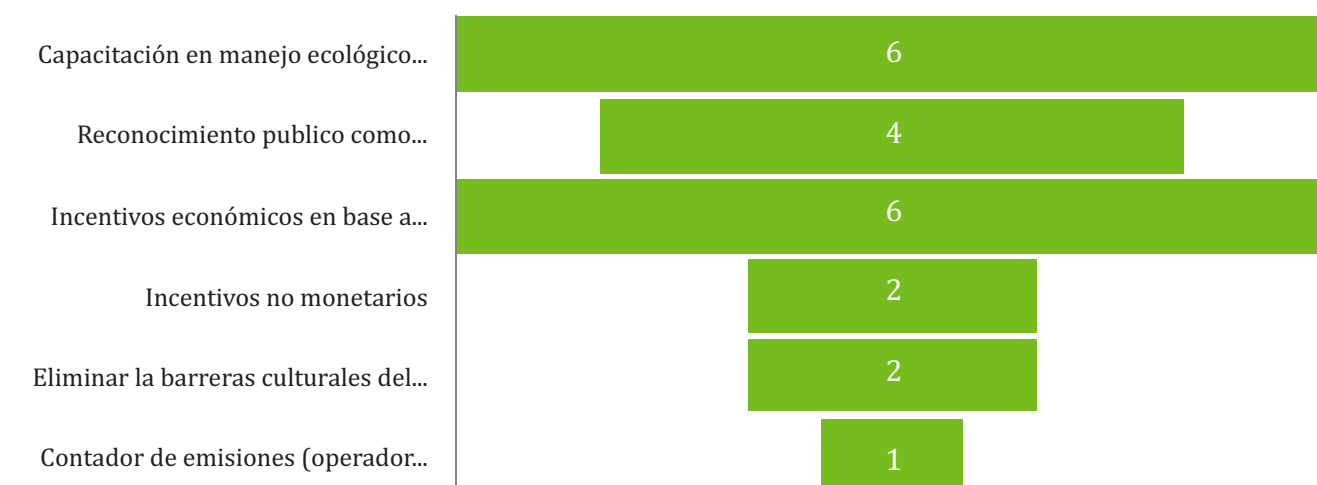
Fuente: Elaboración propia

La logística cooperativa – ya sea al compartir pedidos, capacidad o información, es una forma de cooperación entre dos o más empresas que están activas en el mismo nivel de la cadena de suministro y realizan una función logística comparable (Cruijssen et al. 2007) – fue el elemento identificado con la mayor capacidad de provocar cambios en la estructura del Mercado de servicios logísticos. En la segunda y tercera posición se encuentran: programas de

consolidación dirigidos por y para destinatarios para agrupar sus órdenes de envío y, programas de recolección y entrega escalonados que distribuyen las llegadas de vehículos a lo largo del día.

Respecto al factor Comportamiento, se identifica el elemento que podría contribuir de mayor forma a la descarbonización del transporte (6 = puntuación máxima) (Figura 6).

Figura 6. Valoración de los elementos del factor Comportamiento



Fuente: Elaboración propia

Capacitación en conducción técnico-económica (eco-driving) e Incentivos económicos en base a resultados, fueron los dos elementos reconocidos con mayor potencial para que el factor Comportamiento incida en la descarbonización

del autotransporte de carga. De hecho, acorde a SEMARNAT (2020), las estrategias de uso y manejo representan un mayor ahorro potencial de combustible respecto a las medidas de orden tecnológico (Tabla 2).

Tabla 2. Medidas de ahorro de combustible y reducción de emisiones que promueven

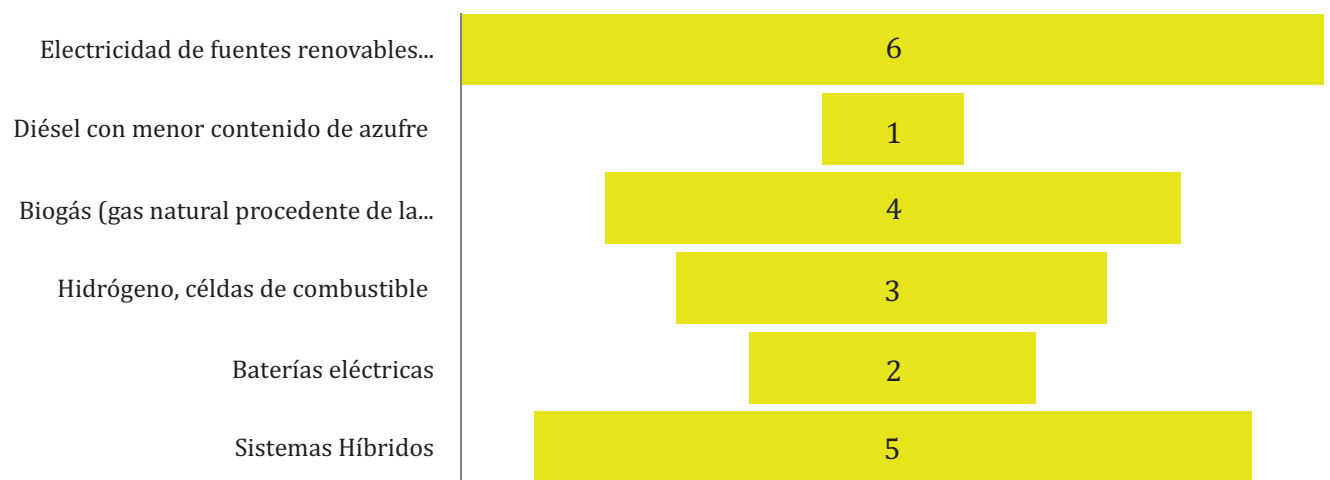
Estrategias de uso y manejo	Ahorro potencial de combustible
Entrenamiento de operadores en conducción técnica-económica	10-30%
Regulación de la velocidad máxima	5-10%
Reducir el funcionamiento innecesario del motor	Mínimo 5%
Selección y especificación vehicular	Variable hasta 30%
Mantenimiento	7-15%
Medida de orden tecnológicas	Ahorro potencial de combustible
Mejoras aerodinámicas	5-10%
Llantas individuales de base ancha	3%
Otros	Variable

Fuente: Elaboración propia con base a Programa “Transporte Limpio”, SEMARNAT (2020)

Respecto al factor Energía, se identifica el elemento que podría contribuir de mayor forma a la

descarbonización del transporte (6=puntuación máxima) (Figura 7).

Figura 7. Valoración de los elementos del factor Energía



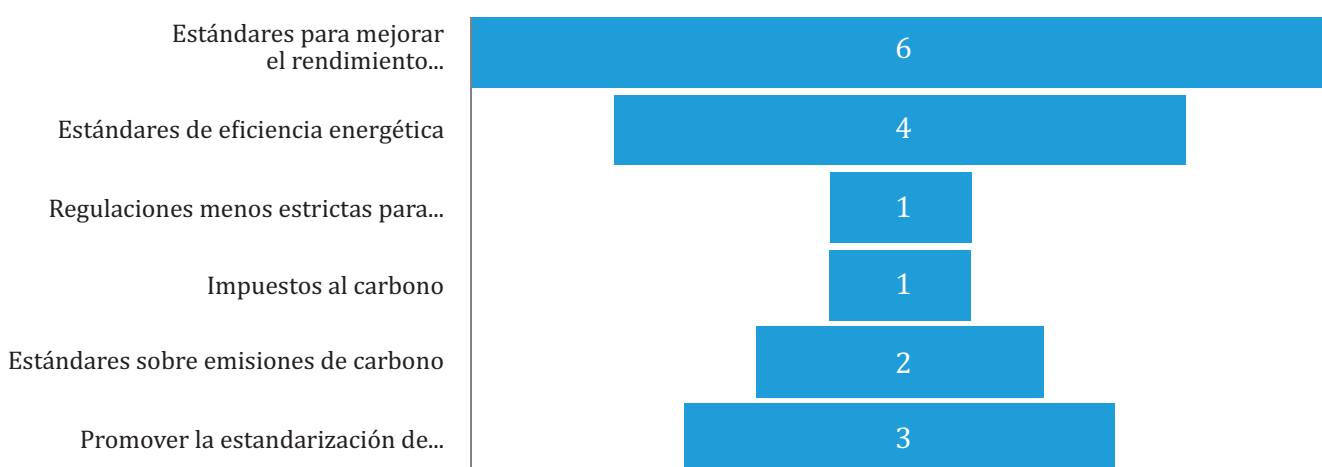
Fuente: Elaboración propia.

En términos de generación de energía, el elemento “Electricidad de fuentes renovables (solar, eólica, residuos orgánicos, otros)” y los “Sistemas híbridos”, fueron los elementos catalogados en las primeras posiciones, quizá previendo un futuro eléctrico para el auto-transporte de carga. Efectivamente, Organismos como el Foro Internacional del Transporte (ITF, por sus siglas en inglés), prevén que la

electricidad y el hidrógeno serán los vectores energéticos clave necesarios en los vehículos pesados de bajas y cero emisiones (ITF 2020).

Respecto al factor Regulación, se identifica el elemento que podría contribuir de mayor forma a la descarbonización del transporte (6=puntuación máxima) (Figura 8).

Figura 8. Valoración de los elementos del factor Regulación



Fuente: Elaboración propia

El factor Regulación ocupó el segundo lugar respecto a la contribución para lograr la descarbonización del autotransporte de carga, siendo los elementos “Estándares para mejorar el rendimiento de combustible” con 6 unidades y “Estándares de eficiencia energética para el sector transporte” con 4 unidades los mejores calificados para considerarse como medidas de política pública.

Un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el *Deep Decarbonization Pathways in Latin America* (2019) señala que, al tener una visión clara de la problemática a resolver, los Gobiernos deben definir estrategias de largo plazo para ayudar a guiar las políticas para abordar las barreras regulatorias y enfocar sus

reformas en facilitar la transición a cero emisiones netas.

A nivel global al fin de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 °C, es necesario alcanzar cero emisiones netas de CO₂eq para el 2050. Alcanzar cero emisiones netas es viable, ineludible y puede generar beneficios económicos. Por ejemplo, acorde a su Plan Nacional de Descarbonización de 2019, Costa Rica ha previsto que la descarbonización de su sector transporte podría generar \$18 mil millones de dólares en beneficios económicos gracias a reducciones del tiempo perdido en el tráfico, de las enfermedades respiratorias y mejora de las operaciones (BID y DDPLAC 2019), monto que representa más del 29% del PIB del país (CIA 2020).

Una propuesta alterna: el cambio de comportamiento de los conductores de camiones como elemento clave para coadyuvar a la descarbonización del transporte logístico.

Ante la necesidad de explorar diferentes estrategias que permitan disminuir las emisiones del transporte, el autor retoma una de las propuestas del sector empresarial: la autorregulación en las empresas en una apuesta abajo-arriba enfocándose en el conductor como componente clave para la economía nacional y el correcto flujo de mercancías, al ser un país en donde, tal como lo señala el Instituto Mexicano del Transporte (IMT) (2015), más del 80% de la carga doméstica es transportada por carretera.

En México los conductores del autotransporte de carga son uno de los grupos profesionales cuyas actividades tienen un fuerte impacto en la salud pública derivado de los accidentes de tránsito provocados, los cuales pueden ocasionar muertes y lesiones, no sólo a ellos mismos sino también a otros conductores o usuarios de la carretera. Además, en comparación con el resto de los trabajadores, se exponen a mayores riesgos de enfermedades y accidentes de trabajo, por lo que es una de las actividades más peligrosas en cuanto a padecimientos y factores de riesgo asociados a su ocupación (Berrones et al. 2018).

De acuerdo con estimaciones de la Cámara Nacional del Autotransporte de Carga (CANACAR), en México hay un déficit de 80 mil conductores, principalmente porque los transportistas están en edad de jubilación (Cervantes y Peralvillo 2019).

Tal como lo menciona Miguel López Fiesco, cofundador de la firma *Fast Logistics*, ante la condicionante actual de falta de operadores, es importante verlos como socios de largo plazo e impulsar su motivación, por lo que es importante la capacitación de cada uno de ellos (Guzmán 2019).

Durante el XIX Foro Nacional de Transporte de Mercancías, Miguel Ángel Bres, director general de TDR Soluciones Logísticas, propuso como

estrategia para disminuir la escasez de conductores y las altas tendencias de rotación, el localizar al conductor en la base de la estructura de las empresas logísticas y de transporte, lo que implicaría crear instalaciones seguras y acondicionadas para cubrir las necesidades diferenciadas de hombres y mujeres (Espinosa 2019).

Derivado de lo anterior y acorde al Banco Mundial (2015), para mejorar la formulación e implementación de políticas de desarrollo, se deben identificar los elementos psicológicos y sociales que influyen en la conducta de las personas y elaborar políticas que los tengan en cuenta lo cual exige aplicar un enfoque más empírico y experimental en el diseño de las políticas. Una estrategia que ha sido evaluada a nivel mundial en el diseño de política pública es la economía del comportamiento y el uso de nudges, que son pequeñas intervenciones de fácil aplicación que alteran el comportamiento de las personas de una manera predecible sin restringir ninguna de las opciones existentes o cambiar significativamente sus incentivos económicos (Whitehead 2014).

Dada la necesidad de explorar diferentes estrategias para provocar la descarbonización del autotransporte de carga y el cumplimiento de reducción de emisiones de carbono en el mediano plazo, a continuación, se proponen cuatro nudges con base a la teoría de la economía del comportamiento (BID 2020; B-HUB 2020):

A. Ofrecer a los conductores la posibilidad de firmar un contrato en donde ellos mismo elijan una meta de productividad, si logran su objetivo se les pagaría la tarifa normal, pero si no cumplen con el objetivo que ellos mismos se han impuesto, se les pagaría una tarifa menor. El mecanismo de compromiso les ofrece un incentivo para trabajar con más ahínco que el que pondrían en el momento presente, cuando se debe hacer el trabajo.

B. Presentar bonificaciones por productividad como una pérdida en vez de una ganancia. Esto

conlleva, por ejemplo, entregar al inicio del periodo en evaluación el monto que los administradores estiman para la bonificación media. Si al fin del periodo el desempeño de productividad resulta superior al promedio, los conductores recibirían un pago adicional. Pero si es inferior, deberán devolver la diferencia entre lo que recibieron a principios del periodo y la bonificación final que habrían obtenido si los resultados de productividad fueran más altos que el promedio. Esta modalidad de hacer ajustes en el encuadre o presentación de las opciones es una de las herramientas frecuentes a las que acude la economía del comportamiento.



Foto de Pascal Meier en Unsplash.

C. Otorgar premios no monetarios a los conductores más productivos. Por ejemplo, reconociendo públicamente a los conductores de alto rendimiento y felicitándolos por su éxito. A diferencia de los incentivos que hacen parte integral del diseño de política pública, los micro incentivos involucran pequeñas señales de bajo costo y fácil aplicación, que complementan el diseño original.

D. Una variante en el uso de micro incentivos es aplicarlos en conjunto con la retroalimentación y el *social benchmarking*, así se podrían utilizar pequeñas recompensas monetarias o recompensas sociales (puntos de calificación con un comentario descriptivo) por incrementar la productividad cada semana. Además, las recompensas pueden ser privadas (los participantes solo saben cómo se desempeñaban ellos mismos) o públicas (los participantes saben cómo se desempeñaban los demás en su grupo).

Ante el rol clave del conductor para lograr la descarbonización del autotransporte de carga y la necesidad de reconocer la importancia de su trabajo, las estrategias propuestas basadas en la economía del comportamiento podrían también incidir en la retribución (aspecto económico), el ambiente de trabajo (relaciones interpersonales), la seguridad en el empleo y el reconocimiento.

CONCLUSIONES

Si bien se reconoce que el documento parte de una muestra no representativa del sector autotransporte de carga, dada su complejidad por el número y variedad de actores involucrados, esta propuesta coadyuva a definir los factores que más influyen en el nivel de emisiones de carbono de la operación logística, siendo la Tecnología y Energía los que mayor impacto tendrían para descarbonizar el sector, seguido del factor Regulación.

Así mismo, esta propuesta evalúa los diferentes elementos o actividades que permitirían a cada factor coadyuvar en la transición hacia la descarbonización del autotransporte de carga.

El aumento en la productividad energética (inverso de la intensidad energética) del autotransporte de carga requiere explorar nuevos mecanismos de política pública, tal como el enfoque abajo-arriba propuesto en este documento como vía alternativa, al considerar el modificar patrones de conducta en los conductores mediante *nudges* que promuevan la eficiencia energética y la satisfacción laboral.

La actual condición de escasez de conductores también abre las puertas para que el sector logístico y de transporte de carga en conjunto con la Secretaría de Economía, explore estrategias como el mayor uso del sector ferroviario, logística cooperativa, vehículos autónomos, trenes eléctricos, entre otros. Los resultados obtenidos permiten explorar diferentes estrategias para incrementar el número de participantes y fortalecer el ejercicio propuesto.

REFERENCIAS

- Banco Mundial. (2015). *World Development Report 2015: Mind, Society, and Behavior*. The World Bank. DOI: <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-0342-0>
- BANCOMEXT (12 de enero de 2020). *Transporte y Logística. Síntesis de la situación del sector*. <http://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2016/04/EES-Logistica-2016-1.pdf>
- Berrones Sanz, L. D., Cano Olivos, P., Sánchez Partida, D. y Martínez Flores, J. L. (2018). Lesiones, enfermedades y accidentes de trabajo de los conductores del autotransporte de carga en México. *Acta Universitaria*, 28(3), 47-55. DOI: <https://doi.org/10.15174/au.2018.1946>
- BID. (12 de marzo de 2020). *Economía del comportamiento para mejores políticas públicas - Edición 3*. <https://indesvirtual.iadb.org/enrol/index.php?id=1856>
- BID y DDPLAC. (22 de febrero de 2020). *Como Llegar a Cero Emisiones Netas: Lecciones de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D. C. https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/C%C3%B3mo_llegar_a_cero_emisiones_netas_Lecciones_de_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe.pdf
- BIEE. (03 de mayo de 2020). *Base de datos*. Obtenido de Base de Indicadores de Eficiencia Energética de México, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía: <http://www.biee-conuee.enerdata.net/03/05/2020>
- Bonilla, J. (11 de septiembre de 2020). *El Plan de Descarbonización de Costa Rica proporciona un marco para el futuro*. Banco Interamericano de Desarrollo: <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/es/el-plan-de-descarbonizacion-de-costa-rica-proporciona-un-marco-para-el-futuro/>
- B-HUB. (18 de mayo de 2020). *Behavioral Evidence Hub. Strategies drawn from insights about human behavior, proven to solve real world problems*. <https://www.bhub.org/>
- CEPAL. (25 de junio de 2020). *Estrategias y herramientas para la eficiencia energética y la sostenibilidad del transporte de carga por carretera*. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40859/S1601276_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Cervantes, S. y Peralvillo, M. (24 de abril de 2020). *EU sale a la caza de operadores mexicanos*. <https://www.alianzaflotillera.com/2019/02/19/eu-caza-de-operadores-mexicanos/>
- CIA. (2020). *The World Factbook*. Costa Rica. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/cs.html> 15/06/2020
- Crujijssen, F., Dullaert, W. y Fleuren, H. (2007). Horizontal cooperation in transport and logistics: A literature review. *Transportation Journal* 46(3), 22-39.
- Espinosa, S. (24 de abril de 2020). *Urge combatir escasez de operadores*. <https://www.alianzaflotillera.com/2019/07/04/urge-combatir-escasez-de-operadores/>
- Goedhals-Gerber, L., Freiboth, H. y Havenga, J. (2018). The Decarbonisation of Transport Logistics: A South African Case Study. *Southern African Business Review, Volume 22*. DOI: <https://doi.org/10.25159/1998-8125/4362>
- Guzmán, J. (25 de abril de 2020). *Consejos para rodar en el mundo del transporte*. <https://www.alianzaflotillera.com/2019/03/28/consejos-para-rodar-mundo-transporte/>
- Instituto Mexicano del Transporte (IMT). (18 de junio de 2020). *Manual estadístico del sector transporte 2015*. Obtenido de Secretaría de Comunicaciones y Transportes: <https://imt.mx/archivos/Publicaciones/Manual/mn2015.pdf>
- ITF. (2020). *Regulations and Standards for Clean Trucks and Buses: On the Right Track? International Transport Forum Policy Papers, 77*. OECD Publishing, Paris.

OECD. (2011). *Moving freight with better trucks: Improving safety, productivity and sustainability*. OECD Publishing. DOI: <http://dx.doi.org/10.1787/9789282102961> -en 12/05/2020

ProMéxico. (10 de enero de 2020). *Mapa de ruta nacional de logística*. <http://www.promexico.gob.mx/documentos/mapas-de-ruta/industria-logistica-nacional.pdf> 10/01/2020

SCT. (2018). *Estadística básica 2017*. México: Secretaría de Comunicaciones y Transporte.

SCT. (2019). *Principales estadísticas del Sector Comunicaciones y Transporte*. México: Secretaría de Comunicaciones y Transporte.

SEMARNAT. (2015). *México rumbo a la COP-21*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SEMARNAT. (2020). *Programa Transporte Limpio*. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SENER. (2017). *Balance Nacional de Energía 2017*. México: Secretaría de Energía.

Whitehead, M., Jones, R., Howell, R., Lilley, R. and Pykett, J. (12 de abril de 2020). *Nudging all over the world: Assessing the Impacts of the Behavioural Sciences on Public Policy*. ESRC Negotiating Neuroliberalism Project Report: <http://changingbehaviours.wordpress.com>



Programa Regional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de Olade

Dossier Temático

Convocatoria para postulación de artículos



Fecha para postulación de artículos del:
15 de junio al 31 de octubre 2021

Idiomas de artículos postulados:
Español, Inglés, Portugués



Mayor información: enerlac@olade.org

DESAFÍOS E INCERTIDUMBRES DEL DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA PLANIFICACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. UN ENFOQUE BRASILEÑO

CHALLENGES AND UNCERTAINTIES OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT IN ELECTRICAL PLANNING. A BRAZILIAN APPROACH

Vinicius Silva ¹, Stefania Relva ², Miguel Udaeta ³, André Gimenes ⁴, Drielli Peyerl ⁵

Recibido: 31/07/2020 y Aceptado: 05/11/2020
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (50 - 75)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Agustin Diaz Gargiulo de Unsplash.

1 Universidad de Sao Paulo. Brasil.
vinicius.oliveira.silva@usp.br
<https://orcid.org/0000-0001-8894-2200>

2 Universidad de Sao Paulo. Brasil.
stefania.relva@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-0261-9144>

3 Universidad de Sao Paulo. Brasil.
udaeta@pea.usp.br
<https://orcid.org/0000-0002-7323-3302>

4 Universidad de Sao Paulo. Brasil.
gimenes@pea.usp.br
<https://orcid.org/0000-0001-7903-4139>

5 Drielli Peyerl. Universidad de Sao Paulo. Brasil.
dpeyerl@usp.br
<https://orcid.org/0000-0003-4466-1284>

RESUMEN

Este trabajo evalúa la planificación energética desde la perspectiva de la seguridad ambiental, con el objetivo principal de identificar las principales incertidumbres y desafíos que deben enfrentarse al planificar una matriz eléctrica que satisfaga las premisas de un desarrollo sostenible y limpio. Para esto, se discute metodológicamente el concepto de planificación energética, seguridad energética y desarrollo limpio y sostenible, se presenta el paradigma actual del desarrollo energético mundial y el proceso actual de planificación eléctrica brasileña. Como resultado principal, se presentan las principales incertidumbres relacionadas con la planificación energética que apunta al desarrollo sostenible y se concluye que el establecimiento de herramientas para sistematizar la información ambiental e identificar la posición de los tomadores de decisiones es esencial para la consolidación de la información necesaria para el establecimiento de una planificación energética consistente y adaptable dirigida al desarrollo sostenible.

Palabras clave: Energía Eléctrica, Electricidad, Planificación Energética, Desarrollo Sostenible, Seguridad Energética, Brasil.

ABSTRACT

This work assesses the energy planning from a perspective of sustainable development, with the main objective being to identify the main uncertainties and challenges to be faced in reaching an electric offering planning that satisfies the assumptions of sustainable and clean development. For this, the concepts of energy planning, energy security and clean and sustainable development are discussed. The current paradigm of global energy development and the current process of Brazilian electric planning is also presented and analyzed. A result we discuss the main uncertainties linked to an energy planning that aims at the sustainable development. It is concluded that the establishment of tools of systematization of environmental information and of identification of stakeholder's interests is essential for an information gathering for the establishment of consist and suitable energy planning aimed at sustainable development.

Keywords: *Electric Power, Electricity, Energy Planning, Sustainable Development, Energy Security, Brazil.*


INTRODUCCIÓN

La compatibilidad de los aspectos ambientales con el desarrollo humano se ha internacionalizado principalmente desde 1980 (Grimoni et al., 2015). Luego, por los avances y la consolidación de la discusión sobre el cambio climático, que se ha producido de manera efectiva en el siglo XXI, incluso cambiando la perspectiva de la planificación energética (PE), anteriormente centrada en el uso de fuentes como el petróleo y el carbón (Romano, 2014). Actualmente, este cambio se centra en los impactos de la generación de energía relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente como resultado del uso de combustibles fósiles.

En Brasil, el sector eléctrico brasileño ha sido considerado uno de los más limpios del mundo debido al uso de plantas hidroeléctricas (Santos et al., 2008). Sin embargo, el aumento en el uso de plantas termoeléctricas (UTE) para la generación de energía alimentada por combustibles fósiles, ha sido objeto de preguntas sobre las políticas brasileñas adoptadas por el gobierno. Sin embargo, el establecimiento de directrices para el desarrollo sostenible (DS) del sector de la energía eléctrica no debe guiarse solo por el calentamiento global. También es necesario discutir los impactos locales de cada fuente de energía, así como los requisitos de seguridad energética del país. En el caso específico de Brasil, la construcción y uso de plantas hidroeléctricas ha causado numerosos impactos, principalmente locales, a través de la amplia interferencia en ambientes terrestres, acuáticos y antrópicos donde se insertan (Leturcq, 2016). Por otro lado, los impactos de las UTE están directamente relacionados con la emisión de contaminantes atmosféricos y GEI.

En las últimas décadas, los acuerdos internacionales han contribuido a que los países desarrollados y en desarrollo adopten medidas significativas relacionadas con el problema del cambio climático. Vale la pena mencionar

algunas acciones y acuerdos, tales como: *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) 1988, que proporciona al mundo información principalmente científica relacionada con el riesgo del cambio climático; Protocolo de Kyoto 1997-2005 con el intento de establecer Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) (Kanayama, 2007); y Acuerdo de París 2015 con el objetivo central de fortalecer la respuesta global a la amenaza del cambio climático. Para lograr los objetivos de los acuerdos internacionales y las metas establecidas por el país para disminuir los GEI (United Nations, 2015). El sector energético ha sido uno de los principales focos para adoptar estrategias que contribuyan a la reducción de estas emisiones. Una de las principales alternativas ha sido la sustitución de energías fósiles por energías renovables. Sin embargo, en Brasil el escenario de mayor demanda de energía eléctrica en las próximas décadas, acompañado de una reducción en la construcción de centrales hidroeléctricas con grandes embalses de regularización y un incremento en el uso de fuentes renovables variables demandará un mayor uso de fuentes despachables, como las térmicas, combustibles fósiles, lo que debería conducir a un aumento de las emisiones del sector eléctrico brasileño, como viene ocurriendo en los últimos años.



Existe una gran demanda acumulada de energía, es decir, más de 1 billón de personas sin acceso a la electricidad y alrededor de 3 billones que usan biomasa para cocinar.

Según el contexto descrito anteriormente, el objetivo del trabajo es identificar las principales incertidumbres y desafíos para una matriz eléctrica que satisfaga las premisas de un desarrollo sostenible y limpio. Con este fin, considerando los impactos globales y locales de la PE que se adoptará, se analiza el contexto global de la transición y la seguridad energéticas para analizar las posibles rutas de bajas emisiones de la matriz eléctrica brasileña. Para este fin, el trabajo se divide en seis secciones: Introducción; Discusión de los conceptos de DS; Análisis de los conceptos de PE, seguridad energética y el contexto internacional actual de transición energética; Presentación del actual proceso brasileño de planificación energética; Sistematización e identificación de las principales incertidumbres y desafíos de la planificación electroenergética dirigida al desarrollo sostenible; y Conclusión.

UN ANÁLISIS DE LAS INCERTIDUMBRES DEL DESARROLLO SOSTENIBLE Y DEL CAMBIO CLIMÁTICO.

El punto de referencia de la conceptualización de DS se produce en el Informe Brundtland, que se entiende como *“que satisface las necesidades actuales, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”* (United Nations, 1987). Esta definición amalgama las premisas de cualquier planificación dirigida al DS. El concepto, sin embargo, se formó de manera genérica. Las necesidades de las generaciones futuras son inciertas y difíciles de medir dado el contexto de la evolución tecnológica y la mayor demanda de energía para mantener y expandir el estilo de vida contemporáneo. Además, con respecto a la capacidad actual para satisfacer las necesidades de la sociedad contemporánea, que tiene la energía como un insumo esencial para el mantenimiento del desarrollo, se enfatiza que existe una gran demanda acumulada de energía, es decir, más de 1 billón de personas sin acceso a la electricidad y alrededor de 3 billones que usan biomasa para cocinar (IRENA, 2017).

En esta línea, la relación entre DS y el medio ambiente implicaría la constancia del stock de capital natural o implicaría la no necesidad de preservar el stock actual de recursos, ya que, a medida que ocurre el desarrollo tecnológico, la composición básica del activo correspondiente al desarrollo humano se altera (Udaeta, 1997). Esta reflexión impregna las dos líneas principales de argumentación (no entusiasta y entusiasta) de la PE, que apunta a un desarrollo limpio. Si, por un lado, se cree que el cambio climático causará impactos catastróficos en la vida humana y, por lo tanto, el cambio en el paradigma del desarrollo es urgente, por otro lado, se argumenta que la humanidad, a través del desarrollo tecnológico y su alto nivel de adaptabilidad y resiliencia, encontrarán formas de mantener el desarrollo, ya sea ante un nuevo clima o mediante acciones de mitigación.

Sin embargo, el concepto de sostenibilidad no se refiere solo a la emisión de GEI. Los análisis de DS son tradicionalmente el conjunto de análisis de aspectos sociales, ambientales y económicos (Bellen, 2002; Vera and Langlois, 2007). Si, por un lado, las necesidades de las generaciones futuras pueden no satisfacerse debido a los cambios en el clima, por otro lado, las necesidades de las generaciones presentes y futuras pueden no satisfacerse debido a otros daños ambientales e impactos sociales causados por el proceso actual de desarrollo.

El término desarrollo limpio se encuentra en la bibliografía constantemente vinculada al MDL establecido por el protocolo de Kyoto. El protocolo no establece un concepto para el término, sin embargo, siempre está vinculado al desarrollo libre de emisiones o con emisiones mínimas de GEI. Por lo tanto, en este trabajo, se establece que el concepto de desarrollo limpio está vinculado a un desarrollo que no causa daños catastróficos al planeta debido al cambio climático, sin comprometer las necesidades de las generaciones presentes y futuras, es decir, que al límite es sostenible.

Con respecto a la proporción catastrófica del cambio climático, varios estudios discuten las incertidumbres con respecto a la métrica de la interferencia antrópica peligrosa, que actualmente se establece como un aumento de más de 2 °C en la temperatura global por encima de la registrada en la revolución preindustrial en 2100 (IPCC, 2014). Hansen et al. (2007) llaman la atención sobre la dificultad de definir qué es peligroso y el poco esfuerzo de la comunidad científica para establecer este patrón debido a la arbitrariedad de los factores que se definirán para determinar las consecuencias del aumento de la temperatura en los ecosistemas naturales, debido a la incertidumbre en la determinación del forzamiento radiactivo en el período preindustrial y en la correlación entre el aumento de la temperatura y la fusión de los glaciares. Sin embargo, los autores concluyen que cualquier estabilización de CO_{2eq} por encima de 450 ppm en la atmósfera ya se considera peligrosa y que esto significaría un aumento de 1 °C en la temperatura global en relación con el nivel de revolución preindustrial.

La Tabla 1 presenta la relación entre la concentración de CO_{2eq} en la atmósfera, el aumento de temperatura a lo largo del siglo XXI y la reducción necesaria de emisiones establecida por el IPCC (2014), en el cual es posible verificar tres elementos principales y sus incertidumbres: (i) el nivel de reducción de emisiones necesario para alcanzar ciertos niveles de concentración de GEI en la atmósfera; (ii) el nivel de reducción, lo que implicaría cambios drásticos en el paradigma de desarrollo actual, tan dependiente de los combustibles fósiles (Hansen et al., 2007; IPCC, 2014), (Fonseca, 2011; OECD/IEA & IRENA, 2017); y (iii) la relación entre el aumento de la temperatura y el nivel de concentración de GEI. Como las premisas adoptadas por diferentes científicos del clima varían, los resultados terminan con una amplia gama de incertidumbres. Además de las tres limitaciones mencionadas anteriormente, las incertidumbres ya mencionadas con respecto a la determinación de que el aumento de temperatura significa una interferencia antrópica peligrosa.

Tabla 1. Relación entre la concentración de CO_{2eq} en la atmósfera, el aumento de la temperatura y la mitigación de las emisiones

Concentración de CO _{2eq} en 2100 (ppm)	Cambio en la cantidad de emisiones en comparación con 2100		Probabilidad de aumento de temperatura durante seg. XXI en relación con el período preindustrial (%)			
	2050	2100	1,5 °C	2 °C	3 °C	4 °C
450 (430 a 480)	-72% a -41%	-118% a -78%	0- 50	66-100	66-100	66-100
500 (480 a 530)	-57% a -42%	-107% a -73%	0-33	50-100	66-100	66-100
	-55% a -25%	-114% a -90%	0-33	33-66	66-100	66-100
550 (530 a 580)	-47% a -19%	-81% a -59%	0-33	0-50	66-100	66-100
	-16% a 7%	-183% a -86%	0-33	0-50	66-100	66-100
(580 a 650)	-38% a 24%	-134% a -50%	0-33	0-50	66-100	66-100
(650 a 720)	-11% a 17%	-54% a -21%	0-33	0-33	50-100	66-100
(720 a 1000)	-18% a 54%	-7% a 72%	0-33	0-33	0-50	66-100
>1000	-52% a 95%	74% a 178%	0-33	0-33	0-33	0-50

Fuente: IPCC, 2014

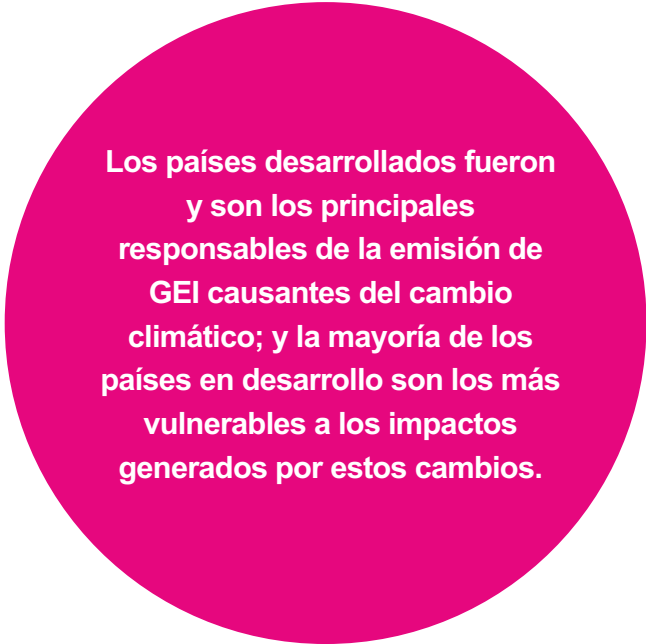
Dadas las incertidumbres de un marco científico con tantas variables y peculiaridades, otro desafío es la capacidad de interpretar esta información científica para la sociedad en general (Hansen et al., 2007). Aunque las actividades de la comunidad científica internacional, los acuerdos políticos, el establecimiento de objetivos para la reducción de GEI y las convenciones climáticas llevadas a cabo por las Naciones Unidas en las últimas décadas, ciertamente promovieron el aumento de la conciencia de la población sobre los problemas climáticos (Fonseca, 2011), medir la percepción de la sociedad sobre los riesgos y peligros del cambio climático sigue siendo un desafío.

Sobre este desafío Fonseca (2011) analiza dos elementos: diferencias temporales y geográficas. Las diferencias temporales corresponden a la dificultad de comprender que las emisiones generadas hace décadas tienen un efecto sobre el comportamiento climático actual y que la continuación de los niveles actuales de emisiones puede generar impactos catastróficos a finales de siglo, lo que resulta en un aplazamiento sucesivo en la adopción de medidas preventivas. En relación con las diferencias geográficas, se invoca el concepto de la tragedia de los bienes comunes (Elinor Ostrom et al., 2002; Fonseca, 2011), cuando el bien es común, y la forma de preservarlo es privatizarlo o establecer objetivos para usos que todos deben obedecer. Si ninguna de estas acciones se toma, la perspectiva es que cada individuo o nación usará su parte de ese recurso lo más rápido posible ya que, si no lo hace, otros lo harán.

En este sentido, se discute mucho sobre la responsabilidad de los países desarrollados y en desarrollo en la reducción de las emisiones de GEI. Los países desarrollados fueron y son los principales responsables de la emisión de GEI causantes del cambio climático; y la mayoría de los países en desarrollo son los más vulnerables a los impactos generados por estos cambios, ya sea debido a su posición geográfica o la menor capacidad financiera para adoptar medidas de adaptación (IPCC, 2014), (Fonseca, 2011; OECD/

IEA, 2015). Los países subdesarrollados, además de no haber sido los principales emisores de GEI per cápita en el pasado, se encuentran en una condición de demanda de energía.

Este contexto de la dicotomía entre promover el acceso a la energía necesaria para el desarrollo y la reducción de las emisiones de GEI conduce a la discusión actual sobre la disonancia entre la seguridad energética y la seguridad climática. Este tema ha sido ampliamente discutido por entidades gubernamentales e intergubernamentales (IRENA, 2017; OECD/IEA, 2015; OECD/IEA and IRENA, 2017) y la academia (Bazilian et al., 2011; Fonseca, 2011; Frei, 2004; Narula, 2014; Romano, 2014; Stram, 2016). El tema de la seguridad energética versus la seguridad ambiental es tan complejo y plural en los elementos de discusión que, para analizar cómo la PE y específicamente la electricidad encajan en este tema, es necesario recurrir a los conceptos y definiciones de seguridad energética y planificación y comprender cómo estos conceptos abarcan o no la seguridad climática.



Los países desarrollados fueron y son los principales responsables de la emisión de GEI causantes del cambio climático; y la mayoría de los países en desarrollo son los más vulnerables a los impactos generados por estos cambios.

PLANIFICACIÓN Y SEGURIDAD ENERGÉTICAS: LAS DIFICULTADES QUE ENFRENTA EL CAMBIO CLIMÁTICO

Planificación energética

El concepto de planificación implica la percepción e identificación de las posibilidades del futuro y la convicción de que a través de la planificación es posible anticipar ese futuro, utilizando los recursos más variados para lograr los objetivos establecidos (Udaeta, 1997). La planificación se puede sistematizar en tres etapas principales: (i) establecimiento de objetivos y metas, a través de la planificación estratégica; (ii) diagnóstico de la situación pasada y actual mediante la sistematización de la mayor cantidad de datos posible, a fin de examinar el problema en todos sus aspectos, a través de la planificación táctica; y (iii) establecer políticas o planes que determinen qué hacer, cómo hacerlo y cuándo hacerlo para lograr los objetivos (Cima, 2006; Udaeta, 1997).

Dado el largo tiempo de implantación de la infraestructura de la cadena del sector energético, es necesario e inevitable que la planificación estratégica se lleve a cabo a largo plazo, con adaptaciones periódicas de las proyecciones adoptadas a corto y mediano plazo. En este sentido, la alteración de un sistema energético o una transición energética se convierte en el trabajo de décadas, dada la inflexibilidad de las infraestructuras construidas durante el desarrollo del sector y, dada la importancia de la energía y el mantenimiento de su suministro para el desarrollo de toda la sociedad (Fonseca, 2011).

Por lo tanto, en términos generales, el objetivo de la PE es asegurar la seguridad energética. Teniendo en cuenta el objetivo de este estudio, que es identificar las incertidumbres y desafíos de la planificación electroenergética que apunta a un desarrollo limpio y sostenible, el concepto de seguridad energética y su relación con el cambio climático es necesario incluso con toda su complejidad.

Seguridad energética

La seguridad energética no tiene una sola definición. Los conceptos varían según la realidad de los Estados y la escala de tiempo utilizada (Bazilian et al., 2011; Fonseca, 2011). Además, el concepto debe analizarse en varios niveles, desde el global para garantizar la adecuación de los recursos, hasta el regional para garantizar que el país garantice su seguridad nacional de suministro y satisfaga las demandas de los consumidores. Laponche (2001) analiza el concepto como: (...) garantizar, para el bien público y para el funcionamiento eficiente de la economía, la disponibilidad física ininterrumpida de energía en el mercado a precios competitivos para todos los consumidores, en el marco del objetivo de desarrollo sostenible previsto en el Tratado de Ámsterdam de 1997. El Centro de Investigación de Energía de Asia Pacífico entiende la seguridad energética basada en cuatro elementos: disponibilidad, accesibilidad, aceptabilidad, asequibilidad (financieramente viable) y define que estos cuatro elementos incluyen tres aspectos de la seguridad energética: (i) los aspectos físicos, definido por la disponibilidad y accesibilidad de los recursos energéticos; (ii) los aspectos económicos, definidos por la viabilidad financiera de adquirir la energía; y (iii) aspectos sostenibles, vinculados a la aceptabilidad de las fuentes de energía a utilizar (APEREC, 2007).

Para Yergin (1988), el objetivo de la seguridad energética es garantizar adecuadamente el suministro regular de energía a precios razonables y de manera que no comprometan los objetivos nacionales. De acuerdo con Khatib (2007), su definición puede entenderse como la disponibilidad de recursos locales e importados, que deben satisfacer la creciente demanda de energía a lo largo del tiempo y a precios razonables.

Khatib (2007) también argumenta que la seguridad energética puede garantizarse mediante la adaptación local, las abundantes y

variadas formas locales de recursos energéticos. Sin embargo, para los países con deficiencia de recursos energéticos, la seguridad energética se puede lograr mediante: (i) la capacidad del Estado o los agentes del mercado para utilizar fuentes y productos energéticos externos, que pueden importarse libremente a través de puertos y otros modos de transporte, como las interconexiones transfronterizas de petróleo, gas y líneas de transmisión; (ii) la adecuación nacional o regional, a sus reservas estratégicas para abastecer eventuales interrupciones, escasez o un aumento impredecible de la demanda; (iii) el desarrollo y uso de recursos tecnológicos y financieros y conocimiento para desarrollar fuentes de energía renovable y energía local creando alternativas para satisfacer parte de las demandas locales; (iv) la diversificación de las fuentes de importación y los tipos de combustible; y (v) atención adecuada al cambio climático.

Narula et al. (2017) determinan que el sistema de energía física de un país se puede dividir en tres subsistemas: suministro de energía, conversión y distribución de energía y demanda de energía. Como la seguridad energética se usa a menudo como sinónimo de seguridad del suministro de energía, esta percepción refuerza la importancia de la solidez del subsistema de suministro de energía. Para abordar todos los aspectos relacionados con la seguridad energética y no solo los relacionados con el suministro de energía o el acceso a los recursos energéticos, Vivoda (2010) estableció once dimensiones de análisis, que se consolidaron en ocho grupos, ver Tabla 2. Sovacool (2011), reanudando el trabajo de Vivoda (2010), estableció 20 dimensiones de análisis de seguridad energética que suman 200 atributos. La categoría definida como resiliencia determina varios elementos vinculados al funcionamiento de los sistemas eléctricos que, en el límite, pueden resumirse en la robustez necesaria de las infraestructuras eléctricas para el mantenimiento del suministro en caso de interrupción causada por cualquier externalidad. En ese sentido, Helm (2002) indica que los principales elementos de seguridad de suministro

en el sector eléctrico son: (i) seguridad de suministro y contratos; (ii) seguridad y capacidad marginal satisfactoria de las redes de transmisión y distribución de electricidad y combustible para impulsar las plantas termoeléctricas; (iii) diversidad satisfactoria de recursos.

Metodologías complejas de indicadores asimilan varios aspectos que también corresponden al análisis de la sostenibilidad de los sistemas energéticos. Se percibe la inclusión de elementos de sostenibilidad en los conceptos de seguridad energética. Narula (2014) presenta el concepto de seguridad energética sostenible como la provisión de servicios energéticos ininterrumpidos a corto y largo plazo de manera accesible, equitativa, eficiente y ambientalmente benigna. La dificultad de aplicar este concepto está en la cuestión del análisis ambiental positivo. La necesidad de energía crea presiones sobre el medio ambiente. Por lo tanto, la decisión de impactos menos intensos, de los cuales el medio ambiente y el ser humano pueden ser más resistentes debe ser parte de la planificación energética.

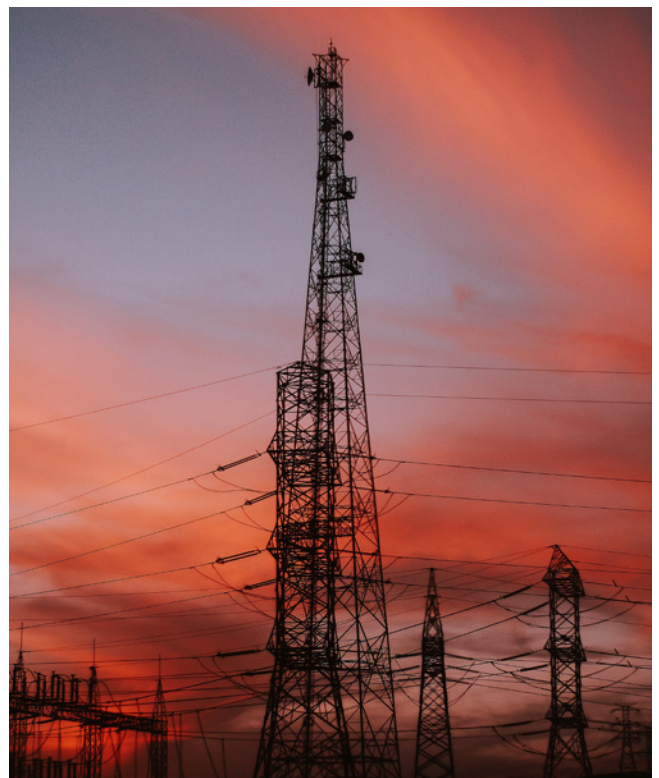


Foto de Caique Silva en Unsplash.

En general, los enfoques para definir la seguridad energética, aunque a menudo se centran en el acceso a los recursos, impregnan diferentes áreas del conocimiento. Månsson et al. (2014) categorizaron las metodologías de análisis de seguridad energética en cinco áreas de conocimiento: economía, ingeniería, ciencias políticas, estudios multidisciplinarios de sistemas y ciencias naturales. Los autores destacaron las fortalezas y debilidades de estas categorías de modelos. Las debilidades analizadas están vinculadas a: las capacidades de los modelos para identificar riesgos, incerti-

dumbres y especificidades vinculadas al análisis de seguridad; la complejidad de recopilar y sistematizar datos e información y el gran sesgo de los análisis de modo que, mientras que los modelos microeconómicos ignoran los efectos macroeconómicos, los modelos de teoría financiera subestiman los efectos a largo plazo, los modelos de ciencias naturales subestiman los aspectos técnicos, los modelos económicos y los modelos de ciencias políticas pueden generar resultados incorrectos si los estados tienen intereses diferentes o los actores no pueden calcular las consecuencias de sus acciones.

Tabla 2. Consolidación de dimensiones vinculadas a la evaluación de la seguridad energética

Dimensiones	(Aperc, 2007)	(Yergin, 1988)	(Khatib, 2007)	(Narula et al., 2017)	(Vivoda, 2010)	(Sovacool, 2011)	(Helm, 2002)	(Narula, 2014)	(Månsson et al., 2014)
Aceptabilidad	•				•				
Accesibilidad	•	•	•	•	•	•		•	•
Capacitación técnica						•			•
Descentralización						•			
Disponibilidad	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Diversificación			•			•	•		•
Gestión del lado de la demanda					•				
Infraestructura de red y modos de transporte			•	•			•		•
Macroeconómica					•	•			•
Mecanismo para controlar y reducir las emisiones de GEI			•			•		•	
Medio ambiente					•	•		•	•
Microeconomía									•
Tarifas bajas		•	•						
Resiliencia						•			
Seguridad jurídica					•		•		•
Tecnología de suficiencia					•	•			•
Viabilidad financiera	•					•			•

Fuente: Elaboración propia

Dificultades ante el cambio climático

Como se puede observar en la Tabla 2, el concepto de seguridad energética varía según el contexto de análisis. Los consumidores y las industrias intensivas en energía se preocupan principalmente por las interrupciones en el suministro y las bajas tarifas. Para los países productores y exportadores de petróleo y gas natural, la atención se centra en la seguridad de los ingresos y las relaciones comerciales. Los países en desarrollo están preocupados por la viabilidad económica del acceso a los recursos energéticos; mientras que los actores políticos se centran en la seguridad de la infraestructura energética y los riesgos de interrumpir el suministro de energía (Fonseca, 2011). Por tanto, el análisis de las posibilidades de alterar la PE debido al cambio climático requiere el análisis de diferentes posibilidades de transición basadas en las decisiones estratégicas de diferentes agentes y Estados (Bicalho, 2014) y en la percepción sobre seguridad energética.

Analizando el cambio climático desde la perspectiva de la tragedia de los bienes comunes y considerando la pluralidad de elementos verificados en los conceptos de seguridad energética, es necesario analizar el contexto geopolítico, político y macroeconómico de los países desarrollados y en desarrollo y los procesos actuales de transición energética a gran escala (Smil, 2010).

EE.UU., por ejemplo, ha aumentado la proporción de gas natural y gases no convencionales en la matriz energética (Bicalho, 2014; Romano, 2014), utilizando estos recursos como un sustituto del carbón mineral, que a su vez ahora se ofrece al mercado internacional en grandes cantidades (Romano, 2014). El aspecto principal de la seguridad energética en los EE.UU. que se ha estado desarrollando, es la autosuficiencia en recursos energéticos (Fonseca, 2011). China ha aumentado la proporción de energías renovables y ha estado buscando proyectos internacionales para explorar los recursos fósiles y

la infraestructura energética con un enfoque en el fortalecimiento de la seguridad energética nacional (Bicalho, 2014; Relva et al., 2015). India aún enfrenta el desafío del acceso a la electricidad para aproximadamente una quinta parte de la población, por lo tanto, renunciar a los combustibles fósiles es un desafío, en un momento en que ni siquiera se obtienen las necesidades mínimas de acceso a la energía (Bicalho, 2014).

Japón, con la energía nuclear como una de las principales fuentes para su seguridad energética, tuvo que reestructurar su planificación energética debido al accidente de Fukushima (Bicalho, 2014), renunciar al uso de energía nuclear y expandir la generación termoeléctrica utilizando gas natural, importando a través de gas natural licuado (BP, 2018; IEA, 2019). El accidente fue incluso un hito en la política energética internacional, lo que resultó en el desuso de esta fuente que se consideraba una de las tecnologías más bajas en carbono (Laponche, 2001; Romano, 2014).

Alemania a su vez estableció el concepto de *Energiewende* que se relaciona con la transición radical de la matriz energética en detrimento del cambio climático (Bicalho, 2014; Romano, 2014). El proceso de transición energética de Alemania hacia el uso de energías renovables fue fuertemente apoyado por la población (Bicalho, 2014), sin embargo, recibió críticas de la industria nacional que argumenta que las energías alternativas no serían confiables para el suministro de la industria y que esta política haría que la industria alemana fuera menos competitiva (Fonseca, 2011; Romano, 2014).

La cuestión de la competitividad económica frente al cambio climático tiene una dinámica compleja.

Romano (2014) evaluó los desafíos de establecer una política baja en carbono frente a la crisis económica de 2008 en la Unión Europea (UE). Basado en la premisa de que el uso de

fuentes renovables y el proceso de transición energética hacen que los costos de energía sean más caros, dada la necesidad de nuevas tecnologías y sistemas logísticos, estableciendo cinco desafíos: (i) con la presión generada en los presupuestos nacionales, la tendencia es que los países centran sus esfuerzos en resolver los problemas económicos y necesidades domésticas más apremiantes; (ii) aunque la planificación a mediano y largo plazo tiene sentido, requiere una inversión que no es viable a corto plazo, esto genera un aumento en la factibilidad de aplicar los objetivos definidos por la UE, disminuyendo la credibilidad de las instituciones; (iii) la crisis abre espacio para la crítica de las políticas bajas en carbono debido a la premisa de precios más altos y debido al efecto de la fuga de carbono fuga de carbono; (iv) los precios del mercado del carbono se desplomaron, interrumpiendo los esfuerzos para invertir en eficiencia energética; (v) con la desaceleración de la economía, las tasas de emisión de GEI disminuyen, esto genera incertidumbres y percepciones erróneas de que el problema de las emisiones de GEI está bajo control o que la reducción de emisiones se debe únicamente a la disminución de la producción y que las políticas y medidas adoptadas no tuvieron efecto.

Niveles definidos como necesarios para la seguridad energética: disponibilidad de recursos energéticos; accesibilidad física a los recursos energéticos; accesibilidad económica a los recursos energéticos; y sostenibilidad ambiental, que debe ser jerarquizada.

Los problemas económicos internos y la seguridad del suministro de energía se han defendido históricamente en relación con las políticas y los planes adoptados a largo plazo y no solo en la UE. Las grandes diferencias entre los objetivos establecidos y los realmente logrados reducen la credibilidad de las instituciones y los planes realizados.

La creciente importancia del carbón mineral en el sistema energético de los países con gran incremento de la demanda energética, como China e India, así como las inversiones en el desarrollo de recursos fósiles no convencionales, son un buen reflejo de la valorización de las prioridades de seguridad energética contra objetivos de seguridad climática (Fonseca, 2011).

Frei (2004), estableció una pirámide de prioridades para las políticas energéticas basadas en la historia de la evolución energética, en la que versa que naciones que aún tienen acceso a la energía comercial como un desafío, no priorizarán la reducción de las emisiones de GEI. El acceso a la energía comercial no es solo el acceso a los recursos energéticos, sino también su capacidad de eliminación. Si el sistema eléctrico depende de generaciones de diferentes recursos, el sistema de transmisión / distribución es parte del criterio para el acceso a la energía comercial. En esta lógica, los problemas de acceso a la energía, seguridad energética, bajos costos, seguridad ambiental y aceptación social no son elementos de consideración y negociación, sino de estructuración jerárquica, de modo que solo es posible satisfacer las necesidades más altas de la pirámide, si las necesidades de la base ya están satisfechas.

Basado en este concepto Fonseca (2011) estableció una estructura jerárquica que contiene cuatro niveles definidos como necesarios para la seguridad energética: disponibilidad de recursos energéticos; accesibilidad física a los recursos energéticos; accesibilidad económica a los recursos energéticos; y sostenibilidad ambiental, que debe ser jerarquizada. El sistema energético

basado en combustibles fósiles está formado por una infraestructura de transporte inflexible, que se ha desarrollado durante casi dos siglos y ha demostrado ser eficaz en comparación con fuentes intermitentes que no tienen capacidad de almacenamiento, como el gas natural y carbón (Fonseca, 2011).

Las formas de promover estas características en un sector energético con una nueva base de recursos incluyen factores tales como: aumentar la previsibilidad de las fuentes intermitentes; invertir en tecnologías robustas para los sistemas de transmisión y transporte de energía; invertir en el desarrollo de combustibles como el hidrógeno; e invertir en tecnologías como plantas hidroeléctricas reversibles y almacenamiento de energía eléctrica (Bicalho, 2014). El gas natural se presenta como un importante combustible de transición energética, reduciendo las tasas de emisión de GEI en relación con el petróleo o el carbón y garantizando el envío necesario a los sistemas eléctricos y el almacenamiento a los sistemas de energía (Bicalho, 2014; Fonseca, 2011; Relva et al., 2015).

Por lo tanto, hay una serie de incertidumbres vinculadas a la PE e incertidumbres aún mayores cuando se pretende definir el peso de la seguridad climática en esta planificación. En este sentido y en el sentido de llevar la PE al DS por un método holístico, se destaca el concepto de planificación integrada de recursos (PIR).

La PIR es una herramienta que coloca las opciones del lado de la oferta y del lado de la demanda juntas en el mismo nivel de condiciones y expectativas. Y de esta manera comienza a elegir el mejor paquete de opciones, de modo que permita la opción de costo mínimo con: la mejora en la protección del medio ambiente; conservación en su sentido más amplio; y mejoras en el transporte y la ubicación (Udaeta, 1997). Los principios y herramientas de PIR se convierten así en la construcción de escenarios alternativos, análisis multicriterio, participación de la comunidad en la planifi-

cación, decisión e implementación del proceso (Bazilian et al., 2011), (Pereira et al., 2005).

Asumiendo que en toda planificación, los riesgos e incertidumbres son intrínsecos (Pereira et al., 2005; Udaeta, 1997), el concepto PIR abarca el análisis de los principales aspectos discutidos sobre el problema “seguridad energética versus seguridad climática”, ya que explica las incertidumbres, así como las compensaciones entre múltiples objetivos, a través del análisis multicriterio y las diferentes posiciones de las partes interesadas, con su participación en la construcción de análisis multicriterio (Bazilian et al., 2011). Sin embargo, el PIR como herramienta y concepto holístico, también requiere y produce la sistematización de numerosos factores e información. Por lo tanto, los mayores desafíos de su aplicación, en términos del PE de una nación, además del deseo político e institucional de aplicarlo, se pueden resumir en (Pereira et al., 2005): (i) dificultad para obtener datos e indicadores relacionados con la demanda, dada la cultura de planificación siempre vinculada a la expansión de la oferta; (ii) resistencia de ciertas partes interesadas, como los concesionarios, en la inclusión de la gestión del lado de la demanda (GLD) en la planificación, debido a intereses económicos vinculados a la venta de energía; (iii) falta de conocimiento por parte de los interesados sobre ciertas nuevas tecnologías, lo que puede llevar a que no se recomienden debido a la falta de conocimiento de la viabilidad técnica y económica; (iv) dificultad para invertir en programas de eficiencia energética; (v) dificultad para incorporar, en la metodología, tecnologías tales como redes inteligentes; y (vi) dificultad para evaluar los impactos sinérgicos y potenciales en el caso de elegir utilizar dos opciones de energía diferentes y geográficamente cercanas.

Por lo tanto, al considerar la participación efectiva de las partes interesadas y GLD en la planificación, la disponibilidad de información sobre los aspectos ambientales de las soluciones energéticas y los aspectos de seguridad ener-

gética es de suma importancia. Mientras no haya un entendimiento claro y un acuerdo sobre el nivel apropiado de seguridad de suministro, los grupos de presión que pueden ser cuestionados por necesidades de orden superior utilizarán la táctica del miedo. En otras palabras, insistirán en que el nivel de seguridad del suministro existente es inadecuado, lo que empeorará el enfoque en cuestiones de oferta / demandas puras, lejos de las necesidades más altas. Una buena comprensión pública de un nivel adecuado de seguridad de suministro debe ser, al menos para los países desarrollados, la base sobre la cual se construye la política energética (Frei, 2004).

Planificación energética brasileña

El proceso de planificación eléctrica brasileña debe entenderse en dos grandes bloques de planificación: (i) la planificación de expansión del sistema y (ii) la planificación de la operación. Esta definición es importante dadas las perspectivas temporales que relacionan estos dos enfoques. La Figura 1 presenta una imagen esquemática de la planificación del sector eléctrico brasileño.

Una de las funciones de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), subordinada al Ministerio de Minas y Energía (MME), es preparar estudios de planificación de expansión (EPE, 2012). El Plano Nacional de Energia (PNE) lo considera como una planificación integrada de recursos, aunque las políticas de gestión en el lado de la demanda no son muy claras, y define los escenarios de demanda y la expansión de la oferta necesaria para suministrarla durante un período de 30 años. El primer PNE, llamado PNE 2030, se lanzó en 2007 y el PNE 2050 está en desarrollo con disponibilidad pública de documentos y notas técnicas vinculadas a suposiciones, pautas y escenarios a largo plazo desde 2018 (EPE, 2018r, 2018n, 2018p, 2018s, 2018c, 2018l, 2018u, 2018d, 2018j, 2018f, 2018h, 2018g, 2018o, 2018q, 2018b, 2018a, 2018i, 2018e, 2018t, 2018m). Sin embargo, el documento final aún no está disponible.

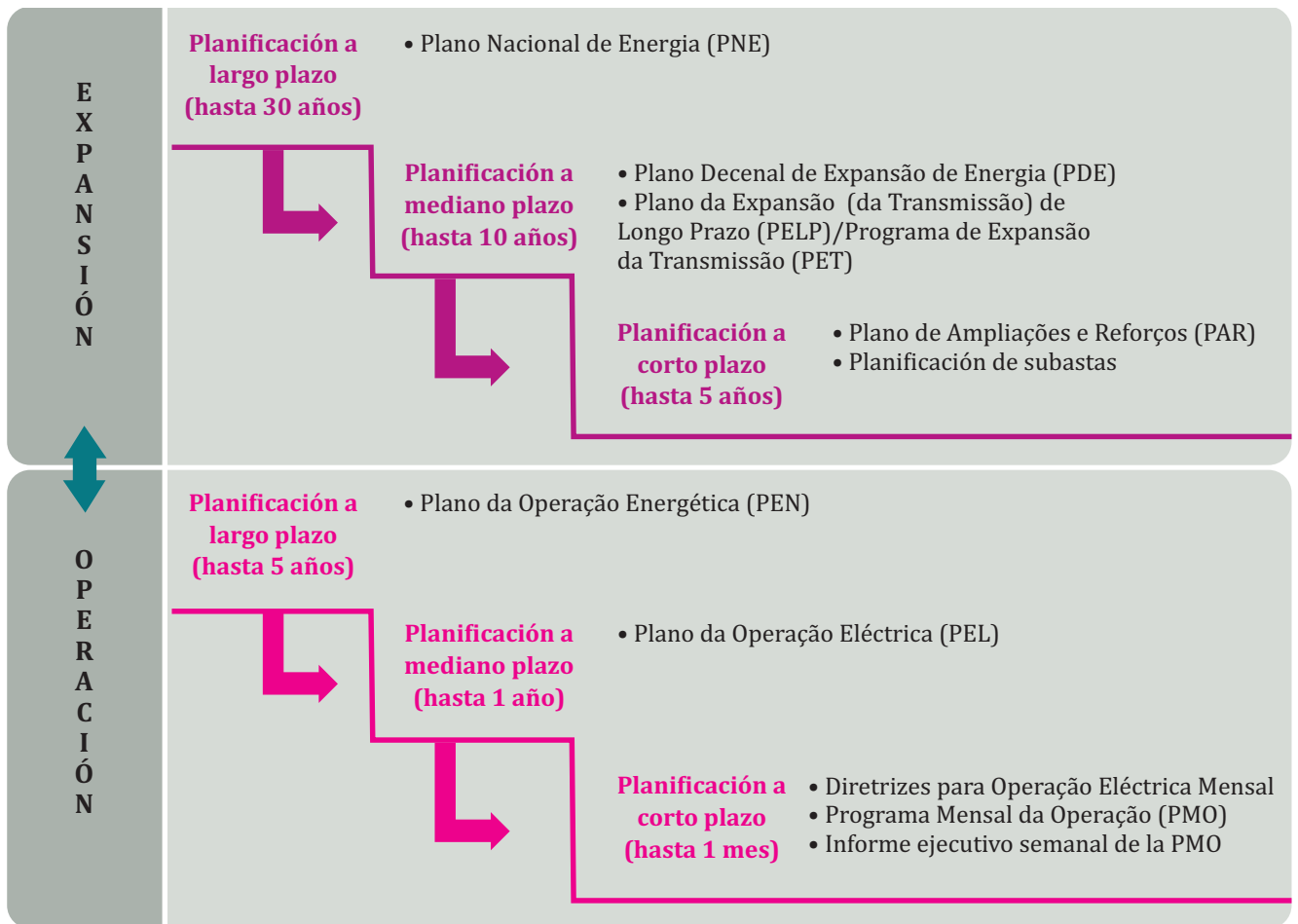
El Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) comenzó a publicarse en 2006 con revisiones anuales (la única excepción fue el año 2016, en el que no se publicó el documento) en la que presenta la indicación y no la determinación de las perspectivas de expansión futura del sector energético desde la perspectiva del gobierno en el horizonte de diez años (Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPDE), 2020).

El Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) de la transmisión y el Programa de Expansão da Transmissão (PET) no han seguido un criterio temporal. El primero (PET) se publicó en 2006 con un horizonte de 5 años; el primer PELP se publicó en 2012 con un horizonte a partir del sexto año; en 2013 el horizonte PET se cambió a 6 años; la periodicidad de la revisión de los dos estudios es ahora de 6 meses y desde 2015 la EPE ha publicado ambos estudios en el mismo documento; la última publicación fue en 2018. PET/PELP son informes de gestión que contienen todos los trabajos para la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), definidos en base a estudios de planificación de EPE, y aún no ofertados o autorizados (EPE, 2018k).



Foto de Patrick Hendry en Unsplash.

Figura 1. Imagen esquemática de la planificación de expansión y operación del sistema eléctrico brasileño



Fuente: Elaboración propia

El conjunto de información del PET y el Plano de Ampliação e Reforços (PAR) de la red básica del Sistema Interligado Nacional (SIN) - producido por Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) en un horizonte de dos años hasta 2017 y pasando a un horizonte de cinco años a partir de 2018 - da lugar a la Consolidação de Obras de Transmissão de Energia Eléctrica (POTEE), responsabilidad de MME (ANEEL, 2017). La POTEE subvenciona el proceso de concesión de obras de transmisión realizado por ANEEL, aunque la planificación de la expansión de la transmisión tiene un aspecto de denomi-

nación a largo plazo, se estableció en el esquema de la Figura 1 como planificación a mediano plazo basada en las perspectivas temporales de la planificación de expansión en Brasil.

Es importante tener en cuenta que, dadas las dimensiones continentales del país y debido a la gran integración eléctrica promovida por el SIN y la complejidad de las obras hidroeléctricas (HPP) y la gestión de sus embalses, el sistema eléctrico brasileño fue generado por una configuración única que, desde 2004, ha definido la expansión de la generación mediante mecanis-

mos de subasta. Las nuevas subastas de energía se definen con cinco años de anticipación para las nuevas HPP (A-5), tres años de anticipación para las nuevas plantas termoeléctricas o eólicas y solares (A-3) y un año de anticipación para la contratación de energía. Ya existente (A-1 o A-2) o menos que eso en el caso de subastas de ajuste. En 2017, 2018 y 2019, también se realizaron subastas (A-6) para nueva energía de fuentes hidroeléctricas, termoeléctricas y eólicas. En 2019, se realizó la primera subasta del sistema aislado, para la adquisición de energía y potencia para servir al mercado de consumo en el Estado de Roraima, el único estado brasileño que no está conectado al SIN (CCEE, 2020).

Cabe destacar que las subastas están sistematizadas por EPE, promovidas por MME y coordinadas por ANEEL. La celebración de subastas se define por la situación momentánea en el sector y las fuentes que participan en cada subasta dependen de la política energética establecida, pudiendo participar en subastas de cualquier naturaleza (EPE, 2012). Por otro lado, en línea con la estrategia de desarrollo del gobierno a partir de fuentes renovables y con un bajo nivel de emisiones de GEI, se puede evitar que ciertos tipos de fuentes de combustibles fósiles participen en algunas subastas, como el caso de centrales eléctricas de carbón y fuel oil o diésel.

Las subastas no se han llevado a cabo con periodicidad estandarizada y los criterios para incluir o no las fuentes de energía no están claros (Relva et al., 2015). En muchas de las subastas realizadas, aunque disponibles, las plantas térmicas de gas natural no tuvieron éxito en la contratación. Esto se atribuye a las dificultades de suministro causadas por la falta de consolidación regulatoria en el sector del gas, problemas de logística e infraestructura (Colomer Ferraro and Hallack, 2012; Relva et al., 2015), (Relva et al., 2020) y cuestiones económicas de la transición (Neto and Shima, 2015).

La planificación preparada por EPE es indicativa y no determinante, con la excepción de PET, por lo tanto, actualmente existe una gran discrepancia entre la planificación indicativa y la real. En los últimos años, ha habido una alta penetración de fuentes renovables e intermitentes en la matriz eléctrica, lo que ha generado preocupaciones sobre la calidad de la energía y la seguridad del suministro de energía por parte de ONS, que en su último Plan de Operación Energética (PEN) destaca la necesidad de mejorar la eficiencia energética, subastas de nuevas energías considerando: (i) la compatibilidad de los términos de las obras de generación y transmisión; y (ii) la valoración de los atributos de cada tipo de generación, tales como seguridad de suministro, capacidad de envío, flexibilidad, complementariedad, bajo impacto ambiental, bajas emisiones de GEI y renovabilidad (ONS, 2020).

En términos de operación, todos los planes realizados son responsabilidad de ONS. El PEN tiene un horizonte de 5 años y se revisa anualmente. La primera publicación es 2000 y la última de 2019. El Plano da Operação Elétrica (PEL) tiene un horizonte de 1 año y se publica anualmente desde 2009, con la última publicación en 2018. El *Programa Mensal da Operação* (PMO) se lleva a cabo mensualmente y discretizado en etapas semanales y por nivel de carga, lo que resulta en los Informes Ejecutivos semanales de la PMO publicados desde 2011. La PMO también está vinculada a las pautas para la operación eléctrica mensual que se publica mensualmente desde 2015 y que considera eventos específicos, como: retraso en obras planificadas para el mes, nuevas infraestructuras en el sistema, vacaciones (carnaval, navidad, año nuevo) y eventos específicos (copa mundial y olimpiadas).

Si bien existe una gran coherencia en la periodicidad de publicación de los planes de operación, no ocurre lo mismo con el PET. EPE

indica que el horizonte de PET se cambió a 6 años para acelerar el proceso de licitación para los trabajos de transmisión y mitigar posibles demoras en la implementación de las expansiones. En la planificación de la transmisión, se observa una dificultad para sincronizar la expansión de la transmisión con la de la generación debido a la coyuntura de los nuevos potenciales que se están explorando (EPE, 2018k).

Cuestiones sociales y ambientales del Plan Nacional de Energía

El proceso de elaboración del PNE 2050 sigue la misma metodología adoptada para el PNE 2030. Los estudios se dividen en cuatro bloques: macroeconómico, demanda, oferta, consolidación / estudios finales. Entre los modelos utilizados para preparar el estudio se encuentra el *Modelo de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico* (PLANEL), desarrollado por EPE y utilizado para definir soluciones para expandir el suministro de energía considerando los costos (generación, transmisión y combustibles) y restricciones operativas y ambiental. Para el PNE 2030, el modelo utilizado para este propósito fue el *Modelo de Expansão de Longo Prazo* (MELP), desarrollado por el Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). El modelo, según PNE 2030 (EPE, 2007), determina la solución de expansión óptima considerando los costos de generación y expansión de las interconexiones del subsistema. El documento no menciona restricciones socioambientales. Para el PNE 2050, el Modelo de Estimativa de Parâmetros Demográficos (MEDEM) también se utiliza para construir el escenario demográfico, desarrollado por EPE y el Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) y el *Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia* (MSR), un modelo ascendente desarrollado por COPPE / UFRJ y mejorado por EPE.

La elaboración del PNE 2050 pasó por dos momentos, inicialmente se utilizó el término de referencia para su formulación, en la que se plantea como factores invariables a considerar

en la planificación: institución de mecanismos de gestión ambiental; condicionando las inversiones en proyectos a procesos más largos y rigurosos de evaluación, licenciamiento y monitoreo ambiental, con un impacto en los costos y cronogramas; cambio climático y sus impactos en el suministro de energía, estableciendo objetivos y costos para las emisiones de GEI; creciente participación de las energías renovables en la generación de electricidad; erradicación del hambre y la miseria, entre otros. Todavía señala incertidumbres críticas como la expansión de la base de consumo debido a la reducción de la desigualdad; cambio climático y tecnologías asociadas; inserción de tecnologías bajas en carbono. En cuanto a los escenarios de suministro de energía eléctrica, el término de referencia define la simulación de escenarios de evolución del suministro considerando las condiciones técnico-económicas y socioambientales. Con respecto a los problemas socioambientales, el único aspecto destacado que debe considerarse en las simulaciones son las restricciones de emisiones de GEI para el sector eléctrico. El documento señala que deben discutirse otros aspectos de este tema, tales como: costo de CSC, compensación y mitigación de emisiones, mecanismos de desarrollo limpio (MDL).

En el segundo paso, con miras a la preparación de los estudios PNE 2050, reestructura los subsidios para la preparación del estudio, presentando un nuevo marco que contiene un conjunto de información sobre políticas públicas, supuestos y estudios prospectivos y planes de expansión energética disponibles a mediano y largo plazo en los órganos de administración, directa e indirectamente, del gobierno federal y sus entidades, así como aquellos puestos a disposición por instituciones reconocidas a nivel nacional e internacional en los horizontes a mediano y largo plazo, publicados hasta finales de 2017. En resumen, este marco considera: premisas, restricciones y estudios prospectivos de escenarios nacionales y globales para la planificación a largo plazo; supuestos y estudios prospectivos sobre precios de la energía y

fuentes de energía; estudios prospectivos y de políticas públicas, que tienen una interfaz con el tema de planificación energética a mediano y largo plazo, que cubre temas de transporte y movilidad, desarrollo económico sectorial, seguridad energética, ciudades y saneamiento, suministro y disponibilidad de recursos hídricos, cambio climático, medio ambiente, entre otros. Ampliar la gama de partes interesadas y participar en el proceso de planificación a largo plazo del sector energético brasileño y destacar la importancia de su inserción en el contexto de las políticas públicas y la necesidad de coordinar con otros programas y políticas gubernamentales en sus diversos esferas (EPE, 2018n).

PNE 2030 considera los problemas socioambientales como una variable relevante en la decisión de formular estrategias para expandir el suministro de electricidad, sin embargo, no hay detalles en el plan sobre cómo se cuantificaron estos problemas y cómo contribuyeron al proceso de toma de decisiones. El plan también menciona que los indicadores de sostenibilidad fueron definidos en base al trabajo producido en 1994 por el *Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico* (COMASE). Los indicadores de sostenibilidad se clasificaron en tres temas principales: atmósfera (cambio climático y calidad del aire); agua (calidad del agua, afectada principalmente por la descarga de contaminantes de las actividades mineras) y suelo (cantidad de demanda de área, descarga de contaminantes, degradación y acidificación). El plan también destaca: (i) la incorporación, en el costo de las plantas termoeléctricas, de tecnologías de control ambiental debido a las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) y nitrógeno (NO_x); (ii) las actividades de análisis ambiental integrado llevadas a cabo por EPE dentro del alcance de las cuencas hidrográficas y (iii) el uso de una base de datos adaptada del Sistema de Información de Potencial Hidroeléctrico (SIPOT) de ELEKTROBRAS (EPE, 2007).

Consideración de cuestiones socioambientales en el Plan Decenal de Energía

Con respecto a la planificación de la expansión a mediano plazo, PDE 2026 presenta una sección que se refiere a EIA, que se lleva a cabo en tres etapas: 1) análisis espacial de la expansión, 2) temas socioambientales y 3) temas prioritarios de gestión ambiental. El análisis espacial, según el documento, *“señala posibles efectos acumulativos, sinergias y conflictos a escala regional, como resultado de la presión sobre el mismo recurso, en entornos frágiles o, aún, en conflictos con las poblaciones. Por otro lado, el mapeo permite visualizar una posible complementariedad entre las fuentes, contribuyendo al uso eficiente de la expansión (...)”* (EPE, 2017b). En el PDE se abordan diez temas socioambientales y se prepara un análisis de las emisiones de GEI. El documento también incluye un mapa y una matriz que resume los resultados de este análisis ambiental integrado, sin embargo, no hay evidencia en el documento de cuantificar los impactos, tanto de los aislamientos como de los acumulativos, y cómo esta información contribuyó a la toma de decisiones.

El documento establece que la variable ambiental se considera desde las etapas iniciales del proceso de planificación, siendo: (i) los estudios iniciales de líneas de transmisión que evitan el rastreo en áreas sensibles desde el punto de vista socioambiental; (ii) estudios de inventario hidroeléctrico y la mejor alternativa para dividir caídas; (iii) análisis de la complejidad de las unidades de producción de petróleo y gas y estimación del tiempo de licencia. Para la preparación de las próximas PDE, es probable que también utilice datos de las Evaluaciones Ambientales de Áreas Sedimentarias que *“se están iniciando con el objetivo de conciliar futuras actividades de petróleo y gas natural con aspectos socioambientales regionales”* (EPE, 2017b).

La Tabla 3 muestra los indicadores de sostenibilidad definidos por fuente de energía basados en la Nota técnica que hace referencia al análisis socioambiental de las fuentes de energía PDE 2026 (EPE, 2017a). Los indicadores presentes en la tabla son los enumerados en el documento como los principales que se deben considerar para cada fuente, y estos se cuantifican numéricamente en función de los trabajos

previstos en el plan. Sin embargo, el texto de la nota técnica discute otras condiciones ambientales, pero sin cuantificar los impactos, por ejemplo, cuando establece que el consumo de agua en las UTE puede ser significativo, especialmente cuando se trata de plantas en el sureste donde ya existe una gran presión en recursos hídricos, pero no se espera que esto restrinja la expansión.

Tabla 3. Principales indicadores de sostenibilidad considerados por fuente en PDE 2026

Indicador	Tipos de desarrollo						
	UHEs	PCHs	UTE	UTE Biomasa	Viento	Solar	Transmisión
Impactos ambientales							
Pérdida de vegetación nativa	•						
Área utilizada					•	•	
Humedal	•	•					
Transformación del entorno lótico al léntico	•						
Interferencia UC	•				•		•
Emisiones de GEI			•				
Impactos socioeconómicos							
Población afectada	•						
Interferencia en tierras indígenas	•				•		•
Interferencia con los pueblos quilombolas	•						•
Interferencia de infraestructura	•						
Beneficios socioeconómicos							
Generación de empleos en el sitio	•	•	•	•	•	•	•
Generación de empleos en la operación			•	•	•		
Aumento temporal de la recaudación municipal (ISS)	•						
Aumento permanente de los ingresos municipales	•						
Aumento permanente de los ingresos estatales	•						

Fuente: Elaboración propia

EPE (2017a) indica que las tres premisas principales para evaluar las fuentes son: (i) emisiones de GEI compatibles con el escenario brasileño propuesto que se refiere al Acuerdo de París, (ii) opción para proyectos que evitan áreas sensibles desde el punto de vista visión socioambiental y (iii) preferencia por proyectos que tengan menos impacto y mayores beneficios sociales, ambientales y económicos.

Matriz eléctrica brasileña y la inserción del Acuerdo de París

La participación de las plantas termoeléctricas en la generación de electricidad en 2015 en Brasil fue del 34.4% (EPE, 2017b). De esta cantidad, el 24.5% fue generado por biomasa, el 39.7% por gas natural, el 7.4% por nuclear y el 28.4% por productos de petróleo y carbón. En otras palabras, la generación por combustibles fósiles, excepto el gas natural, representó el 9.77% de la energía generada. La generación eólica superó la generación nuclear (EPE, 2017b). Para producir 1 MWh, el sector eléctrico brasileño emite 2.3 veces menos que el europeo, 2.9 veces menos que el sector eléctrico estadounidense y 4.8 veces menos que el chino (EPE, 2017a, 2018l). Aunque la matriz brasileña es mucho más limpia en comparación con otras matrices de energía, expande el aumento absoluto y relativo de las emisiones del sector eléctrico.

Brasil se comprometió en el Acuerdo de París (2015) a reducir las emisiones de GEI en un 37% por debajo de los niveles de 2005, en 2025, con una contribución indicativa posterior para reducir estas emisiones en un 43% por debajo de los niveles de 2005, en 2030 (Reis and Santos, 2015). Una vez que se establece el objetivo nacional, no hay distribución, y el compromiso formal de los objetivos entre los diferentes sectores del país. Sin embargo, en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC - *Nationally Determined Contributions*) establecido por el país en virtud del acuerdo, Brasil ha establecido objetivos para lograr un 10% de aumento de

eficiencia en el sector eléctrico para 2030 y aumentar la participación de las energías renovables, además de la hidroeléctrica, a al menos el 23% en el suministro de la demanda nacional de electricidad.

Aunque la proporción de fósiles se reduce en la matriz eléctrica, Brasil todavía está en desarrollo y tiene que resolver los desafíos de las demandas reprimidas. En este sentido, considerando el aumento de las fuentes intermitentes y la diversidad geográfica de los puntos de generación, la reducción de la capacidad de almacenamiento de los embalses (EPE, 2018k), y tal restricción de emisiones, ¿qué fuente de energía garantizará la estabilidad de las operaciones del SIN? ¿Es suficiente el recurso de biomasa para suplir esta deficiencia en fuentes despachables en el sector? ¿Cuál es la escala de los impactos del uso de la tierra y la presión sobre la agricultura que causaría un aumento exacerbado en el uso de la biomasa? ¿Serían suficientes medidas GLD más efectivas, descentralizar la generación y mejorar la robustez del sistema de transmisión para garantizar la seguridad del sistema eléctrico? ¿Cuáles son las limitaciones técnico-económicas, políticas, institucionales y macroeconómicas de estas soluciones? ¿Qué tan rápido se pueden implementar? ¿Deberíamos volver a considerar los depósitos de regularización en el medio de la Amazonía? ¿A qué costo económico y ambiental están justificados en términos de mitigar las emisiones de GEI? O deberíamos, de hecho, y eso es lo que señala la planificación, resolver los problemas de logística de gas natural y aumentar de manera efectiva y eficiente nuestro parque termoeléctrico, utilizando gas natural como combustible de transición. ¿Mientras qué tecnologías como el almacenamiento de energía eléctrica en escala o el uso de hidrógeno o captura y secuestro de carbono aún no son técnica y económicamente viables?

Las posibilidades son muchas, y pueden ser sinérgicas o no. Además de este desafío, otro as-

pecto a discutir en términos del sector eléctrico es su alta dependencia de fuentes intermitentes y la relación de este perfil con el cambio climático. Varios estudios, mencionados anteriormente, han señalado los impactos del cambio climático en la previsibilidad de las fuentes intermitentes, en el cambio del comportamiento de la demanda y en el rendimiento de las UTE. En otras palabras, si, por un lado, la defensa de la seguridad energética con el uso de combustibles fósiles crea riesgos para la seguridad climática, el cambio climático genera riesgos para la confiabilidad del sistema, especialmente aquellos con una alta proporción de fuentes renovables.

PERCEPCIÓN DE LOS DESAFÍOS E INCERTIDUMBRES DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL

La percepción de la seguridad energética difiere según varios elementos, entre los cuales podemos destacar: la cartera de recursos disponibles, el índice de desarrollo, la porción de la demanda de energía acumulada, las condiciones económicas momentáneas y la situación geopolítica. Por lo tanto, el peso de los impactos del cambio climático que se incorporarán a la planificación energética dependerá directamente de los factores de seguridad energética más sensibles.

La toma de decisiones para resolver los problemas de presión en el medio ambiente causados por el desarrollo humano está vinculada a la necesidad de apoyo mediante herramientas que convergen en el enorme volumen de información y ayudan en este proceso de toma de decisiones. Se trata de responder a estos escenarios de gestión de recursos naturales y energéticos cada vez más complejos, que son difíciles de entender debido a la dinámica y la sinergia de estas transformaciones socioambientales.

Las metodologías de los complejos indicadores de seguridad energética presentados (Sovacool, 2011; Vivoda, 2010) básicamente

configuran un análisis de la sostenibilidad del sector energético que considera aspectos técnicos, políticos, económicos, sociales y ambientales. Por lo tanto, parece que, aunque existe una discusión sobre la oposición de los procesos de seguridad climática y ambiental, a medida que avanzan las discusiones y debates científicos, los dos temas tienden a ganar nuevos puntos de intersección.

Por lo tanto, basado en las observaciones de Khatib (2007), la integración energética es un elemento central de la seguridad energética. El intercambio de recursos, la diversificación de las fuentes, el desarrollo de tecnologías destinadas a las energías renovables y la atención adecuada al cambio climático, además de ser parte del marco de medidas importantes para la seguridad energética, también son elementos centrales del desarrollo sostenible. A través de este análisis, los elementos de integración energética que apuntan a la seguridad recaen en la dinámica geopolítica y comercial de la logística energética. Por lo tanto, está claro que el tema de la seguridad energética abarca varias áreas de conocimiento y que los elementos de incertidumbre con respecto a la planificación energética que apunta al desarrollo limpio y sostenible pueden clasificarse en cinco aspectos: (i) incertidumbres científicas; (ii) incertidumbres económicas; (iii) incertidumbres geopolíticas; (iv) incertidumbres tecnológicas; y (v) incertidumbres políticas e institucionales.

i) Las incertidumbres científicas son las relacionadas principalmente con la ciencia climática, es decir, la precisión de las respuestas a las siguientes preguntas: (i) ¿Cuál es el aumento máximo de temperatura que no constituye una interferencia antrópica peligrosa? ¿Este aumento configura la concentración de GEI en la atmósfera? ¿Cuál es la cantidad de emisiones que realmente necesita reducirse para que ocurra esta estabilización? ¿Cómo se traducirá el aumento de la temperatura media global en impactos climáticos? ¿Todavía hay tiempo para

reducir las emisiones para evitar una catástrofe climática sin dañar el desarrollo de los países pobres y subdesarrollados?

ii) Las incertidumbres económicas son aquellas relacionadas con los riesgos de crisis económica en los países desarrollados, después de todo, se establece que dada una crisis económica, se evita el aumento de energía, así como la inversión en nuevas tecnologías para generación, mitigación, eficiencia energética, investigación y desarrollo y puede generar fugas de carbono. Y los riesgos del crecimiento no económico en países de bajos ingresos y subdesarrollados, ya que se recomienda energía y suministros baratos debido al cambio climático.

iii) Las incertidumbres geopolíticas están directamente relacionadas con el concepto de tragedia de los bienes comunes. Con qué eficacia se distribuirá y asumirá la responsabilidad de reducción de GEI. La eficiencia del uso de los recursos energéticos está directamente relacionada con los procesos de integración energética, ¿cómo se diseñará este proceso en las próximas décadas a medida que cada país parte de diferentes premisas y necesidades energéticas?

iv) Las incertidumbres tecnológicas están relacionadas con el pronóstico del desarrollo tecnológico en los próximos años, principalmente con respecto a hidrógeno, el sistema de almacenamiento de energía eléctrica, CSC y gestión de residuos nucleares.

v) Las incertidumbres políticas e institucionales residen en la capacidad de los Estados para generar objetivos viables de reducción de GEI, lidiar con los grupos de presión de los diferentes sectores del sector y establecer regulaciones eficientes que aceleren el establecimiento de políticas de eficiencia energética, generación distribuida y redes inteligentes.

En cuanto a la planificación energética brasileña, se identificaron dos elementos centrales. El

primero se refiere a la eficiencia de la planificación que se ha desarrollado. Se advierte el desajuste entre los planes indicativos elaborados por EPE y el realmente ejecutado. Institucionalmente, aún existe poca consideración de este planeamiento para garantizar la seguridad energética, esto se puede ejemplificar al observar la defensa del ONS mejorando las subastas en cuanto a (i) la compatibilidad de los plazos para las obras de generación y transmisión; y (ii) la valoración de atributos de cada tipo de generación, tales como seguridad de suministro, impacto ambiental, emisiones, entre otros. La evaluación de estos indicadores y la compatibilidad de los plazos son elementos inherentes al proceso de planificación. Por tanto, esto indica la tendencia a establecer las subastas como la propia herramienta de planificación y no como los estudios indicativos de la EPE.

En teoría, los estudios indicativos de la EPE consideran aspectos socioambientales y emisiones de GEI para definir la combinación ideal de recursos en la planificación. En este caso, desconocer esta planificación, puede enmarcarse como un aspecto de incertidumbre política e institucional. Otros aspectos de la incertidumbre política e institucional identificados en la planificación nacional son: (i) la falta de una definición clara de qué aspectos de la seguridad energética se priorizan en el país, (ii) la falta de claridad en la metodología de medición de los aspectos socioambientales para la definición la expansión del suministro de energía eléctrica y (iii) la indefinición de las metas del sector eléctrico para el cumplimiento de los compromisos asumidos en el acuerdo de París. La combinación de estos factores genera un descrédito a la planificación que se ha realizado, poniendo en riesgo la búsqueda del desarrollo sostenible y la reducción de emisiones de GEI.

El segundo elemento central identificado en la planificación brasileña está relacionado con las tecnologías de generación de energía. El PNE 2030, publicado en 2008, ni siquiera menciona

las redes inteligentes; no considera la energía fotovoltaica como una fuente relevante en 2030 y estima un potencial eólico para el mismo año considerablemente menor que el actualmente instalado. En este sentido, hay un mayor cuidado con este tema en los estudios iniciales del PNE 2050, que clasifican como incertidumbres críticas: cambios climáticos y tecnologías asociadas; e inserción de tecnologías bajas en carbono. Por tanto, este contexto se puede enmarcar como un aspecto de la incertidumbre tecnológica en la planificación energética brasileña.

Estas incertidumbres se traducen en desafíos para todos los sistemas de energía eléctrica. Especialmente en el sector eléctrico brasileño, los principales desafíos que se pueden enumerar en esta categorización de incertidumbres son el establecimiento de herramientas para sistematizar la información ambiental e identificar la posición de los tomadores de decisiones para la consolidación de la información necesaria para el establecimiento de una planificación energética consistente y adaptable dirigida al desarrollo sostenible.

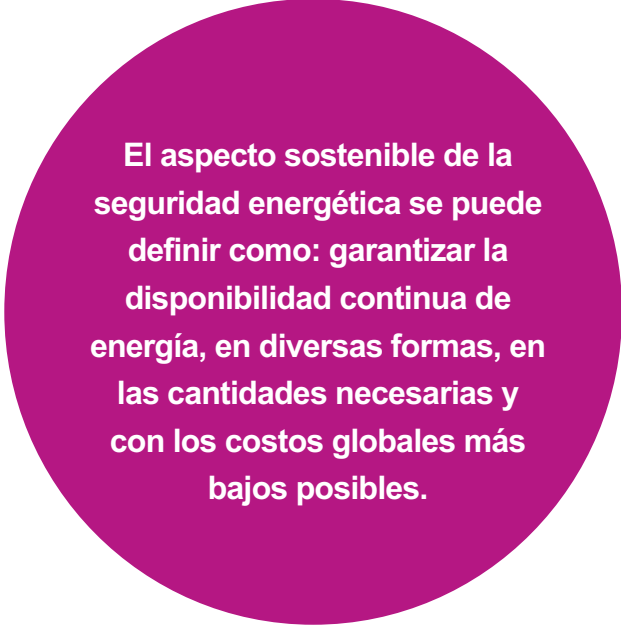
CONCLUSIÓN

Este trabajo buscó sistematizar los desafíos e incertidumbres de la PE con un enfoque en el desarrollo limpio y sostenible. Muchas de las soluciones relevantes para el desarrollo limpio y sostenible están en el campo del desarrollo de nuevas tecnologías. Sin embargo, se deben explicar varios desafíos políticos e institucionales, de modo que se establezca un proceso de transición energética que no dependa solo de la existencia o no del avance tecnológico.

Parece que, aunque existe una compensación entre la energía y la seguridad ambiental, los conceptos de seguridad energética se han acercado cada vez más a los conceptos que involucran

la sostenibilidad. Por lo tanto, se concluye que el aspecto sostenible de la seguridad energética se puede definir como: garantizar la disponibilidad continua de energía, en diversas formas, en las cantidades necesarias y con los costos globales más bajos posibles. En este sentido, el concepto de planificación integrada de recursos aparece como una posible solución siempre que se incorpore dinámicamente.

La propia PE está dotada de incertidumbres y riesgos, por lo que es esencial establecer procesos de planificación que resalten las incertidumbres, incorporen la mayor cantidad de información posible, de manera clara y sistémica y que, principalmente, puedan revisarse y actualizarse constantemente para reducir las incertidumbres. Se pueden tomar ejemplos de los diferentes planes llevados a cabo dentro del alcance del sector eléctrico brasileño, en los cuales se proponen planes a mediano y largo plazo, con revisiones anuales.



El aspecto sostenible de la seguridad energética se puede definir como: garantizar la disponibilidad continua de energía, en diversas formas, en las cantidades necesarias y con los costos globales más bajos posibles.

REFERENCIAS

- ANEEL. (2017). *Espaço empreendedor*. <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=57&idPerfil=5>
- APERC. (2007). *A quest for energy security in the 21st century*. Asia Pacific Energy Research Centre.
- Bazilian, M., Hobbs, B. F., Blyth, W., MacGill, I. and Howells, M. (2011). Interactions between energy security and climate change: A focus on developing countries. *Energy Policy*, 39(6), 3750–3756. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.003>
- Bellen, H. M. van. (2002). *Indicadores de sustentabilidade: uma análise comparativa* [Universidade Federal de Santa Catarina]. <http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/84033%0A>
- Bicalho, R. (2014). *The challenges of energy in Brazil in video I [Os desafios da energia no Brasil em vídeo I]*. Blog Infopetro; GEE2013, POLÍTICA ENERGÉTICA, SEMINÁRIOS, SETOR DE GÁS, SETOR ELÉTRICO, SETOR ENERGÉTICO. <https://infopetro.wordpress.com/2014/01/13/os-desafios-da-energia-no-brasil-em-video-i/>
- BP. (2018). *BP Statistical review of world energy 2018*.
- CCEE. (2020). *Leilões*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afzLoop=71357684373632&_adf.ctrl-state=e4fphazet_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D71357684373632%26_adf.ctrl-state%3De4fphazet_5
- Cima, F. M. (2006). *Utilização de indicadores energéticos no planejamento energético integrado* [Universidade Federal do Rio de Janeiro]. http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Fernando_Monteiro_Cima.pdf
- Colomer Ferraro, M. and Hallack, M. (2012). The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy*, 50, 601–612. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.063>
- Ostrom, E., Dietz, T., Dolšak, N., Stern, P. C., Stonich, S. and Weber, E. U. (2002). The Drama of the Commons. *National Academies Press*. <https://doi.org/10.17226/10287>
- EPE. (2007). *Plano nacional de energia 2030*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE).
- EPE. (2012). *Perguntas frequentes*. <http://www.epe.gov.br/acessoinformacao/Paginas/perguntasfrequent.es.aspx>
- EPE. (2017a). *Análise socioambiental das fontes energéticas do PDE 2026*.
- EPE. (2017b). *Plano decenal de expansão de energia 2026*.
- EPE. (2018a). *Cenários de demanda para o PNE 2050, Relatório parcial 2*.
- EPE. (2018b). *Cenários econômicos para o PNE 2050, Relatório parcial 1*.
- EPE. (2018c). *Considerações sobre a expansão hidrelétrica nos estudos de planejamento energético de longo prazo*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo.pdf>. Acesso em: 06 out. 2019
- EPE. (2018d). *Considerações sobre a participação da sociedade no planejamento de longo prazo*.
- EPE. (2018e). *Considerações sobre a participação do gás natural na matriz energética no longo prazo*. <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo.pdf>
- EPE. (2018f). *Considerações sobre o comportamento do consumidor*.
- EPE. (2018g). *Desafios da transmissão no longo prazo*.

- EPE. (2018h). *Desafios do pré-sal*.
- EPE. (2018i). *Disponibilidade hídrica e usos múltiplos*.
- EPE. (2018j). *Eletromobilidade e biocombustíveis*.
- EPE. (2018k). *Estudos para a expansão da transmissão*.
- EPE. (2018l). *Mecanismos de carbono*.
- EPE. (2018m). *Mudanças climáticas e desdobramentos sobre os estudos de planejamento energético: Considerações iniciais*.
- EPE. (2018n). *Nota técnica PR 02/18: Subsídios para elaboração do plano nacional de energia 2050*. [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-455/01.Subsídios para Elaboração do Plano Nacional de Energia 2050 \(NT PR 02-18\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-455/01.Subsídios%20para%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20do%20Plano%20Nacional%20de%20Energia%202050%20(NT%20PR%2002-18).pdf)
- EPE. (2018o). *Nota técnica PR 03/18: Análise comparativa de planos de energia de longo prazo de países da América Latina*. [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-455/02. Análise Comparativa de Planos de Energia de Longo Prazo de Países da América Latina \(NT PR 03-18\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-455/02.Análise%20Comparativa%20de%20Planos%20de%20Energia%20de%20Longo%20Prazo%20de%20Países%20da%20América%20Latina%20(NT%20PR%2003-18).pdf)
- EPE. (2018p). *Nota técnica PR 04/18: Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050*. www.mme.gov.br
- EPE. (2018q). *Nota técnica PR 07/18: Premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050*. <http://epe.gov.br>
- EPE. (2018r). *Nota técnica PR 08/18: Recursos energéticos distribuídos 2050*.
- EPE. (2018s). *Nota técnica PR 09/18: Premissas e custos da oferta de energia elétrica*. www.mme.gov.br
- EPE. (2018t). *Panorama e perspectivas sobre integração energética regional*.
- EPE. (2018u). *Papel da biomassa na expansão da geração de energia elétrica*.
- Fonseca, P. M. M. da. (2011). *Segurança energética e segurança climática: Dois mundos em colisão*. Universidade Técnica de Lisboa.
- Frei, C. W. (2004). The Kyoto protocol—a victim of supply security? *Energy Policy*, 32(11), 1253–1256. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.12.012>
- Grimoni, J. A. B., Galvão, L. C. R., Udaeta, M. E. M. and Kanayama, P. H. (2015). *Introduction to concepts of energy systems for clean development [Iniciação a conceitos de sistemas energéticos para o desenvolvimento limpo]* (2nd ed.). Edusp.
- Hansen, J., Sato, M., Ruedy, R., Kharecha, P., Lacis, A., Miller, R., Nazarenko, L., Lo, K., Schmidt, G. A., Russell, G., Aleinov, I., Bauer, S., Baum, E., Cairns, B., Canuto, V., Chandler, M., Cheng, Y., Cohen, A., Del Genio, A., ... Zhang, S. (2007). Dangerous human-made interference with climate: a GISS modelE study. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 7(9), 2287–2312. <https://doi.org/10.5194/acp-7-2287-2007>
- Helm, D. (2002). Energy policy: security of supply, sustainability and competition. *Energy Policy*, 30(3), 173–184. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00141-0](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00141-0)
- IEA. (2019). *Key world energy statistics*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.00927-1>
- IPCC. (2014). *Climate change 2014: Synthesis report. Contribution of working groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (The Core Writing Team, R. K. Pachauri, & L. A. Meyer (eds.)). https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf
- IRENA. (2017). *REthinking energy 2017: Accelerating the global energy transformation*. International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://doi.org/10.1007/s00063-001-1014-y>
- Kanayama, P. H. (2007). *Mecanismos de desenvolvimento limpo no PIR* [Escola Politécnica da Universidade de São Paulo]. In 2007. <https://doi.org/080980>
- Khatib, H. (2007). Energy security. In *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability* (pp. 111–131). Communications Development Incorporated.

- Laponche, B. (2001). *The green paper: Towards a european strategy for the security of energy supply*.
- Leturcq, G. (2016). Differences and similarities in impacts of hydroelectric dams between north and south of Brazil. *Ambiente & Sociedade*, 19(2), 265–286. <https://doi.org/10.1590/1809-4422ASOC0254R1V1922016>
- Månsson, A., Johansson, B. and Nilsson, L. J. (2014). Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies. *Energy*, 73, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.073>
- Narula, K. (2014). Is sustainable energy security of India increasing or decreasing? *International Journal of Sustainable Energy*, 33(6), 1054–1075. <https://doi.org/10.1080/14786451.2013.811411>
- Narula, K., Sudhakara Reddy, B., Pachauri, S. and Mahendra Dev, S. (2017). Sustainable energy security for India: An assessment of the energy supply sub-system. *Energy Policy*, 103, 127–144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.001>
- Neto, J. G. and Shima, W. T. (2015). Porque é tão difícil a integração entre os setores de energia elétrica e gás natural no brasil? uma análise à luz da economia dos custos de transação. *Agenda Política*, 3(2), 156–183.
- OECD/IEA. (2015). *Energy and climate change*. <https://www.arpa.veneto.it/temi-ambientali/energia/file-e-allegati/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- OECD/IEA, & IRENA. (2017). *Perspectives for the Energy Transition – Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*. International Energy Agency (IEA) and International Renewable Energy Agency (IRENA). www.oecd.org/about/publishing/corrigenda.htm
- ONS. (2020). *Atuação do ONS sobre o SIN. Operador nacional do sistema*. <http://www.ons.org.br/atuacao/index.aspx>
- Pereira, A., Marreco, J., Almeida, M. and Neto, V. C. (2005). *Aspectos Fundamentais de Planejamento Energético*.
- Reis, L. B. dos. and Santos, E. C. (2015). *Energia elétrica e sustentabilidade: Aspectos tecnológicos, socioambientais e legais*. (2nd ed.). Editora Manole.
- Relva, S. G., Silva, V. O. da., Peyerl, D., Gimenes, A. L. V. and Udaeta, M. E. M. (2020). Regulating the electro-energetic use of natural gas by gas-to-wire offshore technology: Case study from Brazil. *Utilities Policy*, 66, 101085. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101085>
- Relva, S. G., Udaeta, M. E. M., Grimoni, J. A. B. and Galvão, L. C. R. (2015). Avaliação comparada de geração de energia por fontes renováveis e não renováveis nos sistemas elétricos. *Anais Do XXIII SNPTEE*.
- Romano, G. (2014). Energy security and climate change in the European Union [Segurança energética e mudanças climáticas na União Europeia]. *Contexto Internacional*, 36(1), 113–143. <https://doi.org/10.1590/s0102-85292014000100004>
- Santos, G. A. G. dos., Barbosa, E. K., Silva, J. F. S. da. and Abreu, R. da S. de. (2008). Por que as tarifas foram para os céus? Postas para o setor elétrico Brasileiro. *Revista Do BNDES*, 14(29), 435–474.
- Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPDE). (2020). *Plano decenal de expansão de energia – PDE*. http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/-/document_library_display/D4vwZfLTpgWb/view_file/1039275?_110_INSTANCE_D4vwZfLTpgWb_redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br
- Smil, V. (2010). *Energy transitions: History, requirements, prospects*. Praeger/ABC CLIO.
- Sovacool, B. K. (2011). Evaluating energy security in the Asia pacific: Towards a more comprehensive approach. *Energy Policy*, 39(11), 7472–7479. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.008>

Stram, B. N. (2016). Key challenges to expanding renewable energy. *Energy Policy*, 96, 728–734. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.05.034>

Udaeta, M. E. M. (1997). *Planejamento integrado de recursos energéticos - PIR - para o setor elétrico (pensando o desenvolvimento sustentável)* [Escola Politécnica da Universidade de São Paulo]. <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09082001-113018/pt-br.php>

United Nations. (1987). *Report of the World Commission on Environment and Development: Our common Future*. https://sswm.info/sites/default/files/reference_attachments/UN_WCED_1987_Brundtland_Report.pdf

United Nations. (2015). *Adoption of the Paris agreement, 21st Conference of the Parties*. <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>

Vera, I. and Langlois, L. (2007). Energy indicators for sustainable development. *Energy*, 32(6), 875–882. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.08.006>

Vivoda, V. (2010). Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: A novel methodological approach. *Energy Policy*, 38(9), 5258–5263. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.028>

Yergin, D. (1988). Energy Security in the 1990s. *Foreign Affairs*, 67(1), 110. <https://doi.org/10.2307/20043677>

VULNERABILIDAD ENERGÉTICA EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUENOS AIRES. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO Y PROBLEMÁTICAS EN EL BARRIO PRESIDENTE SARMIENTO

*ENERGY VULNERABILITY IN THE METROPOLITAN AREA OF BUENOS AIRES.
CHARACTERIZATION OF CONSUMPTION AND PROBLEMS IN THE PRESIDENTE
SARMIENTO NEIGHBORHOOD*

Mauricio Agustín Briaturi ¹, Agustín Quesada ², Agustín Villar ³, Guillermo Mirochnic ⁴

Recibido: 30/05/2020 y Aceptado: 18/12/2020
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (76 - 93)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Tatiana Zanon de Unsplash.

1 Investigador independiente. Argentina.

briaturi@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-1597-699X>

2 Universidad de Buenos Aires (UBA). Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Argentina.

agustinqesada.geo@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-0479-2442>

3 Consultor independiente. Argentina.

avillar89@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-0270-4901>

4 Universidad de Buenos Aires (UBA). Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo. Argentina.

guillermo@irarquitectura.com

<https://orcid.org/0000-0001-7113-2236>

RESUMEN

En Latinoamérica existen innumerables barrios populares en donde la provisión de energía es irregular. El conocimiento de cuánto y cómo se consume en estos barrios es escaso y necesario para generar políticas de inclusión. Por tanto, son objetivos de esta contribución cuantificar el consumo de un barrio popular, comparar este consumo con la media del sector residencial de la zona a la que pertenece y, finalmente, caracterizar su vulnerabilidad energética. En el Área Metropolitana de Buenos Aires, el barrio Presidente Sarmiento está compuesto de 1,174 viviendas distribuidas en 52 edificios semejantes lo que lo convierte en un apropiado sitio de estudio. En 2018, un censo consultó por la presencia o ausencia de 15 artefactos en las viviendas. A partir de esta base de datos, valores de macromediciones eléctricas y relevamientos en territorio se elaboró un modelo que permitió analizar la distribución de los consumos del barrio, caracterizar los usos finales y detectar problemas de vulnerabilidad energética. Se obtuvo que las viviendas del barrio consumen en promedio 12,395 kWh/año, valor levemente inferior que la media de la región. Pese a que, en general, no abonan por la energía, al menos un 17% de las viviendas registra un severo déficit de calefacción y agua caliente sanitaria.

Palabras clave: Barrio Presidente Sarmiento, Pobreza Energética, Servicios Públicos, Electricidad, Gas, Calefacción, Infraconsumo, Argentina.

ABSTRACT

In Latin America, there are countless popular neighborhoods where energy supply is irregular. In order to generate inclusion policies in these neighborhoods it is highly necessary to collect information about the amount and the way in which energy is consumed. However, this type of data is normally scarce. Therefore, the aims of this paper are to quantify the consumption, to compare it with the average of the residen-

tial sector in the area to which it belongs, and to characterise its energetic vulnerability. Presidente Sarmiento neighborhood located in Buenos Aires Metropolitan Area consists of 1,174 apartments distributed in 52 similar buildings, which makes it an appropriate study site. In 2018, a population census gathered data about the existence of 15 energy artifacts in these houses. This database together with electrical macro measurement values and surveys made in the territory was used to develop a model that allowed analyzing the distribution of consumption in the neighborhood, characterizing end uses and detecting energy vulnerability problems. It was found that dwellings in this neighborhood consume an average of 12,395 kWh/year, slightly lower than the average for the region. Despite the fact that, at large they do not pay for the energy supply, at least 17% of the apartments has a severe deficiency in heating and sanitary hot water, which is their main energy use.

Keywords: *Presidente Sarmiento Neighborhood, Energy Poverty, Utilities, Electricity, Gas, Heating, Underconsumption, Argentina.*

INTRODUCCIÓN

Decenas de millones de personas en Latinoamérica viven en barrios populares también conocidos como villas, favelas o asentamientos informales. Los barrios populares¹ se caracterizan por ser lugares con alta densidad poblacional agrupada en viviendas humildes dentro de trazados urbanos precarios con redes de servicios públicos informales. En América Latina viven en estas condiciones más de 111 millones de personas, lo que representa un 24% de su población urbana (Organización de las Naciones

1 Un Barrio Popular, según el decreto 2760 de 2015 y la ley nacional 27453 del año 2018 del Estado argentino, es aquel que reúne al menos a 8 familias agrupadas o contiguas, donde más de la mitad de la población no cuenta con título de propiedad del suelo ni acceso regular a dos, o más, de los servicios básicos (red de agua corriente, red de energía eléctrica con medidor domiciliario y/o red cloacal).

Unidas, 2012). Según el relevamiento del Registro Nacional de Barrios Populares (RENABAP, 2018), alrededor de 1,600 barrios populares se localizan dentro del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), superando un tercio de los barrios populares de Argentina.

La presente contribución se enmarca en trabajos en curso que está apoyando el Banco Mundial en barrios populares del AMBA a través del Proyecto de Transformación Urbana del Área Metropolitana de Buenos Aires. En esta región los precarios servicios de energía (electricidad y gas natural por red) en este tipo de poblaciones presentan rasgos distintivos. El servicio eléctrico se encuentra inmerso dentro de un Acuerdo Marco² (vencido, aunque en la práctica está en aplicación), donde las distribuidoras se comprometen a entregar energía eléctrica en uno o más medidores colectivos instalados en los asentamientos, no asumiendo obligación ni responsabilidad alguna respecto del tendido eléctrico de baja tensión, ni su mantenimiento o vigilancia sobre las redes conectadas por terceros. A su vez, el pago del servicio se encuentra a cargo de un Fondo Especial constituido con aportes del Estado Nacional y las provincias involucradas. Este esquema implica que las conexiones de las viviendas no cuenten con ningún tipo de inspección y que se desconozca el consumo energético del usuario. En relación al servicio de gas natural por red (una excepcionalidad dentro de este tipo

2 Este Acuerdo Marco, firmado por las empresas distribuidoras sometidas a jurisdicción nacional, el Estado Nacional y la Provincia de Buenos Aires, y aprobado por el Decreto N° 1972/2004, dispuso las condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de energía eléctrica en los barrios carenciados definidos como Asentamientos Categoría A y B, según la posibilidad de abrir calles y regularizar la situación parcelaria. El Acuerdo Marco fue prorrogado mediante una Adenda suscripta por las partes y ratificada por la Resolución 900/2008 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y el Decreto 732/09 de la Provincia de Buenos Aires. Pese al tiempo transcurrido, al día de hoy, las partes no han suscripto otro acuerdo prorrogando en la práctica su vigencia.

de barrios) su suministro es informal, no existiendo acuerdos formales entre la distribuidora y el Estado.

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2009), los estratos pobres destinan una proporción más significativa de sus ingresos en energía y consumen una menor cantidad de energía que el resto de los estratos sociales. No obstante, los habitantes de barrios populares del AMBA podrían presentar un sobreconsumo de energía producto de la gratuidad del servicio. Chévez, San Juan y Martini (2019) sostiene que el consumo promedio de energía en poblaciones residenciales formalizadas de la región AMBA es un 70% - 93% superior al de los habitantes de poblaciones vulnerables o informales, diferencia en parte provocada por el limitado acceso a artefactos energéticos y a la red de gas natural. A su vez, en relación con la demanda de energía residencial, Gastiarena, Fazzini, Prieto, y Gil (2017), establece que el consumo promedio residencial en esta región de clima templado es de 12,900 kWh/año/vivienda, siendo la climatización (42%), seguido del calentamiento de agua (28%), la cocción de alimentos, (9%) y la refrigeración de alimentos (8%), los que explican los principales usos finales de la energía.

Breve marco conceptual

La pobreza de un hogar desde el punto de vista de la energía son problemáticas que aún tienen un escaso abordaje teórico en Latinoamérica (Dehays y Schuschny, 2018). La pobreza energética emergió como concepto en Europa hace casi 50 años a raíz de la crisis energética del Reino Unido de 1973. En primer lugar, fue definida como la incapacidad de mantener el hogar a una temperatura adecuada (Fernández Amor, 2019; Lewis, 1982). Posteriormente, Boardman (1991) agregó un umbral económico y propuso que la pobreza energética es la incapacidad de un hogar de obtener servicios energéticos adecuados por el 10% de sus ingresos. De esta manera, se establecieron alrededor de este innovador concepto para su época tres indicadores

de pobreza energética: los elevados precios de la energía, los bajos ingresos de los hogares y la falta de eficiencia energética de las viviendas.

A medida que se globalizó el concepto de pobreza energética requirió adaptaciones para dar cuenta de las particularidades de cada región. No tardaron en emerger nuevos enfoques desde donde evaluar la problemática. Uno de los más interesantes es la propuesta de Bouzarovski y Petrova (2015) que considera que la pobreza energética consiste en la incapacidad de un hogar de alcanzar un nivel social y materialmente necesario de servicios domésticos de la energía. La novedad consiste en que esta definición permite comprender que la gente no demanda energía *per se*, sino servicios energéticos como movilidad, lavado, calefacción, cocina, refrigeración e iluminación de los que se obtiene un beneficio para lograr el bienestar humano (Suarez, 2018).

Además, el mencionado trabajo de Bouzarovski y Petrova (2015) establece el concepto de vulnerabilidad energética. La definen como un conjunto de condiciones que conducen a la pobreza energética. Es la probabilidad o propensión de un hogar a que entre en pobreza energética por no poder recibir una cantidad adecuada de servicios energéticos. La vulnerabilidad energética incluye factores externos como variables culturales y las dinámicas institucionales propias de cada región que agrega a los tres factores causales de la pobreza energética ya mencionados, los siguientes factores: a) accesibilidad al recurso limitada; b) asequibilidad, entendida como la desproporción entre el coste de la energía y los ingresos del hogar; c) flexibilidad, entendida como la capacidad de pasar de un servicio de provisión energético a otro apropiado para las necesidades del hogar; d) baja eficiencia energética, lo cual conlleva alta pérdida de energía útil en el hogar durante el proceso de conversión; e) necesidades, que suponen un desequilibrio entre los requerimientos energéticos en el hogar y los servicios de los que se dispone; a su vez, estas necesidades están moldeadas por razones

sociales, culturales, económicas o de salud; y por último, f) factores vinculados a prácticas ineficientes, debido a la falta de conocimiento de programas de apoyo o maneras de utilizar la energía de manera más eficiente. El enfoque de la vulnerabilidad energética permite reconocer las causas más estructurales de la privación de la energía en los hogares (Pellicer-Sifres, 2018).

La generación de políticas para la inclusión energética de los asentamientos y urbanizaciones informales requiere conocer particularidades y problemáticas de estas poblaciones vulnerables. En este sentido, la vulnerabilidad energética es un concepto más descriptivo para la compleja situación de los barrios con servicios de energía irregulares en la zona de estudio. Teniendo en cuenta este marco general y conceptual la contribución tiene por objetivos cuantificar el consumo de energía (electricidad y gas natural) de las viviendas de un barrio popular, caracterizarlo, analizar la presencia de viviendas vulnerables energéticamente, y comparar sus consumos con la media de consumo residencial de la región AMBA, en la que está inmerso. Finalmente, se busca enumerar las causas estructurales que caracterizan la problemática de la vulnerabilidad energética encontrada en el Barrio Presidente Sarmiento del AMBA.

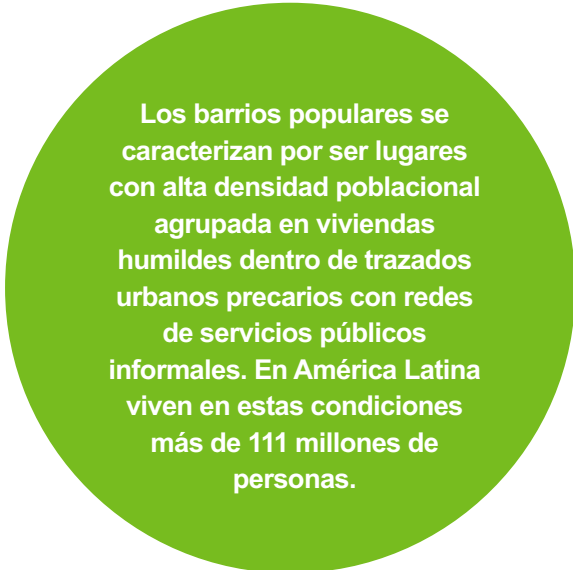
MÉTODOS

Descripción del sitio de estudio

En la Ciudad del Palomar, partido de Morón, Provincia de Buenos Aires, Argentina se localiza el Barrio Presidente Sarmiento (BPS), un complejo de 52 edificios semejantes (*monoblocks*) ubicado en 32 hectáreas de dominio público, que concentra 4,249 habitantes en un total de 1,174 viviendas de 2, 3, 4 y 5 dormitorios (Figura 1). Fue construido entre los años 1972 y 1973 como parte del Plan Nacional de Erradicación de Villas de Emergencia (ley 17.605 del año 1968) y desde su construcción el mantenimiento ha sido escaso, situación que provocó la presencia de ocupación de terrenos y la construcción informal.

Si bien el BPS no se encuentra formalmente incluido como barrio popular en las bases de datos del RENABAP, comparte con éstos ciertas características. Gran parte de la población del BPS no cuenta con título de propiedad. En cuanto a la provisión de los servicios, los habitantes si bien cuentan con redes de gas natural, electricidad (Acuerdo Marco) y agua, éstas no presentan ningún tipo de mantenimiento y han caído en la informalidad, generando la existencia de pérdidas de gas, pinchaduras en las cañerías de agua que pueden alterar su características organolépticas y múltiples conexiones eléctricas clandestinas. A su vez, los usuarios no cuentan con medidor domiciliario.

Las viviendas del BPS están agrupadas en edificios orientados norte - sur y este - oeste. Con el transcurso del tiempo se fueron incorporando por autoconstrucción, viviendas en espacios verdes y espacios vacantes (plantas de edificios sin unidades funcionales). A su vez, los edificios han ido sufriendo modificaciones sobre su estructura original, en particular, cuentan con ampliaciones, recambios de carpinterías, instalaciones exteriores *ad-hoc* (agua, gas y electricidad). Todas estas presentan la condición de ser irregulares, generando exposición de muros de ladrillo sin revoque, carpinterías mal amuradas con bajas prestaciones y tirajes mal instalados.



Los barrios populares se caracterizan por ser lugares con alta densidad poblacional agrupada en viviendas humildes dentro de trazados urbanos precarios con redes de servicios públicos informales. En América Latina viven en estas condiciones más de 111 millones de personas.

Figura 1. Mapa de ubicación

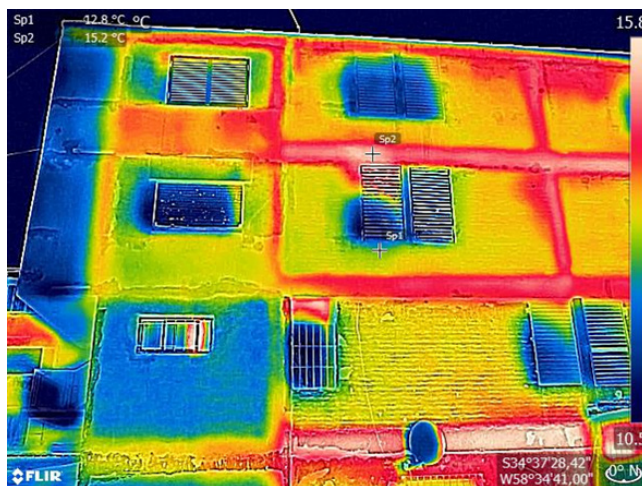


Fuente: Google Earth

Con objeto de observar el rendimiento energético de las viviendas, en noviembre de 2018 se realizó un estudio termográfico sobre las fachadas del BPS (Figura 2). Durante una madrugada invernal, se pudo detectar, producto del contraste entre la fría temperatura ambiente y el interior de las viviendas calefaccionadas, la existencia

de puentes térmicos, es decir, la pérdida de energía calórica por las vigas, losas y columnas (más cálidas que la mampostería). Esto, sumado a materiales ineficientes y escaso mantenimiento de la vivienda evidenció una mala aislación térmica en las fachadas.

Figura 2. Termografía de uno de los edificios tipo monoblock del BPS



Fuente: Elaboración propia

Respecto a los servicios energéticos de barrio, la electricidad es suministrada por la distribuidora local hasta dos Centros de Transformación (CT) de media a baja, siendo el tendido interno de baja tensión mixto, ya que presenta sectores aéreos y subterráneos. A su vez, la distribuidora asociada a la jurisdicción del barrio, es la responsable de suministrar el servicio de gas natural (empresa distinta a la distribuidora encargada de brindar el suministro eléctrico). El estado actual de la red presenta un deterioro avanzado, los gabinetes de medidores se encuentran en mal estado y sus conexiones presentan pérdidas. Ambos servicios presentan la condición de informales.

Partiendo de un enfoque *top down* se analizaron los consumos energéticos (consumo agregado de gas y electricidad) del BPS, es decir, una cuantificación de toda la energía requerida por los habitantes del barrio. Para ello, se realizó el estudio de ambos vectores energéticos en

forma separada y conjunta a lo largo del periodo (2017-2018). Respecto a los servicios de electricidad y gas natural por red se encontró, en base a la información de macromediciones en estaciones transformadoras³ y datos suministrados por la distribuidora de gas natural⁴, que en el BPS las viviendas anualmente consumen en promedio:

3 Dato de macromedición en centros transformadores, suministrado por la distribuidora eléctrica local para el período abril 2017 a marzo 2018. Al valor informado se le consideró un 10% perteneciente a consumos de locales comerciales.

4 Datos suministrados por la empresa distribuidora de gas natural abril 2017 a marzo 2018. El dato se basa en estimaciones ya que el BPS no presenta lecturas de medidores desde hace más de dos décadas. El criterio utilizado para la estimación consiste en asignar la categoría tarifaria promedio que las viviendas tenían en sus últimas lecturas y asignarle el consumo promedio de la categoría en la actualidad.

- En electricidad 17% menos que la media de la región AMBA⁵ (3,859 kWh/año/viv BPS vs. 4,631 kWh/año/viv AMBA)
- En gas natural 27% más que la media de la región AMBA⁶ (1,041 m³/año/viv vs 819 m³/año/viv).
- En energía (electricidad y gas natural) un 12% más que la media de la región AMBA (15,102 kWh/año/viv vs. 13,476 kWh/año/viv).

Estos datos al surgir para el servicio eléctrico, de lecturas de medidores de CT, y estimaciones, para el gas natural pueden provocar una sobreestimación, por lo que requiere que se exploren con mayor detalle. Por este motivo, en la siguiente sección se desarrolla un modelo de consumo desde un nivel desagregado (vivienda).

Elaboración del modelo de consumo

La cuantificación de los consumos de los hogares se pudo reconstruir de forma *bottom-up* a partir de un censo realizado en 2018⁷ por el Sistema de Información, Evaluación y Monitoreo de Programas Sociales (SIEMPRO, 2018) en el que se consultó la presencia o no de quince artefactos del hogar: calefactor, cocina, termotanque, heladera, televisor, entre otros (Tabla 1). Adicionalmente, para conocer los tipos de artefactos y condiciones habitacionales del lugar se relevaron

5 Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).

6 Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

7 Durante los meses de abril y mayo de 2018, el Sistema de Información, Evaluación y Monitoreo de Programas Sociales (SIEMPRO), en articulación con distintas dependencias del gobierno de la Provincia de Buenos Aires, el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (CNCPS), el programa Barrios Seguros de Gendarmería Nacional y el Municipio de Morón, realizó un relevamiento socio-habitacional en los barrios Presidente Sarmiento y Carlos Gardel.

en detalle 16 viviendas del barrio. El tipo de artefactos recabado en estos relevamientos, los consumos típicos de los artefactos establecidos para la región (Gastiarena et al., 2017; Iannelli, Prieto y Gil, 2016) y la información del censo de la que se extrajo la ya mencionada presencia o ausencia de artefactos y el número de personas por hogar, constituyeron las fuentes sobre la que se basaron los cálculos de consumo de energía.

Para obtener resultados confiables se realizó, previo a los cálculos de consumo, una depuración de la base de datos del censo. Se eliminaron encuestas con faltante de información, incongruencia en las respuestas (por ejemplo: no cuenta con servicio de gas por red y posee termotanque a gas) y viviendas con uso comerciales declarados. Por tanto, la base utilizada para los cálculos de consumo fue de 987 viviendas, un 84.07% del total de viviendas censadas (1,174).

Para calcular específicamente los consumos de cada vivienda se utilizaron datos de potencia, tiempo de uso y energía anual basados en fuentes bibliográficas asignando un consumo anual en kWh/año para los electrodomésticos y en m³/año para los gasodomésticos (Tabla 1). En el caso del agua caliente sanitaria (ACS), se realizaron cálculos basados en la cantidad de habitantes de la vivienda. Para estimar el consumo anual total de cada vivienda, se sumó el consumo anual de los artefactos declarados en el censo. Previamente, la determinación del consumo anual de cada artefacto se realizó mediante la revisión y adaptación de fuentes secundarias que estudiaron los consumo en AMBA (Gastiarena et al., 2017; Iannelli et al., 2016) o bien por estimaciones de uso con parámetros de diseño.

Los dos principales usos energéticos del sector residencial de la región AMBA, calefacción y calentamiento de agua sanitaria (ACS) requirieron consideraciones particulares. En aquellas viviendas donde no se declaró ningún sistema de calefacción, se les asignó un consumo de gas equivalente a un calefactor a gas. Este criterio, se basa en relevamientos territoriales realizados

en el barrio en recorridos previos, donde se detectó el uso del horno de las cocinas a gas con el fin de calefaccionarse. Luego, para determinar el consumo anual de energía del ACS se utilizó

un método de cálculo que contempla el consumo pasivo y el calor necesario para calentar el agua a la temperatura de baño diferenciando las distintas tecnologías (Apéndice I).

Tabla 1. Consumos asignados a los artefactos presentes en el censo 2018.

Artefacto	Consumo anual	Unidades	Fuente
TV	270	[kWh/año]	Calculado a partir de Gastiarena et al. (2017)
Cocina a gas	128	[m ³ /año]	Iannelli, 2016 p.87
Heladera	1,466	[kWh/año]	Calculado a partir de Gastiarena et al. (2017)
Lavarropas	116	[kWh/año]	Calculado a partir de Gastiarena et al. (2017)
Plancha eléctrica	27	[kWh/año]	Medición de consumo (Gastiarena et al, 2017 p.56)
Termotanque a gas	656	[m ³ /año]	Calculado detallado según Apéndice I
Secarropas	0	[kWh/año]	Dentro de otros consumos eléctricos
Secador de pelo	0	[kWh/año]	Dentro de otros consumos eléctricos
Aire acondicionado	772	[kWh/año]	Calculado a partir de Gastiarena et al. (2017)
Microondas	54	[kWh/año]	Medición de consumo (Gastiarena et al, 2017 p.56)
Estufa a gas	621	[m ³ /año]	Iannelli, 2016 p.87
Estufa eléctrica	113	[kWh/año]	Cal e = 1.5 kW * 15 día * 5 h/día
Termotanque eléctrico	2,709	[kWh/año]	Calculado detallado Apéndice I
Horno eléctrico	300	[kWh/año]	Estimación propia. 0.82 kWh/ciclo, 365 día, 1 ciclo/día
Calefón a gas	466	[m ³ /año]	Calculado detallado según Apéndice I
Calefón eléctrico	2,271	[kWh/año]	Calculado detallado según Apéndice I
Cocina eléctrica	411	[kWh/año]	Coc e = (1,5 +0.75) kW * 30 min/día * 365 día
Iluminación	424	[kWh/año]	Calculado a partir de Gastiarena et al. (2017)
Otros	406	[kWh/año]	Medición de consumo (Gastiarena et al, 2017 p.56)

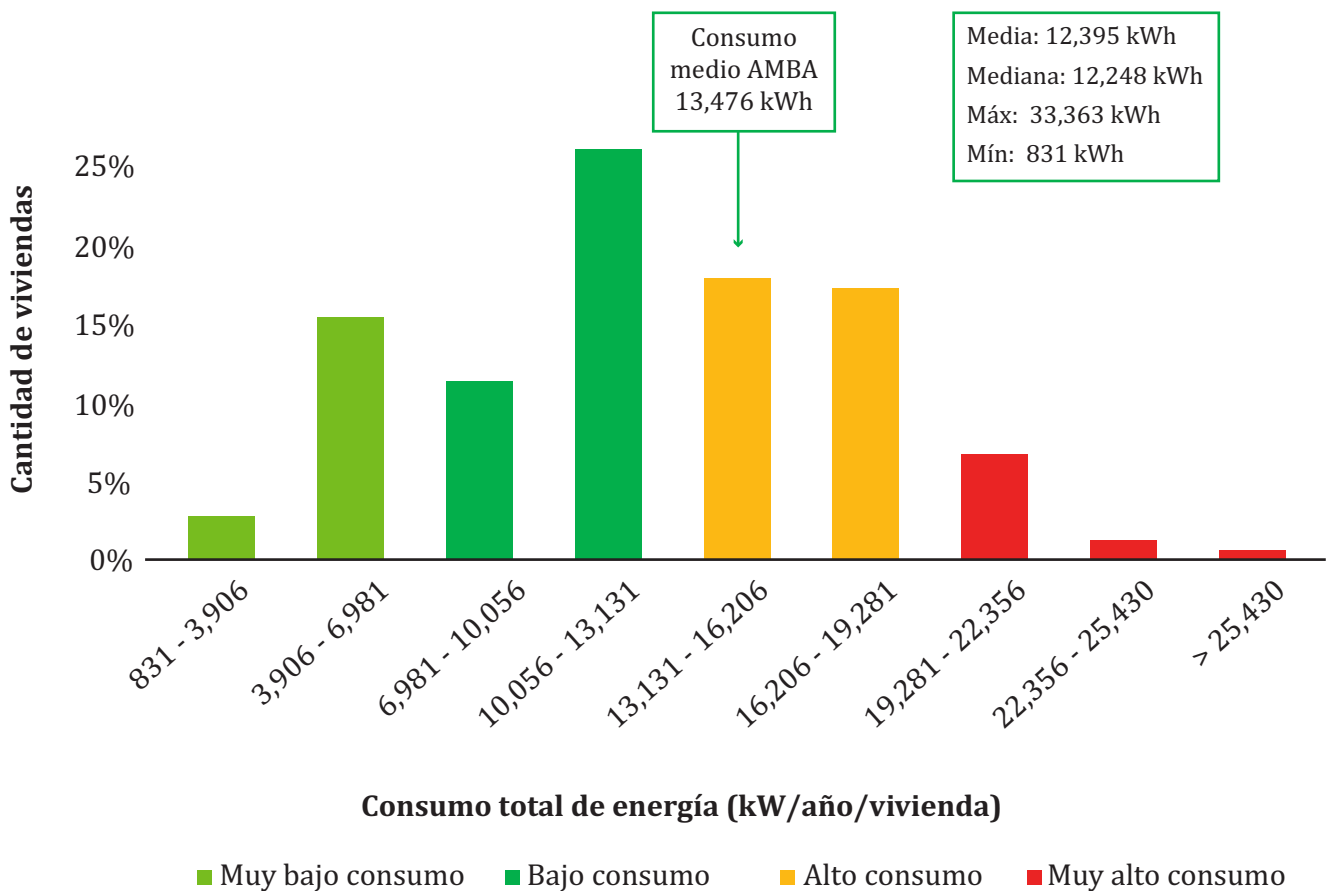
Fuente: Elaboración propia

RESULTADOS

En base a los cálculos y supuestos adoptados indicados en la sección de Métodos (p. 80), se obtuvo la cuantificación del consumo energético anual (electricidad y gas natural) para cada una de las viviendas seleccionadas del censo. Los consumos se expresan en una única unidad [kWh]. El promedio de consumo

energético resultante para el BPS es de 12,395 kWh/año/viv, levemente inferior al registrado en AMBA (13,476 kWh/año/viv) presentando como valor mínimo 831 kWh y máximo de 33,663 kWh. La distribución del consumo anual de energía (Figura 3) indica que aproximadamente el 60% consume menos que el promedio de AMBA.

Figura 3. Consumo de gas y electricidad anual de las viviendas según el modelo



Fuente: Elaboración propia en base a los resultados obtenidos del censo y la estimación de consumos según el modelo.

La distribución observada (Figura 3) permitió clasificar las viviendas de forma relativa según cuatro niveles de consumo. Estos niveles son perfiles de muy bajo, bajo, alto y muy alto consumo (Tabla 2). El criterio utilizado para el armado de perfiles se basó en observar la dispersión de los consumos energéticos de las viviendas del BPS respecto del consumo promedio del

AMBA, identificando a aquellas viviendas con consumos por encima y por debajo del 50% del promedio AMBA, como perfiles de consumos muy altos y muy bajos respectivamente. A continuación, se presenta un análisis detallado de cada uno de estos grupos, explicando sus rasgos distintivos y diferentes usos de la energía.

El censo realizado reveló que el 94% de las viviendas cuentan con artefactos de cocina a gas, heladera y TV. De esa población, 80% posee lavarropas. No obstante, existe una mayor dispersión en los artefactos utilizados para climatización (calefacción y refrigeración) y ACS, los cuales representan la mayor parte de los usos finales energéticos residenciales. En el

caso de estufas, termotanques y calefones, se puede observar que el perfil de muy alto consumo utiliza mayoritariamente como fuente energética el gas natural, mientras que esto no ocurre en el sector de muy bajo consumo, ya que no cuenta con la presencia de estos artefactos, o bien, de poseerlos, son abastecidos mediante electricidad.

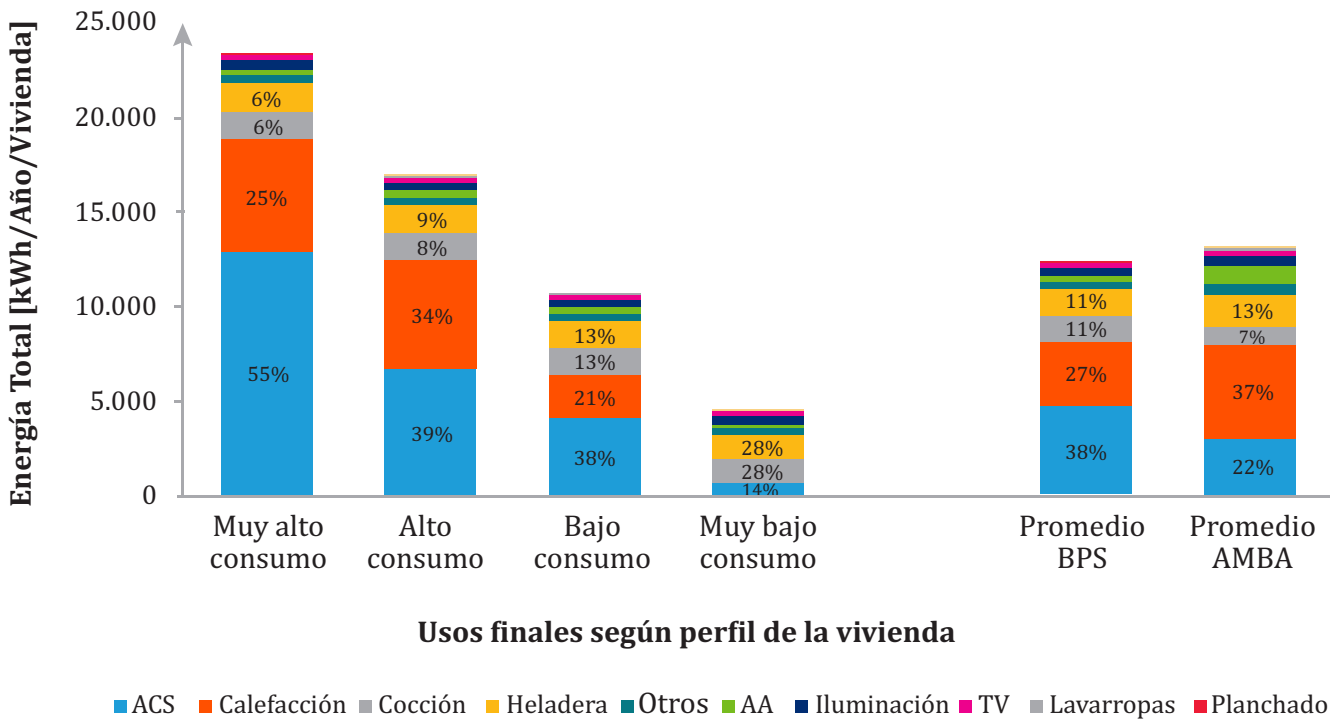
Tabla 2. Agrupamiento de las viviendas en cuatro perfiles según el consumo de energía total anualizado y el porcentaje de tenencia de artefactos por grupo

Grupo	BPS	Muy Alto Consumo	Alto Consumo	Bajo Consumo	Muy Bajo Consumo
Perfil de consumo [kWh/año]	Todos	> 20,214	13,476-20,214	6,738-13,476	<6,738
Cantidad viviendas	100%	4%	38%	41%	17%
Artefacto	Porcentaje de UF con artefacto				
TV	98%	100%	99%	99%	96%
Cocina a gas	97%	100%	99%	99%	87%
Heladera	97%	100%	100%	97%	87%
Lavarropas	83%	98%	90%	83%	63%
Plancha eléctrica	75%	83%	80%	74%	63%
Termotanque a gas	51%	100%	76%	45%	1%
Secarropas	49%	57%	49%	48%	48%
Secador de pelo	44%	76%	49%	42%	30%
Aire acondicionado	38%	45%	48%	36%	20%
Microondas	32%	55%	36%	32%	18%
Estufa a gas	50%	88%	86%	34%	0%
Estufa eléctrica	24%	12%	14%	28%	37%
Termotanque eléctrico	13%	0%	10%	18%	12%
Horno eléctrico	13%	19%	14%	14%	9%
Calefón a gas	11%	38%	17%	7%	0%
Calefón eléctrico	7%	7%	4%	10%	11%
Cocina eléctrica	2%	2%	1%	1%	4%
Iluminación	100%	100%	100%	100%	100%
Otros	100%	100%	100%	100%	100%
Participación de gas natural	71%	85%	79%	66%	28%
Participación de electricidad	29%	15%	21%	34%	72%

Fuente: Elaboración propia en base a los resultados del censo 2018.

En la Figura 4 se presentan, para cada perfil de consumo, los usos finales de la energía promedio obtenido a través del modelo elaborado. Se incluye también los usos finales que tienen una vivienda promedio del BPS y del AMBA.

Figura 4. Usos finales de la energía



Fuente: Elaboración propia en base a resultados del modelo y proporciones de usos en AMBA según Gastiarena et al. (2017)

Los distintos perfiles de consumo presentan algunos rasgos distintivos respecto a los usos finales de la energía. En un extremo, dentro del perfil de muy bajo consumo, se evidencia una ausencia de equipos de climatización y ACS, situando en vulnerabilidad extrema a esas viviendas desde el punto de vista energético, imposibilitando la satisfacción de los principales usos residenciales de la energía. A su vez, la falta de estos dos usos, generalmente abastecidos mediante gas natural en AMBA, ocasiona una mayor participación de la energía eléctrica, 72%, en relación al uso de gas. El resto de los perfiles identificados respetan la relación de participación de las fuentes energéticas existente en el AMBA.

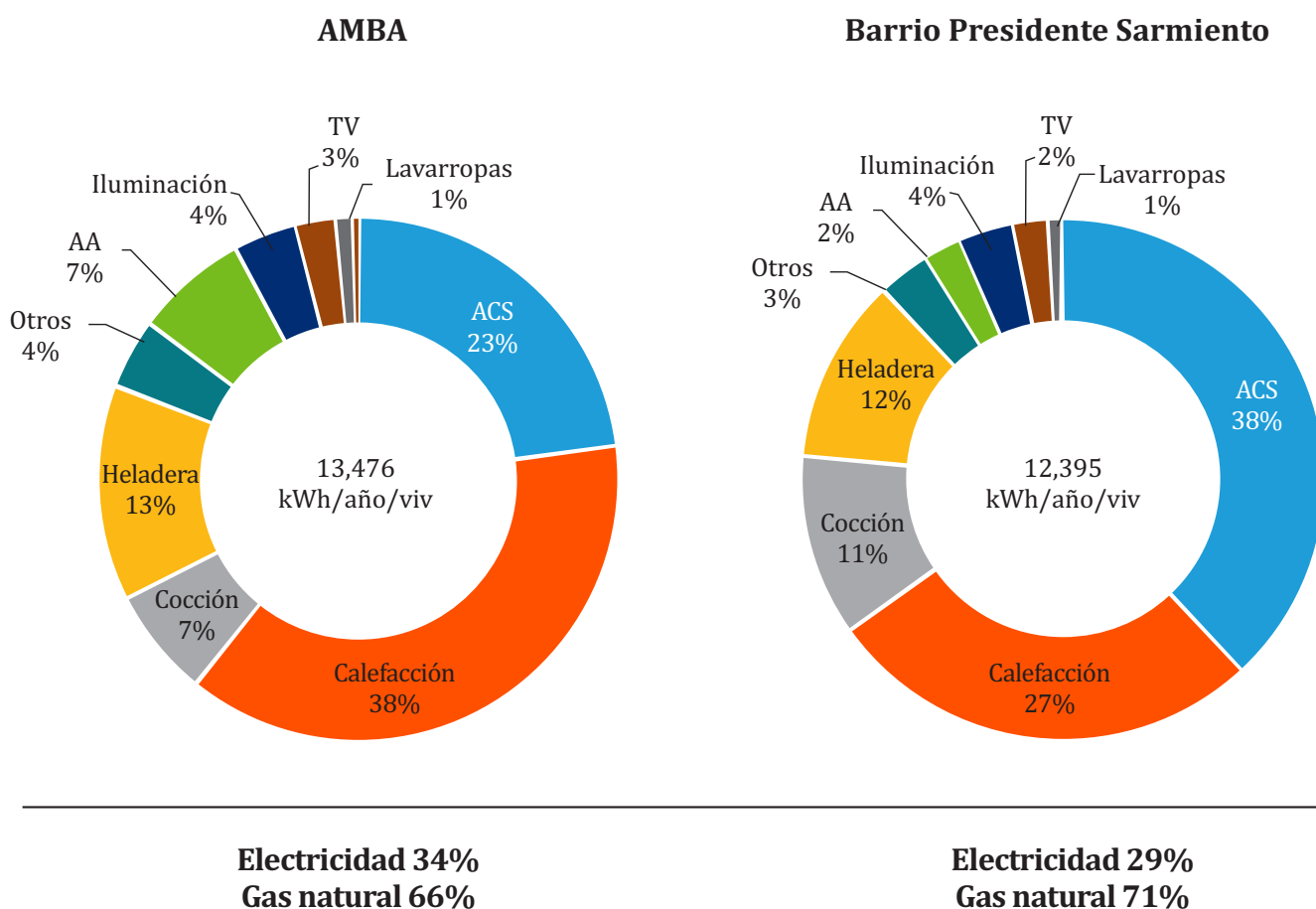
En el otro extremo, en el perfil de muy alto consumo, se puede observar que la energía destinada a abastecer el ACS presenta una participación del 55%, superior al promedio del BPS (38%). Esto se explica porque el método de cálculo presupone una demanda diaria de ACS de 56 litros por habitante. Este perfil al presentar una alta densidad poblacional por vivienda, 6.48 hab/viv (frente a 3.8 hab/viv promedio del barrio) evidencia mayores consumos energéticos, situación que se refleja en una mayor participación en los usos finales de la energía del ACS.

Analizando los dos perfiles intermedios, se destaca que el de alto consumo exhibe un aumento

respecto al de bajo consumo, en términos absolutos, de la energía destinada a la climatización y ACS, explicado por la mayor presencia de equipos con estos fines. Porcentualmente, ambos perfiles tienen una participación similar en el uso de ACS, algo que no ocurre con la energía destinada para climatización, donde en el perfil de alto consumo alcanza una participación del 34% frente a la del 21% del perfil de bajo consumo. Este aumento en la energía para climatización es la principal diferencia entre ambos perfiles de consumo.

Al comparar los consumos promedio energéticos y sus usos finales del BPS con la situación media del AMBA se pone de manifiesto que: a) BPS presenta un consumo promedio de energía levemente inferior al AMBA (8%) y, b) respecto a la calefacción, la baja cantidad de artefactos relevados en las viviendas del BPS, presupone un déficit de calefacción, por ende, el ACS adquiere una mayor participación en los usos finales de la energía que la observada en el AMBA (Figura 5).

Figura 5. Comparación de los usos finales promedio de la energía entre el BPS y AMBA



Fuente: Elaboración propia en base a resultados del modelo y proporciones de usos en AMBA según Gastiarena et al. (2017)

DISCUSIÓN

Bondades y limitaciones del modelo generado

Los datos obtenidos mediante el modelo basado en los artefactos declarados en el censo del BPS se encuentran alineados con lo presentado en la sección de Descripción del sitio de estudio (p. 80). En el caso de la electricidad, la estimación obtenida en este informe representa el 93% del consumo medido en transformador. La diferencia puede atribuirse a la ausencia de información detallada proveniente del censo (solo figura la tenencia, pero no revela las características ni la forma de uso de los distintos artefactos) que puede generar una subestimación de los consumos o bien puede deberse a otros usos del transformador no declarados. En el caso del gas natural, el ajuste entre las estimaciones realizadas y las de la empresa proveedora alcanza al 78%, esto puede explicarse por el hecho de que en las estimaciones de la distribuidora más del 70% de los clientes caen en una categoría tarifaria r23 con consumos entre 800-1000 m³/año, situación que no se ve reflejada en la tenencia de artefactos a gas.

Respecto a las proporciones de gas y electricidad como fuentes energéticas para el BPS (71% y 29%), el modelo es consistente con las mediciones realizadas por Gastiarena et al. (2017), donde un usuario con ambos suministros consume el 79% de su energía en forma de gas.

En concordancia con Chévez et al. (2019), el consumo promedio de energía del BPS se encuentra por debajo de la región AMBA, lo cual pone de manifiesto que la gratuidad del servicio, no genera per se un sobreconsumo. Esto se pone en evidencia en la baja tenencia de artefactos del barrio para abastecer los principales usos energéticos (climatización y ACS), lo que indica, por un lado, que la condición de pobreza de los habitantes impide hacerse de artefactos fundamentales desde el punto de vista energético (pobreza energética) y, por otro, como consecuencia de ello podría marcar patrones de confort distintos propios de su situación socioeconómica y cultural.

Un aspecto a destacar, es que el modelo que se desarrolló presenta una participación del ACS superior al definido por Chévez et al. (2019) pero en concordancia con otros autores como Iannelli et al. (2016). La vinculación del consumo de energía para ACS con la cantidad de habitantes de la vivienda, es un aspecto necesario a considerar en estas poblaciones, donde la densidad poblacional es superior a la del promedio del AMBA. El modelo elaborado presenta lógicas limitaciones relacionadas con la falta de información disponible, completa y robusta sobre la eficiencia energética de los artefactos y, sobre los modos de uso de la energía dentro del hogar, lo cual llevó a adquirir supuestos a la hora de inferir los consumos energéticos. Por ello, si bien la combinación de cálculos y estimaciones tipo *top-down* y *bottom-up* realizados no pueden ser concluyentes sobre los consumos de una vivienda específica, sí permitieron el análisis agregado del barrio y la clasificación de sus viviendas según los distintos niveles de consumo (de muy alto a muy bajo) realizados.

En un extremo, dentro del perfil de muy bajo consumo, se evidencia una ausencia de equipos de climatización y ACS, situando en vulnerabilidad extrema a esas viviendas desde el punto de vista energético, imposibilitando la satisfacción de los principales usos residenciales de la energía.

Características de la vulnerabilidad energética en barrios populares del AMBA

De la experiencia adquirida en los estudios del BPS se pudo observar que la vulnerabilidad energética, originada por un conjunto de factores internos y externos, en los términos de Bouzarovski y Petrova (2015) es de tal complejidad en AMBA que puede reformularse en cuatro dimensiones causales de la problemática. Entre los factores externos vale la pena mencionar en primer lugar, la dimensión política de este problema. Entre las causas asociadas a esta dimensión se halló que la alternancia entre gobiernos, la discontinuidad en los abordajes, la falta de consensos y la inexistencia de datos sobre consumos genera usuarios cautivos bajo un servicio de mala calidad. Por otro lado, existe una dimensión socio-económica de la vulnerabilidad energética en los barrios populares. Aquí la irregularidad en la titularidad de las viviendas y la falta de recursos económicos dan lugar a un uso no planificado de la energía y problemas de acceso a artefactos que garantizan un confort mínimo en la vivienda (climatización y ACS). En tercer lugar, se hallan los problemas en la infraestructura de las redes que proveen la energía. Aquí las redes sin mantenimiento con múltiples conexiones informales y ausencia de medidores devienen en frecuentes cortes en los servicios, pérdidas o fugas con la probabilidad de la ocurrencia de accidentes y destrucción de artefactos del hogar. Por último, su dimensión habitacional donde el déficit de artefactos de calefacción y ACS, la mala aislación térmica e hidrófuga de las viviendas genera una situación de déficit en las condiciones de confort en la población con el consecuente aumento de enfermedades. En síntesis, en el caso de estudio una parte significativa de la población se encuentra en condiciones subclimatizadas pese a que no pagan por la energía. Dicha situación se encuentra en sintonía con el concepto de vulnerabilidad energética en donde los problemas de privación de los beneficios que otorgan los servicios energéticos tienen causas estructurales que trascienden la visión económica que

propone la pobreza energética. La experiencia de los autores en otros sectores residenciales de la región permite afirmar que esta caracterización debe considerarse en general en los barrios populares de la región latinoamericana AMBA.

CONSIDERACIONES FINALES

El BPS se desarrolló hace más de 40 años como un plan de viviendas sociales bajo un estilo de urbanización formal. Su abandono y la coyuntura de inestabilidad económica general lo llevó a la situación de vulnerabilidad energética caracterizada. Un aspecto de interés del caso de estudio, BPS, es que puede ser visto como una mirada al futuro de la vulnerabilidad que pueden llegar a sufrir, en cuanto a servicios públicos, los actuales planes de vivienda en construcción si no se complementan con una adecuada planificación y seguimiento. Las dimensiones descritas llevan a pensar la pobreza y vulnerabilidad energética no solo como un problema de capacidad de pago para obtener los servicios de energía sino como una situación en donde conviven varios factores causales de orden estructural. La estrategia de abordaje para una inclusión de los usuarios debe contemplar por tanto soluciones desde un enfoque holístico del problema y que den mejoras paso a paso. La formulación de pruebas piloto consensuadas con las poblaciones y el seguimiento de sus resultados parecieran ser opciones más viables que los laboriosos y extensos planes estratégicos que muy esporádicamente llegan a aplicarse.

Recomendaciones

En la actualidad, existe un desconocimiento general sobre los consumos energéticos y variables de confort de este tipo de poblaciones. Para elaborar políticas energéticas inclusivas en barrios populares resulta de vital importancia avanzar en la generación de información confiable y robusta que permita comprender el nivel de consumo y los usos de energía de sus habitantes. Los resultados de

esta contribución son una valiosa herramienta para la toma de decisiones.

Los organismos de crédito internacionales suelen tener en cuenta el ahorro energético que produzcan sus instrumentos de financiamiento en el sector residencial. Tomando como ejemplo el BPS, donde la energía destinada al ACS representa el mayor consumo (aun cuando gran parte de la población, 15%, no cuenta con equipos para este uso), si se implementara una medida de eficiencia energética, su principal enfoque debería estar en el recambio de equipos de ACS. Esta medida tendría un doble efecto, por un lado, disminuiría el consumo de energía en el 85% de las viviendas y por otro, incrementaría el consumo energético de las restantes que no cuentan con estos artefactos, mejorando su confort.

•••

AGRADECIMIENTOS

La presente contribución fue realizada con apoyo del Energy Sector Management Assistance Program (www.esmap.org) en el marco del Proyecto de Transformación Urbana del Área Metropolitana de Buenos Aires del Banco Mundial.

APÉNDICES

Para el calentamiento de agua sanitaria se tuvieron en cuenta distintas tecnologías y se estimaron los consumos según el tipo de funcionamiento como se detalla a continuación. En todos los casos se asoció el consumo a la cantidad de personas que habitan la vivienda tomando un consumo típico de agua caliente de 56 litros/día/persona (Iannelli et al., 2016).

Calefones abastecidos por gas natural distribuido por red. Para esta tecnología se consideró un equipo típico en Argentina que cuenta con llama piloto, identificada como un consumo pasivo. Entonces el consumo se explica por el consumo pasivo, V_p , equivalente a $0.5 \text{ m}^3 \text{ GN}$ (Bezzo et al., 2011) más el requerido para que el agua de red de un salto térmico hasta alcanzar la temperatura de confort, V_c . Por un lado, se consideró la temperatura del agua de red como, $T_f = 17 \text{ }^\circ\text{C}$, y la temperatura del agua caliente como, $T_c = 42 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$V_{cal} = V_p + V_c \quad (1)$$

Donde,

V_{cal} , es el consumo del calefón a gas expresado en $\text{m}^3\text{GN/día}$

V_p , es el consumo de gas de la llama piloto en $\text{m}^3\text{GN/día}$

V_c , es el consumo de gas para calentar el agua desde T_f a T_c en $\text{m}^3\text{GN/día}$

Además,

$$R_{cal} = Q_{ag} / Q_{gas} \quad (2)$$

$$Q_{ag} = C_{ag} \times V_{ag} \times (T_c - T_f) \quad (3)$$

$$Q_{gas} = H_g \times V_c \quad (4)$$

Donde,

R_{cal} , es el rendimiento del calefón, 70% (Iannelli et al, 2016).

Q_{ag} , es el calor necesario para que un volumen de agua, V_{ag} , incremente su temperatura de T_f a T_c (expresado en unidades de kCal).

Q_{gas} , es el calor que contiene un volumen de gas natural, V_c .

C_{ag} , es el calor específico del agua = 1 kCal/l/K

$$Q_{ter} = Q_{M24} + Q_{ag}/R_{ter} \quad (7) \text{ (Iannelli et al., 2016)}$$

H_g , es el poder calorífico superior del gas natural (equivalente a 9,300 kCal/m³GN)

Donde,

Reemplazando

$$V_{cal} = 0.5 \frac{m^3GN}{día} + 0.215 \frac{m^3GN}{día \times persona} * n \quad (5)$$

R_{ter} , es el rendimiento del termotanque, 60% (Iannelli et al., 2016).

Q_{ag} , es el calor necesario para que un volumen de agua, V_{ag} , incremente su temperatura de T_f a T_c (expresado en unidades de kCal).

Donde,

Reemplazando

n , es la cantidad de personas que habitan la vivienda.

$$Q_{ter} = 0.77 \frac{m^3GN}{día} + 0.25 \frac{m^3GN}{día \times persona} * n \quad (8)$$

Calefones eléctricos: en este caso, la tecnología no cuenta con consumos pasivos relevantes por lo que solo existe el término de energía para el calentamiento de agua desde una T_f a T_c .

Termotanque eléctrico: partiendo de un termotanque eléctrico "Clase A" existente en el mercado argentino de 80/90 litros con 30 mm de aislación como $Q_e = 6.74$ kWh/día para un promedio de 3.3 personas (Iannelli et al., 2016). Utilizando las Fórmula 7, se obtiene que $Q_{M24} = 1.37$ kWh/día y $Q_{ag} = 1,627$ kWh/día/persona * n

$$V_{cal} = 1,627 \frac{kWh}{día \times persona} * n \quad (6)$$

Donde,

$$Q_e = 1.37 \frac{kWh}{día} + 1,627 \frac{kWh}{día \times persona} * n \quad (9)$$

n , es la cantidad de personas que habitan la vivienda.

Termotanques a gas: para el cálculo del consumo de equipos de acumulación se consideraron dos términos, uno que contempla el volumen de agua que debe mantenerse caliente durante todo el día, denominado calor de almacenamiento, Q_{M24} , el cual está relacionado con el volumen y la aislación del equipo y, otro, referido a la energía asociada al salto térmico del volumen de agua.

Para un modelo típico de termotanque gas "Clase E" existente en el mercado argentino, que presenta un consumo total de 1.6 m³GN/día para calentar 185 l/día, se obtiene que el $Q_{M24}=0.77$ m³GN/día y el consumo de gas para lograr el salto térmico es de 0.83 m³GN (Iannelli et al., 2016). Dado que los autores consideraron un valor promedio de 3.3 personas, se realizaron los cálculos para obtener el consumo de manera de poder afectarlo al valor real de los habitantes de las viviendas.

...

Para elaborar políticas energéticas inclusivas en barrios populares resulta de vital importancia avanzar en la generación de información confiable y robusta que permita comprender el nivel de consumo y los usos de energía de sus habitantes.

REFERENCIAS

- Bezzo, E. J., Bermejo, A., Cozza P. L., Fiora J. A., Maubro M. A., Miotto J. M., Prieto R. y Gil, S. (2011). *Impacto de los consumos pasivos en artefactos a gas-eficiencia de calefones - ELAEE 2011*. Buenos Aires, Argentina. http://www.fisica-recreativa.com/papers_sg/papers_sgil/Gas/consumos_pasivos_en_artefactos_elae2011f.pdf
- Boardman, B. (1991). *Fuel poverty: From cold homes to affordable warmth*. London, Belhaven Press.
- Bouzarovski, S. y Petrova, S. (2015). A global perspective on domestic energy deprivation: Overcoming the energy poverty-fuel poverty binary. *Energy Research and Social Science*. Elsevier Ltd. 10: 31-40.
- Chávez, P., San Juan, G. y Martini, I. (2019). "Alcances y limitaciones de la 'tarifa social' eléctrica en urbanizaciones informales (La Plata, Buenos Aires)". *Estudios Socioterritoriales. Revista De Geografía*, (26), e034. <http://www.fch.unicen.edu.ar/ojs-3.1.0/index.php/estudios-socioterritoriales/article/view/502>
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2009). *Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe*, LC/W.281, en colaboración con el PNUD, el Club de Madrid y la GIZ, octubre de 2009. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3720/1/S2007029_es.pdf.
- Dehays, J. y Schuschny, A. (2018). Una propuesta de indicadores para medir la pobreza energética en América Latina y el Caribe. *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 2 (2), 106-124.
- Fernández Amor J. M. (2019). *Vulnerabilidad y pobreza energética: Colonia de pan Bendito*. Seminario inédito. Universidad Politécnica de Madrid. p. 79.
- Gastiarena, M., Fazzini, A., Prieto, R. y Gil, S. (2017). Gas versus electricidad: Uso de la energía en el sector residencial. *Petrotecnica*, LVIII(2), 50-60. <http://www.petrotecnica.com.ar/abril17/Petro/GasVsElec.pdf>
- Iannelli, L., Prieto, R. y Gil, S. (2016). Eficiencia en el calentamiento de agua: Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos. *Petrotecnica*, LVII(4), 86-95. <http://www.petrotecnica.com.ar/agosto16/sinPublic/Eficiencia.pdf>
- Lewis, P. (1982). *Fuel poverty can be stopped*. Bradford, National Right to Fuel Campaign.
- Organización de las Naciones Unidas. (2012). *Estado de las ciudades de América Latina y el Caribe 2012. Rumbo a una nueva transición urbana*. https://www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/onu/newsletter12/887_spa.pdf
- Pellicer-Sifres, V. (2018). Ampliando la comprensión de la pobreza energética desde el enfoque de capacidades: Hacia una mirada construida desde las personas afectadas. *Iberoamerican Journal of Development Studies*, 7(2), 138-163.
- Registro Nacional de Barrios Populares. (2018). *Registro nacional de barrios populares*. Ministerio de Desarrollo Territorial y Hábitat, Presidencia de la Nación, República Argentina. <https://www.argentina.gob.ar/habitat/renabap>
- Sistema de Información, Evaluación y Monitoreo de Programas Sociales. (2019). *Proyecto de transformación urbana del área metropolitana de Buenos Aires* (Préstamo BIRF N.8707-AR). Programa mejora del hábitat barrios vulnerables del Gran Buenos Aires. http://www.ec.gba.gov.ar/areas/finanzas/organismos_multilaterales/en_preparacion/birf/Plan%20Reasentamiento%20Carlos%20Gardel.pdf
- Sánchez Suárez, C. (2018). *De la vulnerabilidad energética al derecho a la energía*. Ecologistas en Acción. <https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/2018/12/informe-pobreza-energetica-2018.pdf>

EFFICIENT HEATING OF SANITARY WATER WITH HEAT PUMP

CALENTAMIENTO EFICIENTE DE AGUA SANITARIA POR BOMBA DE CALOR

Luis Juanicó ¹, Italo Carlos Bove Vanzulli ²

Received: 28 / 05 / 2020 and Accepted: 04 / 11 / 2020
ENERLAC. Volume V. Number 1. June, 2021 (94- 104)
ISSN: 2602-8042 (printed) / 2631-2522 (digital)



Foto de Alexander Schimmeck de Unsplash.

1 Universidad Nacional del Comahue. Instituto Andino Patagónico de Tecnologías Biológicas y Geoambientales, CCT Patagonia Norte - CONYCEP. Argentina.

luisjuanico1966@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0003-2422-647X>

2 Universidad de la República (Udelar). Facultad de Ingeniería, Laboratorio de Energía Solar. Uruguay.

italo@fing.edu.uy

<https://orcid.org/0000-0001-8450-8183>

ABSTRACT

This work presents a thermal and economical assessment about replacing the conventional household water heater with a heat pump water heater, which efficiency is several times higher than the previous one. Thus, the efficiency calculated for capitals of Latin-American countries has obtained average values ranging from 298% to 434%. However, the payback period obtained is also related to the electricity tariff and the temperature of the cold-water grid, which varies from 0.064 US\$/kWh in Paraguay to 0.233 US\$/kWh in Costa Rica, and from 10 °C (La Paz) to 26.8 °C (Costa Rica). Thus, a ranking of payback period (replacing/new installation) was performed for average consumption of a five-person family, obtaining values ranging from 2.4/1.4 years (Montevideo) to 10.5/6.1 years (Asunción), and also it was calculated the energy annual saving obtaining from 1,436 kWh (Costa Rica) to 2,660 kWh (La Paz). Consequently, we have found great potential for household energy saving in Latin-American countries by substituting the conventional water heater with a heat pump.

Keywords: Thermal Modeling, Household Electric Water Heaters, Heat Pump for Water Heating, Energy Efficiency, Economic Analysis.

RESUMEN

Se presenta un análisis térmico-económico sobre la sustitución del termotanque hogareño convencional por una bomba de calor, cuya eficiencia es varias veces mayor. Así, la eficiencia promedio calculada en las capitales de países latinoamericanos varía del 298% al 434%. Sin embargo, y como será analizado, el período de repago obtenido depende también de la tarifa eléctrica y de la temperatura del agua fría de red, yendo desde 0.064 US\$/kWh (Paraguay) hasta 0.233 US\$/kWh (Costa Rica), y desde 10 °C (La Paz) hasta 26.8 °C (Costa Rica). Para una familia promedio de 5 personas se calculó un ranking (recambio/nuevo) con períodos de repago que van de 2.4/1.4 años (Montevideo) a 10.5/6.1 años (Asunción); además, se calculó el ahorro anual de energía, desde 1,436 kWh (Costa Rica) hasta 2,660 kWh (La Paz). Así, hemos encontrado un gran potencial de ahorro energético en los hogares de los países latinoamericanos al sustituir el calentador de agua convencional por una bomba de calor.

Palabras clave: Modelado Térmico, Calentadores Eléctricos de Agua; Bomba de Calor; Calentamiento de Agua, Eficiencia Energética, Análisis Económico.

INTRODUCTION

The energy consumption related to sanitary water heating demand (SWHD) represents a major fraction (ranging from 30% to 75%) of total households in warm or temperate climates, as it was pointed out by several authors; for example, Iannelli y Pietro (2016), Sanders and Webber (2015), Keinath and Garimella (2017), Vieira, Beal, and Stewart (2014), Romero (2011), and Raimo (2010). Besides, since this consumption (usually supplied by electrical heaters) is demanded at the peak period (from 5 pm to 11 pm), it also impacts both, the generation and the distribution electrical systems.

The water-storage electrical heater (WSEH) is the preferred appliance in Latin-American countries to provide the SWHD. This appliance heats the water using an electrical resistance submerged into the water tank, which is kept to a constant usable temperature (~ 45 °C) by the thermostat and is thermally insulated to reduce this standby consumption throughout the whole day. The power consumed by these appliances is about 1,500 W, being this power noticeable lower than for direct-current heaters or showers (that is, without tank), which is about 5,500 W (as the well-known Brazilian shower). This advantage is counterbalanced by the weakness of needing a long heating period when the tank is filled with cold water, or otherwise, it has to waste a stand-by consumption. This stand-by consumption could be enlarged due to the need of keeping the water tank at higher temperatures (up to 75 °C) to extend its capacity (by mixing with cold water), for example, when the dwellers have to take several showers continuously.

The authors have studied the WSEH in detail and developed some new strategies, based on the hourly controlling of the thermostat, to minimize its stand-by consumption (citations deleted A & B). They also developed a numerical code useful for calculating its energetic per-

formance, which will be summarized in the next section. Following these previous works, this paper evaluates the energy-saving achievable for a family by using a new kind of water heater, which is based on a high-efficiency Heat Pump Water Heater (HPWH). Regarding that, the performance of any heat pump is related to the ambient temperature, and in this case, also to the grid-water temperature, we will analyze these factors for the conditions of different Latin-American countries, which vary from temperate to warm climates.

Although the heat pumps have been used in Sweden during last 30 years for industrial applications that are still running (Averfalk et al., 2014), this technology has been generalized for domestic water heating just in the last ten years, as it was pointed out by Stafell, Brett, Brandon and Hawkes (2012), Willem, Lin and Lekov (2017), Pardiñas, Alonso, Diz, Husevåg and Fernández-Seara (2017) and Mengjie, Ning, Yingji and Shiming (2019). This way, every year one million HPWH are installed in Europe. Besides, this technology is continuously improving, achieving efficiencies of up to 700% in some new prototypes (Hua, Ge, and Wang, 2019).

The functioning of every heat pump is similar to any modern air conditioning equipment (like a cooling/heating split air conditioning), which (in its heating mode) takes heat at low temperature from the outdoor ambient by the evaporator unit, and delivers it to the indoor ambient by the condenser, after that the compressor increases the fluid temperature. According to the type of fluid selected and the detailed design of every component, this thermodynamical cycle can be designed for operating from -25 °C (evaporator) to 65 °C (condenser), so that it is very suitable for providing SWHD even in developed countries having cold climates.

This technology is well established for cold developed countries. However it is precisely in the warm climates of Latin-American countries where it would obtain a better performance.

Up until today, two different kinds of HPWH are available in the market, one is an integrated device, and the other is a split device. The integrated design is suitable for indoor using, and so, it mounts a small and quietly compressor above a big water tank (300 liters), to satisfy a large hot water demand by using a low (375 W) heating power ([BCI for ACS in MLC], 2019). On the other hand, the split design used the external unit (evaporator) of any standard air conditioning system together with an indoor water tank that is heated by using a coiled heat exchanger, instead of the condenser. These tanks (with a copper-coiled heat exchanger and thermal insulations) are nowadays manufactured massively in China (having capacities ranging from 100 to 5,000 liters) as much as the evaporator, and consequently, a split HPWH is cheaper than the previous integrated design. For example, a split HPWH (compressor power of 875 W, the tank of 150 liters) costs 1,200 dollars in Latin-American countries (only 400 dollars in China), meanwhile a less powerful (375 W) integrated HPWH costs 1,800 dollars. ([BCP for ACS in MLU], 2019; [BCP for ACS in MLC], 2019; [BCI for ACS in MLC], 2019). However, to date, these types of equipment are almost unknown in Latin-American

countries although they are based on the same technology that any modern heat pump for air conditioning system, and so, there are many technical services that could easily install them.

This technology is well established for cold developed countries, but, precisely in the warm climates of Latin-American countries is where it would obtain better performances, due to several causes: 1) lower temperature gradient for heating water from the water grid; 2) concerns related to freezing on the evaporator on ambient temperatures below 4 °C are not frequent (Song, Deng, Dang, Mao and Wang, 2018); and 3) low electrical tariffs, being noticeably lower than in European countries (i.e., 0.6 US\$/kWh Spain). In this work is studied the energetical and economic performance of HPWH in Latin-American countries regarding a standard SWEH, for a 3-person and 5-person average family.

NUMERICAL MODEL

The thermal modeling of the standard Water-Storage Electrical Heater (WSEH) was developed in previous works, (citations deleted A & B), which is based on the energy conservation on the water tank. Thus, considering a standard (Joule's effect) electrical heater having efficiencies about 100%, the electrical energy daily consumed (E_d) is equal to the sensible heat required so that the hot water mass (M) consumed can be heated from the water-grid cold temperature (T_c) to the desired usable hot temperature (T_h), plus the heat daily losses through the thermal insulation of the tank, Q_l :

$$E_d = M C_p (T_h - T_c) + Q_l \quad (1)$$

Where C_p is the specific heat of water, and Q_l is calculated as the convective heat losses to the indoor ambient (for indoor tanks). Thus, for a tank of external area (A) that is kept at a constant temperature set by the thermostat (T_t), within an ambient temperature (T_a), and having a uniform insulation layer of thermal transmittance K ($W/m^2/^\circ C$), Q_l can be calculated by:

$$Ql = A K (Tt - Ta) * 24 \text{ h} \quad (2)$$

From here, by considering a similar heat pump device (that is, having the same tank volume, insulation quality, and thermostat working temperature), this thermal model can be also applied, but taking into account that now the efficiency is determined by the coefficient of production (*COP*), which relates the heating power obtained and the electrical power consumed, by:

$$Eel = [M Cp (Tc - Tred) + Qper] / COP \quad (3)$$

The *COP* value on any heat pump depends on the temperature difference (ΔT) between the outdoor ambient (the heat source) and the heated water (the heat sink), which has been fitted by Staffell et al. (2012) by using a quadratic function:

$$COP = 6.81 - 0,121 * \Delta T + 0.00063 * \Delta T^2 \quad (4)$$

On the other hand, regarding that the energy consumed for heating water is related to its starting (cold) temperature, it is relevant to take into account the temperature of the tap-water grid. We have solved the lack of available data on grid temperatures for each city studied here, by using the general modeling developed by the National Laboratory of Renewable Energies of USA (NREL; Hendron, 2006). In this model, the temperature of the water grid follows the monthly average or the mean ambient temperature with an offset of +3.0 °C. We will estimate the heat pump performance by considering only the annual mean temperatures (for both, the ambient and the water grid), and so, neglecting the seasonal variations of these variables. Let us note from eq. (4) that the efficiency of the heat pump does not depend linearly on the temperature difference, and so, our simplified model introduces a seasonal error. However, we have verified that this assumption causes an error lower than 3% in all the studied cases, and so, this simplified methodology is reasonable.

RESULTS

The following assumptions have been used for all cases studied:

- a) A constant indoor temperature, set to 20 °C. This is reasonable regarding its modest effect, lower than 5 %, on the standby heat losses.
- b) The water tank has average-quality thermal insulation, made by a 5 cm-thickness layer of polyurethane foam, which provides a thermal transmittance $K = 0.6 \text{ W/m}^2/\text{°C}$.
- c) A standard cylindrical water tank (150 liters, 0.4 m diameter).
- d) Average daily consumption of hot water for each person, which is represented by 45 liters at 40°C (shower) and 10 liters at 50°C (cleaning dishes and others), according to previous works (citations deleted A & B).
- e) Thermostat set to 50 °C; this level is enough for satisfying all the household demands, but not causing overheating, which in turn would lead to higher heat losses on the tank.
- f) A constant outdoor ambient temperature and equals to its mean annual value for every location studied.
- g) The annual mean temperature of the water grid equals to the mean ambient temperature plus 3.0 °C, according to the NREL model (Hendron, 2006).

Hence, based on these simplifications and by using the modeling developed in the previous section, we obtain the results illustrated in Table 1. Here is shown the annual average values of the ambient temperature for fifteen major Latin-American cities (CLIMATE-DATA.ORG, 2020), and the coefficient of performance (*COP*) that a HPWH would obtain in these cities (in increasing order). Thus, it was ob-

tained a wide range of efficiencies, ranging from 298 % (La Paz) to 424 % (Guayaquil). Besides, here is shown the annual energy

consumption of the heat pump for families of 3 or 5 persons; we see that this energy consumption is lower as higher the COP is.

Table 1. Ambient temperatures and annual consumptions for using HPWH in different cities

City	Ta annual (°C)	COP (50 °C)	3 pax HPWH (kWh)	5 pax HPWH (kWh)
La Paz	10	2.98	769	1,221
Bogota	13.5	3.23	633	998
Quito	13.9	3.26	619	975
Santiago	14.6	3.32	594	934
Mexico, ciudad de	15.9	3.42	550	863
Montevideo	16.3	3.45	537	841
Buenos Aires	16.8	3.49	521	815
Lima	18.7	3.64	462	720
San Jose de Costa Rica	20.9	3.82	400	619
Brasilia	21.1	3.84	395	610
Medellin	21.6	3.89	381	588
Asuncion	22.7	3.98	353	542
Rio de Janeiro	23.3	4.02	340	522
Santa Cruz de la Sierra	23.9	4.08	323	494
Guayaquil	25.7	4.24	281	426

Source: Own elaboration, 2020

Table 2 presents the annual energy consumption of a conventional water heater (WSEH) for the 3-person family (column #1) and the 5-person family (column #2). Besides, taking into account the energy consumptions by using the heat pump (calculated in table 1), table 2 presents the energy saving that could be achieved by installing a heat pump water heater (HPWH), in columns #3 and #4, in increasing order. This new ranking is almost opposite to

the one performed in Table 1, due to the energy consumption of the conventional heater increases noticeably in cold climates, since the grid water must be heated much more than in warm climates, and this effect cancels the lower performance of heat pumps in cold climates. Therefore, it is observed that the lower the ambient temperature is, the higher the energy-saving obtained is, for substituting the conventional heater with a modern heat pump.

Table 2. Annual energy consumption by using conventional WSEH and the saving achievable by the new HPWH

City	3 pax WSEH (kWh)	5 pax WSEH (kWh)	3 pax HPWH (kWh)	5 pax HPWH (kWh)
Guayaquil	1,193	1,804	912	1,379
Santa Cruz de la Sierra	1,319	2,014	996	1,521
Rio de Janeiro	1,368	2,097	1,028	1,575
Asuncion	1,405	2,157	1,052	1,615
Medellin	1,483	2,288	1,102	1,700
Brasilia	1,515	2,342	1,121	1,732
San Jose de Costa Rica	1,528	2,363	1,128	1,744
Lima	1,683	2,621	1,221	1,901
Buenos Aires	1,817	2,845	1,297	2,030
Montevideo	1,852	2,902	1,315	2,061
Mexico, ciudad de	1,881	2,950	1,331	2,088
Santiago	1,972	3,102	1,378	2,168
Quito	2,017	3,177	1,398	2,203
Bogota	2,045	3,224	1,412	2,226
La Paz	2,293	3,637	1,523	2,417

Source: Own elaboration, 2020

Finally, in Table 3 is presented another ranking, which is related to the payback period of the investment required for substituting a conventional heater by a heat pump heater (costing US\$ 1,200), or for installing it in a new house (costing US\$ 700 in this case, since the WSEH could cost another US\$ 500). In this ranking, the electrical tariffs (OSINERGMIN, 2020) play a major role, and so, it is different from both previous ones. Here, note that a longer payback period is usually found for a lower electrical tariff, but not always, since the energy-saving also depends on the ambient temperature. From these results, we can conclude that although Guayaquil is the warmest city studied (and so, where the heat pump gets the best performance), the best economic performance is

obtained in Montevideo. This result is due to the combination of three factors:

- 1) Having moderate ambient temperature, the COP obtained is moderate too (neither the best one nor the worst one);
- 2) According to its temperate climate, the energy consumption related to heating water is noticeably increased, and so, we can obtain a noticeable energy saving by substituting the conventional heater;
- 3) This electrical tariff is the highest one, and so, this noticeable energy saving can be transferred into an outstanding economic performance.

Table 3. Payback period obtained by installing the HPWH

City	Tariff (US\$/MWh)	CHANGING THE HEATER		INSTALLING NEW HEATER	
		3 pax payback (years)	5 pax payback (years)	3 pax payback (years)	5 pax payback (years)
Montevideo	213	4.3	2.7	2.5	1.6
Santiago	156	5.6	3.5	3.3	2.1
San Jose de Costa Rica	180	5.9	3.8	3.4	2.2
Lima	153	6.4	4.1	3.8	2.4
La Paz	116	6.8	4.3	4.0	2.5
Bogota	113	7.5	4.8	4.4	2.8
Quito	98	8.7	5.5	5.1	3.2
Medellin	113	9.6	6.2	5.6	3.6
Buenos Aires	92	10.1	6.4	5.9	3.8
Brasilia	105	10.2	6.6	6.0	3.9
Santa Cruz de la Sierra	116	10.4	6.8	6.1	4.0
Rio de Janeiro	105	11.1	7.3	6.5	4.2
Guayaquil	98	13.4	8.9	7.8	5.2
Mexico, ciudad de	62	14.7	9.3	8.6	5.5
Asuncion	56	20.6	13.4	12.0	7.8

Source: Own elaboration, 2020; Tariffs were obtained from OSINERGMIN, 4th semester 2018

Let us note that the payback period is the simplest merit figure used on financial analysis to estimate the profitability of potential investments (the number of periods required to mortgage the investment is calculated through dividing the investment by the annual saving obtained by using the modern HPWH instead of the WSEH), instead of, for example, the internal return rate. However, the payback period is suitable for this case considering both, the simplicity involved in this analysis, and the fact that the national discount rate and the evolution of the relative prices of energies sources are quite different between Latin American countries studied.

CONCLUSIONS

This work studied a modern high-efficiency system of water heating based on the thermodynamic cycle of the heat pump. These systems have been used for a decade in developed countries intended for household energy efficiency, although their cold climates are a major drawback, regarding that the heat pump performance is proportional to the ambient temperature. This way, for example, the efficiency achieved in Oslo (6 °C) is 270%, meanwhile in the warm Latin-American climates can be obtained efficiencies up to 424%. However, as we have demonstrated

here, the potential of saving achievable (by substituting the old conventional heater for a modern heat pump heater) is larger as lower the ambient temperature is. This unexpected result is caused by the major effect related to the lower temperature of the water grid, which in turn causes a higher energy consumption in the conventional heater, and in turn, a larger saving by substituting it by the heat pump.

On the other hand, by performing an economic assessment about this substitution, we have concluded that the residential tariff of electricity also plays a major role, together with the previous ones. These tariffs vary considerably in Latin-American countries, ranging from 55.5 US\$/MWh (Paraguay) to 213 US\$/MWh (Uruguay). Thus, for a five-person average family, the short payback period for substituting the old appliance was found in Montevideo (2.7 years), due to their very high tariff and temperate climate. In opposition, the longest payback period was found in Asunción (13.4 years), due to their low tariff and although its warm climate.

The sum of all these factors previously analyzed is obtained by the numerical tool developed here, which has proven to be useful for evaluating different configurations and climatic conditions. For example, the payback period also depends on the level of the household demand (that varies with the number of persons, etc.), the temperature of the thermostat (that defines the efficiency achieved by the heat pump, together with the ambient temperature), and other minor variables, such as the volume of the water tank and the thermal insulation quality (that define the stand-by heat losses), which are considered on this model.

Regarding the economic performance, if it is considered as reasonable an investment that can be mortgaged in five years, the substitution of the conventional heater by the heat pump is affordable in six cities (Montevideo, Santiago, San José de Costa Rica, Lima, La Paz y Bogotá) among a total

of fifteen cities studied, for a five-person family. However, we also can observe that this figure is reduced to only one city for a three-person family, according to the very low capacity factor of this equipment (running less than an hour per day). This poor performance could partially explain the neglectable penetration of this technology in Latin-American markets. However, we can also be optimistic regarding the future, due to:

- 1) The competitiveness of the heat pump increases when it is considered its application on new houses, in which the investment required is lower (subtracting the cost of the conventional heater). Thus, a good performance is obtained for 12 or these 15 cities for a five-person family.
- 2) The local price of the HPWH is very high due to its negligible volume of the Latin American local markets (and tax for importation), but the international cost it just one third (US\$ 400, FOB Hong Kong).
- 3) The competitiveness of the HPWH increases noticeably when it is intensively used. For a fully using case (24x7), we could obtain payback periods ranging from 2 to 11 months.



Fast-growing of renewable low-scale technologies in Latin-America shows the region is now ready for achieving a similar behavior on the development of HPWH, which could enhance the penetration of solar technologies to many reluctant users and could provide a new solution within the portfolio of renewable energies.

Upon these considerations, we could test now a proposal to Latin-American governments, promoting the fast penetration of this technology for supply sanitary hot water demands. This proposal consists of several executive orders:

1) To make tax-free all the household HPWH, which is based on using renewable energy (let us note that the heat pump uses the ambient heat that comes from the sun, and so, it can be considered as a “solar” technology). Hence, we are suggesting to take for HPWH the same considerations that often are given to solar technologies (photovoltaic panels and thermal collectors).

2) Driving the development of the local market by making several large purchase orders, used to fulfill the demand of governmental buildings (hospitals, etc.) that require a 24x7 demand.

3) Although it is true that one family household cannot represent this case, a large building with a centralized supply of sanitary hot water can certainly be one of these intensive applications.

4) The application of HPWH, although being almost unknown in this region, does not imply any technical challenger, since is similar to any split air conditioning device.

For these reasons, we believe that, regarding the fast-growing of renewable low-scale technologies recently observed here, the Latin-American region is now mature for achieving a similar behavior on the development of HPWH, which could certainly enhance the penetration of solar technologies to many users that maybe are reluctant to install some “strange devices” over their roofs, or in other roofs where the direct solar irradiation is blocked for neighbor buildings. For all these cases, the HPWH could provide a new solution within the portfolio of renewable energies.

•••

REFERENCES

Averfalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M. and Werner, S. (2017). Large heat pumps in Swedish district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1275-1284.

[BCI for ACS in MLC]. (2019). *Mercado libre Chile: Bomba de calor sistema integrado para ACS*. Recuperado el 13/05/19. https://articulo.mercadolibre.cl/MLC-435285201-termo-agua-caliente-bomba-de-calor-300-lts-kaltemp-_JM?quantity=1

[BCP for ACS in MLC]. (2019). *Mercado libre Chile: Bomba de calor sistema partido para ACS*. Recuperado el 11/09/19. https://articulo.mercadolibre.cl/MLC-490459126-bomba-de-calor-para-aguas-sanitarias-_JM

[BCP for ACS in MLU]. (2019). *Mercado libre Uruguay: Bomba de calor sistema partido para ACS*. Recuperado el 13/05/19. https://articulo.mercadolibre.com.uy/MLU-449003949-termotanque-super-eficiente-por-bomba-de-calor-_JM?quantity=1

CLIMATE-DATA.ORG. (2020). Recuperado el 26/03/2020

Hendron, R. (2006). *Building America research benchmark definition*, Updated December 15, 2006. NREL/TP-550-40968, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Hua, L.J., Ge, T.S. and Wang, R.Z. (2019). Extremely high efficient heat pump with desiccant coated evaporator and condenser. *Energy* 170, 569-579.

Iannelli, L. y Prieto, R. (2016). Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos. *Petrotecnia*, Agosto, 86-95.

Keinath, C.M. and Garimella, S. (2017). An energy and cost comparison of residential water heating technologies. *Energy*, 128, 626-633.

Mengjie, S., Ning, M., Yingji, X. and Shiming D. (2019). Challenges in, and the development of, building energy-saving techniques, illustrated with the example of an air source heat pump. *Thermal Science and Engineering Progress* 10, 337-356.

OSINERGMIN. (2020). *Tarifas eléctricas residenciales en Latino América, 4to Trimestre 2018*. Recuperado el 26/05/20. <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-residenciales-latinoamerica>

Pardiñas, A. A., Alonso, M. J., Diz, R., Husevåg Kvalsvik, K. and Fernández-Seara, J. (2017). State-of-the-art for the use of phase-change materials in tanks coupled with heat pumps. *Energy and Buildings* 140, 28-41.

Raimo, A. P. (2007). *Aquecimento de água no setor residencial*. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP.

Romero, N. P. (2011). *Consumo de energía a nivel residencial en Chile y análisis de eficiencia energética en calefacción*. (Tesis de grado en Ingeniería Civil). Universidad de Chile. http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-romero_nr/pdfAmont/cf-romero_nr.pdf

Sanders, K.T. and Webber, M.E. (2015). Evaluating the energy and CO₂ emissions impacts of shifts in residential water heating in the United States. *Energy*, 81, 317-327.

Song, M., Deng, S., Dang, C., Mao, N. and Wang, Z. (2018). Review of improvement for air source heat pump units during frosting and defrosting. *Applied Energy*, 211, 1150-1170.

Staffell, I., Brett, D., Brandon, N. and Hawkes, A. (2012). A review of domestic heat pumps. *Energy & Environmental Science*, 5(11), 9291-9306.

Vieira, A.S., Beal, C.D. and Stewart, R.A. (2014). Residential water heaters in Brisbane, Australia: Thinking beyond technology selection to enhance energy efficiency and level of service. *Energy and Buildings*, 82, 222-236.

Willem, H., Lin Y. and Lekov, A. (2017). Review of energy efficiency and system performance of residential heat pump water heaters. *Energy and Buildings*, 143, 191-201.



Olade's Regional Program for Small Hydroelectric Power Plants

Thematic Dossier

Call for papers



Articles submission deadline:
June 15 to October 31, 2021

Languages of postulated articles:
Spanish, English and Portuguese



More information: enerlac@olade.org

MEDICIÓN DE POBREZA Y VULNERABILIDAD ENERGÉTICA DE LOS HOGARES. EL CASO DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO, ARGENTINA

*MEASURING HOUSEHOLD ENERGY POVERTY AND VULNERABILITY.
THE CASE OF PROVINCE OF RÍO NEGRO, ARGENTINA*

Héctor Martín Civitaresi ¹, Mariana Dondo Bühler ², Jéscica Sarmiento ³,
Miguel Attaguile ⁴, Ana Capuano ⁵, Mariana Savarese ⁶

Recibido: 21/12/2020 y Aceptado: 03/05/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (106 - 126)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Tanjir Ahmed Chowdhury de Unsplash.



1 Universidad Nacional de Río Negro. Centro Interdisciplinario de Estudios sobre Territorio, Economía y Sociedad. Argentina.

hcivitaresi@unrn.edu.ar

<http://orcid.org/0000-0001-6375-1678>

2 Universidad Nacional de Río Negro. Centro Interdisciplinario de Estudios sobre Territorio, Economía y Sociedad. Argentina.

mdbuhler@unrn.edu.ar

<http://orcid.org/0000-0001-7921-8579>

3 Universidad Nacional de Río Negro. Centro Interdisciplinario de Estudios sobre Territorio, Economía y Sociedad. Argentina.

jsarmiento@unrn.edu.ar

<https://orcid.org/0000-0002-5459-1702>

4 Universidad Nacional de Río Negro. Argentina.

mattaguile@unrn.edu.ar

<http://orcid.org/0000-0001-5192-6039>

5 Universidad Nacional de Río Negro. Argentina.

acapuano@unrn.edu.ar

<http://orcid.org/0000-0002-8233-8616>

6 Universidad Nacional de Río Negro. Argentina.

msavarese@unrn.edu.ar

<http://orcid.org/0000-0003-4125-7577>

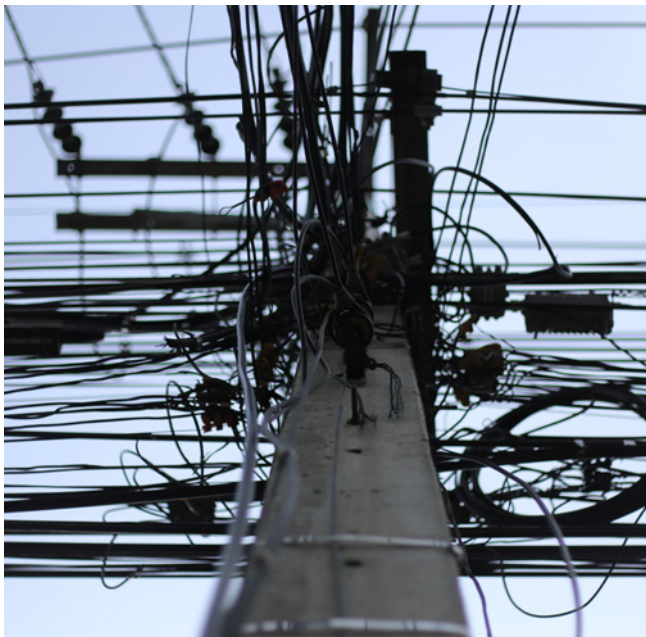


Foto de Amy Elting de Unsplash.

RESUMEN

El acceso a energía permite satisfacer diferentes necesidades básicas tales como cocción, calentamiento de agua, calefacción, etc. Sin embargo, la falta de conexión a redes de distribución o un costo elevado en relación al ingreso familiar imposibilitan su satisfacción. Los conceptos de pobreza y vulnerabilidad energética reflejan estas privaciones energéticas en sus distintas dimensiones de análisis. En este artículo se realiza un diagnóstico en la provincia de Río Negro, Argentina, usando información de la Encuesta Nacional de Gastos de los hogares. Los resultados indican que, en promedio, el 11.3% de los hogares son pobres en la dimensión energética y que el porcentaje es mayor para aquellos que no tienen acceso a la red de gas natural y para hogares de menores ingresos. Además, el subsidio estatal de consumo residencial de gas morigera la pobreza energética, aun cuando la medición probablemente subestime el impacto para áreas provinciales con inviernos más fríos y prolongados. Con estos resultados se aporta información a los hacedores de política para diseñar o perfeccionar instrumentos con una focalización apropiada de

la población afectada. Se destacan la necesidad de profundizar el análisis de dimensiones no monetarias de la vulnerabilidad energética y realizar estudios diferenciados territorialmente.

Palabras clave: Pobreza Energética, Vulnerabilidad Energética, Acceso a la Energía, Asequibilidad Energética, Gasto en Energía, Argentina.

ABSTRACT

Access to energy allows satisfying different basic needs such as cooking, water heating, heating, etc. However, the lack of connection to distribution networks or a high cost in relation to family income make it impossible to satisfy them. The concepts of poverty and energy vulnerability reflect these energy deprivations in different dimensions of analysis. This article makes a diagnosis in the province of Río Negro, Argentina, using information from the National Survey of Household Expenditures. The results indicate that, on average, 11.3% of households are poor in the energy dimension and that the percentage is higher for those who do not have access to natural gas networks and for households with lower income. Furthermore, the state subsidy for residential gas consumption alleviates energy poverty, even though the measurement probably underestimates the impact for provincial areas with colder and longer winters. With these results, we provide information to policy makers to design or improve instruments with an appropriate targeting of the affected population. The need to deepen the analysis of non-monetary dimensions of energy vulnerability and carry out territorially differentiated studies, is highlighted.

Keywords: Energy Poverty, Energy Vulnerability, Access to Energy, Energy Affordability, Energy Expenditure, Argentina.

INTRODUCCIÓN

La energía representa un factor de bienestar y calidad de vida de la población, por medio de la satisfacción de diferentes necesidades (cocción de alimentos, calentamiento de agua, confort térmico de la vivienda, etc.). Sin embargo, el acceso a las redes de distribución de energía no es universal o su costo representa un elevado porcentaje de los ingresos para algunos hogares, por lo que no siempre se satisfacen adecuadamente las necesidades energéticas. Conceptos como pobreza o vulnerabilidad energética (Sarmiento, Civitaresi, Malvicino y Llusa, 2020) refieren a la privación de energía en sus distintas dimensiones de análisis (acceso, asequibilidad, seguridad, etc.).

Se trata de un problema que tiene múltiples aristas y un alcance global. Sin ser exhaustivos, se pueden encontrar en la literatura, por ejemplo, mediciones y caracterizaciones de pobreza energética en México (García-Ochoa y Graizbord, 2016), en Grecia (Papada and Kaliampakos, 2016) o en Argentina (CEPA, 2017); estudios sobre provisión de servicios energéticos para satisfacer las necesidades de la población (Kozulj, 2009; CAF, 2013; García Ochoa, 2014), sobre políticas sobre subsidios a precios de la energía en España (Sánchez-Guevara, 2015) o sobre el impacto de incrementos tarifarios sobre pobreza energética en Argentina (CEPA, 2017; Castela, Méndez, Rosa y Wild, 2019); la promoción gubernamental y uso de energías renovables a micro escala (Healy and Clinch, 2002; IEA, 2010; Bouzarovski, Petrova, and Tirado Herrero, 2014); consideraciones de enfoques sobre desigualdad social y género (Dehays y Schuschny, 2018); entre muchas otras. Asimismo, hay aportes en términos específicos como, por ejemplo, aspectos subjetivos sobre temperatura adecuada de hogares (Price, Brazier, and Wang, 2012) o de carácter general como el concepto de vulnerabilidad energética de los hogares (Bouzarovski et al., 2014; Bouzarovski and Petrova, 2015; Carreras y Gende Feely, 2018).

Por su parte, en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo, se considera que la pobreza energética supone un problema estructural especialmente para consumidores con menos recursos debido a altos precios de la energía, falta de ingresos e ineficiencia energética de las viviendas. Concretamente, el Objetivo de Desarrollo Sostenible n.7 (ODS 7) de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible de las Naciones Unidas (ONU) está focalizado en “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” (UNDP, 2020). Se estructura a partir de tres líneas de acción: a) eficiencia energética en la producción, distribución y consumo; b) sostenibilidad ambiental a partir de la transición hacia modelos de producción y consumo de energía cada vez más limpios y, c) acceso universal a la energía para contribuir a mejorar la calidad de vida de la población.

En este artículo, el énfasis está puesto sobre la tercera línea de acción mencionada. Esto implica garantizar el acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos y de calidad a todos los hogares, independientemente de su ubicación geográfica y condición socioeconómica. Asimismo, se requiere asegurar la asequibilidad de servicios energéticos, atendiendo, especialmente, a la situación de los sectores de la población más vulnerable.

El análisis está acotado espacialmente en una provincia argentina de clima frío, la provincia de Río Negro. Esta provincia se ubica en el centro-norte de la región patagónica (en la mitad sur del país), siendo una de las provincias más extensas del país y dada su ubicación geográfica y su extensión este-oeste, presenta un clima frío seco en la mayor parte de su territorio. El factor frío es considerado como relevante para problemas de pobreza y vulnerabilidad energética. Para la población de riesgo (lactantes, mayores de 65 años, enfermos respiratorios y cardíacos), una calefacción adecuada es imprescindible. También es necesario para la infancia ya que los hogares con problemas energéticos aumentan las proba-

bilidades de la ocurrencia de enfermedades respiratorias en esa población. Además, tienen menor ganancia de peso y mayor nivel de ingresos hospitalarios en la primera infancia (CEPA, 2017). Finalmente, el frío no sólo afecta a personas con enfermedades mentales, como otros grupos vulnerables, sino que también, la pobreza energética y los hogares fríos pueden incrementar el riesgo de sufrir condiciones clínicamente diagnosticables de salud mental como ansiedad y depresión (Carreras y Gende Feely, 2018).

Existen antecedentes sobre el tratamiento de pobreza energética en Río Negro (González, 2008; Schueftan y González, 2013; Kozulj, 2016; Sarmiento et al., 2020). Asimismo, el gobierno de la Provincia de Río Negro adhirió a los ODS en el 2018. Incorporó los ejes de la Agenda 2030 a su Agenda de Actuación Territorial (AAT), una herramienta de planificación provincial que establece directrices para el desarrollo territorial, bajo los principios de inclusión, integración e innovación (Costanzo Caso, 2020).

En este marco, el presente artículo tiene por objetivo central aportar con un diagnóstico referido a la pobreza y a la vulnerabilidad energética y un análisis distributivo de los gastos en energía para la provincia de Río Negro. Para ello, se utilizó como fuente de información la Encuesta Nacional de Gastos de los hogares (ENGHo), realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos de la Argentina (INDEC) entre noviembre de 2017 y noviembre de 2018, y que permite conocer la estructura de presupuesto de los hogares, el origen de los ingresos y su asignación a distintos gastos junto con información demográfica, de educación y vivienda (Gobierno de Río Negro, 2018).

El resto del texto se organiza de la siguiente manera: en la siguiente sección se abordan los conceptos “pobreza energética” y “vulnerabilidad energética” (p. 110); se describen aspectos metodológicos sobre la medición de los conceptos, así como datos indicadores

utilizados a fin de diagnosticar dichos problemas (p. 112). Posteriormente se analiza el acceso y uso de energías en la provincia de Río Negro a partir de datos de la ENGHo, comparando con el resto de las provincias patagónicas¹ y total país. Finalmente, se exponen las conclusiones del trabajo y se reflexiona sobre la definición de políticas públicas para afrontar problemáticas energéticas.

ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLÓGICOS

Existe una diversidad de visiones y preocupaciones en torno a los problemas energéticos de los hogares que requiere ser revisada a los efectos de identificar un enfoque apropiado para su medición. También resulta necesario definir algunos aspectos metodológicos a partir de la información disponible de la ENGHo 2017/18.

Pobreza y vulnerabilidad energética

En la década de 1990, en Gran Bretaña e Irlanda, comenzó a ser un problema la gran cantidad de familias que no lograban mantener una temperatura adecuada en sus viviendas en épocas invernales. Allí surge el concepto pobreza de combustible (*fuel poverty*), el cual plantea que: “un hogar se encuentra en situación de pobreza de combustible cuando necesita destinar una parte excesiva de sus ingresos (más del 10%)² a satisfacer las necesidades energéticas de su vivienda” (García-Ochoa y Graizbord, 2016: 291). La **pobreza de combustible** (*fuel poverty*) se asocia a tres factores – precios de la energía, ingresos de los hogares y eficiencia energética de las viviendas– y puede

1 La región patagónica está compuesta por las provincias de Río Negro, Tierra del Fuego, Santa Cruz, Chubut y Neuquén.

2 Si un hogar destina más del 20% de sus ingresos a satisfacer las necesidades energéticas de su vivienda, se lo considera en una situación de extrema pobreza de combustible.

resumirse como la incapacidad de un hogar para cubrir adecuadamente sus necesidades energéticas debido a su bajo nivel de ingreso, el costo de la energía y la eficiencia energética de la vivienda (Papada and Kaliampakos, 2016; Castelao Caruana et al., 2019).

Por su parte, el concepto **pobreza energética** (*energy poverty*) se utiliza comúnmente para identificar la falta de acceso a la energía en países en desarrollo, vinculado a un conjunto de preocupaciones que incluyen aspectos económicos, de infraestructura, de equidad social, educación y salud. Cabe mencionar que la pobreza energética no sólo considera problemas de calefacción de los hogares, sino que aborda la incapacidad de los hogares de acceder a fuentes de energía modernas (IEA, 2010). Dicha incapacidad suele vincularse a barreras económicas, sociales y técnicas, sumado a una infraestructura inadecuada y a falta de capital para inversiones necesarias. Asimismo, a corto y mediano plazo, también debe considerarse las barreras ambientales que, como consecuencia del cambio climático, tendrán un impacto en el patrón de producción energética y en los recursos hídricos de la región latinoamericana (Sánchez et al., 2018). En dicha región, las migraciones del campo a la ciudad, la falta de ordenamiento territorial y el consecuente crecimiento de zonas marginales en áreas urbanas, ha llevado a una inadecuada provisión de servicios energéticos para satisfacer las necesidades de la población (Kozulj, 2009; CAF, 2013; García Ochoa, 2014).

Si bien los conceptos pobreza energética y pobreza de combustible suelen emplearse como sinónimos (Thomson et al., 2016), Li, Lloyd, Liang and Wei (2014) destacan que el término pobreza de combustible es comúnmente empleado en países ricos de climas fríos y se enfoca en temas de asequibilidad, mientras que pobreza energética es utilizado para todos los climas, enfatizando en países pobres, y se abordan temas básicos de acceso a la energía,

como por ejemplo el acceso a la red de energía eléctrica. Sin embargo, existen aspectos comunes entre ambos conceptos, ya que coinciden en el análisis centrado en el consumo de energía a nivel residencial y en la consideración de que las principales consecuencias de este problema se asocian a pobreza, equidad, salud y desarrollo social (Castelao Caruana et al., 2019).

Por su parte, Bouzarovski et al. (2014) plantean la necesidad de encontrar un marco teórico que abarque ambas visiones. Estos autores consideran que los problemas asociados a las limitaciones energéticas de los hogares son de carácter universal, por lo que se precisa una definición que abarque a todos los territorios, sin importar su clima ni su grado de desarrollo. Por ello, proponen el concepto **vulnerabilidad energética** de los hogares, definida como la *propensión de un individuo de volverse incapaz de asegurar un nivel material y socialmente necesario de servicio de energía en el hogar*.

Las fuerzas que llevan a la privación de energía a una escala de los hogares son multidimensionales y pueden identificarse circunstancias internas o externas a los hogares (Bouzarovski et al., 2014; Bouzarovski and Petrova, 2015) (Tabla 1). Es necesario un análisis centrado en el consumidor que permita unir las necesidades energéticas de los hogares con la generación y distribución de energía. Para ello, algunos autores utilizan una combinación de dos enfoques: el enfoque de subsistencia y el enfoque consensual (García-Ochoa y Graizbord, 2016). El primero se centra en la interacción entre nivel de ingreso de hogares, aislación térmica de viviendas, precios de la energía y otros factores (características sociodemográficas del hogar, equipamiento, hábitos de consumo del hogar, etcétera) (Thomson et al., 2016); el segundo incluye los aspectos objetivos mencionados y otros subjetivos como la percepción de las personas sobre su situación de pobreza energética (Castelao Caruana et al., 2019).

Tabla 1. Dimensiones para el análisis de la vulnerabilidad energética en los hogares

Dimensión	Descripción	Factor
Acceso	Escasa disponibilidad de servicios energéticos adecuados para satisfacer las necesidades del hogar.	Externo
Asequibilidad	Baja capacidad de pago, presencia de bajos ingresos y altos precios de la energía.	Externo / Interno
Flexibilidad	Baja posibilidad de pasar de un servicio de provisión de energía a otro más adecuado según las necesidades del hogar.	Interno
Eficiencia Energética	Presencia de una alta pérdida de energía útil en el hogar durante el proceso de conversión.	Interno
Necesidades	Desequilibrios entre los servicios de los que se disponen y los requerimientos energéticos del hogar, asociados a aspectos culturales, sociales y económicos.	Interno
Prácticas	Falta de conocimiento sobre el uso eficiente de la energía, o por falta de incentivos a hacer un uso racional o por costumbres.	Interno / Externo

Fuente: Extraído de Bouzarovski et al., 2014

Hasta aquí se expuso, resumidamente, las distintas conceptualizaciones de pobreza y vulnerabilidad energética para abordar, en el siguiente punto, sus diferentes aproximaciones en el proceso de medición.

Aspectos metodológicos

Fuente de información

La fuente de información utilizada es la Encuesta Nacional de Gastos de los hogares (ENGHo) realizada por el INDEC entre noviembre de 2017 y noviembre de 2018. La muestra de la ENGHo 2017/2018 incluyó población residente en poblados y ciudades que superan los 2,000 habitantes, representando aproximadamente 12.4 millones de hogares en todo el país y 214 mil hogares en la provincia de Río Negro (INDEC, 2020). Concretamente, se realizaron cerca de 1,500 encuestas distribuidas entre

Viedma, Bariloche, General Roca, Cipolletti, Allen, Villa Regina, Cinco Saltos, Ingeniero Huerto, Los Menucos, Luis Beltrán, Maquinchao, Villa Manzano, Catriel, Lamarque, San Antonio Oeste, Sierra Grande, El Bolsón, General Conesa, Río Colorado y Carmen de Patagones (Gobierno de Río Negro, 2018).

Dado que la ENGHo se centra en poblados y ciudades con más de 2,000 habitantes, los resultados del artículo se han concentrado en áreas urbanas intermedias y grandes. Por lo tanto, no se incluyen en la encuesta a hogares de localidades pequeñas ni rurales. En ellas, si bien los servicios como redes de gas o acceso a electricidad suficiente y confiable muestran desbalances menos marcados que en el caso de otros servicios básicos (v.gr. desagües cloacales), también resultan en una cobertura más baja que el promedio provincial (Monteverde et al., 2017).

Asimismo, siguiendo a Kozulj (2016), es necesario destacar que durante cuatro bimestres al año un usuario de la Patagonia requiere entre 50% y 100% más de gas que su homólogo de Ciudad de Buenos Aires o del resto del país. Algo parecido sucede al interior de la provincia de Río Negro, ya que el territorio provincial resulta heterogéneo, tanto en términos de densidad poblacional, en su organización físico-funcional, en sus condiciones climáticas, en sus indicadores socioeconómicos y, a su vez, es inequitativo en términos de desarrollo económico (IGC, 2013). Si bien el diseño muestral de la ENGHo no permite el análisis a escala municipal, se relativizan los resultados agregados a escala provincial en cada sección que lo amerite.

Medición y análisis de la problemática energética

En primer lugar, se realizó el análisis de gasto en energía por provincia, diferenciando entre hogares con o sin acceso a la red de gas natural. Para ello, previamente, se describió el uso de distintas fuentes de energía para cocinar y calefaccionar la vivienda y de la proporción del ingreso del hogar destinada a gasto en energía.

Asimismo, se midió la incidencia distributiva del gasto en energía, que indica el esfuerzo que realizan los hogares con distinto nivel de ingreso para afrontar su gasto en energía. Consiste en comparar la proporción del ingreso total que los hogares urbanos gastan en energía por deciles de ingreso. Para ello, se utilizaron las gráficas de curvas de concentración³, que muestran el porcentaje acumulado de ingresos y de gasto en energía que realizan los hogares, ordenados de manera ascendente de acuerdo a su nivel de ingresos. La curva de datos observados suele compararse con la de perfecta igualdad (recta diagonal del 45°), en la que el p% de la población percibe exactamente el p% del ingreso. En este artículo, se considera

3 Para el caso de la variable ingreso se denomina Curva de Lorenz.

inequitativa o injusta una situación en la cual el gasto en energía implica un porcentaje del ingreso mayor para los hogares más pobres que para aquellos de mayor poder adquisitivo (es decir, el gasto en energía es regresivo). Si, por el contrario, todos los hogares, independientemente de su poder adquisitivo, gastaran en energía la misma proporción de sus ingresos totales, entonces las cargas del gasto en energía se distribuirían con un impacto neutral. También se midió el impacto del subsidio al consumo de gas natural que rige para las provincias patagónicas⁴, en términos de impacto sobre la proporción del ingreso destinado a consumo de energía, su focalización y su progresividad.

En segundo lugar, se calculó la incidencia de la pobreza energética a partir de distintos indicadores objetivos absolutos y relativos, para los hogares de las provincias de la Patagonia y a nivel regional y nacional. En la literatura es posible identificar distintas formas y criterios para medir la **pobreza energética** por ingresos. En general, estas medidas establecen un umbral

4 En el artículo 75 de la Ley 25.565/2002, se establece la creación del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, con el objeto de financiar las compensaciones tarifarias que las distribuidoras o subdistribuidoras zonales de Gas Natural y GLP de uso domiciliario perciben por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales para la zona Sur del país y del Departamento Malargüe de Mendoza. A su vez, el artículo 69 de la Ley N° 26.546/2009 prorrogó por nueve años el plazo dispuesto de vigencia de dicho régimen. Por lo tanto, los usuarios de gas natural de las provincias patagónicas están beneficiados con un subsidio del 50% sobre cargo fijo y variable de Gas Natural. El dato informado en la ENGHo es el monto pagado en Gas Natural, incluyendo consumo, impuestos y otros componentes de la facturación. Para analizar el impacto del subsidio, se descontó del monto correspondiente a IVA, que es el impuesto de mayor valor que afecta el total facturado. Es necesario destacar que al no haber descontado el total de impuestos y otros conceptos sobre los que el subsidio no aplica, hay posibilidades de estar subestimando el gasto en Gas Natural y, por lo tanto, la pobreza energética.

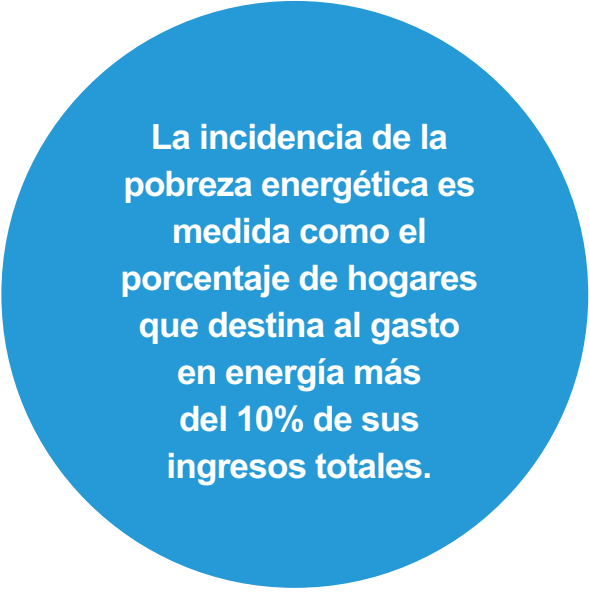
de ingresos destinados a gasto en energía a partir del cual, si los hogares gastan más, son identificados como pobres. Sin embargo, los indicadores varían en la medida de ingreso que consideran en el cálculo. En países europeos, por ejemplo, se mide la proporción del gasto en energía sobre el ingreso total familiar descontados los gastos de vivienda, ya que se considera que se deben restar gastos fijos e ineludibles del hogar tales como algunos gastos alimentarios básicos o de alojamiento. En la Argentina, en un estudio del Centro de Economía Política Argentina (CEPA, 2017), se consideró como ingreso disponible los ingresos totales familiares descontados los gastos alimentarios básicos. El criterio en este último caso es tener una medida que sea sensible al precio de los alimentos básicos. Por otro lado, en ese estudio también se calculó la pobreza energética severa considerando el ingreso total familiar. El cálculo resulta relevante porque da cuenta de un porcentaje de hogares que presenta condiciones extremas de pobreza.

En el presente artículo, la incidencia de la pobreza energética es medida como el porcentaje de hogares que destina al gasto en energía más del 10% de sus ingresos totales, equivalente al cálculo de pobreza energética severa realizado por CEPA (2017). Además, se calculó pobreza energética extrema en la cual el umbral fue ubicado en el 20%. Se sabe que el criterio definido es arbitrario, pero es un indicador de asequibilidad útil para explicitar el esfuerzo económico para obtener energía y, a la vez, junto con otras más subjetivas, es una de las dimensiones que aporta a la identificación de la vulnerabilidad energética⁵.

La pobreza energética también puede ser calculada en términos relativos, esto implica considerar la posición de cada hogar en la

⁵ Asimismo, deja abierta la posibilidad de medir la incidencia del gasto empobrecedor, es decir, el porcentaje de hogares para los cuales el gasto en energía deja disponible un ingreso equivalente para el hogar menor a la línea de la pobreza.

distribución del ingreso o de los gastos en energía. Utilizar medidas relativas en lugar de absolutas no implica únicamente cambiar el umbral a partir del cual se identifica a un hogar como pobre. Esto se comprende mejor analizando la dinámica de las condiciones en las que viven los hogares en el tiempo. Por ejemplo, si se ampliara la red de gas natural de modo que todos los hogares de la Provincia pudieran acceder, la incidencia de la pobreza, medida en términos absolutos, probablemente disminuiría. Esto es porque muchos de los hogares que gastaban más del 10% de su ingreso en energía pasarán a gastar menos, por el hecho de acceder a la red de gas y sus subsidios (entonces habrá menos hogares que gasten más de ese umbral, que quedó fijo). Sin embargo, en términos relativos no tiene por qué suceder lo mismo, ya que la proporción gasto/ingreso promedio provincial también disminuirá.



La incidencia de la pobreza energética es medida como el porcentaje de hogares que destina al gasto en energía más del 10% de sus ingresos totales.

En tercer lugar, se midió la incidencia de la pobreza multidimensional o vulnerabilidad energética. De acuerdo a la información disponible en la ENGHo, se contemplaron tres de las seis dimensiones de la vulnerabilidad energética: la asequibilidad (equivalente al concepto de pobreza energética por ingresos en términos absolutos), la accesibilidad se aproxima a través del indicador de disponibilidad de gas natural de

red para la cocción o calefacción y la eficiencia a través del indicador de tipo de vivienda. Los hogares serán identificados como vulnerables en los casos en que tuvieran carencias en una, dos o las tres dimensiones consideradas.

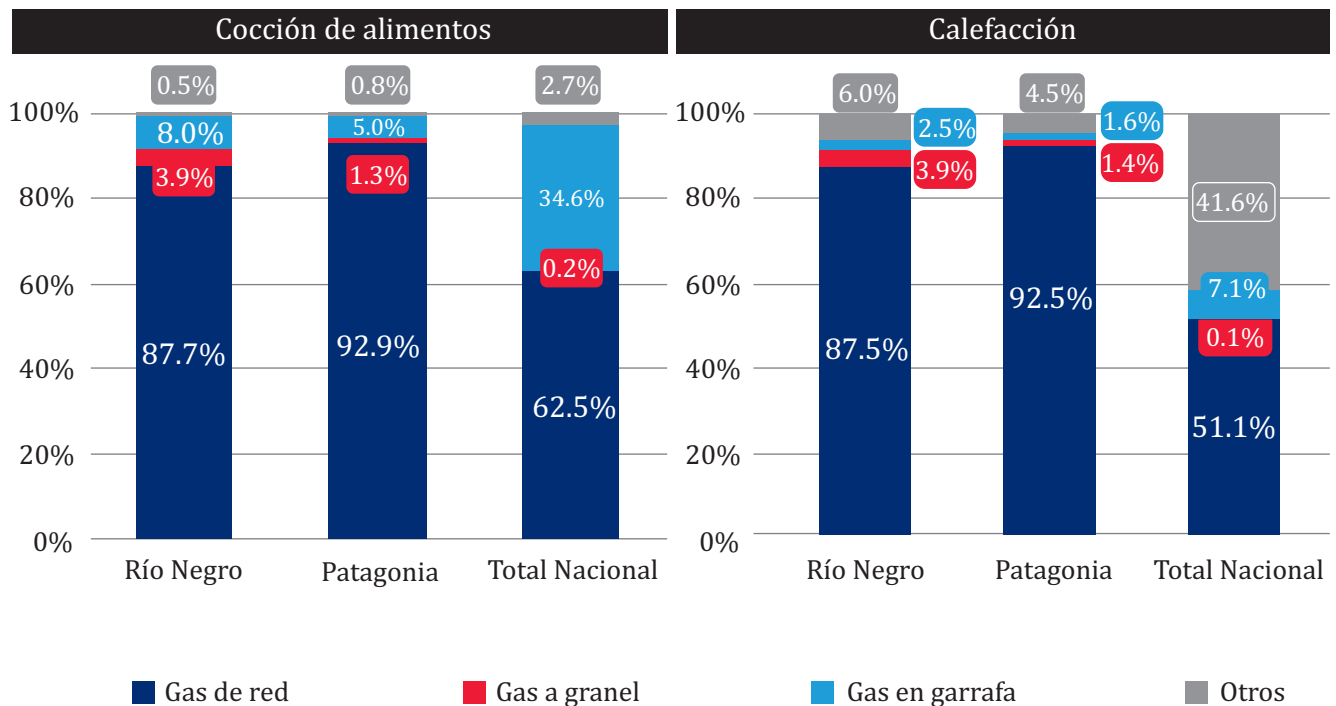
Para complementar, se realizó un análisis *clúster*, que es una herramienta exploratoria que permite clasificar a una muestra en grupos que tengan la particularidad de ser muy homogéneos al interior de los mismos, pero bastante heterogéneos entre sí. Lo anterior se logra analizando simultáneamente un conjunto de variables explicativas, pudiendo ser tanto métricas como nominales, y mediante la aplicación de un procedimiento algorítmico, dividir la muestra en grupos o conglomerados con marcada similitud, en función de las anteriores variables.

RESULTADOS DE LA MEDICIÓN PARA RÍO NEGRO

Análisis descriptivo

En la Argentina, alrededor del 60% de los hogares tienen acceso a la red de gas natural para caleccionarse y para cocinar. El resto satisface esta necesidad fundamentalmente con otras alternativas tales como Gas Licuado de Petróleo (GLP) envasado (garrafas), y leña en algunos casos. Esa situación general difiere en las provincias patagónicas donde la proporción de hogares con gas de red es muy superior. Según la ENGHo, para el caso específico de la provincia de Río Negro, el porcentaje de hogares urbanos conectados a gas de red supera el 87% para cocinar y caleccionar (Figura 1).

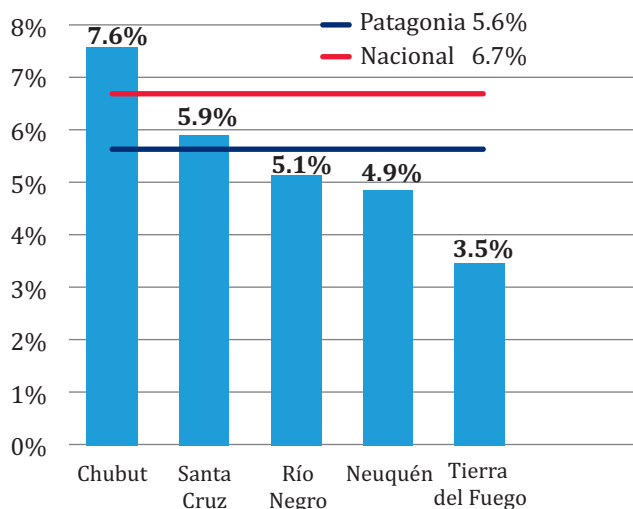
Figura 1. Porcentaje de hogares urbanos según fuentes de energía utilizadas para cocinar y caleccionar. Provincia de Río Negro, Patagonia y Total Nacional



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

El gasto en energía (todas las fuentes y usos), alcanzó, en promedio, el 5.1% del ingreso total de los hogares urbanos en la provincia de Río Negro, proporción inferior al promedio de la región Patagonia (5.6%) y el total nacional (6.7%) (Figura 2). Sin embargo, la proporción de ingreso gastado en energía es variable según las características del hogar. Por ejemplo, en hogares que no tienen red de gas natural, se gastó en promedio 9.7% del ingreso en energía,

Figura 2. Proporción del ingreso total que los hogares urbanos gastan en energía, promedio. Provincias patagónicas

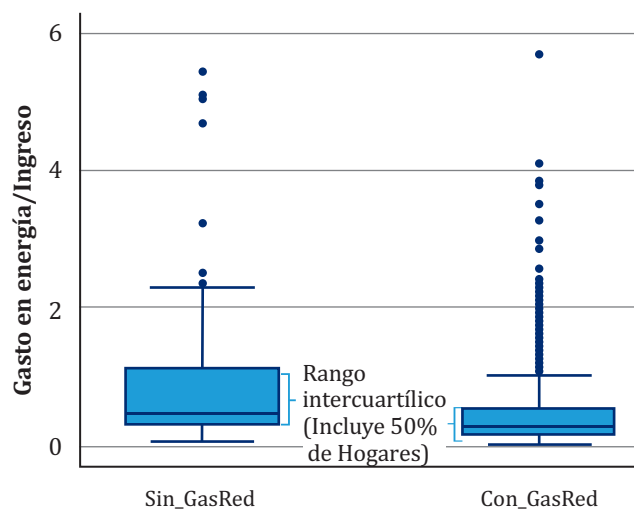


Fuente: Datos tomados INDEC (2020)

Otro modo de relativizar este promedio provincial es analizando el esfuerzo que realizan los hogares con distinto nivel de ingreso para afrontar su gasto en energía. En Río Negro encontramos que el gasto en energía implica un porcentaje mayor de los ingresos para los hogares más pobres (Figura 4). Otra forma de ver este mismo resultado es comparando la curva de Lorenz con la curva de concentración de los gastos en energía (Figura 5). Los resultados mostraron que, para los deciles más bajos, el porcentaje de gasto en energía es superior al porcentaje de ingreso total percibido (la curva de concentración del gasto se encuentra por encima de la curva de Lorenz).

mientras que aquellos que si tienen acceso a la red gastaron el 4.5% del ingreso (Figura 3). Asimismo, ese promedio provincial de 5.1% no muestra el impacto de las diferencias climáticas y demográficas de las diferentes regiones de la provincia de Río Negro las cuales determinan una variabilidad del gasto en energía. Las características del diseño muestral de la ENGHo no permiten hacer la discriminación por regiones.

Figura 3. Proporción del ingreso total que los hogares urbanos gastan en energía, con y sin gas de red. Río Negro

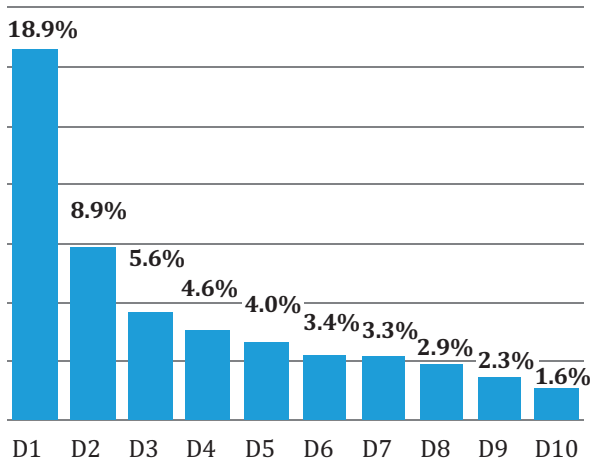


Fuente: Datos tomados INDEC (2020)



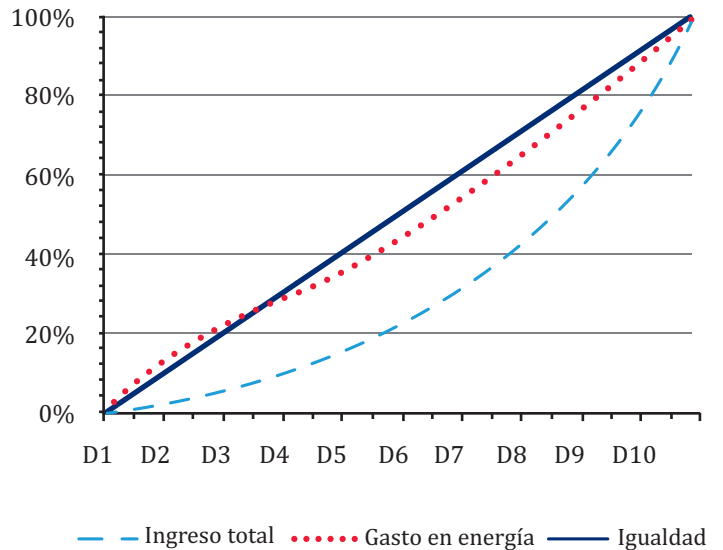
Foto de Jason Richard de Unsplash.

Figura 4. Proporción del ingreso que los hogares gastan en energía, por decil de ingreso. Río Negro



Fuente: Datos tomados del INDEC (2020)

Figura 5. Curvas de concentración de ingresos y del gasto en energía, por decil de ingreso del hogar. Río Negro



Fuente: Datos tomados del INDEC (2020)

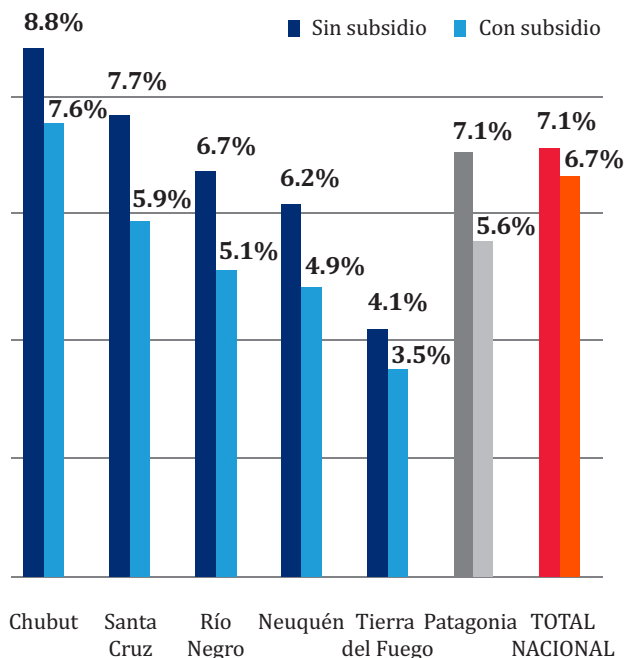
Finalmente, resulta importante indagar sobre el impacto del subsidio para consumos residenciales de gas natural para la zona sur del país. En la Figura 6 se puede observar la proporción de ingresos que en promedio destinaron al gasto en energía los hogares en cada provincia patagónica, y cuál hubiera sido esa proporción en caso de no ser beneficiarios del subsidio. Para el caso de Río Negro, quitar el subsidio de consumo residencial de gas en 2018 hubiera implicado un incremento de la proporción promedio de ingresos destinados a energía (todas las fuentes) del 31.8%, pasando del 5.1% al 6.7%. Esta proporción es un promedio provincial y, probablemente, subestima fuertemente el impacto del subsidio en zonas de la provincia con rigores invernales prolongados.

A su vez, en la Figura 7 se observa que, en Río Negro, el impacto del subsidio al consumo residencial de gas sobre la proporción de ingresos que se gasta en energía es mayor en deciles de menores ingresos.



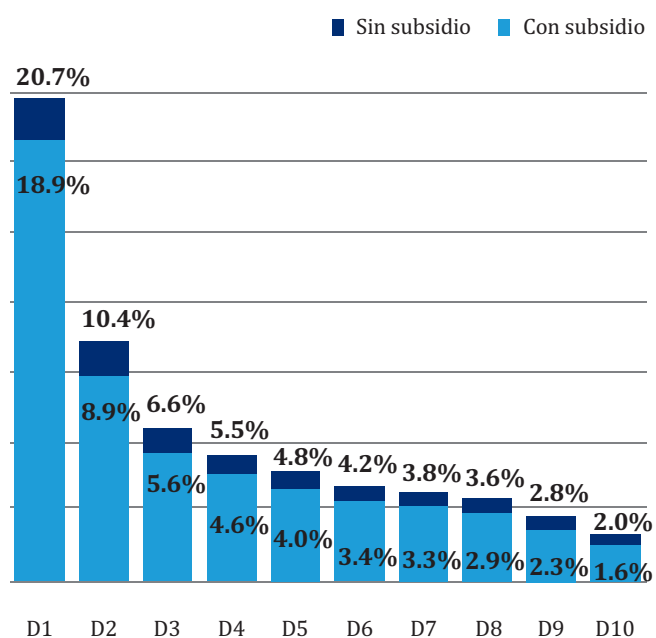
Foto de Eta de Unsplash.

Figura 6. Proporción de ingreso total que hogares urbanos gastan en energía, en promedio. Con y sin subsidio. Provincias Patagónicas



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Figura 7. Impacto del subsidio al gas natural sobre la proporción del ingreso que hogares gastan en energía, por decil de ingreso. Río Negro

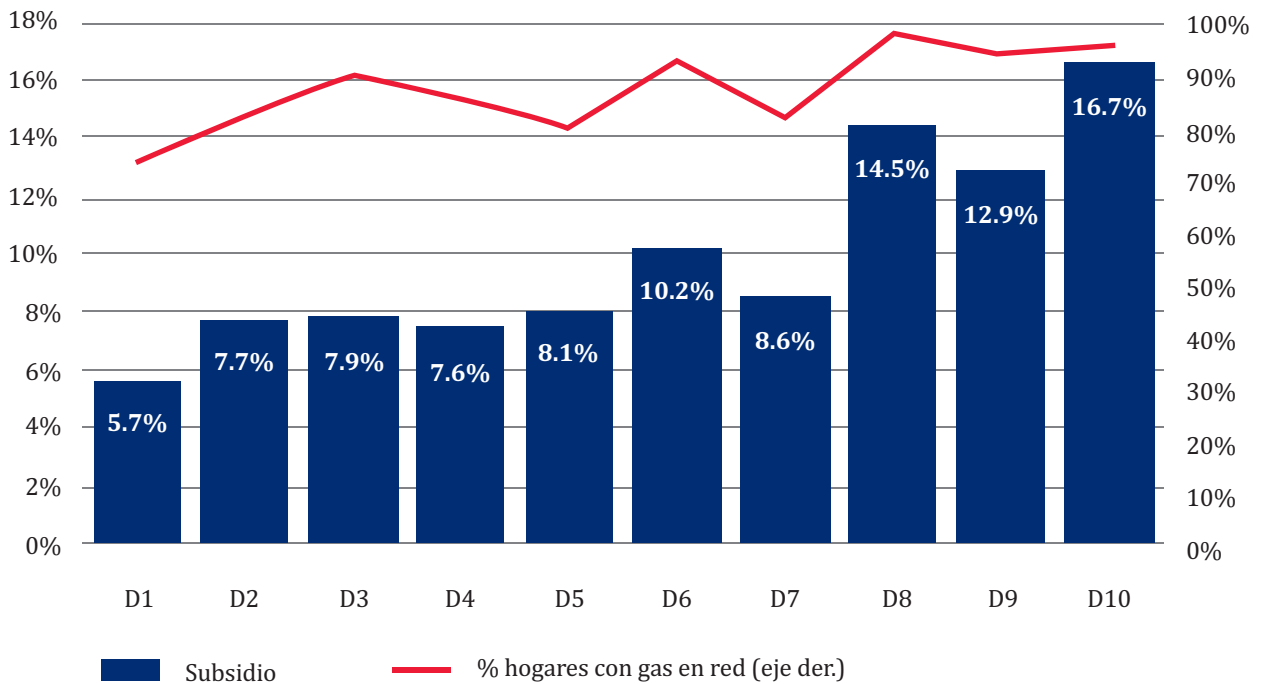


Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Si bien el subsidio es progresivo en la provincia (representa una mayor porción del ingreso para los hogares del decil 1 que los del decil 10) se observa que, en cuanto a la focalización es pro-rico. Esto quiere decir que, al distribuir el monto total del subsidio entre deciles, se asigna una mayor proporción a los deciles de mayores ingresos que a los de menores ingresos (5.7% del subsidio total al decil 1 mientras al decil 10 percibe el 16.7% del monto total del subsidio). Este resultado se explica por el hecho de que en los deciles de mayor ingreso se tiene una mayor proporción de hogares con acceso a red de gas natural y que, por tanto, acceden al subsidio (96% de los hogares del decil 10 tienen red, mientras que en el decil 1 esta cifra asciende al 74%) (Figura 8).

Al distribuir el monto total del subsidio entre deciles, se asigna una mayor proporción a los deciles de mayores ingresos que a los de menores ingresos.

Figura 8. Focalización del subsidio al gas natural, por decil de ingreso. Río Negro



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Nuevamente, es importante aclarar que los resultados presentados son agregados a nivel provincial y, probablemente, esconden una importante variabilidad entre zonas o regiones dentro de la provincia, asociada a la heterogeneidad en materia de densidad poblacional como así también en disponibilidad de recursos naturales y condiciones climáticas (temperatura promedio y variabilidad climática a lo largo del año, entre otras). Para poder tener una perspectiva territorial más acabada, sería necesario otro estudio profundizando las variables usadas al menos en las cuatro ciudades más pobladas de la provincia (General Roca, Cipoletti, Viedma y Bariloche) que, además, se ubican en diferentes regiones provinciales (valle, atlántica y cordillera). El diseño muestral de la ENGHo no permite un análisis a en esta escala.

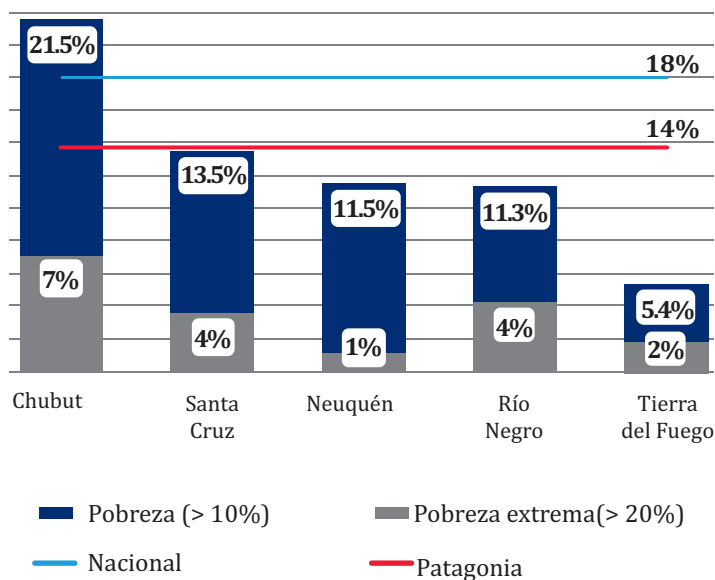
Mediciones de pobreza energética

En la Figura 9 se presenta la incidencia de la pobreza energética, medida como el porcentaje

de hogares que destina al gasto en energía más del 10% de sus ingresos totales. En el caso de la pobreza extrema, este umbral fue ubicado en el 20%. En Río Negro, se observa que el 11% de los hogares es pobre y el 4% pobre extremo.

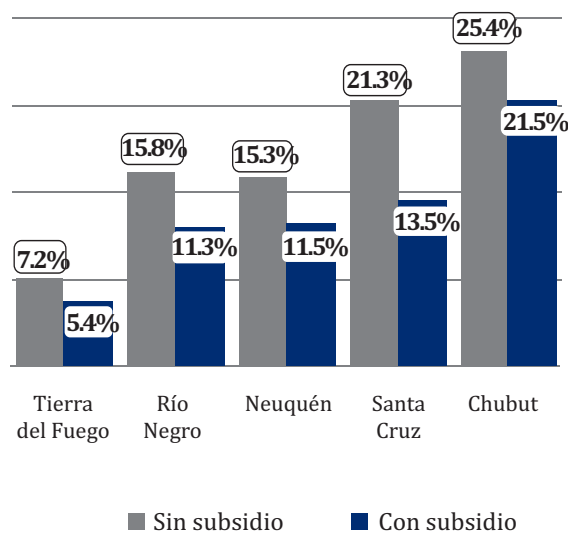
Como se indicó previamente, los hogares de las provincias patagónicas que tienen acceso a red de gas natural son beneficiarios de un subsidio. En caso de que este subsidio no aplicara, la incidencia de la pobreza aumentaría al 15.1% para la provincia de Río Negro. Es decir, habría 8,108 hogares adicionales que caerían en la pobreza (3.8% de los hogares de la provincia), de los cuales 2,178 hogares caerían en la pobreza extrema (1% de hogares) (Figura 10).

Figura 9. Incidencia de la pobreza energética, medida absoluta. Provincias patagónicas y total nacional



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Figura 10. Incidencia de la pobreza energética, con y sin subsidio al gas natural. Provincias patagónicas



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

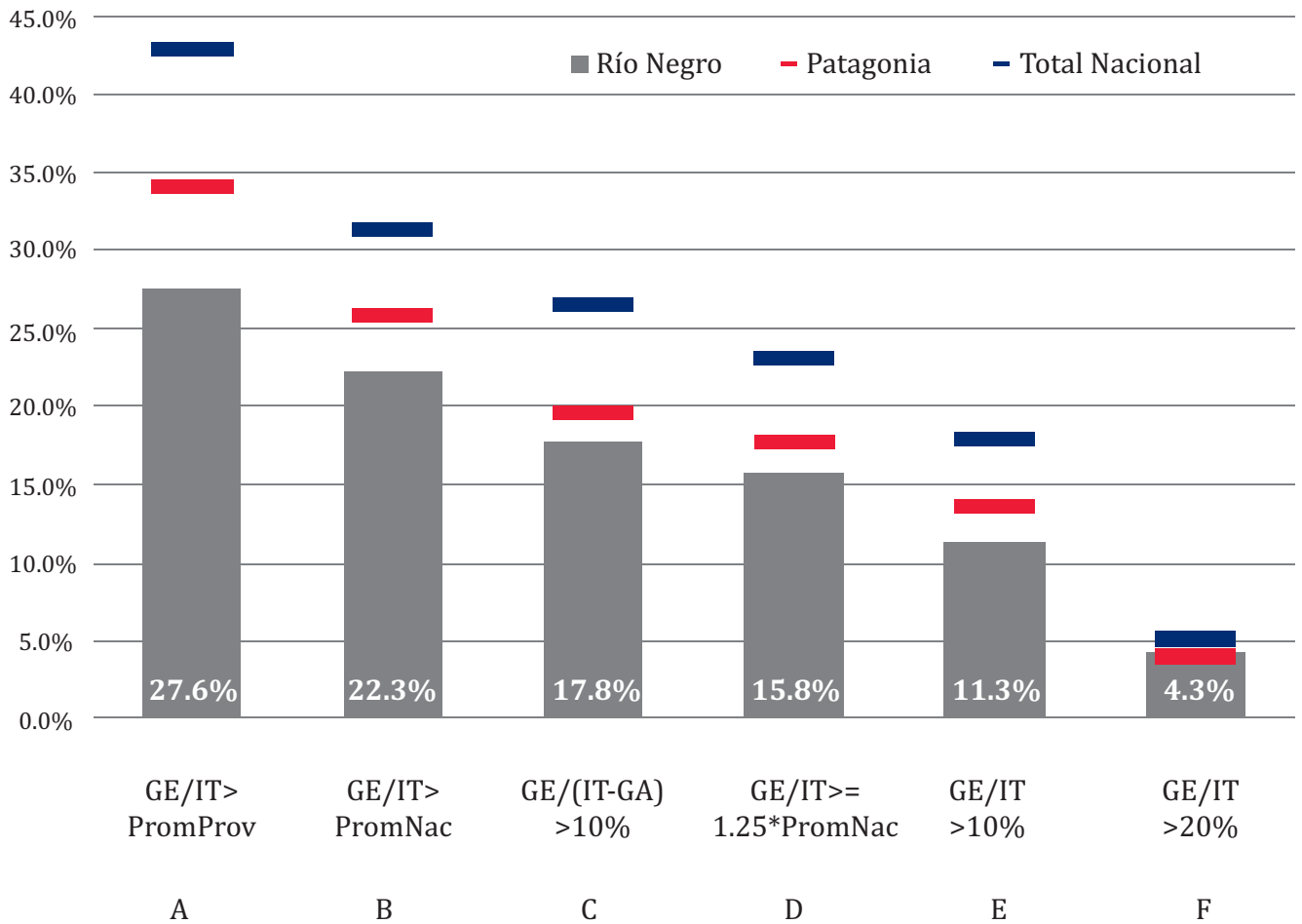
En la Figura 11, se presentan los resultados de la medición de la pobreza energética en Río Negro, aplicando distintas medidas relativas. Por ejemplo, la medida B indica que la incidencia de la pobreza sería del 22% si consideráramos pobre energéticamente a todo aquel hogar que gaste una proporción de su ingreso mayor a la que se gasta en promedio a nivel nacional. En este caso la incidencia de la pobreza aumenta porque el promedio nacional es del 6.7%, menor al 10% que se había fijado anteriormente como umbral. Si la medida relativa se estima en relación con el promedio provincial, la pobreza aumentaría al 28% (ver A en la Figura 11).

Otra medida relativa identifica como pobres a los hogares que gastan una proporción de su ingreso al menos un 25% mayor a la del promedio nacional. En este caso, la incidencia de la pobreza en Río Negro ascendería al 16% (ver D en la Figura 11). Siguiendo el estudio de CEPA (2017) se consideró los ingresos totales familiares descontados los gastos alimentarios

básicos (ver C en la Figura 11), haciendo referencia a la situación en la cual los habitantes de un hogar tienen dificultades para alimentarse correctamente y hacer frente a los gastos mínimos energéticos. En ese caso la pobreza energética para la provincia de Río Negro subiría al 18%.

Otra medida relativa identifica como pobres a los hogares que gastan una proporción de su ingreso al menos un 25% mayor a la del promedio nacional.

Figura 11. Incidencia de la pobreza energética, medidas absolutas y relativas. Río Negro, región patagónica y total nacional



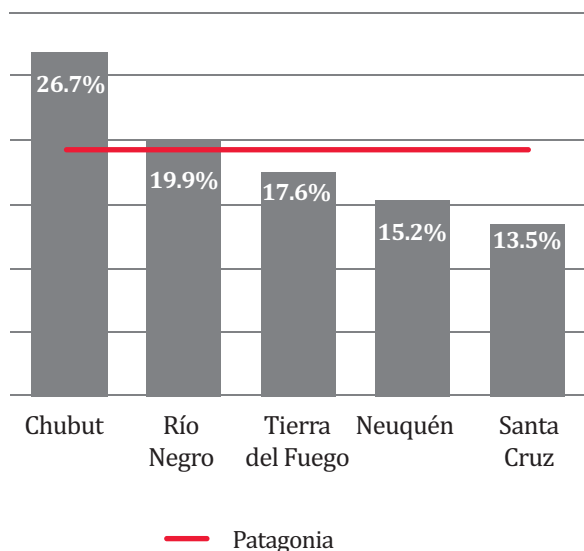
Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Análisis de vulnerabilidad energética

En la Figura 12 se observa que la incidencia de la vulnerabilidad energética en la provincia de Río Negro es del 19.9%, mayor a la medida absoluta de pobreza. Como se indicó anteriormente, se contemplaron tres de las seis dimensiones planteadas en el marco conceptual de acuerdo a la disponibilidad de información de la ENGHo 2017/2018. En la Figura 13 se puede observar que, en Río Negro, la mayor parte de los hogares vulnerables lo son por presentar carencias en una dimensión, siendo la más frecuente la falta de acceso a la red de gas (15.8%).

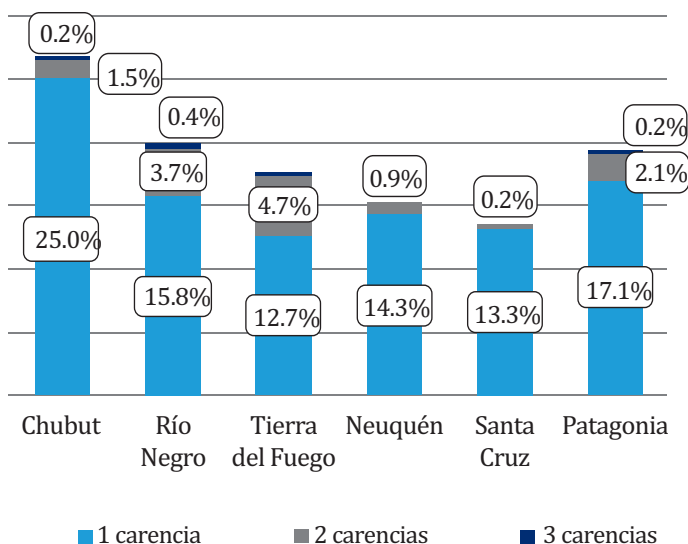
La incidencia de la vulnerabilidad energética en la provincia de Río Negro es del 19.9%, mayor a la medida absoluta de pobreza.

Figura 12. Incidencia de vulnerabilidad energética. Provincias patagónicas



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Figura 13. Incidencia de vulnerabilidad energética (cantidad de carencias)



Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

A los efectos de poder identificar características específicas de los grupos más vulnerables, se realizó un análisis clúster que permite clasificar

a la muestra de la ENGHo en grupos que tengan la particularidad de ser muy homogéneos a su interior, pero heterogéneos entre sí (figura 14).

Figura 14. Análisis de clústeres

Clúster 1: por debajo de la línea de pobreza energética	Clúster 2: por arriba de la línea de pobreza energética
<p>Está caracterizado por dos perfiles sociodemográficos. Ambos comparten ser mujeres a cargo del hogar, sin estudios y con una composición familiar nuclear unipersonal. Pero el más predominante está caracterizado por un rango de edad mayor a 65 años, viudas y que en su mayoría son jubiladas o pensionadas. Luego hay un grupo menor de mujeres de a lo sumo 24 años, que también estaba desempleada al momento de la encuesta.</p>	<p>Predominio de jefes de hogar hombres en edad entre 35 y 64 años, mayormente en relación de dependencia o cuentapropista, y empleados al momento del relevamiento muestral. En su mayoría, son hogares caracterizados por una composición familiar nuclear con hijas/os, y con padres casados.</p>

Fuente: Datos tomados de INDEC (2020)

Los resultados de la figura 14 resaltan la importancia del enfoque de género en la problemática energética. Generalmente, son las mujeres las encargadas de la gestión del hogar y, por lo tanto, de organizar los recursos para afrontar problemáticas energéticas (recolección o compra de combustible para cocinar y aclimatar la vivienda, etc.). Se trata de tareas derivadas de la pobreza energética que condicionan el tiempo que las mujeres dedican a actividades domésticas no remuneradas y que impactan en la capacidad de las personas de desarrollar una vida plena. De esta forma, como plantean otros artículos sobre el tema como el de Castelao Caruana et al. (2019), la pobreza energética puede contribuir a la feminización de la pobreza.

REFLEXIONES FINALES SOBRE LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA

Para regiones patagónicas, el frío es un componente esencial en una concepción multidimensional de pobreza. Tal como se refirió en la introducción, el frío afecta a población de riesgo tales como infantes, mayores de 65 años, enfermos respiratorios y cardíacos, personas con enfermedades mentales, entre otros. Si, además, esa población de riesgo tiene problemas de ingresos o necesidades estructurales insatisfechas su condición claramente se agrava. Por ello, es necesario incorporar instrumentos de política pública para afrontar aspectos objetivos (v.gr. nivel de ingreso de hogares, aislación térmica de viviendas, precios de la energía, hábitos de consumos y otros factores) y también algunos subjetivos (v.gr. percepción de las personas) de la problemática energética.

Con el fin de aportar información relevante a los hacedores de política pública a escala provincial y local en relación a estos temas, en este artículo se afrontó metodológicamente la medición de conceptos asociados a esta relación entre el clima frío y las condiciones de pobreza por ingreso y estructurales. Se usó como caso de

estudio una provincia argentina de clima frío, la provincia de Río Negro, ubicada en el centro-norte de la región patagónica, para elaborar un diagnóstico referido a la pobreza y a la vulnerabilidad energética y un análisis distributivo de los gastos en energía. Los resultados fueron expuestos a lo largo de la sección de Resultados de la Medición para Río Negro (pp. 115-123). Sintéticamente, indican que, en promedio, el 11.3% de los hogares son pobres en la dimensión energética y que el porcentaje es mayor para hogares de menores ingresos y para aquellos que no tienen acceso a la red de gas natural.

Para cerrar el artículo creemos relevante plantear dos conjuntos de reflexiones finales. El primero tiene que ver con la política pública. A partir de este diagnóstico se observa que las causas de las problemáticas energéticas son diversas y que, desde las políticas públicas, se trabajan en dos. La primera está asociada a la pobreza energética en relación con el ingreso y con los precios de la energía. Los instrumentos diseñados para combatirla fueron la tarifa social y la compensación económica. Por otro lado, se está empezando a reconocer la poca eficiencia energética en las viviendas más vulnerables. Resulta necesario avanzar hacia políticas diferenciadas territorialmente para poder lograr una buena focalización a la hora de implementar recursos públicos para su solución. No sólo porque se debe alcanzar a la población que requiere de ayuda (v.gr. una perspectiva de género en relación a la pobreza energética, entre otras), sino también porque se minimizan los recursos destinados a sectores que no lo requieren (Griffa y Marcó, 2019).

El segundo conjunto de reflexiones, se focaliza en la medición de pobreza y vulnerabilidad energética y sirve para complementar los resultados. Por un lado, la problemática energética parecería no ser apremiante, tanto en términos absolutos como relativos en términos agregados para la provincia de Río Negro para 2017/2018. Sin embargo, esta conclusión es elusiva. Los hogares en áreas vulnerables de las ciudades

rionegrinas evidencian problemas energéticos asociados a la falta de acceso a la energía como también a aspectos vinculados a los costos de la energía con relación a los ingresos de las familias. No hay hogares pobres energéticamente habitados por personas solventes. Los aspectos sociales y económicos tienen un peso decisivo tanto en sus causas como en las posibles soluciones (Carreras y Gende Feely, 2018). Por ello, es necesario reconocer las heterogeneidades mencionadas en términos territoriales, climáticos e incluso hacia al interior de las ciudades rionegrinas en sus diversas localizaciones.

Adicionalmente, sería importante insistir en que, si bien en este artículo se midió la pobreza a partir del gasto realizado, es probable que en hogares de bajos ingresos haya una “demanda oculta”, es decir, necesidades que no se traducen en demanda de consumo debido a la restricción de presupuesto. Un relevamiento realizado en la localidad de Bariloche en 2017 aporta evidencia en este sentido, indicando que, a pesar de gastar una mayor proporción de su ingreso en energía, los hogares más pobres perciben frío. Es decir, interpretan que sus necesidades

en términos de energía para calefacción no son cubiertas (Savarese, 2017). Entonces, sería importante poder dimensionar en próximos estudios la brecha entre necesidad de energía y demanda efectiva o gasto realizado. Finalmente, en cuanto a la aproximación de la incidencia de la vulnerabilidad energética, los datos de la ENGHo no permiten abarcar todas las dimensiones de la problemática energética. Sin embargo, autores como (Schueftan y González, 2013; González, 2008) observan que la eficiencia energética de las viviendas no resulta conveniente para las características climáticas de la región y que las prácticas energéticas representan un factor fundamental para comprender el vínculo de los hogares con las fuentes de energía y el medio ambiente.

En síntesis, con estos resultados se aporta información a los hacedores de política para diseñar o perfeccionar instrumentos con una focalización más apropiada de la población afectada. Se destacan la necesidad de profundizar el análisis de dimensiones no monetarias de la vulnerabilidad energética y realizar estudios diferenciados territorialmente.

AGRADECIMIENTOS

Este artículo fue escrito sobre la base de un informe técnico realizado por integrantes del Centro Interdisciplinario de Estudios sobre Territorio, Economía y Sociedad (CIETES) de la Sede Andina de la Universidad Nacional de Río Negro (UNRN) al Proyecto Bioenergía Andina de la Fundación INVAP y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo. Se agradecen los valiosos comentarios y asesoramiento del Lic. Roberto Kozulj.

REFERENCIAS

- Bouzarovski, S. and Petrova, S. (2015). A global perspective on domestic energy deprivation: Overcoming the energy poverty–fuel poverty binary. *Energy Research & Social Science*, 10, 31-40. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221462961500078X>
- Bouzarovski, S., Petrova, S. and Tirado-Herrero, S. (2014). From Fuel Poverty to Energy Vulnerability: The Importance of Services, Needs and Practices. En *SPRU Working Paper Series*. Universidad de Sussex, Reino Unido. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2743143

- Carreras, A. y Gende Feely, S. (2018). Vulnerabilidad social y pobreza energética. *Revista cuatrimestral de las Facultades de Derecho y Ciencias Económicas y Empresariales*, 102. <https://fund-encuentro.org/index.php/revistaicade/article/view/8712/8430>
- Castelao Caruana, E., Méndez, F., Rosa, P. y Wild, G. (2019). Aportes para la medición de la pobreza energética. Diagnóstico y propuestas para la intervención desde una Cooperativa de la Provincia de Santa Fe. *Revista de Ciencias Sociales, segunda época, año 10, n.3, otoño de 2019*, 45-62. <https://ridaa.unq.edu.ar/handle/20.500.11807/1719>
- Centro de Economía Política Argentina (CEPA). (2017). *Efecto de los incrementos tarifarios en los hogares de la Región Metropolitana. Una mirada desde la pobreza energética*. Informe Especial, mayo de 2017. <https://www.centrocepa.com.ar/informes>
- Dehays, J. y Schuschny, A. (2018). Una propuesta de indicadores para medir la pobreza energética en América Latina y el Caribe. *ENERLAC: Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe*, 2(2), 106-124. <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/77>
- García-Ochoa, R., y Graizbord, B. (2016). Caracterización espacial de la pobreza energética en México. Un análisis a escala subnacional. *Economía, sociedad y territorio*, 16(51), 289-337. <http://www.scielo.org.mx/pdf/est/v16n51/2448-6183-est-16-51-00289.pdf>
- González, A. D. (2008). Aumento de eficiencia térmica en la ciudad de Bariloche: propuesta de plan de mejoras con dirección de subsidios a la inversión y no al consumo. *ASADES, 12(AVERMA - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente)*, 7.57-57.64. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/94669>
- Griffa, B. y Marcó, L. (2019). Evaluación de instrumentos para reducir la pobreza energética en América Latina: antecedentes y desafíos en el sector eléctrico. *Economía y Desafíos del Desarrollo*, 1(4), Nov 2019, 2-15. http://www.unsam.edu.ar/escuelas/economia/revistaedd/3c_n4/
- Healy, J. D., and Clinch, J. P. (2002). Fuel poverty, thermal comfort and occupancy: results of a national household-survey in Ireland. *Applied Energy*, 73(3-4), 329-343.
- Li, K., Lloyd, B., Liang, X.J. and Wei, Y.M. (2014). Energy poor or fuel poor: What are the differences? *Energy Policy*, 68, 476-481. <https://www.sciencedirect.com>
- Papada, L. and Kaliampakos, D. (2016). Measuring energy poverty in Greece. *Energy Policy*, 94, 157-65. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.004>
- Price, C. W., Brazier, K., and Wang, W. (2012). Objective and subjective measures of fuel poverty. *Energy Policy*, 49, 33-39.
- Sánchez, L., Bárcena Ibarra, A., Samaniego, J., Galindo, L. M., Ferrer, J., Alatorre, J. E., . . . Mostacedo, J. (2018). *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe: una visión gráfica*. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/42228>
- Sarmiento, J., Civitaresi, H. M., Malvicino, F. y Llusá, T. (2020). Una primera aproximación a la problemática energética de los hogares: El caso de estudio de Bariloche. En C. Guzowski, M. Ibañez Martín, M. F. Zabaloy (Coord.), *Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable*. (pp. 345-378). Editorial de la Universidad Nacional del Sur (Ediuns). ISBN: 978-987-655-247-9.
- Schueftan, A. y Gonzalez, A. D. (2013). Comparación de recursos energéticos residenciales en las ciudades de Valdivia (Chile) y Bariloche (Argentina): precios y consumos. *ASADES, 17(AVERMA -Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente)*, pp. 07.09-07.17. <https://www.semanticscholar.org/paper/Calefacci%C3%B3n-en-el-sector-residencial-de-Valdivia-de-Schueftan-Gonz%C3%A1lez/52c55f909e807d9ddb54af51847f4a8da4f20297>
- Thomson, H., Snell, C. and Liddell, C. (2016). Fuel poverty in the European Union: a concept in need of definition? *People Place and Policy Online*, 10(1), pp. 5-24. <https://www.energypoverity.eu/publication/fuel-poverty-european-union-concept-need-definition>

Leyes y normas

Ley 25.565 - Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2002. Sancionada: marzo 6 de 2002. Promulgada Parcialmente: marzo 19 de 2002. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/73048/texact.htm>

Ley 26.546 - Presupuesto de Gastos y Recursos de la Administración Nacional para el Ejercicio 2010. Sancionada: noviembre 12 de 2009. Promulgada: noviembre 26 de 2009. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/160000-164999/160781/texact.htm>

Documentos técnicos

CAF. (2013). *Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe. Aspectos sociales del acceso a la energía*. Caracas: Corporación Andina de Fomento (CAF). <https://www.cepal.org/es/publicaciones/1505-energia-vision-retos-opportunidades-america-latina-caribe>

Costanzo Caso, C. (2020). *Apoyo técnico para la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 en la provincia de Río Negro. Informe final*. RN Secretaría de Programas Especiales y Enlace con el CFI. <http://biblioteca.cfi.org.ar/documento/apoyo-tecnico-para-la-implementacion-de-los-objetivos-de-desarrollo-sostenible-de-la-agenda-2030-en-la-provincia-de-rio-negro-ods-1-2-34-8-y-12/>

Gobierno de Río Negro. (2018). *Informe de avance ENGHo 2017-2018*. Dirección de Estadísticas y Censos, Ministerio de Economía, Provincia de Río Negro. <https://estadisticaycensos.rionegro.gov.ar/download/archivos/00009794.pdf>

International Energy Agency (IEA). (2010). *Energy Poverty: How to make modern energy access universal?* Paris, Francia. World Energy Outlook 2010 for the United Nations General Assembly on the Millenium Development Goals. <https://webstore.iea.org/>

Instituto de Gestión de Ciudades (IGC). (2013). *Agenda de actuación territorial para la provincia de Río Negro*. IGC-CFI-Secretaría de Planificación de Río Negro. <http://www.igc.org.ar/Documentos/RN/AgendaTerritorialRN-InformeFinal.pdf>

Instituto de Estadísticas y Censos (INDEC). (2020). *Encuesta nacional de gastos de hogares 2017/8*. https://www.indec.gob.ar/ftp/cuadros/sociedad/engho_2017_2018_resultados_preliminares.pdf

Kozulj, R. (2009). *Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe*. CEPAL-GTZ- PNUD. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3720/1/S2007029_es.pdf

Kozulj, R. (2016). *Informe sobre tarifas de gas natural*. Documento no publicado.

Monteverde, R., Bragos, O., Civitaresi, H. M., Güizzo, E., Fernández, L., Lenzi, D., Nari, P., Pascual, C., Pérez Barreda, N., Romero, C., Rostán, A., Taller, A. y Tarducci, M. (2017). *Directrices de ordenamiento territorial para las localidades de la línea sur de Río Negro. Fortalecimiento de la gestión en el ordenamiento territorial en la línea sur - Expediente N. 15284-02-01*. 2017. Instituto de Gestión de Ciudades-Gobierno de Río Negro-CFI. CABA: Consejo Federal de Inversiones. ISBN: 978-510-259-0

Savarese, M. (2017). *Diagnóstico de Plan Calor a partir de un sondeo de opinión en la ciudad de Bariloche*. Documento de trabajo interno del Proyecto Bioenergía Andina – Fundación INVAP financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo.

UNDP. (2020). *Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante*. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (UNDP). <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html>

ISSN 2602-8042 (impreso)

ISSN 2631-2522 (digital)

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

LA COEXISTENCIA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y CONVENCIONALES EN EL PARTIDO DE BAHÍA BLANCA PARA EL PERIODO 2013-2018

*THE COEXISTENCE OF RENEWABLE ENERGY AND CONVENTIONAL ENERGY
IN THE DEPARTMENT OF BAHÍA BLANCA FROM 2013 TO 2018*

Claudia Pong ¹, José Ignacio Diez ², Raúl Oscar Dichiara ³

Recibido: 18/10/2019 y Aceptado: 23/02/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 1. Junio, 2021 (128 - 148)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Marcel Strauss de Unsplash.

1 Universidad Nacional del Sur (UNS - CONICET).
Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del
Sur (IESS). Argentina.

claudiapong@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0001-8708-0928>

2 Universidad Nacional del Sur (UNS). Instituto
de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur
(IESS). Argentina.

jdiez@uns.edu.ar

<https://orcid.org/0000-0001-6027-2014>

3 Universidad Nacional del Sur (UNS). Departamento
de Economía. Argentina.

dichiara@criba.edu.ar

<https://orcid.org/0000-0001-8524-7982>

RESUMEN

Los objetivos de este estudio son la caracterización de los actores de la cadena eléctrica en el partido de Bahía Blanca y sus correspondientes participaciones para poder abarcar las tres esferas de análisis de la transición energética: la esfera tecno-económica junto con los flujos de energía y sus mercados; la esfera socio-técnica junto con las innovaciones y nuevas tecnologías; y la esfera política en cuanto a las medidas a tomar y los lineamientos necesarios. Estas esferas, moldean el fenómeno de la transición energética según el desarrollo económico, la innovación tecnológica y las políticas estatales; y el uso del marco teórico cadenas de valor brinda este enfoque íntegro y holístico de análisis.

Por lo tanto, la investigación se divide en una introducción, con la presentación de la problemática, y una sección destinada al marco regulatorio nacional para interiorizar al lector sobre la legislación vigente y el escenario energético actual. Continúa con la exposición del marco teórico y método de análisis empleados

y finaliza con la discusión de los resultados obtenidos del trabajo, su contribución y el agregado de valor de la actividad del sector energético a la economía local durante el periodo de análisis.

Palabras clave: Cadena de Valor, Transición Energética, Desarrollo Regional, Economía de la Energía, Valor Agregado, Argentina.

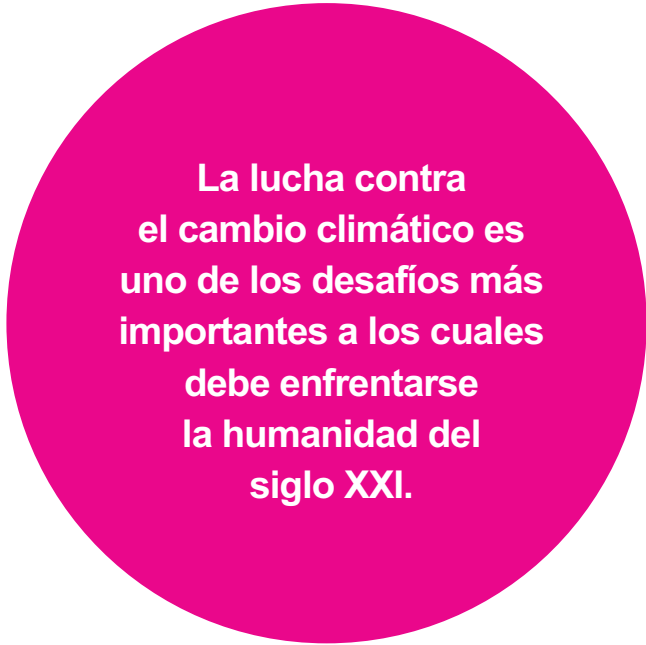
ABSTRACT

The aim of this paper is the study of the actors in the electricity chain in Bahía Blanca (Buenos Aires province, Argentina) and their participation in order to analyze the energy transition in its three parts: the techno-economic sphere together with the energy flows and its markets, the socio-technical sphere together with innovations and new technologies, and the political sphere in terms of the necessary guidelines. These areas

explain the energy transition according to economic development, technological innovation and public policies; and the use of theoretical framework of value chains provides a holistic approach to the analysis.

The research is divided into an introduction with the presentation of the problem, the national regulatory framework and the current energy scenario. Then, it is explained the theoretical framework and methodology in this investigation and it ends with the discussion of results, contribution and added value of the energy sector to the local economy during the years of the analysis period.

Keywords: Value Chain, Energy Transition, Regional Development, Energy Economics, Added Value, Argentina.



La lucha contra el cambio climático es uno de los desafíos más importantes a los cuales debe enfrentarse la humanidad del siglo XXI.

INTRODUCCIÓN

Presentación de la Problemática

La lucha contra el cambio climático es uno de los desafíos más importantes a los cuales debe enfrentarse la humanidad del siglo XXI. Uno de los instrumentos jurídicos que posee las Naciones Unidas para afrontar este desafío es la Convención Marco sobre el Calentamiento Climático, la cual se encuentra ratificada por 197 países, entre los cuales se encuentra la República Argentina.

Se teme que la mayoría de los efectos del cambio climático persistirán durante muchos siglos (Naciones Unidas, 2018) con repercusiones sobre varias generaciones, incluso si se detienen las emisiones. Es por ello que, ante este alarmante panorama se diseñaron un primer período de compromisos del Protocolo de Kyoto¹ (2008-2012)² y un segundo que comenzó en 2013 y finaliza en 2020³. Al término del mismo, entrará en vigencia el Acuerdo de París⁴ al cual Argentina también se adhirió⁵.

1 Ley 25.438. Apruébase el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático adoptado en Kyoto (Japón), sancionada en junio 20 de 2001, promulgada de hecho en julio 13 de 2001 y publicada en el Boletín Nacional el 19 de julio de 2001. Una de las normas que la modifican y/o complementan es la Ley 27.137: Aprobación de la Enmienda de Doha al Protocolo de Kyoto, sancionada en abril 29 de 2015, promulgada en mayo 15 de 2015 y publicada en el Boletín Nacional el 22 de mayo de 2015. Disponibles en <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-25438-67901> y <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27137-247127> respectivamente.

2 Congreso de la Nación Argentina, 13 de julio de 2001.

3 Congreso de la Nación Argentina, 15 de mayo de 2015.

4 Ley 27.270. Aprobación del Acuerdo de París hecho en París el 12 de diciembre de 2015 sobre Cambio Climático, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina del 19 de septiembre del 2016.

5 Congreso de la Nación Argentina, 19 de septiembre de 2016.

Si bien son seis gases de efecto invernadero a mitigar, es el dióxido de carbono el más abundante y aquel que representa alrededor de dos tercios de todos los gases de efecto invernadero, resultado de la quema de combustibles fósiles: “Los combustibles fósiles comprenden el 80% de la demanda actual de energía primaria a nivel mundial y el sistema energético es la fuente de aproximadamente dos tercios de las emisiones globales de CO₂” (Foster y Elzinga, s.f.).

En este escenario, el sector eléctrico está contribuyendo a la descarbonización de la economía gracias a las tecnologías renovables, sustituyendo la producción con fuentes contaminantes por energías limpias. En este proceso de reducción de la dependencia energética del petróleo y el gas, Argentina apunta a diversificar su matriz energética mediante el impulso, la inversión y el desarrollo de fuentes de energías renovables.

A partir del Balance Energético Nacional del Ministerio de Energía de la Nación⁶ (Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, 2017), se puede observar que en la oferta interna de fuentes de energía primaria para el año 2017, priman los hidrocarburos en un 85.20% (el gas natural de pozo en un 54.00% y el petróleo en un 31.20%) y las energías eólica y solar solamente en un 0.23%.

Respecto a las formas de energía secundaria, en la oferta interna predominan en primer lugar el gas distribuido por redes en un 45.23, en segundo lugar el diesel oil y gas oil con un 15.85%, y en tercer lugar la energía eléctrica en 14.07%.

Cabe destacar que la electricidad generada de origen renovable hacia el mes de enero de 2018 (CAMMESA, 2018) fue de un 2% en relación con el total de la potencia instalada y que, al mes de enero de 2019 (CAMMESA, 2019) la misma representó una duplicación (alcanzando alre-

dedor del 4% de la potencia total)⁷, lo que significó un gran avance en capacidad por tipo de tecnología, principalmente en energía solar y eólica respectivamente.

En este contexto de transición energética y redefinición de políticas, Bahía Blanca juega un rol significativo, al consolidarse como un nodo estratégico de generación, distribución y consumo de energía y simultáneamente, como un centro científico tecnológico capaz de promover innovaciones y recursos humanos calificados en la materia como así también, un lugar propicio y atractivo para las inversiones en tecnología eólica y los proyectos energéticos a partir de fuentes de energía renovables.

Las inversiones en energía eólica se encuentran dispersas en el territorio argentino, pero en Bahía Blanca se hallan aproximadamente una docena de ellas en desarrollo y puesta en marcha, siendo la localidad pionera en la provincia de Buenos Aires en generación renovable eólica, a través del Parque Eólico Corti.

En esta convivencia entre las fuentes eólicas y térmicas, nace la necesidad de estudiar la coexistencia mediante la investigación de la cadena de valor de la energía eléctrica para observar a los actores participantes y el aporte a la economía local.

Ambiente Regulatorio

Esta notable evolución del lugar que ocupan las fuentes de energías renovables en el total de la potencia instalada a nivel país, fue una de las consecuencias del cambio del marco normativo a favor del uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica. En el país,

⁶ Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Balance Energético Nacional, disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/hidrocarburos/balances-energeticos-0>.

⁷ Según los informes mensuales de enero de 2018 y enero de 2019 de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), la potencia instalada por los demás orígenes de tecnología, se mantuvieron en aproximadamente un 63% por fuente térmica, 28% hidráulica y 5% nuclear.

la generación de energía eólica y solar data desde 1998 con la Ley 25.019⁸. Sin embargo, recién en 2007 es que surge la Ley 26.190⁹ (y su reforma del 2015, la Ley 27.191¹⁰) para la promoción de energías renovables dentro de la composición de la matriz energética. Sumadas a estas, en la legislación argentina se dispone desde el 2017 de la Ley 27.424¹¹ para el fomento de la generación distribuida de energía, proveniente de fuentes renovables integrada a la red eléctrica pública.

En el régimen de energía eólica y solar bajo la Ley 25.019¹² se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio, promoviendo la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables. Asimismo, provee de estabilidad fiscal y exenciones impositivas provinciales, todo en complemento con las leyes de energía y combustible previas (Ley 15.336 del año 1960 y Ley 24.065 de los años 1991 y 1992).

El programa RenovAr impulsado desde el año 2016, propicia convocatorias abiertas de carácter nacional e internacional para la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable.

8 Congreso de la Nación Argentina, 26 de octubre de 1998.

9 Congreso de la Nación Argentina, 02 de enero de 2007.

10 Congreso de la Nación Argentina, 21 de octubre de 2015.

11 Congreso de la Nación Argentina, 27 de diciembre de 2017.

12 Congreso de la Nación Argentina, 26 de octubre de 1998.

Posteriormente, para otorgarle mayor peso al uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica es que en el mes de diciembre del 2006 se sanciona y promulga la Ley 26.190¹³, en la que se establece como objetivo en su Artículo 2, alcanzar un 8% de contribución de las fuentes de energía renovables al consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017.

Sin embargo, la meta establecida fue difícil de alcanzar a lo largo del tiempo. Por lo que en su siguiente modificación, la Ley 27.191¹⁴, se planificó lograr dentro de un periodo de ocho años (desde el año 2018 al 2026) un consumo propio de energía eléctrica con energía proveniente de fuentes renovables del 20% y bajo un cronograma gradual y progresivo de incrementos porcentuales¹⁵.

Otra novedad de la mencionada ley, fue la creación de un Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” o en sus siglas “FODER”, con el objeto de otorgar préstamos, aportes de capital y adquirir todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos, que viabilicen la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Este fondo, resultó de importancia para otorgar seguridad a los proyectos adjudicados vía el programa RenovAr impulsado desde el año 2016, que propicia convocatorias abiertas de carácter nacional e internacional para la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable. A la fecha, se realizaron cuatro convocatorias para la presentación de proyectos: la Ronda 1, la Ronda 1.5, la Ronda 2

13 Congreso de la Nación Argentina, 02 de enero de 2007.

14 Congreso de la Nación Argentina, 21 de octubre de 2015.

15 En el orden del 4%, 4%, 2% y 2% en un plazo de cada dos años.

y la actual Ronda 3¹⁶ que se encuentra en vigencia (Resolución 100/2018). Como consecuencia de las convocatorias ya desarrolladas, resultaron adjudicados 147 contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, por un total de 4,465 MW¹⁷.

Cabe mencionar que, además del principal instrumento mencionado en el párrafo anterior para cumplimentar la Ley 27.191¹⁸, en agosto de 2017 se reglamenta el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para construir una alternativa a la compra conjunta a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) (organismo que se encarga del despacho de energía eléctrica). De esta manera, los grandes usuarios habilitados de energía eléctrica (aquellos cuya demanda anual promedio es mayor a los 300 kW de potencia) tienen la posibilidad de autogenerar o contratar entre privados energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, pudiendo elegir el proveedor y negociar las condiciones de compra con el mismo.

Por último, en línea con el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, se aprueba el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública a partir de

la Ley 27.424¹⁹. Los objetivos de interés nacional a los cuales apunta la presente normativa son la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental y de los derechos de los usuarios en cuanto a equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad, ya que los prestadores del servicio público de distribución deben facilitar la inyección del excedente de generación de electricidad de los usuarios a la red.

Asimismo, se crea un fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables o en sus siglas “FODIS” para el otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, aportes de capital y la adquisición de otros instrumentos financieros, con el fin de contribuir a los sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables, como un régimen de fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables o en sus siglas, “FANSIGED” cuyas actividades engloban la investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables.

El mayor desarrollo de las energías renovables permitirá no solamente reducir las emisiones de dióxido de carbono sino también, generar y sostener fuentes de empleo de calidad y aumentar la competitividad de la industria. En el despliegue de las mismas, se espera que las inversiones de capital estén acompañadas de mano de obra capacitada que permita desarrollarlas. Asimismo, el espíritu federal que da impulso a este tipo de proyectos, la distribución geográfica de la dotación de los

16 Programa RenovAr-MiniRen/Ronda 3. Convocatoria abierta nacional e internacional en el marco de la Resolución SGE N° 100/2018 (Secretaría de Gobierno de Energía, Ministerio de Hacienda) para el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de CAMMESA en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de fecha 14 de noviembre de 2018.

17 En la Ronda 1, se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1,142 MW; en la Ronda 1.5, se adjudicaron 30 proyectos que incorporaron 1,280 MW; y en la Ronda 2, se adjudicaron 88 proyectos por 2,043 MW en 18 provincias.

18 Congreso de la Nación Argentina, 21 de octubre de 2015.

19 Congreso de la Nación Argentina, 27 de diciembre de 2017.

recursos naturales y la generación distribuida, tendrán una incidencia significativa en la creación de puestos de trabajo a lo largo y ancho del país, tanto de pequeña como mediana escala.

MARCO DE ANÁLISIS

El origen del análisis de cadena de valor que se utiliza en este estudio, proviene básicamente de tres vertientes: en primer lugar, la escuela de tradición francesa con el concepto *filière* que se desarrolló en 1960 en el *Institut National de la Recherche Agronomique* (INRA) y el *Centre Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement* (CIRAD) como una herramienta analítica para las investigaciones empíricas en materia agrícola, principalmente de carácter doméstico.

En segundo lugar, hacia mediados de 1980, con Michael Porter quien creó el concepto de cadena de valor dentro de un entorno de investigaciones respecto de la ventaja competitiva empresarial (Faße, Grote and Winter, 2009). En este caso, Porter distinguió a las actividades que agregan valor a las organizaciones entre actividades primarias y actividades de soporte, excluyendo a las concernientes por fuera de las compañías. Entre las actividades primarias se consideran aquellas relacionadas con la logística, el mercadeo, las ventas y las operaciones, en tanto que en lo referente a actividades de soporte, se incluyen las de planeamiento estratégico, administración de recursos humanos, desarrollo tecnológico y compras de las empresas (Kaplinsky y Morris, 2009).

En tercer lugar, se considera el concepto de cadena global de *commodities* desarrollada por Gary Gereffi en 1990 cuyos elementos esenciales son la estructura de entrada-salida y territorial, el marco institucional y la estructura de gobierno en lo relacionado a mecanismos institucionales y relacionales dentro de

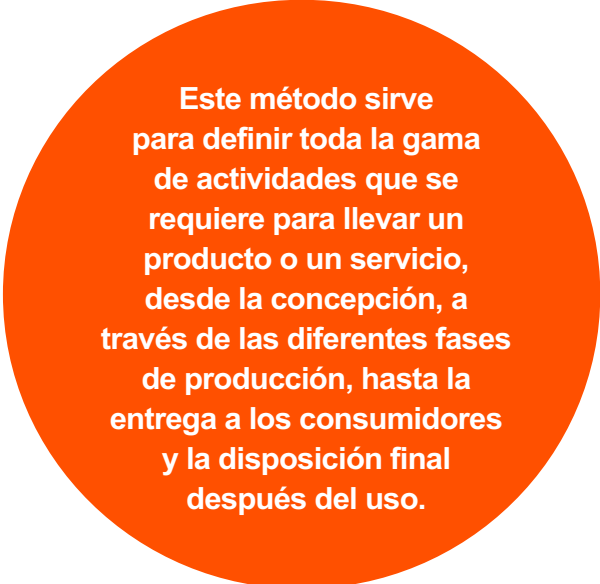
las firmas (GTZ, 2007). El autor puso su foco en el balance equilibrado de poderes para la coordinación de los sistemas productivos ya que en muchas cadenas de producción los actores dominantes determinan el comportamiento de la cadena en su totalidad y a su vez, se vuelven responsables de la transferencia de conocimientos, el mejoramiento de oportunidades y las interacciones dentro de la cadena.

En resumen, la utilización de este enfoque de cadena de valor resulta relevante porque con ello se permite lograr un conocimiento profundo de la creación de valor en cada uno de los eslabones con el fin de poder optimizar y fortalecer los vínculos productivos. Al mismo tiempo, las relaciones que se forman entre los actores de la cadena, facilitan el efecto derrame del aprendizaje. Además, los eslabonamientos, que llevan a economías de especialización y de escala, favorecen la generación de empleos para el desarrollo económico y social (Rijter, 2018).

Bajo el enfoque de cadenas de valor, se evalúa la participación en el producto bruto local del sector eléctrico, analizando por un lado, la generación neta del Parque Eólico Corti la cual ha ido avanzando rápidamente de manera positiva, y la generación neta y el valor agregado de la Central Piedra Buena S.A. que ha sufrido mermas durante los años 2013 y 2016, pero que durante el ejercicio fiscal 2017 tuvo un repunte de alrededor de 2.5 veces y de 8 a 8.5 veces durante el ejercicio fiscal 2018 respecto a los valores de los años 2014 y 2015, respectivamente.

Por otro lado, para el período 2013-2016 se calcula el valor agregado del eslabón de distribución a través del caso representativo de EDES S.A. cuyos valores se han duplicado o más, tanto en precios como en participación en la cadena. Asimismo, observando los destinos de la demanda de electricidad en Bahía Blanca para la distribuidora, se ve que

prevalecen los usos Residencial, Comercial, Oficial e Industrial con aproximadamente 45%, 28%, 14% y 10% del total facturado a usuarios finales, respectivamente.



Este método sirve para definir toda la gama de actividades que se requiere para llevar un producto o un servicio, desde la concepción, a través de las diferentes fases de producción, hasta la entrega a los consumidores y la disposición final después del uso.

METODOLOGÍA

La estrategia metodológica utilizada consiste en un primer término, en la identificación de los nodos que integran la cadena de valor estudiada y sus funciones. Este método sirve para definir toda la gama de actividades que se requiere para llevar un producto o un servicio, desde la concepción, a través de las diferentes fases de producción (que implican una combinación de transformaciones físicas e inclusión de servicios del productor), hasta la entrega a los consumidores y la disposición final después del uso.

El primer paso de un análisis de cadena de valor es el mapeo, el cual debe incluir a los participantes, las relaciones y las actividades económicas en cada etapa con sus flujos monetarios y físicos (Faße, Grote and Winter, 2009). Para llevar a cabo esta tarea, es necesario definir los límites con respecto a las otras cadenas, los actores y trazar la ruta del flujo productivo dentro de la cadena incluyendo suministros, producción, procesamiento y mercadeo.

El segundo paso consiste en cuantificar el valor agregado de los distintos eslabones de la cadena de valor (CREEBA, s.f.). En la etapa de generación de energía eléctrica, se utilizan fuentes de información secundarias para calcular la generación neta del Parque Eólico Corti, y el total de energía generada, comprada y vendida, junto con el precio promedio y el margen bruto promedio en la Central Piedra Buena S.A. de Pampa Energía. Seguidamente, para la etapa de distribución de energía eléctrica en Bahía Blanca, se analizan la cantidad facturada a usuarios finales, la valoración bruta, el precio monómico estacional promedio anual²⁰ para las compras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los destinos o usos de la electricidad demandada a EDES S.A. para la etapa de los años estudiados.

Finalmente, el valor agregado total local y sectorial de la energía será la suma de los valores agregados correspondientes a los eslabones generación y distribución pertenecientes al partido de Bahía Blanca.

Los pasos descriptos arriba, se elaboran y desarrollan en los apartados siguientes bajo los títulos Escenario Local y Valor Agregado Local con la discusión de los resultados.

Escenario Local

El caso del partido de Bahía Blanca, constituye un ejemplo de transición energética a través de la descarbonización de la economía mediante el incremento de la potencia renovable. Desde agosto de 2017 se encuentra en funcionamiento el Parque Eólico Corti de la firma Greenwind S.A., con una potencia instalada de 100 MW de energía. A su vez, en mayo de 2018 la empresa Pampa Energía inauguró el Parque Eólico Mario Cebeiro de una capacidad de producción de

²⁰ Es un concepto que agrega al precio de la energía, adicionales por potencia y reservas, sobrecostos de combustibles y transitorios de despacho y cargos de transporte.

100 MW y recientemente, se conformó el Parque Eólico Pampa II, que aportará 53 MW de energía renovable al sistema nacional.

Asimismo, en el Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables (RENPER) se encuentran en espera para su operación, unos ocho²¹ proyectos de tecnología eólica provenientes tanto de las Rondas 1 y 2 de los Planes de Energías Renovables RenovAr como del régimen de Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER).

Desde el punto de vista geográfico, Bahía Blanca posee una gran potencialidad para la generación de energía eólica. Esto se debe a la potencia y la velocidad de los vientos que recorren el territorio y por tratarse de un centro de redes de media y alta tensión de energía eléctrica. En esta localidad se ubica un nodo del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de 500 kV y dos nodos provinciales de 132 kV, lo que lleva a concluir que la ciudad es un punto estratégico que concentra las etapas de producción, transmisión y distribución de la electricidad.

En relación con el eslabón de consumo de la electricidad, el partido de Bahía Blanca está localizado al Sudoeste de la Provincia de Buenos Aires y está conformado por la ciudad homónima y las localidades de Ingeniero White, General Daniel Cerri y Cabildo. La superficie del partido tiene 2,300 km² y posee una importante relación con el centro-sur de la región pampeana y el norte patagónico por medio de múltiples conexiones viales y ferroviarias.

21 Entre los cuales, al tercer trimestre del 2018, se pueden mencionar al Parque Eólico García del Río de Brisa de la Costa S.A., Parque Eólico La Genovesa de Vientos La Genovesa S.A., Parque Eólico Serrana de Central Eólica Serrana S.A., Parque Eólico Pampa Energía de Pampa Energía, Parque Eólico Bahía Blanca de Eólica de Bahía Blanca S.R.L., Parque Eólico Vientos del Ombú III de Vientos del Ombú III S.A., Parque Eólico Vientos del Ombú I de Vientos del Ombú I S.A. y Parque Eólico Wayra I de Autotrol S.A.

Asimismo, Bahía Blanca cuenta con una estructura productiva diversificada, caracterizada por una moderna plataforma de comercios, servicios y un dinámico sector industrial, por lo que los principales usos de la energía eléctrica son las demandas residencial, comercial, oficial e industrial, seguidos por alumbrado público y sector rural.

Con este panorama y una vez distinguidas las etapas de la cadena de valor de la energía eléctrica en este partido, se procede a diagramarlas junto con los flujos correspondientes al proceso productivo, los agentes intervinientes y mercados en cada uno de los eslabones.

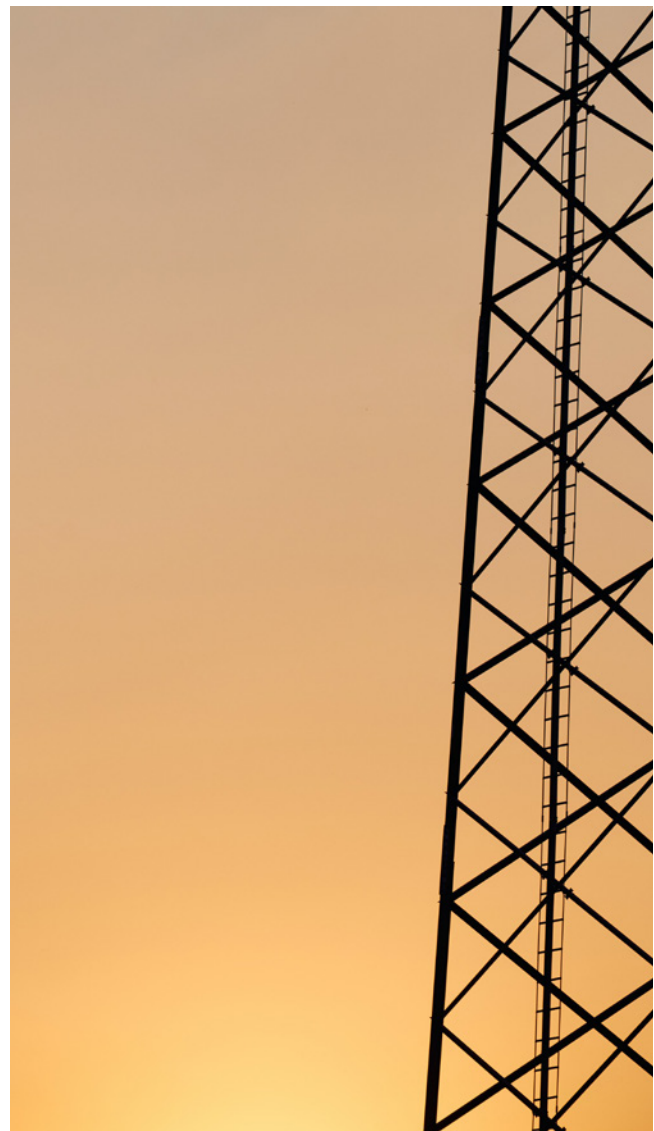
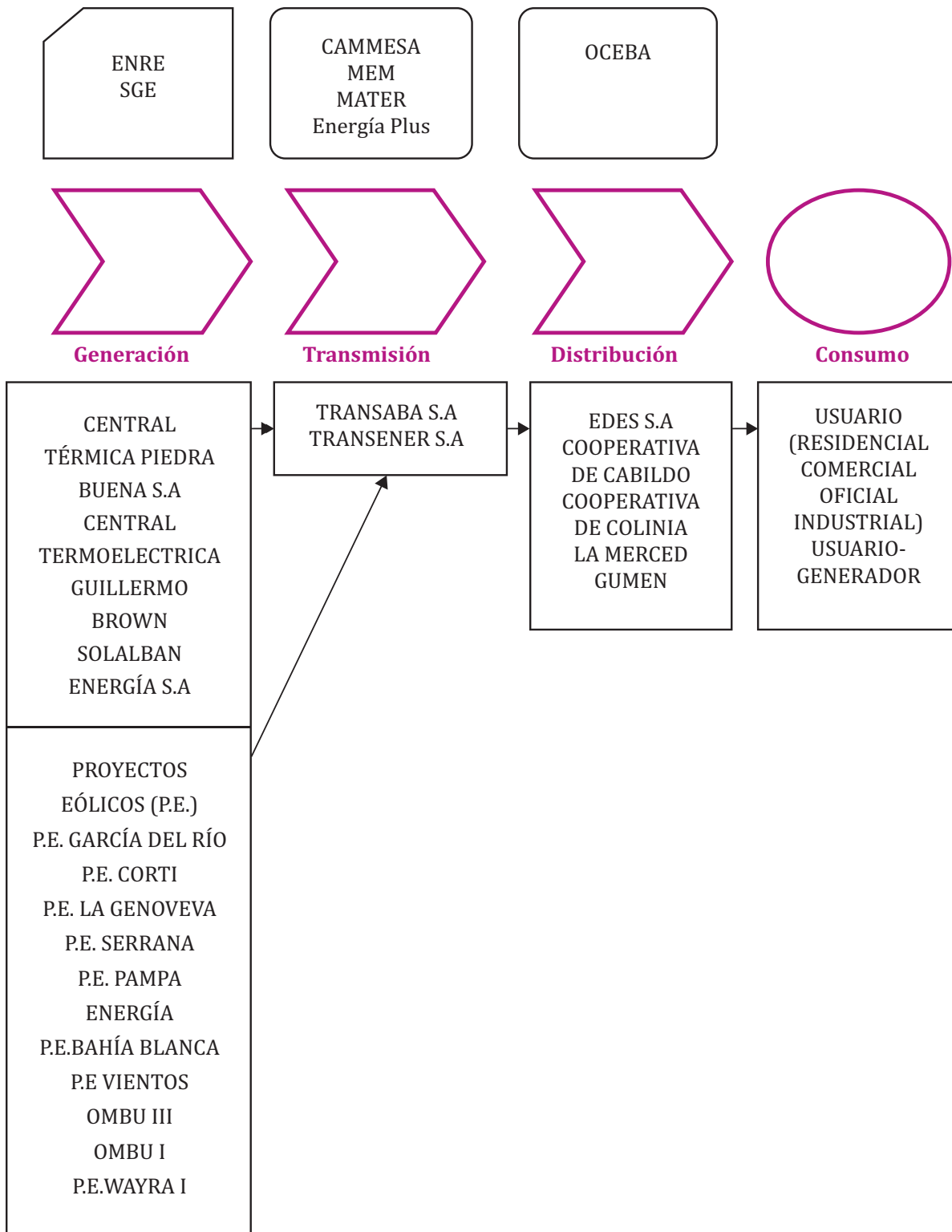


Foto de Kristjan Kotar de Unsplash.

Figura 1. Cadena de Valor de la Energía Eléctrica en Bahía Blanca



Fuente: Elaboración propia

Si se analiza el mapa de agentes que se muestra de la Figura N.1, tanto el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda (SGE), poseen un rol regulatorio a lo largo de la cadena.

En el eslabón de generación de energía eléctrica, se encuentran los actores clasificados según el tipo de fuente que utilizan para generar electricidad. Por un lado, se hallan los proyectos eólicos en marcha en Bahía Blanca y por otro lado, las centrales que funcionan primordialmente a base de fuentes fósiles.

Sobre estas últimas, se pueden mencionar, en primer lugar, a la Central Térmica Piedra Buena S.A. perteneciente a la empresa Pampa Energía S.A., que es una planta conformada por dos turbinas de 310 MW cada una y calderas que funcionan tanto a gas natural como fuel oil.²²

En segundo término, la Central Termoeléctrica Guillermo Brown que es un proyecto en el cual participaron el Estado Nacional, AES Argentina, alrededor de 30 empresas nacionales y la contratista Siemens. El mismo consta de dos turbinas de gas a ciclo abierto de 290 MW cada una, las cuales pueden operar con gas natural, gasoil o biodiesel y una tercera turbina de vapor de 280 MW.

Y en tercer lugar, Solalban Energía S.A., la cual es una compañía integrada por Unipar Indupa S.A. (ex Solvay Indupa S.A.) y Albanesi S.A. Esta firma opera la Central Térmica ubicada en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca, a través de unidades de ciclo abierto de dos turbinas de gas que generan 60 MW cada una. Esta producción es utilizada para abas-

tecer las necesidades energéticas de la empresa madre (Unipar INDUPA SA), comercializándose luego los excedentes disponibles a través del mercado Energía Plus.

En el eslabón de transmisión de la energía eléctrica, la empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (Transba S.A. controlada de Transener S.A., Compañía de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión) es la concesionaria del servicio de transporte de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires, teniendo a su cargo la operatoria y manutención de la red de distribución troncal de 132/220 kV de la provincia²³, las estaciones transformadoras de 500 kV en Olavarría, Bahía Blanca y Campana, y algunas líneas de 66 kV del sistema de transmisión de la energía eléctrica.

En el caso del eslabón de distribución y comercialización de electricidad, se encuentran los siguientes participantes: las Cooperativas de Colonia La Merced y Cabildo; los Grandes Usuarios Mayores y Menores (GUMEM); y la Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES S.A.). Esta última, se encarga de la prestación del servicio a 191 mil usuarios en un área de 76,259 km² bajo regulación del Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA)²⁴.

En el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), actúa para su funcionamiento CAMESA que se encuentra conformada por partes iguales por el ministerio público y los agentes generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

22 El gas natural proviene de un gasoducto de 22 km. que posee, mantiene y opera con el sistema de gasoductos troncal de Transportadora de Gas del Sur S.A., ubicado en General Cerri; mientras que para el fuel oil, la central posee dos tanques de almacenamiento de capacidad combinada de 60 mil metros cúbicos.

23 Excepto las jurisdicciones pertenecientes a las distribuidoras Edenor S.A., Edesur S.A. y Edelap S.A.

24 Cuyo ámbito de control abarca 300 mil km² y 6 millones de usuarios, el cual no incluye los partidos del conurbano bonaerense que reciben el servicio eléctrico de EDESUR S.A. o EDENOR S.A.

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público y es propiedad del Estado Nacional en un 20% y de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80% (AGEERA²⁵, ADEERA²⁶, ATEERA²⁷ y AGUEERA²⁸).

Entre los servicios ofrecidos por CAMMESA, se encuentran principalmente el despacho técnico-económico del SADI, la supervisión de la seguridad y calidad del funcionamiento del SADI y la valorización de las transacciones económicas en los mercados energético spot y a término.



Foto de Alain Duchateau de Unsplash.

En el MEM, las fuerzas del mercado interactúan y se canalizan en dos segmentos, el Mercado a Término y el Mercado al Contado (Spot) y que se complementa con el programa Energía Plus. Este, fue creado por el gobierno nacional en noviembre del 2006 para aumentar la capacidad de generación eléctrica y cubrir la demanda de energía. Así como incorporar nuevas máquinas y usinas destinadas a satisfacer la demanda industrial e incentivar la

autogeneración y cogeneración energética independientemente del MEM.

Luego, desde la Ley 27.191 del 2015²⁹, también se asocia a este eslabón el régimen del Mercado a Término de energía eléctrica de fuente renovable (MATER), que estimula las inversiones en generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, regula los contratos a término y la autogeneración de energía eléctrica renovable y administra las prioridades de despacho en función de las capacidades existentes de la red eléctrica, para evitar la congestión de los proyectos renovables³⁰.

En último lugar, en el eslabón del consumo de electricidad, se encuentran los usuarios cuyos destinos de las demandas pueden ser dirigidos hacia el sector residencial, comercial, oficial, industrial, alumbrado público, rural, servicio sanitario, tracción, riego y otros. En este eslabón de la cadena, la novedad que surge en la aparición de la figura del usuario-generador³¹ a partir de la Ley 27.424³². Como su denominación lo describe, es al mismo tiempo, un usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica y un oferente de excedentes de autoconsumo, provenientes de la generación de energía de fuentes renovables.

Finalmente, teniendo construida la cadena de valor de la energía eléctrica del partido de Bahía Blanca, se procede en la próxima sección, a exponer los principales resultados del cálculo del valor agregado en las etapas de generación y distribución de electricidad en Bahía Blanca para poder estimar la contribución sectorial a la economía local.

25 Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.

26 Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.

27 Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.

28 Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.

29 Congreso de la Nación Argentina, 21 de octubre de 2015.

30 No alcanza a los distribuidores ni a la generación renovable pre existente al año 2017.

31 No se contemplan los grandes usuarios ni autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.

32 Congreso de la Nación Argentina, 27 de diciembre de 2017.

Valor Agregado Local

Desde el lado de las fuentes de energías renovables, se halló que la generación neta del Parque Eólico Corti alcanzó un total de 246,534.61 MWh durante el año 2018 y representó un 7% de la generación renovable en Bahía Blanca (CAMMESA, 2019). A continuación, se presenta detalladamente los datos para cada mes de funcionamiento del parque eólico pudiéndose observar grandes incrementos durante los meses de junio, agosto y diciembre, y pequeñas mermas en los restantes meses.

Tabla 1. Generación neta del Parque Eólico Corti, año 2018

Fecha	Generación Neta (MWh)
1/4/2018	-
1/5/2018	12,294.02
1/6/2018	33,847.41
1/7/2018	31,733.70
1/8/2018	36,747.49
1/9/2018	32,874.38
1/10/2018	30,927.37
1/11/2018	30,844.95
1/12/2018	37,265.30
Total	246,534.61

Fuente: Elaboración propia en base de CAMMESA (2019)

Una de las formas de disminuir las emisiones de dióxido de carbono es mejorando el sector eléctrico a través de la introducción de nuevas tecnologías renovables (eólica y solar).

Con relación a la generación de electricidad por parte de la Central Piedra Buena S.A., la generación neta y la energía comprada por la empresa, disminuyeron de manera creciente en los seis años de análisis (desde 2013 hasta 2018). También lo hizo la energía vendida pero, el precio promedio y el margen bruto promedio tanto en dólares como en pesos, aumentaron significativamente en un rango de los 55% a 78%, evolucionando junto con el tipo de cambio.



Foto de Johannes Plenio de Unsplash.

Sin embargo, la caída de la cantidad de energía vendida, no afectó los ingresos por ventas ni el valor agregado (que tuvieron destacados resultados en 2017 y 2018) como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2. Generación de electricidad de la Central Piedra Buena S.A. durante los años 2013 a 2018

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación Neta (GWh)	2,229.00	3,090.00	2,737.00	2,054.00	1,453.00	753
Energía Comprada (GWh)	447	55	2	1	-	-
Total de Energía Vendida (GWh)	2,676.00	3,145.00	2,739.00	2,056.00	1,453.00	753
Precio Promedio (AR\$/MWh)	144.1	129.2	152.2	209.876	530.24	2,475.44
Margen Bruto Promedio ³³ (AR\$/MWh)	-12	39.7	41.9	16.258	198.84	1,293.98
Ingresos por ventas (AR\$/MWh)	385,611,600.00	406,334,000.00	416,875,800.00	431,505,056.00	770,438,720.00	1,864,006,320.00
Valor agregado (AR\$/MWh)	-26,748,000.00	122,673,000.00	114,680,300.00	33,393,932.00	288,914,520.00	974,366,940.00

Concepto	2016	2017	2018
Tipo de cambio AR\$/US\$	14.78	16.57	28.13
Precio Promedio (US\$/MWh)	14.2	32	88
Margen Bruto Promedio (US\$/MWh)	1.1	12	46

Fuente: Elaboración propia en base de las memorias de Pampa Energía (2013-2018)

Estudiado el eslabón de generación, se procede a analizar el eslabón de distribución de la electricidad en el partido de Bahía Blanca. Para ello, se buscó información acerca de la cantidad de megavatio-hora facturada y usuarios de EDES S.A. según el destino de utilización de la energía eléctrica. Los datos encontrados para los años 2013 a 2016, se encuentran presentados en las tablas mostradas a continuación:

33 Margen Bruto antes de cargo por amortización y depreciación. Valores en términos nominales.

Tabla 3. Facturación en megavatio-hora a usuarios finales de EDES S.A., periodo 2013-2016³⁴

2013	Facturado a usuario final (MWh)	Cantidad de usuarios	Frecuencia relativa	Frecuencia acumulada
Residencial	239,788.83	122,303.00	44.36%	44.36%
Comercial	153,107.54	12,203.00	28.33%	72.69%
Oficial	72,613.07	572	13.43%	86.13%
Industrial	59,196.54	274	10.95%	97.08%
Alumbrado Público	15,660.33	1	2.90%	99.98%
Rural	134.51	20	0.02%	100.00%
TOTAL	540,500.82	135,373.00	100.00%	

2014	Facturado a usuario final (MWh)	Cantidad de usuarios	Frecuencia relativa	Frecuencia acumulada
Residencial	247,831.40	124,368.00	45.26%	45.26%
Comercial	150,216.80	12,226.00	27.43%	72.69%
Oficial	72,656.33	626	13.27%	85.96%
Industrial	60,463.17	282	11.04%	97.00%
Alumbrado Público	16,296.01	1	2.98%	99.97%
Rural	145.91	21	0.03%	100.00%
TOTAL	547,609.61	137,524.00	100.00%	

2015	Facturado a usuario final (MWh)	Cantidad de usuarios	Frecuencia relativa	Frecuencia acumulada
Residencial	256,255.83	126,980.00	45.87%	45.87%
Comercial	152,079.04	11,543.00	27.22%	73.10%
Oficial	74,826.98	730	13.39%	86.49%
Industrial	58,749.91	296	10.52%	97.01%
Alumbrado Público	16,565.32	1	2.97%	99.97%
Rural	154.13	19	0.03%	100.00%
TOTAL	558,631.22	139,569.00	100.00%	

34 Los usos Servicio Sanitario, Tracción, Riego y Otros son nulos por lo tanto, se eliminan de las tablas.

2016	Facturado a usuario final (MWh)	Cantidad de usuarios	Frecuencia relativa	Frecuencia acumulada
Residencial	249,263.60	127,639.00	44.90%	44.90%
Comercial	155,759.29	11,239.00	28.06%	72.96%
Oficial	77,336.12	1,383.00	13.93%	86.89%
Industrial	55,883.93	791	10.07%	96.96%
Alumbrado Público	16,702.16	1	3.01%	99.97%
Rural	171.84	21	0.03%	100.00%
TOTAL	555,116.93	141,074.00	100.00%	

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas del Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, Secretaría de Energía (2013-2016)

A partir de los cuadros presentados, se puede deducir que los principales destinos de uso de la electricidad comercializada por EDES S.A. a Bahía Blanca durante el periodo 2013-2016, son por parte de la demanda residencial (45.10% en promedio), comercial (27.76% en promedio), oficial (13.51% en promedio) e industrial (10.64% en promedio) constituyendo un total del 97.01%.

Luego, recopilada la facturación en MWh a los usuarios finales, se prosigue con el cálculo

del valor añadido del eslabón de distribución de la energía eléctrica a través de EDES S.A., mediante la valorización de lo facturado y comprado por la distribuidora. En la valoración bruta de la energía, se utilizan los precios extraídos de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), mientras que en las compras al MEM, se costean las compras de energía por medio del precio monómico de compra estacional obtenido de CAMMESA, el cual es mensual y se lo promedia para cada año de estudio.

Tabla 4. Valor Agregado de EDES S.A., en el partido de Bahía Blanca, periodo 2013-2016

2013	Valoración bruta MWh (AR\$)	Compras al MEM	Valor Agregado (AR\$)
Residencial	97,856,326.66	22,819,979.08	75,036,347.58
Comercial	62,482,233.55	14,570,782.61	47,911,450.95
Oficial	29,632,940.25	6,910,366.45	22,722,573.80
Industrial	24,157,738.02	5,633,555.80	18,524,182.23
Alumbrado Público	6,390,882.61	1,490,346.23	4,900,536.38
Rural	61,358.74	12,801.10	48,557.64
TOTAL			169,143,648.58

2014	Valoración bruta MWh (AR\$)	Compras al MEM	Valor Agregado (AR\$)
Residencial	111,715,718.99	23,708,508.86	88,007,210.13
Comercial	67,713,687.33	14,370,319.33	53,343,368.01
Oficial	32,751,514.74	6,950,584.79	25,800,929.95
Industrial	27,255,169.72	5,784,140.66	21,471,029.06
Alumbrado Público	7,345,804.27	1,558,939.67	5,786,864.61
Rural	60,609.85	13,958.22	46,651.63
TOTAL			194,456,053.39

2015	Valoración bruta MWh (AR\$)	Compras al MEM	Valor Agregado (AR\$)
Residencial	128,560,927.43	24,430,786.59	104,130,140.84
Comercial	76,296,498.72	14,498,833.47	61,797,665.25
Oficial	37,539,930.95	7,133,816.32	30,406,114.64
Industrial	29,474,228.49	5,601,068.70	23,873,159.80
Alumbrado Público	8,310,652.49	1,579,296.15	6,731,356.34
Rural	78,056.78	14,694.27	63,362.51
TOTAL			227,001,799.37

2016	Valoración bruta MWh (AR\$)	Compras al MEM	Valor Agregado (AR\$)
Residencial	279,677,630.47	77,989,582.42	201,688,048.04
Comercial	174,764,347.64	48,733,960.14	126,030,387.50
Oficial	86,772,323.59	24,196,920.12	62,575,403.48
Industrial	62,702,635.39	17,484,960.61	45,217,674.78
Alumbrado Público	18,740,078.51	5,225,769.74	13,514,308.77
Rural	461,537.19	53,764.35	407,772.84
TOTAL			449,433,595.41

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas del Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, Secretaría de Energía (2013-2016) y ADEERA (2013-2016)

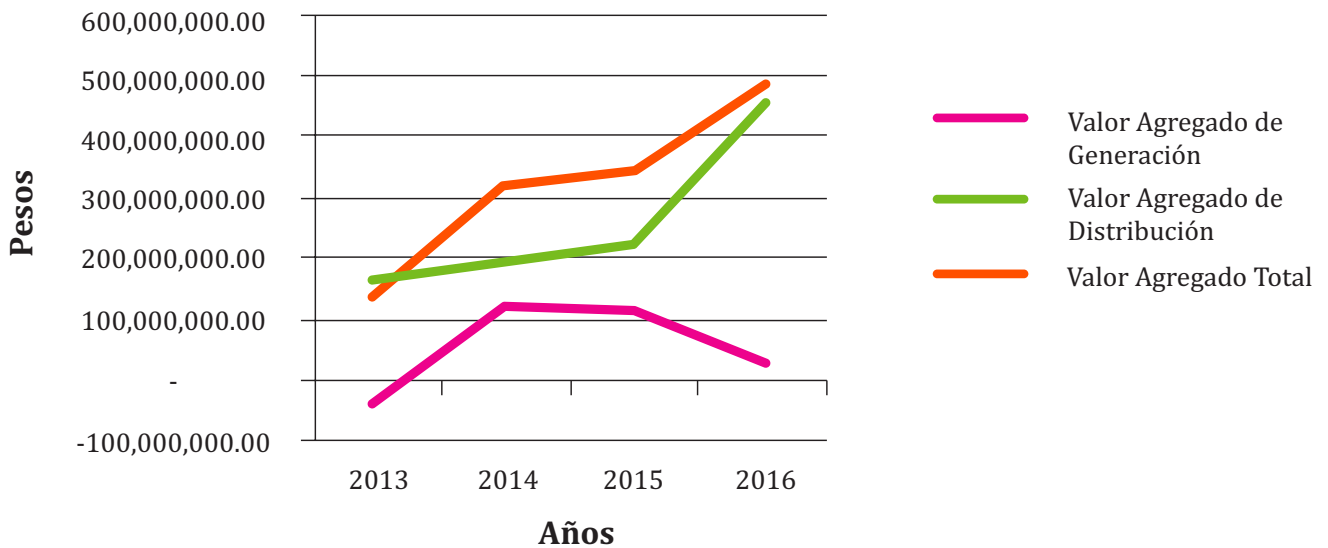
Los resultados se exponen bajo el encabezado de la Tabla N.4, se puede observar un gran salto en el año 2016 en el cual se duplica el valor agregado en concordancia con el aumento sucesivo de los precios de la energía.

Finalmente, se analiza el valor añadido total entre el eslabón de generación representado por la Central Piedra Buena S.A. y el eslabón de distribución por EDES S.A., concluyendo que el valor agregado del sector eléctrico se

incrementa año tras año, mostrando el eslabón de distribución una gran expansión en el 2016 superando ampliamente los años 2014 y 2015 en porcentajes del valor añadido total. Lo dicho,

se puede ver en la siguiente figura donde se muestra el valor agregado en las dos etapas y su total en los cuatro años de estudio.

Figura 2. Valor agregado total a la economía local (2013-2016)



Fuente: Elaboración propia

En resumen, después de realizar este trabajo de investigación y mirando el siguiente cuadro, se puede deducir que el eslabón de distribución contribuye sectorialmente alrededor de un 85% y el de generación aproximadamente un

15% (de manera creciente para la distribución) durante los años estudiados, y concluir que el aporte a la economía local es aproximadamente 321 millones de pesos en promedio durante el período temporal de comparación.

Tabla 5. Valor agregado total a la economía local (2013-2016)

	2013	2014	2015	2016
Valor Agregado en Generación	-26,748,000	122,673,000	114,680,300	33,393,932
Valor Agregado en Distribución	169,143,649	194,456,053	227,001,799	449,433,595
Valor Agregado Total	142,395,649	317,129,053	341,682,099	482,827,527

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

Estudiar la cadena de valor de la energía eléctrica en el partido de Bahía Blanca permite interiorizarse de la transición energética y de sus esferas de análisis que abarcan la esfera tecno-económica junto con los flujos de energía y sus mercados, la esfera socio-técnica junto con las innovaciones y nuevas tecnologías, y la esfera política en cuanto a las medidas a tomar y los lineamientos necesarios (Cherp et al., 2018).

En el mundo, las personas y economías están tomando conciencia en el cuidado del medio ambiente. Una de las formas de disminuir las emisiones de dióxido de carbono es mejorando el sector eléctrico a través de la introducción de nuevas tecnologías renovables (eólica y solar). Otra de las formas es utilizar fuentes de energía renovables en la generación de electricidad, en lugar de los combustibles fósiles.

En este movimiento, Argentina no se queda afuera y apunta a diversificar su matriz energética mediante el impulso, la inversión y el desarrollo de fuentes de energías renovables dando paso al proceso de reducción de la dependencia energética del petróleo y el gas que abarcan un 85.20% de la oferta interna de fuentes de energía primaria para el año 2017.

A través de este estudio, se detecta que el país ha progresado en torno a las normativas vigentes que favorecen la inclusión de las energías renovables y promoción de utilización de las nuevas tecnologías limpias. Con la Ley 26.190 y su modificación, la Ley 27.191 y la Ley 27.424, se promueve la utilización de estas energías, su autogeneración y su generación distribuida integrada a la red eléctrica pública.

Bajo este panorama es que se encuentran agentes que participan tanto por medio de las fuentes de energías renovables como convencionales en la cadena de valor de la energía eléctrica del partido de Bahía Blanca. Se encuentran proyectos eólicos en funcionamiento y otros en sus

fases de construcción y habilitación comercial; empresas como Pampa Energía S.A. que participan en los eslabones de generación y transmisión; centrales termoeléctricas y distribuidoras como EDES S.A.; cooperativas y grandes usuarios mayores y menores del mercado eléctrico.

Asimismo, en esta investigación se calculó la contribución de la cadena de valor de la electricidad en la economía local y se detectó que el eslabón de distribución contribuyó sectorialmente alrededor de un 85% y el de generación aproximadamente un 15% (de manera creciente para la distribución) durante los años 2013 a 2016 siendo el aporte a la economía de aproximadamente 321 millones de pesos en promedio durante el período temporal de comparación.

La generación neta del Parque Eólico Corti, la cual ha ido avanzando rápidamente de manera positiva en el 2018, se complementa con la generación neta y el valor agregado de la Central Piedra Buena S.A. que durante los ejercicios fiscales 2017 y 2018 tuvieron un repunte de alrededor de 2.5 veces y de 8 a 8.5 veces respecto a los valores de los años 2014 y 2015, respectivamente.

Por otro lado, para el período 2013-2016 el valor agregado del eslabón de distribución a través del caso representativo de EDES S.A., se ha duplicado o más, tanto en precios como en participación en la cadena y se observan que prevalecen los usos Residencial, Comercial, Oficial e Industrial con aproximadamente 45%, 28%, 14% y 10% del total facturado a usuarios finales, respectivamente.

Finalmente, se puede concluir de este estudio que el mayor crecimiento de las energías renovables agilizaría logros en cuanto a la disminución de gases contaminantes y costos de las nuevas tecnologías limpias. Todo este movimiento "verde", traería consigo también creación de nuevos puestos de trabajo y empleo capacitado para el mejoramiento de la industria, la economía y la utilización de recursos naturales.

REFERENCIAS

- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). (2013). *Datos característicos*. <http://www.adeera.com.ar/reportsstats.aspx>
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). (2014). *Datos característicos*. <http://www.adeera.com.ar/reportsstats.aspx>
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). (2015). *Datos característicos*. <http://www.adeera.com.ar/reportsstats.aspx>
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). (2016). *Datos característicos*. <http://www.adeera.com.ar/reportsstats.aspx>
- Centro Regional de Estudios Económicos de Bahía Blanca Argentina (CREEBA). (s.f.). Generación y distribución de electricidad: su aporte a la economía bahiense. Indicadores de Actividad Económica (IAE). *Estudios Especiales*, 129, 7-11. http://www.creeba.org.ar/iae/iae129/Generacion_y_distribucion_de_electricidad._su_aporte_a_la_economia_bahiense_IAE_129.pdf
- Cherp, A. et al. (2018). Integrating techno-economic, socio-technical and political perspectives on national energy transitions: A meta-theoretical framework. *Energy Research & Social Science*, 37, 175-190. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.09.015>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). (2018). *Base de datos de informes mensuales*. <https://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). (2019). *Base de datos de informes mensuales*. <https://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet>
- Congreso de la Nación Argentina. (02 de enero de 2007). *Ley 26.190. Fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.*, Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (13 de julio de 2001). *Ley 25.438. Apruébase el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático adoptado en Kyoto (Japón)*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (15 mayo de 2015). *Ley 27.137. Aprobación de la enmienda de Doha al Protocolo de Kyoto*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (19 de septiembre del 2016). *Ley 27.270. Aprobación del Acuerdo de París hecho en París el 12 de diciembre de 2015 sobre Cambio Climático*. Boletín Oficial de la República Argentina. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (21 de octubre de 2015). *Ley 27.191. Fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica - Modificación*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (26 de octubre de 1998). *Ley 25.019. La generación de energía eólica y solar*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. (27 de diciembre de 2017). *Ley 27.424. Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública*. Boletín Oficial de la República Argentina. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Faße, A., Grote, U., and Winter, E. (2009). *Value chain analysis methodologies in the context of environment and trade research*. Discussion Paper, (429), School of Economics and Management of the Hannover Leibniz University, ECONSTOR. <http://hdl.handle.net/10419/37104>
- Foster, S. y Elzinga, D. (s.f.). Naciones Unidas. *El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible*. En Crónica ONU. <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>

- GTZ. (2007). *ValueLinks manual: The methodology of value chain promotion*. Cooperación Técnica Alemana al Desarrollo. Primera edición. <https://cgspace.cgiar.org/handle/10568/25053>
- Kaplinsky, R. y Morris, M. (2009). *Un manual para investigación de cadenas de valor*. IDRC, Canale, G. y Caló, J. (traductores), 01-103. <https://proyectaryproducir.com.ar/wp-content/uploads/2010/04/Kaplinsky-Manual-completo-Rev-4-2010doc.pdf>
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Secretaría de Energía. (2013). *Distribución de energía eléctrica facturada y cantidad de usuarios por tipo y por jurisdicción provincial*. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3953>
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Secretaría de Energía. (2014). *Distribución de energía eléctrica facturada y cantidad de usuarios por tipo y por jurisdicción provincial*. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4021>
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Secretaría de Energía. (2015). *Distribución de energía eléctrica facturada y cantidad de usuarios por tipo y por jurisdicción provincial*. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4221>
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Secretaría de Energía. (2016). *Distribución de energía eléctrica facturada y cantidad de usuarios por tipo y por jurisdicción provincial*. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4233>
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. (2017). *Balance energético nacional*. revisión 0. <https://www.argentina.gob.ar/energia>.
- Naciones Unidas. (22 de noviembre 2018). *Los niveles de gases de efecto invernadero en la atmósfera alcanzan un nuevo récord*. En Noticias ONU. <https://news.un.org/es/story/2018/11/1446191>.
- Pampa Energía. (2013). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/
- Pampa Energía. (2014). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/
- Pampa Energía. (2015). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/.
- Pampa Energía. (2016). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/
- Pampa Energía. (2017). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/
- Pampa Energía. (2018). *Memorias y estados financieros anuales*. www.pampaenergia.com/
- Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina. Secretaría de Gobierno de Energía. (2018). Resolución 100/2018. *Programa RenovAr – MiniRen/Ronda 3*. InfoLEG (Información Legislativa). Ciudad de Buenos Aires. 14 de noviembre de 2018. <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Rijter, G. (2018). *Generación de empleo – energías renovables: Programa RenovAr y MATER*. Subsecretaría de Energías Renovables, Ministerio de Energía, Presidencia de la Nación. www.probiomasa.gob.ar/_pdf/empleo_renovable.pdf





Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280
/ 2597-995

enerlac@olade.org

