

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

Generación  
de energía  
en PTAR

Pronóstico  
energía eólica  
en Uruguay

Simulación  
sistema  
fotovoltaico  
en Haití

Operación  
óptima de  
baterías

Transición  
sistemas de  
energía eléctrica

Pronósticos  
hidrológicos y  
el sistema eléctrico

Modelo numérico  
de la combustión de  
tronco cilíndrico



© Copyright Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2019. 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](http://www.olade.org)

Mail ENERLAC: [enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

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



---

## COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco  
SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE

Pablo Garcés  
ASESOR TÉCNICO DE OLADE

Marcelo Vega  
COORDINADOR DE LA COMISIÓN ACADÉMICA DE LA  
ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES GRUPO MONTEVIDEO  
(AUGM)

---

## 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. Bibliotecaria OLADE

---

## COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

---

## REVISORES

Santiago Garrido. *Universidad Nacional de Quilmes. Instituto de Estudios sobre la Ciencia y la Tecnología. Argentina.*

Emilia Ruggeri. *Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET - IESCT). Universidad Nacional de Quilmes. Argentina.*

Diego Coronel Bejarano. *Universidad Nacional de Asunción. Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE - FPUNA). Paraguay.*

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

José Javier Alonso Mateos. *Universidad Internacional de Valencia. España.*

Oscar Oviedo. *Universidad Nacional de Córdoba (UNC - INFIQC). Argentina.*

Alfredo Caguao Yagua. *Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Byron Chilibingua Mazón. *Consultor independiente. Ecuador.*

Reynaldo Payano Almanzar. *Investigador independiente. Chile.*

Iván López. *Universidad de la República (UdelaR) - FING-IMFIA. Uruguay.*

Cristhian Carrasco Villanueva. *Universidad Mayor de San Andrés (UMSA). Bolivia.*

Ojilve Ramón Medrano Pérez. *Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT). Centro del Cambio Global y la Sustentabilidad (CCGS). México.*

---

Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo y Francisco Pérez.

## NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

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

# CONVOCATORIA

## PARA ARTÍCULOS TÉCNICOS 2021

PLAZO PARA LA POSTULACIÓN DE ARTÍCULOS

21 DE DICIEMBRE 2020

MÁS INFORMACIÓN

[enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

# CALL FOR

## TECHNICAL ARTICLES 2021

DEADLINE FOR SUBMISSION OF ARTICLES

DECEMBER 21, 2020

MORE INFORMATION

[enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

## EDITORIAL

Esta primera edición 2020 de la revista ENERLAC va al encuentro de la cooperación regional del sector energético gubernamental con la academia, basada en las voluntades expresas de los acuerdos definidos en sendos convenios suscritos en 2018, uno de carácter “marco” y uno específico, este último con la expresa función de realizar una revista sobre energía, asociando y potenciando los roles de ambos sectores y organizaciones.

En efecto, el sector energético gubernamental latinoamericano, representado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y el sector académico de la región del Cono Sur sudamericano, nucleado en la Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM), ponen sus respectivos roles al servicio de Latinoamérica, en perspectiva de la dimensión energética de la región; creando y difundiendo conocimiento vinculado a tal dimensión.

Fue señalado el carácter y delimitación territorial de OLADE y -en función de resaltar pautas estratégicas de la reunión de voluntades entre ambas- es preciso abordar el alcance de la AUGM, una red de universidades públicas de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

La finalidad principal de AUGM es impulsar el proceso de integración a través de la creación de un espacio académico común ampliado, en base a la cooperación científica, tecnológica, educativa y cultural entre todos sus Miembros<sup>1</sup>, y especialmente construir vínculos entre las universidades y los sectores sociales y gubernamentales, tanto regionales como nacionales y locales; de manera de actuar concertadamente en la consecución de una decena de objetivos y otras tantas actividades definidas.

En el marco de esta asociación universitaria, el desarrollo de la vida académica se gestiona por agrupamientos que conforman redes de trabajo científico, educativo y de extensión universitaria y vinculación en temas estratégicos para la región, los Comités Académicos y los Núcleos Disciplinarios.

Tres Comités Académicos, cuyas temáticas son: Aguas, Medio Ambiente y Energía, organizaron bajo la institucionalidad propia de AUGM -por segunda vez en conjunto- un Congreso multidisciplinario e interdisciplinario, el II Congreso de Agua, Ambiente y Energía.

El Congreso asoció, por una parte, la motivación por la relevancia actual de las temáticas para nuestros países en temas como la gestión sostenible de los recursos naturales, las obras de infraestructura y los recientes cambios en las matrices energéticas, y por otra parte los desafíos para mejorar la integración regional; y brindó la oportunidad de intercambio de experiencias, en conferencias y paneles temáticos, entre los distintos profesionales e investigadores de la región y con los referentes internacionales de primer nivel en las tres áreas.

En esta ocasión se contó con la sede y el apoyo de la Universidad de la República (Uruguay), la concurrencia de más de 250 participantes, y la presentación de trabajos previamente sometidos a rigurosa evaluación, que constituyeron un importante aporte científico – académico.

La revista ENERLAC publica en esta edición una serie de trabajos sobre temas de energía, que formaron parte del acervo del referido Congreso y que resultaron destacados en esa instancia. Sin duda una muestra más de la vigente cooperación entre OLADE y AUGM.



Asociación de Universidades  
GRUPO MONTEVIDEO

**Álvaro Maglia**  
Secretario Ejecutivo  
AUGM

---

1 Estatutos de AUGM, 2018.



Mejora, Aumento y Facilitación  
del Acceso a la Educación y  
Capacitación en Energía  
Renovable en América Latina

# MEJORA, AUMENTO Y FACILITACIÓN DEL ACCESO A LA EDUCACIÓN Y CAPACITACIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE EN AMÉRICA LATINA

La necesidad de contar con energía sostenible, de bajo costo y de reducido impacto ambiental, ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías basadas en el aprovechamiento y uso de fuentes renovables como son: solar fotovoltaica, solar térmica y eólica.

La reducción sostenida de costos que han venido experimentando la energía solar fotovoltaica y la energía eólica en los últimos años, ha motivado un incremento cada vez más acelerado de su participación en la matriz energética. Es así como a nivel mundial, las energías renovables, alcanzan el 27% de participación, y en el caso particular de la energía eólica y solar fotovoltaica representan más del 7% en la generación de electricidad (SIELAC, 2020).

El bajo o casi nulo impacto ambiental de las energías renovables las ha convertido en una herramienta fundamental para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y son parte importante de las Contribuciones

Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) comprometidas por los países para el cumplimiento de las metas globales de reducción de emisiones y calentamiento global. En el caso particular de América Latina y El Caribe, dado el incremento de la demanda como resultado de economías en crecimiento, y la gran disponibilidad de recursos naturales, el desarrollo de las energías renovables ocupa una posición relevante en las agendas energéticas de los diferentes países, y se estima a futuro, un crecimiento cada vez mayor que demandará la participación de especialistas, profesionales y técnicos debidamente formados y capacitados para la ejecución de las distintas actividades que comprende la planificación, ejecución y puesta en operación de una infraestructura de generación basada en energías renovables.

Con fecha 14 de febrero de 2019 la Iniciativa Internacional sobre el Clima (IKI) y el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU) aprobaron el

financiamiento del Proyecto denominado *Project 19-I\_340-LAC-M-Access to RE E & T, "Improving, Increasing and Facilitating Access to Renewable Energy (RE) Education and Training in Latin- America (LA)"* - ETRELA-IKI, con base a una decisión adoptada por el *Bundestag* alemán [www.international-climate-initiative.com/en](http://www.international-climate-initiative.com/en). La Organización Latinoamericana de Energía, (OLADE) es el líder del Proyecto, que se desarrolla en conjunto con la Universidad Tecnológica de Uruguay (UTECH), la Universidad de Buenos Aires de Argentina (UBA), a través de CEARE, la Universidad Nacional de Ingeniería de Perú (UNI), y que cuenta además con el soporte técnico de la Academia de Energías Renovables de Alemania (RENAC) y la empresa FACTOR. El proyecto tiene por objetivo la mejora, aumento y facilitación del acceso a la educación y capacitación en energía renovable en América Latina.

Bajo estas consideraciones, la Organización Latinoamericana de Energía a través del proyecto ETRELA, busca mejorar el acceso a la educación y la capacitación en esta materia dentro de la región, como una contribución efectiva para fomentar su desarrollo en beneficio del ambiente, las economías y la población, en particular de aquella que aún carece de acceso en condiciones dignas.

## OBJETIVOS DEL PROYECTO

Para el desarrollo y ejecución del proyecto ETRELA se establecieron objetivos específicos con sus respectivas actividades.

“ Dado el incremento de la demanda como resultado de economías en crecimiento, y la gran disponibilidad de recursos naturales, el desarrollo de las energías renovables ocupa una posición relevante en las agendas energéticas de los distintos países. ”

A continuación, se detallan cada uno de los objetivos y actividades.

### 1. Mejorar los programas de educación y capacitación en energía renovable.

Actividad I.1, Evaluación de necesidades de capacitación en materia de educación y capacitación en energía renovable.

Actividad I.2, Mapeo de programas e instalaciones de educación y capacitación en energía renovable

Actividad I.3, Análisis de la curricula existente de educación y capacitación en energía renovable.

### 2. Incrementar el número de programas de educación superior y formación profesional en el campo de la energía renovable.

Actividad II.1, Capacitación en operación y mantenimiento sobre energía eólica.

Actividad II.2, Establecimiento de laboratorios y centros de entrenamiento sobre energía renovable (UBA, UTECH y UNI).

Actividad II.3, Elaborar material de capacitación de acuerdo a las necesidades y facilidades de los laboratorios y centros de entrenamiento.

Actividad II.4, Elaborar material para el programa Train the Trainers.

Actividad II.5, Desarrollar e implementar programas de capacitación online en materia de energía renovable.

### 3. Facilitar el acceso a la educación y capacitación en energía renovable

Actividad III.1, Estrategia de comunicación sobre el desarrollo y ejecución del proyecto.

Actividad III.2, Establecimiento de una red de conocimiento y de profesionales en el ámbito de energía renovable.

A junio de 2020 se han culminado todas las actividades del objetivo 1 "Mejorar los programas de educación y capacitación en energía renovable", que constituye la base para el establecimiento y estructuración de los distintos programas de capacitación presencial y virtual que se desarrollarán a lo largo del proyecto. Las actividades relacionadas con el objetivo 1, contaron con la participación de la empresa FACTOR, que en conjunto con especialistas de RENAC y OLADE, realizó el relevamiento de información e investigación, a través de talleres, reuniones y visitas a los centros de entrenamiento de las tres universidades que participan en el proyecto: UBA, UTEC y UNI. Los productos resultantes de estas actividades han sido difundidos a los países miembros de OLADE, como un aporte y un insumo para la identificación de necesidades para la construcción de capacidades locales que puedan contribuir al desarrollo sostenible de las energías renovables en la región.

Con la información resultante de estas primeras actividades, y como parte del objetivo 2 del proyecto, se ha estructurado un programa de capacitación que se encuentra a cargo de RENAC y OLADE, que se viene implementando bajo modalidad virtual desde el pasado mes de marzo y que comprende una serie de cursos, talleres y ciclos de webinar que son de libre acceso para todos los interesados.

Adicionalmente y como parte del objetivo 2, se viene dotando de equipamiento, herramientas e insumos a las universidades participantes, para la adecuación de Centros Demostrativos, que se utilizarán para programas de entrenamiento. Esto sin duda representa un gran aporte para la región a la hora de formar técnicos, profesionales y especialistas en el campo de las energías renovables.

De manera paralela y como parte de las actividades del objetivo 3, OLADE está desarrollando una red de conocimiento en energías renovables que permitirá la difusión, el intercambio de experiencias y buenas prácticas, y la generación de conocimiento dentro de la región.

### RESULTADOS ALCANZADOS

A junio 2020, se ha realizado la entrega de los siguientes productos:

- Informes de Evaluación de necesidades de capacitación en materia de educación y formación para los sectores de energía eólica, energía solar fotovoltaica y energía solar térmica para América Latina.
- Mapeo de oferta de cursos de educación y capacitación en energía renovable en América Latina.
- Análisis de currículos existentes en mercados de energías renovables más relevantes de la región.

Adicionalmente se han implementado cinco cursos online para Argentina (2), Perú (2) y Uruguay (1) en las áreas de eficiencia energética y energía renovable.

Los cursos virtuales corresponden a: Diseño arquitectónico para la eficiencia energética en edificios; Aspectos legales y económicos en sistemas solares fotovoltaicos y térmicos;

Aspectos legales y económicos en sistemas solares fotovoltaicos y eólicos.

Asimismo, se han implementado hasta el momento dos planes de estudio que incluyen una formación modular, compuesta por: un curso básico, un curso intermedio y un ciclo de webinaros sobre lecciones prácticas.

A la fecha, el proyecto ETRELA ha capacitado a un total de 1,342 profesionales de 27 países de la región en temas de energía renovable, eficiencia energética, movilidad eléctrica, formulación de proyectos, entre otros.



En lo que respecta a la adecuación de los Centros Demostrativos, a inicios de junio de 2020 en las instalaciones de la UTEC, ciudad de Durazno, Uruguay se completó la instalación y puesta en marcha de una planta de generación eléctrica solar fotovoltaica *On-Grid* de 11kWp compuesta por un inversor de 10kVA y 40 paneles solares de 275 Wp.

### ACTIVIDADES FUTURAS

El proyecto ETRELA se ejecutará hasta el año 2021 y para ello se prevé la implementación de cursos presenciales y virtuales, así como ciclos de webinar.

Para la segunda etapa del plan de capacitación contamos con más de un centenar de participantes registrados de 15 países de la región. Las capacitaciones en esta segunda etapa

considerarán temas como: instalación de sistemas solares fotovoltaicos, instalación de sistemas solares térmicos, mantenimiento y operación de sistemas solares fotovoltaicos, operación y mantenimiento de sistemas eólicos, así como sobre generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía, integración energética y cambio climático. En esta etapa se desarrollarán cursos *Train the Trainers* en Argentina, Perú y Uruguay, los cuales tiene por objetivo formar a especialistas que puedan capacitar a nuevos profesionales a futuro.

Adicionalmente, como parte de la ejecución del proyecto se contempla la adquisición de equipos y licencias de software especializado para energía solar fotovoltaica, solar térmica y eólica, lo cual permitirá que los Centros de Demostración de la Universidad Tecnológica de Uruguay (UTEC), la Universidad de Buenos Aires de Argentina (UBA), y de la Universidad Nacional de Ingeniería de Perú (UNI) cuenten con el equipo necesario para capacitar a profesionales, técnicos y estudiantes en materia de energía renovable.

En lo que respecta a la red de conocimiento, se planifica para las próximas semanas realizar un lanzamiento de la red a fin de ponerla a disposición del público en general, lo cual sin duda representará un gran aporte para el intercambio de información y la generación del conocimiento en materia de energía renovable.

La Organización Latinoamericana de Energía a través del proyecto ETRELA continuará apoyando a mejorar, aumentar y facilitar el acceso a educación y formación en energía renovable en América Latina a fin de impulsar su desarrollo priorizando los beneficios ambientales, económicos y sociales que se pueden alcanzar para nuestra región.

---

Más información del proyecto:

[centro.documentacion@olade.org](mailto:centro.documentacion@olade.org)

# ÍNDICE

**p. 12**

**GENERACIÓN DE ENERGÍA EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR). EL CASO DE LA PTAR ZONA NORESTE, VILLAHERMOSA, MÉXICO,**

Tania Patricia Ramírez López,  
Ojilve Ramón Medrano Pérez,  
Luis Alberto Escobedo-Cazán.



**p. 32**

**PRONÓSTICO DE ENERGÍA EÓLICA EN URUGUAY PARA HORIZONTES TEMPORALES DE CORTO PLAZO EN BASE A MODELO NUMÉRICO DE MESOESCALA Y REDES NEURONALES ARTIFICIALES**

Everton de Almeida, Alejandro Gutiérrez,  
Sandro Camargo.

**p. 44**

**SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA COMUNIDAD EN HAITÍ**

Wesly Jean, Antonio C. P. Brasil Junior.





p. 56

**OPERACIÓN ÓPTIMA DE BATERÍAS  
BAJO EL ACTUAL RÉGIMEN  
TARIFARIO EN URUGUAY,**  
Mariana Corengia, Ana Inés Torres.

p. 78

**TRANSICIÓN DE LOS SISTEMAS DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA  
LATINA Y EL CARIBE (2007-2017):  
DIAGNÓSTICO Y ALTERNATIVAS  
SISTÉMICAS,**  
Axel Bastián Poque González.



p. 96

**INTEGRACIÓN DE ENSAMBLES DE  
PRONÓSTICOS HIDROLÓGICOS A LAS  
HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO EN URUGUAY,**  
Alejandra de Vera, Guillermo Flieller,  
Magdalena Crisci, Ruben Chaer,  
Rafael Terra.

p. 118

**MODELO NUMÉRICO SIMPLE DE  
LA COMBUSTIÓN DE UN TRONCO  
DE MADERA CILÍNDRICO,**  
Germán Navarrete Cereijo,  
Pedro Luis Curto-Risso.



# GENERACIÓN DE ENERGÍA EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES (PTAR). EL CASO DE LA PTAR ZONA NORESTE, VILLAHERMOSA, MÉXICO

Tania Patricia Ramírez López<sup>1</sup>, Ojilve Ramón Medrano Pérez<sup>2</sup>, Luis Alberto Escobedo-Cazán<sup>3</sup>

Recibido: 18/03/2020 y Aceptado: 05/04/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (12-30).



Foto de Ivan Bandura en Unsplash.

1 Técnico Superior Universitario en Energías Renovables Área Calidad y Ahorro de Energía por la Universidad Tecnológica de Tabasco (UTTAB). Actualmente, es estudiante de término de la Ingeniería en Energías Renovables en la UTTAB. Entre otras actividades profesionales ha realizado estadía profesional en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en el Centro del Cambio Global y la Sustentabilidad, A. C. (CCGS), México. [taniaprl08@gmail.com](mailto:taniaprl08@gmail.com)

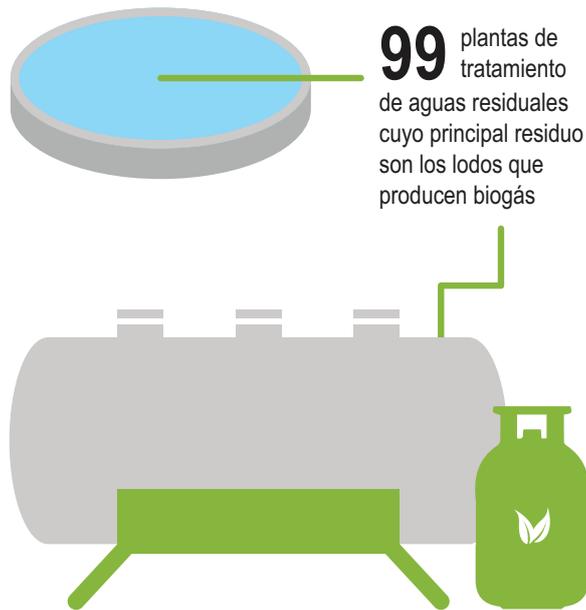
2 Ingeniero Civil por la Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD). Máster y doctor en Hidrología y Gestión de los Recursos Hídricos por la Universidad de Alcalá de Henares (UAH). Comisionado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) para desempeñarse como Cátedras-CONACYT en el Centro del Cambio Global y la Sustentabilidad, A.C. (CCGS). Líneas de investigación: cuencas, agua (superficial y subterránea) y servicios conexos, energías renovables y eficiencia energética. Entre otros trabajos ha sido autor o coautor en artículos de investigación. [ojilve.medrano@hotmail.com](mailto:ojilve.medrano@hotmail.com)

3 Ingeniero Civil. Ha incursionado en líneas de investigación y el desarrollo de proyectos sobre caracterización y diseño de sistemas de tratamientos de aguas residuales. Ha impartido las asignaturas de sistemas hidráulicos, gestión ambiental, redes y servicios industriales en la Universidad Tecnológica de Tabasco (UTTAB). Impartió curso-taller de Topografía aplicada en el Instituto Tecnológico de los Ríos y en el Colegio de Ingenieros Civiles de Tabasco. Actualmente es director de la División Académica de Procesos Industriales en la UTTAB. [d.ppyimi@uttab.edu.mx](mailto:d.ppyimi@uttab.edu.mx)

## RESUMEN

El biogás es una fuente de energía importante y abundante en las plantas de tratamiento de aguas residuales. En Tabasco, existen alrededor de 99 plantas de tratamiento de aguas residuales cuyo principal residuo son los lodos que producen biogás, el cual actualmente no es aprovechado debido a que no existen estudios que permitan conocer el potencial de generación de biogás en las plantas del estado. Por lo que, en este trabajo tiene como objetivo estimar el potencial de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Zona Noreste mediante cuatro métodos para cuantificación de producción de biogás, siendo una de las más grandes de Tabasco y cuyas características son aptas para el estudio. Los resultados muestran una producción de biogás diaria promedio de 2,671.49 m<sup>3</sup>, cuyo potencial energético es de 17,312.59 kWh/día para una reducción del 78% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Por tanto, este estudio puede servir de base para determinar el potencial de generación de electricidad a través de fuentes renovables como el biogás con el que cuenta Tabasco, e impulsar y promover el desarrollo e implantación de este tipo de tecnología en el estado de Tabasco.

**Palabras clave:** Tratamiento de Aguas Residuales, Lodos, Fuentes Renovables, Biogás, Electricidad, México.



## ABSTRACT

*Biogas is an important and abundant source of energy in wastewater treatment plants. In Tabasco, there are about 99 wastewater treatment plants whose main waste is the sludge that produces biogas, which is currently not used because there are no studies that allow to know the potential of biogas generation in the plants in the state. So, in this project it aims to estimate the potential of electricity generation from the biogas generated in the "Zona Noreste" Wastewater Treatment Plant using four methods for quantifying biogas production, being one of the largest in Tabasco and whose characteristics are suitable for study. The results show an average daily biogas production of 2,671.49 m<sup>3</sup>, whose energy potential is 17,312.59 kWh/day for a 78% reduction of Greenhouse Gases. Therefore, this study can serve as a basis for determining the potential of electricity generation through renewable sources such as the biogas with which Tabasco has and promote the development and implementation of this type of technology in the state of Tabasco.*

**Keywords:** Wastewater Treatment, Sludge, Renewable Sources, Biogas, Electricity, Mexico.

## INTRODUCCIÓN

Las aguas residuales son aquellas cuya calidad ha sido afectada negativamente por las actividades antrópicas en centros de poblaciones y actividades productivas, siendo estas una fuente de contaminantes y desechos. El tratamiento de aguas residuales es un proceso que limpia y permite su reincorporación a los mantos acuíferos o a los sistemas de agua potable (Ceja de la Cruz, 2019) y, por lo tanto, permite que el agua retorne al medio natural sin causar externalidades.

En este sentido, en los últimos años el tratamiento de aguas residuales, como parte de la infraestructura del servicio de agua y saneamiento de los centros de población, se ha transformado en una infraestructura que ofrece mucho más que un tratamiento habitual. En la actualidad, están siendo redefinidas con proyectos innovadores que integran criterios de sostenibilidad y circularidad del recurso, como instalaciones de reutilización eficientes, de producción y aprovechamiento de biogás, así como de recuperación de nutrientes y de reducción de emisiones (CONAMA, 2019). Por lo tanto, la valorización del recurso va de la mano con el aprovechamiento de los residuos en el sector agua. Consecuentemente, los residuos de las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) están siendo potenciados para usos agrícolas y para la autosuficiencia energética de estas instalaciones. En particular, el biogás, compuesto principalmente por metano, cuenta con diferentes usos debido a sus propiedades. La conversión de su energía química en energía eléctrica, térmica o en ambas permite aprovecharlo, por ejemplo, para generar electricidad de autoconsumo en una PTAR, para calentar un digester de lodos a fin de elevar la eficiencia del proceso de digestión anaerobia y/o para secar y reducir el volumen de los lodos digeridos antes de su disposición final. Además, el biogás puede emplearse como combustible vehicular, industrial o residencial (López-Hernández *et al.*, 2017).

Cabe destacar que las aguas residuales pueden ser tratadas tanto en medios anaeróbicos (en ausencia de oxígeno) como en aeróbicos (en presencia de oxígeno). En particular, las plantas anaeróbicas pueden representar una fuente de metano (CH<sub>4</sub>) y de emisiones de óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) cuando no se recupera energía, en cambio las plantas aeróbicas pueden contribuir a las emisiones indirectas por su alto consumo energético. Por lo tanto, la selección entre ambos procesos de tratamiento representa un impacto en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En este sentido, se estima que las PTAR generan el 5% de las emisiones totales de metano en el mundo y se espera que estas emisiones incrementen alrededor de 28% de 2005 a 2030, pasando de 477 a 609 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalentes (MtCO<sub>2</sub>eq) (Aguilar-Benítez & Blanco, 2018). Efectivamente, la recuperación de energía en estos procesos repercute favorablemente al reducir emisiones y promover la autosuficiencia energética de este tipo de instalaciones.

A todo ello, este tipo de actuaciones responden a metas globales planteadas por las Naciones Unidas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) N°6, N°7 y N°13 establecidos en la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible. En particular, el “Objetivo 6: **Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos**”; el “Objetivo 7: **Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos**”, y el “Objetivo 13: **Acción por el clima**” (Organización de las Naciones Unidas, 2015). En este contexto, como resultado de la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y tecnologías relativas a la energía limpia, se podrían alcanzar mejores estudios sobre el aprovechamiento de fuentes renovables que repercutan en un desarrollo consolidado de tecnologías de generación como el biogás producido en las PTAR.

A nivel internacional se han elaborado estudios relacionados con el potencial de generación de biogás en plantas de tratamiento de aguas

residuales municipales e industriales y su potencial energético. Por ejemplo, en Colombia se evaluó la eficiencia de los reactores *Upflow Anaerobic Sludge Blanket* (UASB) en una planta de tratamiento de aguas residuales municipal, la cual produce 37,541 m<sup>3</sup>/mes de biogás. También en el municipio de Balaguer, en la provincia de Lleida, España, se elaboró un proyecto de aprovechamiento del biogás en una PTAR mediante un sistema de cogeneración, utilizando el calor y electricidad generados dentro del proceso de la planta. Asimismo, otro proyecto innovador es el proyecto de biogás vehicular del Canal Isabel II, Madrid, España, procedente de la digestión de fangos de las estaciones depuradora de aguas residuales (CONAMA, 2019). En adición a ello, en Estados Unidos se realizaron estudios para determinar el potencial energético con el que cuentan sus plantas de tratamiento de aguas residuales teniendo como resultado que al día se generan 40 mil millones de galones de aguas residuales (151.42 millones de m<sup>3</sup>) cuyo potencial energético total es de 6.65 x 10<sup>7</sup> MMBtu/año (millones de Btu: unidades térmicas británicas), de estos 3.52 x 10<sup>7</sup> MMBtu/año corresponden a energía térmica y 9.11 x 10<sup>9</sup> kWh/año a energía eléctrica. Estas plantas utilizan biogás de manera beneficiosa para el desplazamiento y la producción de energía, incluido el calentamiento del digestor, la calefacción en el sitio y exportan energía a la red (Shen *et al.*, 2015).



Efectivamente, la recuperación de energía en estos procesos repercute favorablemente al reducir emisiones y promover la autosuficiencia energética de este tipo de instalaciones.

Igualmente, en Cataluña, España se realizó un balance energético para cinco PTAR que determinó el porcentaje de energía eléctrica que puede ser suministrada por el biogás que producen las mismas (Silvestre *et al.*, 2015). En adición a ello, en París, Francia, se elaboró un estudio similar para cinco de sus PTAR, con la finalidad estimar la cantidad de biogás producido en cada planta y su potencial energético para ser aprovechado mediante sistemas de cogeneración dentro del proceso de tratamiento de aguas residuales (Amosse y Nedelec, 2010). En este mismo contexto, en Brasil se evaluó la factibilidad técnica y económica del aprovechamiento del biogás (producido en las plantas) en sistemas de cogeneración en ocho de sus PTAR (Silva Dos Santos *et al.*, 2016).

En cuanto a México, de acuerdo con SENER (2018) entre 2007 y 2017 la capacidad de generación eléctrica con biogás creció un 24.2% en promedio anual. Además, en 2017, la capacidad instalada para generación eléctrica a partir de biogás fue 169 MW, teniendo un crecimiento respecto al año anterior de 103% equivalente a 86 MW de nueva capacidad instalada. Específicamente, en cuanto a la generación de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales, según el Atlas Nacional de Biomasa (SENER & CFE, 2016), en el 2016 México contaba con un potencial energético a partir de la producción de metano (CH<sub>4</sub>) en estas fuentes de 22,158 TJ/a. En adición a ello, cabe mencionar que de acuerdo con Aguilar-Benítez & Blanco (2018) las emisiones de gas metano se incrementaron un 126.6% entre 1990-2010, con emisiones de 3,948.2 giga gramos (Gg) de GEI y 8,946.5 giga gramos de CO<sub>2</sub>eq, con una tasa de crecimiento anual de 4.2% como consecuencia del impulso dado al tratamiento de aguas residuales en los últimos años.

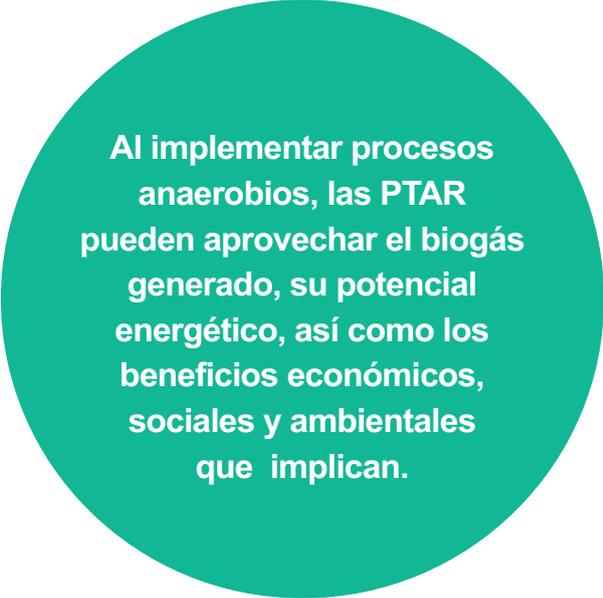
Globalmente, en México existen alrededor de 2,540 plantas de tratamiento de aguas residuales registradas, que procesan casi cien mil litros por segundo. Según datos oficiales, se reportan como tratadas el 57% de las aguas residuales

colectadas en el país. Sin embargo, más de la mitad de las plantas de tratamiento municipales presentan una calificación de mala a pésima en su funcionamiento (Ceja de la Cruz, 2019). En particular, Jalisco, Guerrero, Oaxaca, Chiapas, Tabasco y Campeche son algunos de los estados con más del 50% de sus plantas de tratamiento fuera de operación, principalmente por las altas inversiones en operación y mantenimiento y el elevado consumo de energía (de Anda-Sánchez, 2017). Cabe mencionar que, en México, el tema de la calidad del agua es poco discutido y estudiado (Vidal-Álvarez, 2018), encontrándose el sector saneamiento rezagado a nivel político (Maya-Rodríguez & Pineda-Pablos, 2018) y tecnológico (Domínguez-Montero *et al.*, 2017).

En este contexto, durante los últimos años se ha estudiado el potencial energético por medio del biogás de diversas plantas de tratamiento de aguas residuales en los estados de Jalisco, Nuevo León, Guanajuato, Querétaro, Coahuila, Hidalgo y Sonora. Por mencionar algunas, la PTAR Agua Prieta en Jalisco produce, a través del biogás, 87.44 GWh/año de electricidad; la PTAR Dulces Nombres en Nuevo León produce alrededor de 40.2 GWh/año de electricidad gracias al biogás que se genera en la misma (Equipo técnico EnRes, 2018). En cuanto al sur de México, se tiene el caso del estado de Tabasco, donde actualmente en la PTAR Chichicapa se aprovecha el biogás producido por la misma para generación de energía eléctrica. Adicionalmente, desarrollaron un estudio de campo para 105 plantas de tratamiento de aguas residuales a lo largo del país, que trabajan bajo diversos tipos de procesos, cuya característica principal es que todas operan con un caudal mayor a 200 l/s. De estas PTAR, 51 se ubican al norte del país, 42 se encuentran en el centro y tan sólo 12 pertenecen a estados del sureste de la república. El fin de este estudio fue estimar su potencial energético, resultando 308,457.04 MWh/año en total y con ello también se estimó el número de viviendas que pueden ser alimentadas por la energía producida por las PTAR, dando como resultado un total de 101,408 viviendas

(Mantilla-Morales *et al.*, 2017). Cabe mencionar que, en México y el resto de los países de Latinoamérica, la mayor parte de las PTAR no utilizan procesos anaerobios y donde sí lo hacen no se aprovecha el biogás generado, con lo que se desperdicia su potencial energético, lo mismo que los beneficios económicos, sociales y ambientales que ello implica (López-Hernández *et al.*, 2017).

Desde esta perspectiva, el presente manuscrito tiene como objetivo estimar el potencial de generación de energía eléctrica (utilizando biogás como fuente) de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Zona Noreste en Villahermosa, Tabasco, mediante cuatro métodos para cuantificación de producción de biogás. Asimismo, se contempla estimar el efecto asociado a la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de este tipo de instalaciones. Sobre esta base, este trabajo está organizado de la siguiente manera: a) se describe el área de estudio; b) se plantea la metodología empleada para realizar los cálculos correspondientes a la estimación del potencial de generación de energía eléctrica en las PTAR; c) se presentan los resultados y la discusión; y d) se plantea la conclusión.



**Al implementar procesos anaerobios, las PTAR pueden aprovechar el biogás generado, su potencial energético, así como los beneficios económicos, sociales y ambientales que implican.**

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

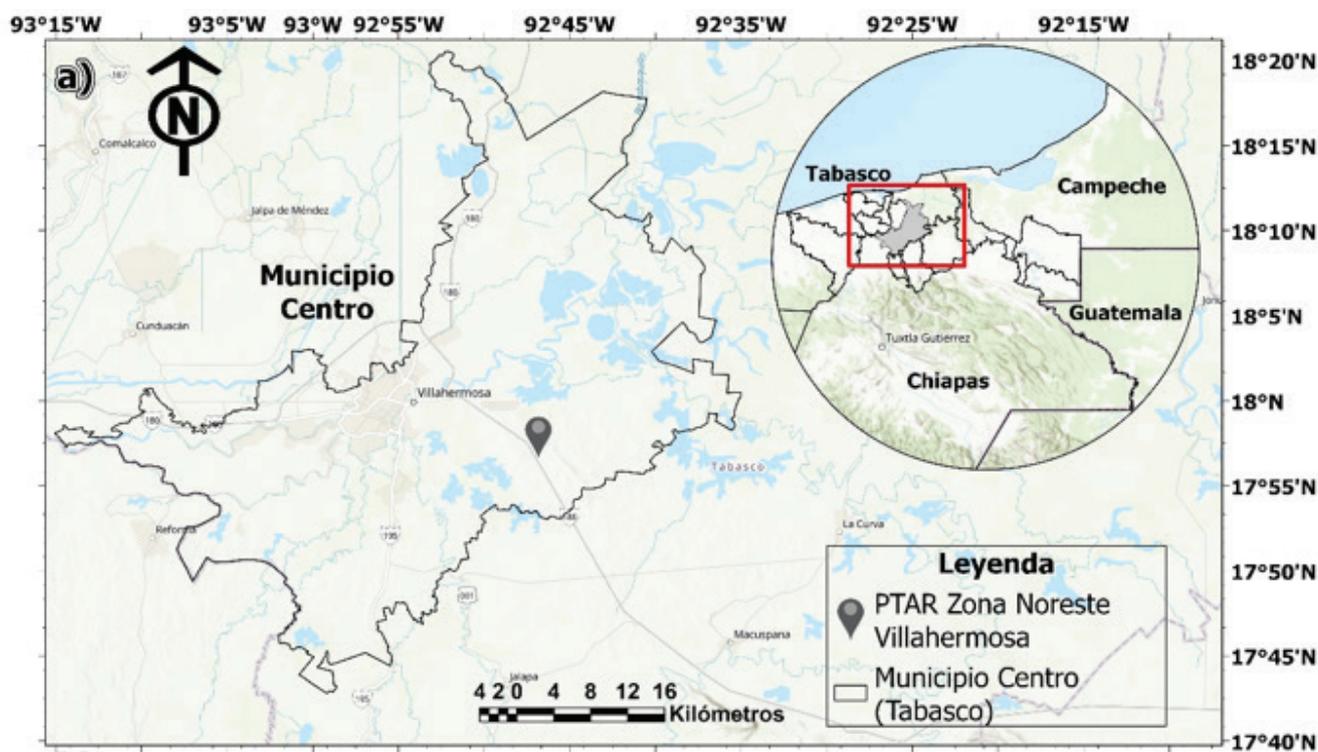
### **Área de estudio**

El estado de Tabasco se encuentra en la región sureste de México; desde la planicie costera del Golfo de México, hasta las montañas del norte de Chiapas. Tiene una superficie de 24,661 km<sup>2</sup> que representa el 1.3% de la superficie del país, en ella se asientan los 17 municipios que integran la división política del estado y donde se concentra una población de cerca de 2.4 millones de habitantes. Los límites del estado de Tabasco son naturales y artificiales, al norte limita con el Golfo de México y Campeche; al sur con Chiapas y la república de Guatemala; al oeste con el estado de Veracruz, mientras que, al este, con el estado de Campeche y la república de Guatemala. Su capital administrativa es la ciudad de Villahermosa, ubicada en el municipio Centro (figura 1a) (Hernández-Parra *et al.*, 2016).

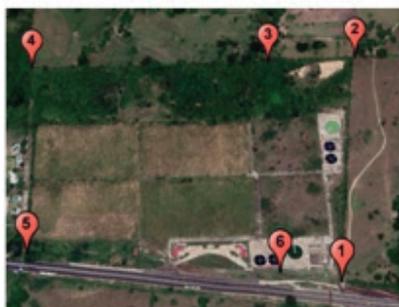
Por su ubicación en la zona tropical, su escasa elevación con respecto al nivel del mar y su cercanía con el Golfo de México a lo largo de 190 kilómetros de costa, el clima del estado se considera como clima cálido con influencia marítima. Por lo tanto, el clima tropical húmedo es una característica muy singular de la región, con temperaturas que van de los 15°C en los meses más fríos (enero y diciembre) hasta 42°C en los más calurosos (abril a agosto); la temperatura promedio es de 26°C (Hernández-Parra *et al.*, 2016) y una precipitación anual promedio de 2,550 mm.

Por otro lado, en cuanto a los aspectos socio-económicos, el municipio Centro no solo es el más poblado con una población es de 640,359 habitantes (INEGI, 2010), sino también donde convergen las actividades socioeconómicas y políticas de la entidad. Sus principales actividades económicas son el comercio y la prestación de servicios estatal como regional. Cabe mencionar que la actividad económica clave en el estado de Tabasco es la explotación petrolera (Hernández-Parra *et al.*, 2016).

Figura 1. Ubicación del municipio Centro (a) y de la PTAR Zona Noreste, Villahermosa (b).



b)



**Coordenadas geográficas**

Vértice	Latitud N	Longitud O
1	17°56'29.06"	92°46'53.06"
2	17°56'36.53"	92°46'38.06"
3	17°56'41.45"	92°46'41.97"
4	17°56'55.00"	92°45'52.55"
5	17°56'47.40"	92°47'03.47"
6	17°56'32.61"	92°46'54.92"

Fuente. Elaboración de los autores en QGIS 3.10.0 y Google Earth Pro con información espacial del Instituto Nacional de Estadísticas y Geografía (INEGI, 2020) y de Impulsora Nacional de Innovación Tecnológica S. A. de C. V. (2007).

En cuanto a infraestructura de agua y saneamiento en el estado de Tabasco, según el Sistema Nacional de Información del Agua (SINA), al 2018 cuenta con 99 plantas de tratamiento de aguas residuales municipales ubicadas a lo largo de sus 17 municipios, con una capacidad instalada de 2.97 m<sup>3</sup>/s y un

caudal tratado de 2,665 m<sup>3</sup>/s, como se puede observar en la Tabla 1. En particular, la PTAR Zona Noreste del municipio Centro (figura 1b), con un caudal tratado de 60,480 m<sup>3</sup>/día y una población beneficiada de 232,603 habitantes es una de las más importantes del estado.

Tabla 1. Plantas de tratamiento de aguas residuales, 2018.

	Residual Municipal	Residual Industrial
Número en operación	99	152
Capacidad instalada (m <sup>3</sup> /s)	2.970	1.522
Caudal procesado (m <sup>3</sup> /s)	2.665	1.372

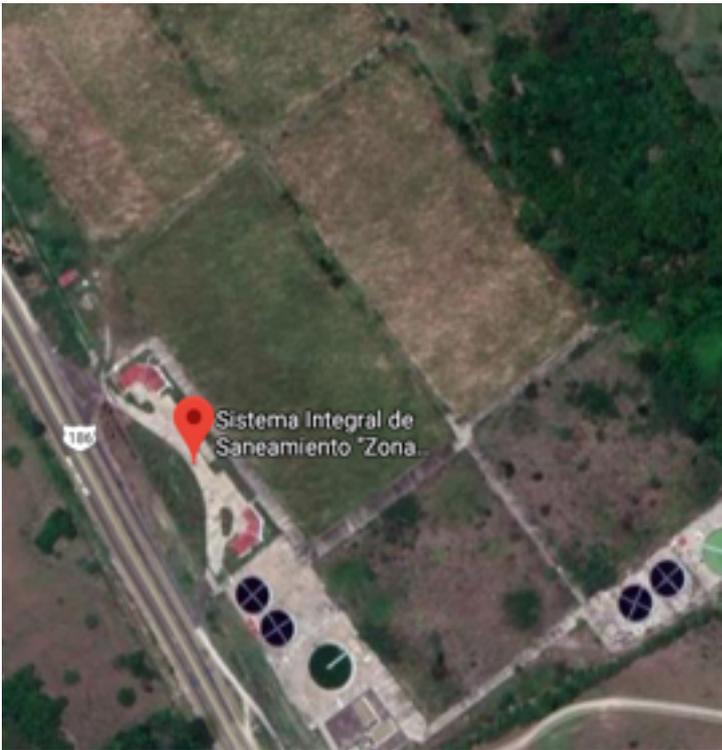
Fuente. CONAGUA (2018). Subdirección General Técnica, Subdirección General de Agua Potable, Drenaje y Saneamiento.

**Características de la PTAR Zona Noreste y su afluente**

La PTAR Zona Noreste ubicada en el municipio Centro del estado de Tabasco. Se localiza en

el kilómetro 18 de la carretera Villahermosa-Macuspán, en la Ranchería Coronel Traconis 3ra sección, municipio de Centro, Tabasco, México. Las principales características de la PTAR se describen en la Tabla 2.

Tabla 2. Principales características de la PTAR Zona Noreste y su afluente.

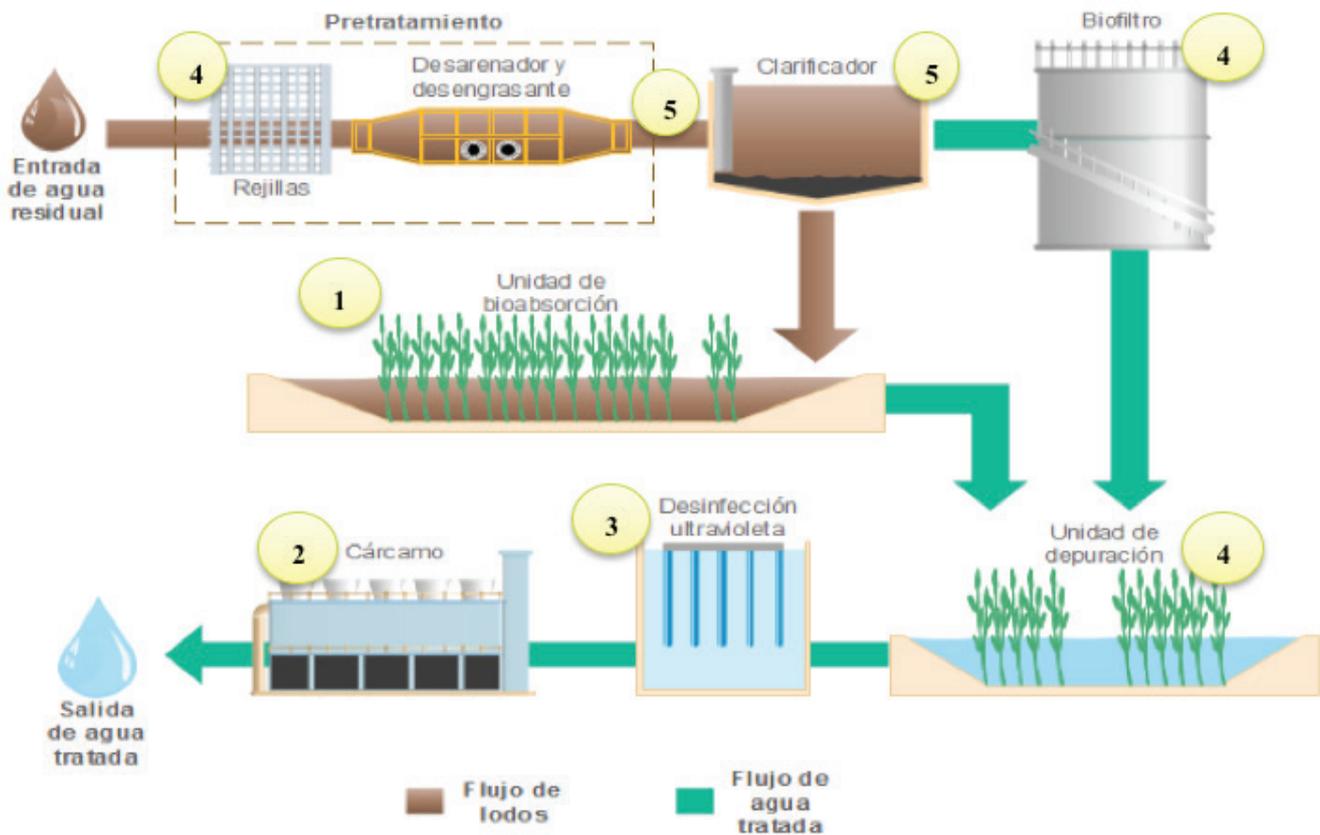
	Caudal tratado	700 l/s 60,480 m <sup>3</sup> /día
	Capacidad instalada	700 l/s 60,480 m <sup>3</sup> /día
	Estatus	Activa
	Tipo de proceso	Filtros biológicos, rociadores o percoladores
	Tiempo de proceso	5 días
	Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO <sub>5</sub> )	142.07 mg/l
	Demanda Química de Oxígeno (DQO)	211.5 mg/l
	Sólidos Volátiles (SV)	128.71 mg/l
	Población beneficiada	232,603 habitantes
	Superficie ocupada	299,378.59 m <sup>2</sup>

Fuente. Elaboración de los autores basada en información solicitada a la Comisión Estatal de Agua y Saneamiento (CEAS), Tabasco.

En relación al proceso de operación de la PTAR Zona Noreste, éste se ejemplifica en la figura 2, la cual se describe brevemente a continuación:

1. **Pretratamiento** de las aguas residuales para eliminar basura de gran tamaño (distribuidor con rejillas y rampas laterales).
2. **Distribución** de aguas residuales a cada módulo de la PTAR (mediante fuerza de gravedad).
3. **Tratamiento primario** (clarificador que trabaja mediante principios físicos).
4. **Tratamiento secundario** (biofiltro reductor de carga orgánica en agua residual, unidad de bioabsorción de lodos drenados del clarificador, unidades depuradoras de la corriente líquida del clarificador).
5. El agua tratada es **desinfectada** en una unidad ultravioleta y posteriormente se descarga al arroyo El Zapote.

Figura 2. Diagrama de proceso de la PTAR Zona Noreste.



Fuente. Elaboración de los autores en *EdrawMax*.

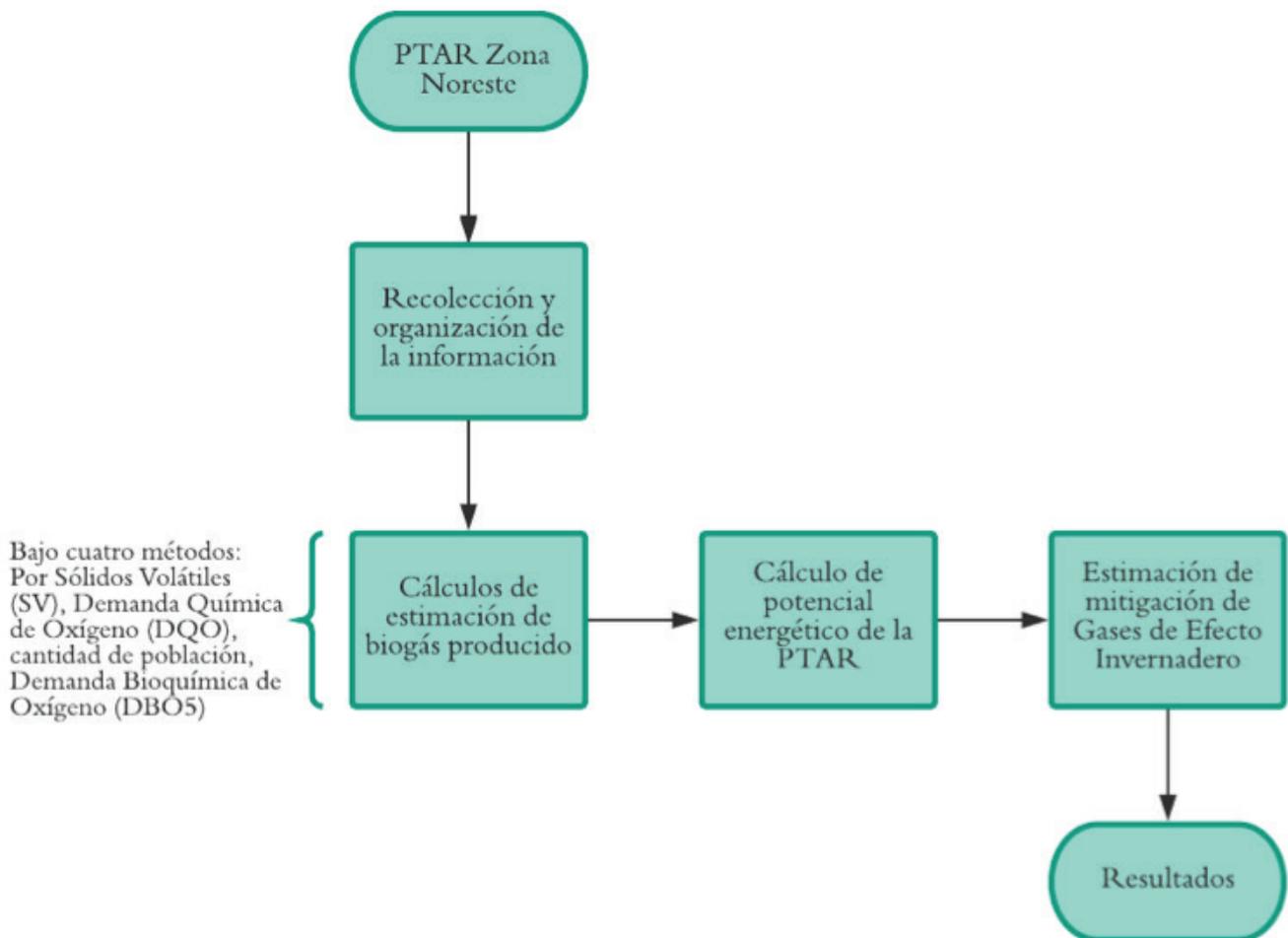
**Nota.** Características técnicas PTAR Zona Noreste: **(1)** Tanto las rejillas como las rampas laterales ocupan una superficie de 143.64 m<sup>2</sup> por unidad. **(2)** El canal de distribución ocupa una superficie de 85.68 m<sup>2</sup>. **(3)** Cada clarificador requiere una superficie de 2,207 m<sup>2</sup>, siendo utilizadas tres unidades en total. **(4)** Se utilizan 2 biofiltros de PVC hidráulico marca *Brentwood* y cada uno ocupa 615.09 m<sup>2</sup>. La unidad de bioabsorción se extiende 17,523 m<sup>2</sup>, mientras que las unidades depuradoras tipo A 31,307.76 m<sup>2</sup> y las de tipo B 30,866.44 m<sup>2</sup>, en éstas se utilizan plantas macrófitas como el espadaño (*Typha latifolia*), carrizo (*Phragmites australis*) y el junco (*Scirpus lacustris*). **(5)** La unidad UV ocupa 17.57 m<sup>2</sup> mientras que el cárcamo de salida unos 86.59 m<sup>2</sup> (Impulsora Nacional de Innovación Tecnológica, S. A. de. C. V., 2007).

## METODOLOGÍA

La metodología seguida en este manuscrito, en primer lugar, ha estado apoyada en artículos, bases de datos e información institucional nacional e internacional relacionada al tema estudiado. En segundo lugar, para realizar los cálculos correspondientes a la estimación del biogás en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Zona Noreste se siguieron cuatro métodos de cuantificación: cantidad de sólidos volátiles, cantidad de Demanda Química de Oxígeno (DQO), cantidad de población beneficiada, cantidad de Demanda Bioquímica de

Oxígeno ( $DBO_5$ ). Posteriormente, se procedió a realizar un promedio de cada uno de ellos, y sobre esta base, determinar el potencial energético, así como el porcentaje de dicho potencial que podría abastecer la PTAR en cuanto a electricidad y energía térmica, teniendo en cuenta estudios previos como Cordero-Álvarez (2017). La información necesaria para estos procedimientos fue proporcionada por la Comisión Estatal de Agua y Saneamiento (CEAS), del estado de Tabasco (figura 3).

Figura 3. Flujograma metodológico.



Fuente. Elaboración de los autores en Lucidchart (<https://www.lucidchart.com/pages/es>).

## 1. Método por cantidad de Sólidos Volátiles (SV)

El cálculo de la cantidad de biogás a partir de la cantidad de sólidos volátiles (SV) se ha estimado considerando la fórmula sugerida por (Berkta y Nas, 2007). En particular, con este criterio se tiene que la cantidad de biogás producido se encuentra entre 0.75 a 1.12 m<sup>3</sup>/kg de sólidos volátiles digeridos.

En este caso, la PTAR en su afluente tiene una cantidad de 128.71 mg/l de Sólidos Volátiles (SV). Para el cálculo se consideró el criterio de 0.8 m<sup>3</sup>/kg SV y un porcentaje de sedimentación de los lodos de 51%. Las fórmulas utilizadas fueron:



Revalorizar los lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales y aprovechar su potencial energético, genera importantes beneficios medioambientales.

$$\text{(Ec. 1)} \quad \text{SV afluentes diario} = \text{SV del afluente} * \text{caudal de operación (m}^3/\text{día)}$$

El resultado se convirtió a kg/día para estar bajo la misma unidad del criterio utilizado. Posteriormente, el resultado en kg/día se

multiplica por el porcentaje de sedimentación de los lodos considerados:

$$\text{(Ec. 2)} \quad \text{SV sedimentados} = (\text{SV afluentes diario}) * 0.51$$

Por último, este resultado se multiplica por el criterio de SV considerado anteriormente:

$$\text{(Ec. 3)} \quad \text{Volumen de biogás producido} = (\text{SV sedimentados}) * 0.8 \text{ m}^3 / \text{kg SV}$$

## 2. Método por cantidad de Demanda Química de Oxígeno (DQO)

Este criterio establece que se producen 0.35 m<sup>3</sup> de biogás/kg de Demanda Química de Oxígeno (DQO) que contiene el afluente y que puede ser digerido. Sin embargo, el rendimiento depende de las condiciones ambientales y se le considera del 60% (Berkta y Nas, 2007).

La PTAR Zona Noreste en su afluente cuenta con una cantidad de 211.5 mg/l de DQO. Se consideró para el cálculo el criterio de 0.35 m<sup>3</sup>/kg DQO y un porcentaje de sedimentación de lodos del 51%. Las fórmulas utilizadas fueron las siguientes:

$$\text{(Ec. 4)} \quad \text{DQO afluentes diario} = \text{DQO del afluente (mg/l)} * \text{caudal de operación en m}^3/\text{día}$$

El resultado se convirtió a kg/día y, posteriormente, se multiplicó el resultado por el porcentaje de sedimentación de lodos considerado.

$$\text{(Ec. 5)} \quad \text{DQO sedimentados} = (\text{DQO afluentes diario}) * 0.51$$

Tomando en cuenta el criterio mencionado previamente:

$$\text{(Ec. 6)} \quad \text{Volumen de biogás producido} = (\text{DQO sedimentados}) * 0.35 \text{ m}^3/\text{kg DQO}$$

### 3. Método por población beneficiada

La producción de biogás también puede estimarse en términos per cápita. En este caso, la generación normal en plantas domésticas de tratamiento está entre 15 a 22 l/persona por día (Berkday & Nas, 2007).

La PTAR Zona Noreste beneficia a 232,603 personas y para el cálculo de cuantificación de biogás se consideró el criterio de 16 l/persona. La fórmula utilizada fue:

$$\text{(Ec. 7)} \quad \text{Volumen de CH}_4 \text{ producido por día} = \text{personas beneficiadas} * 0.016 \text{ m}^3/\text{persona}$$

### 4. Método por cantidad de Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO<sub>5</sub>)

Por último, se puede calcular la producción de biogás conociendo la Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO<sub>5</sub>). Para ello se utilizó *Biogas Wastewater Assessment Technology Tool v1.0*, (BioWATT, por sus siglas en inglés) elaborada por *Global Methane Initiative* y *World Bank Group* en 2016, cuyo propósito es proporcionar una evaluación rápida y preliminar de proyectos de producción de energía a partir de aguas residuales basándose en solo dos datos provistos por el usuario (carga hidráulica promedio y concentración de DBO<sub>5</sub> promedio). Con ella se puede obtener un resumen específico de estimaciones de producción de biogás, potencial de generación de electricidad a partir del biogás producido y ahorro de Gases de Efecto Invernadero asociadas a la electricidad generada por el biogás (*Global Methane*

*Initiative*, 2016)<sup>1</sup>. En la herramienta se introdujo el dato de 142.07 mg/l de Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO<sub>5</sub>), que es la cifra correspondiente a la característica del afluente de la PTAR Zona Noreste.

#### Potencial energético del biogás producido

Al obtener la cuantificación de biogás por los cuatro métodos anteriores se procedió a determinar el potencial energético y el porcentaje de energía que podría ser utilizado con base en la energía eléctrica (40%) y térmica (38%) que puede ser recuperada por el tipo de planta de cogeneración a emplear y la capacidad en kW que puede generar. En este caso se consideró una planta con motor de encendido por

1 Para más información sobre esta herramienta visitar su sitio web: [https://www.globalmethane.org/tools-resources/resource\\_details.aspx?r=1913](https://www.globalmethane.org/tools-resources/resource_details.aspx?r=1913)

compresión (diésel) con capacidad entre 51-100 kW de acuerdo con las necesidades de la PTAR Zona Noreste para su autoabastecimiento de acuerdo a las recomendaciones de López-Hernández *et al.*, (2017). Por ello se utilizó la siguiente expresión:

**(Ec. 8)**

$$\text{Promedio de biogás producido} = (\text{cuantificación por SV} + \text{cuantificación por DQO} + \text{cuantificación per cápita} + \text{cuantificación por DBO}_5) \div 4$$

Considerando una concentración de 65% de metano en el biogás y un poder calórico del mismo de 9.97 kWh/m<sup>3</sup>, su potencial energético se calculó de la siguiente manera:

**(Ec. 9)**

$$\text{Potencial energético del biogás producido} = (\text{promedio de biogás producido}) * (0.65) * (9.97 \text{ kWh/m}^3)$$

### Emisiones de GEI evitadas

Para realizar la estimación de las emisiones de GEI evitadas con el aprovechamiento del biogás generado por la PTAR Zona Noreste, se utilizó la metodología aprobada para proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en PTAR AMS IIIH “Recuperación de Metano en Tratamiento de Aguas Residuales”<sup>2</sup> (Aguilar-Benitez & Blanco, 2018). Con ella se estima la disminución de las emisiones de GEI con la implementación de proyectos de aprovechamiento del biogás. Las ecuaciones 10, 11 y 12 se emplearon con ese fin.

**(Ec. 10)**

$$E_R = B_E - P_E$$

Donde  $E_R$  es la reducción de emisiones,  $B_E$  son las emisiones de base calculadas con la ecuación 11 (las que actualmente genera la planta) y  $P_E$  son las emisiones con la implementación del proyecto, calculadas con la ecuación 12.

**(Ec. 11)**  $B_E = (QL) (DOC) (MCF_S) (DOC_F) (F) (16/12) (UF) (GWP_{CH_4}) + (EC) (EF)$

**(Ec. 12)**  $P_E = (QL) (DOC) (DOC_F) (F) (16/12) (L) - ((EG) (EF))$

<sup>2</sup> Esta metodología estima la disminución de emisiones GEI con la implementación de proyectos MDL, contrastándola con las emisiones de una línea base (aquellas liberadas bajo las condiciones actuales de operación de la planta). Incluye medidas para la recuperación de biogás de materia orgánica por medio de varias opciones.

Donde:

$QL$  = cantidad de lodo (t/año).

$DOC$  = contenido de materia orgánica en el lodo generado (0.05 para lodo doméstico).

$MCF_S$  = factor de corrección de metano para el sistema de tratamiento del lodo.

$F$  = fracción de metano en el biogás (0.7).

$UF$  = factor de corrección por incertidumbre (0.94).

$GWP_{CH_4}$  = potencial de calentamiento global del metano (21 kgCO<sub>2</sub>e/kgCH<sub>4</sub>).

$L$  = fracción de biogás que se pierde en el sistema de captura, ruteo y utilización (valor sugerido 0.2).

$EG$  = excedente de energía (generación - consumo del proyecto), que desplace el uso de combustibles fósiles o electricidad (MWh/año).

$EC$  = energía consumida en forma de electricidad, consumo de la planta (MWh/año).

$EF$  = factor de emisión de la red eléctrica. (tCO<sub>2</sub>e/MWh)

Por otra parte, se utilizó nuevamente la herramienta BioWATT para el cálculo de las emisiones evitadas con la implementación del proyecto. Entonces, tomando el resultado de la herramienta y el obtenido con la metodología empleada para proyectos de MDL, se realizó un promedio de emisiones de GEI evitadas y se comparó con las actuales de la planta, haciendo una comparación entre ambos escenarios.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La PTAR Zona Noreste, de acuerdo con su caudal de operación, tiene un consumo eléctrico de 17,781.12 kWh/día. Los resultados obtenidos

en el presente estudio presentados en la tabla 4 muestran que es posible abastecer de electricidad la planta en un 40% y aún queda potencial disponible para ser utilizado un 38% para energía térmica necesaria dentro del proceso de digestión anaeróbica. Entonces, con la producción promedio de biogás al día de la PTAR de 2,671.49 m<sup>3</sup>, cuyo potencial energético es de 17,312.59 kWh/día, se pueden abastecer 13,503.82 kWh que consume la planta al día. Cabe señalar que dichos cálculos consideraron el aprovechamiento hipotético del 100% de los lodos obtenidos en la PTAR Zona Noreste al operar con su máximo caudal y con la implementación de los equipos necesarios que se muestran en la figura 4. En particular, se tiene un espesador de lodos: para aprovechar al máximo sus propiedades; un biodigestor anaeróbico: para generar el biogás sin que escape a la atmósfera; un almacenador de biogás; y un equipo de cogeneración: que trabaje bajo el principio de un motor de combustión interna.

Tabla 3. Resultados obtenidos por cada método y promedio de biogás producido.

Método	Volumen de biogás producido (m <sup>3</sup> /día)
Cantidad de Sólidos Volátiles (SV)	3,176.03
Cantidad de Demanda Química de Oxígeno (DQO)	2,283.29
Producción per cápita (población beneficiada)	3,721.65
Cantidad de Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO <sub>5</sub> )	1,505
Promedio	2,671.49
Potencial energético del biogás producido (kWh/día)	17,312.59

Fuente. Elaboración de los autores



finalidad es recoger la información necesaria sobre las medidas de mitigación priorizadas en el sector de las aguas residuales de México (Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático & INECC, 2018). Una de las medidas M3 (medida de mitigación M3: Captura y aprovechamiento del biogás generado en PTAR) propone la producción de biogás por tratamiento anaerobio de los lodos procedentes de las aguas residuales municipales tratadas en las PTAR y su posterior aprovechamiento para la generación de energía térmica y eléctrica para el autoabastecimiento de estas instalaciones (Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático & INECC, 2018). Por lo que, al aplicarlo se podría contribuir a estas acciones de preservación del medio ambiente, sirviendo de base para la consolidación y desarrollo de este tipo de proyectos.

En cuanto a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la PTAR Zona Noreste, los resultados obtenidos muestran un total de emisiones base de 3,450.69 ton CO<sub>2</sub>eq/año y un promedio de emisiones evitadas de 2,691.45 ton CO<sub>2</sub>eq/año al implementar el proyecto, traduciéndose en una disminución del 78% de las emisiones (tabla 4). Asimismo, comparando los resultados obtenidos y mostrados en la tabla 4, las emisiones evitadas en la PTAR Piedras Negras en Coahuila de 546.65 toneladas de CO<sub>2</sub>e al año, es relativamente menor a las obtenidas para la PTAR Zona Noreste (Mantilla-Morales *et al.*, 2017). Por tanto, los beneficios medioambientales de este tipo de proyectos pueden considerarse significativos.

Tabla 4. Emisiones de GEI evitadas.

Tipo de emisión	Cantidad de emisiones (ton CO <sub>2</sub> eq/año)
Emisiones base (actuales)	3,450.69
Emisiones con proyecto (metodología MDL)	90.49
Emisiones con proyecto (herramienta <i>BioWATT</i> )	1,428
<b>Promedio de emisiones evitadas</b>	<b>759.25</b>
Reducción total	2,691.45 (78%)

Fuente. Elaboración de los autores

Si bien la PTAR Zona Noreste opera con un caudal pequeño en comparación con otras plantas de México que trabajan bajo procesos biológicos, tal como se menciona en la publicación “Proyectos de Aprovechamiento Energético a partir de Residuos Urbanos en México” (Equipo técnico EnRes, 2018), su potencial es significativo para autoabastecimiento energético. Actualmente, se cuenta con el potencial energético de algunas PTAR del estado de Tabasco en el Atlas Nacional de Biomasa (SENER & CFE, 2016), la cual no es información suficiente para analizar la viabilidad y potencial aprovechamiento del biogás de estos proyectos. Por ello, este estudio representa una contribución base para determinar el potencial estatal de generación de electricidad por medio



de fuentes renovables como el biogás en PTAR, pudiendo promover estudios adicionales y apoyo financiero para el desarrollo e implementación de proyectos de para el aprovechamiento del biogás.

Cabe señalar que, si bien para el presente estudio se tuvo acceso a la información técnica de la PTAR Zona Noreste, un estudio de estatal se vería limitado por las dificultades asociadas al acceso a la información de las características del afluente de la planta. Otro aspecto limitante para el estudio fue la ausencia de visitas a la planta para familiarizarse con el proceso de tratamiento de aguas residuales. No obstante, el presente estudio representa una contribución para impulsar y promover el desarrollo e implantación de este tipo de tecnología en el estado de Tabasco y el país.

## CONCLUSIÓN

Este estudio permitió reconocer la importancia de reutilizar los lodos que generan las plantas de tratamiento de aguas residuales bajo procesos biológicos, pues gracias al gran potencial energético contenido en su subproducto principal, el biogás, se puede disminuir el consumo de energía de las PTAR y, en consecuencia, los altos costos asociados. El aprovechamiento del biogás permite reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) dentro del proceso de tratamiento de aguas residuales, lo que significa un gran beneficio ambiental. De acuerdo con los resultados obtenidos, la PTAR Zona Noreste podría generar al día alrededor de 2,671.49 m<sup>3</sup> de biogás, con un potencial energético de 17,312.59 kWh/día; de dicho potencial, se considera que la PTAR se autoabastecería con 13,503.82 kWh/día (de éstos el 40% es para electricidad y 38% sería destinado para energía térmica). Además, quedan libres al menos 3,808.77 kWh al día que pueden ser suministrados al menos a 457 viviendas cercanas, inyectarse a la red eléctrica o servir como combustible para vehículos. Por tanto, esto significa que la PTAR

Zona Noreste cuenta con las características adecuadas para ser generadora de energía, permitiéndoles a las autoridades municipales reducir sus costos operativos y de mantenimiento al evitar gastos excesivos por el consumo de electricidad dentro de esta PTAR. Por otro lado, con los resultados obtenidos en términos de emisiones de GEI se determinó que la PTAR Zona Noreste podría reducir en un 78% comparado con las actuales, pasando de 3,450.69 a 2,691.45 toneladas de CO<sub>2</sub>eq al año. Con ello, cabe mencionar que, al ser uno de los primeros estudios de este tipo en el estado de Tabasco, es necesario dar mayor impulso al desarrollo de este tipo de tecnología, pues buscan revalorizar los lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales y aprovechar su potencial energético, con importantes beneficios medioambientales. En esta tarea, es clave contar con instrumentos políticos-financieros y capacidades técnicas que faciliten el desarrollo de este tipo de proyectos.

...

## AGRADECIMIENTOS

*Los autores desean agradecer al Centro del Cambio Global y la Sustentabilidad, A.C. (CCGS) por las facilidades durante la realización de esta investigación. Igualmente, agradecer a la Comisión Estatal de Agua y Saneamiento (CEAS), Tabasco, por las facilidades en la obtención de la información. Además, desean expresar su agradecimiento a los revisores anónimos por sus comentarios y recomendaciones en la mejora de esta investigación. ORMP desea agradecer al programa Cátedras- CONACYT y al proyecto Cátedras-CCGS no. 963 "Hacia un manejo sustentable del agua en el sureste de México y áreas adyacentes de Centroamérica".*

## REFERENCIAS

- Aguilar-Benítez, I., & Blanco, P. A. (2018). Recuperación de metano y reducción de emisiones en PTAR Nuevo Laredo, Tamaulipas, México. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 9(2), 73-96. doi: <https://doi.org/10.24850/j-tyca-2018-02-04>
- Amosse, S., & Nedelec, R. (2010). Uses of biogas produced by digestion of wastewater sludge. The SIAAP'S experience feedback and projects [Utilisation du biogaz issu de la digestion des boues d'épuration des eaux résiduaires urbaines Retour d'expérience et projets du SIAAP]. *Techniques - Sciences - Methodes*, 3, 57-65. Obtenido de <https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-77950302046&origin=inward&txGid=aa8cdac7514dbcf0568748c0bce45343>
- Berkday, A., & Nas, B. (2007, Noviembre). Biogas production and utilization potential of wastewater treatment sludge. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 30, pp. 179-188. doi: <https://doi.org/10.1080/00908310600712489>
- Ceja de la Cruz, Z. T. (2019). Tratamiento de aguas residuales. Oficina de Información Científica y Tecnológica para el Congreso de la Unión (INCYTU)(028), 1-6. Obtenido de [https://foroconsultivo.org.mx/INCYTU/documentos/Completa/INCYTU\\_19-028.pdf](https://foroconsultivo.org.mx/INCYTU/documentos/Completa/INCYTU_19-028.pdf)
- CONAGUA (Comisión Nacional del Agua). (2018). Sistema Nacional de Información del Agua. - Subdirección General de Agua Potable, Drenaje y Saneamiento. Obtenido de <http://sina.conagua.gob.mx/sina/tema.php?tema=plantasTratamiento&n=estatal>
- CONAMA (Congreso Nacional de Medio Ambiente). (2019). Agua y Economía Circular. Anexo II: Fichas de proyectos de innovación en materia de agua y economía circular. Informe CONAMA. Madrid, España. Obtenido de <http://www.fundacionconama.org/wp-content/uploads/2019/09/Agua-y-Economia%CC%81a-Circular-Anexo-II.pdf>
- Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático; Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2018). Desarrollo de rutas de instrumentación de las contribuciones nacionalmente determinadas en materia de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero (GyCEI) del Sector Aguas Residuales de México. Ciudad de México: SEMARNAT. Obtenido de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461753/Aguas\\_residuales.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/461753/Aguas_residuales.pdf)
- Cordero-Álvarez, J. P. (2017). Evaluación del potencial energético de las aguas residuales urbanas generadas en ciudades de altura. Cuenca: Universidad de Cuenca. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/browse?type=author&value=Cordero+Alvarez%2C+Juan+Pa%C3%BAI>
- de Anda-Sánchez, J. (2017, julio-octubre). Saneamiento descentralizado y reutilización sustentable de las aguas residuales municipales en México. *Sociedad y Ambiente*, (14), 119-143. Obtenido de [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S2007-65762017000200119&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S2007-65762017000200119&script=sci_arttext)
- Domínguez-Montero, L., Poggi-Varaldo, H., Pérez Angón, M., Jiménez Cisneros, B., Cañizares Villanueva, R., Caffarel Méndez, S., & Frixione Garduño, E. (2017). Instrumentos tecnológicos patentados en México para tratar aguas residuales. *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, 33, 43-51. doi: <http://dx.doi.org/10.20937/RICA.2017.33.esp01.04>
- Equipo técnico EnRes. (2018). Proyectos de aprovechamiento energético a partir de residuos urbanos en México. Plantas de producción de energía en hornos cementeros, rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas residuales. Ciudad de México: GIZ México, SEMARNAT, SENER. Obtenido de <https://www.giz.de/de/downloads/giz2019-ES-EnRes-Proyectos-de-Aprovechamiento.pdf>

- Global Methane Initiative. (2016). Global Methane Initiative. Obtenido de [http://www.globalmethane.org/tools-resources/resource\\_details.aspx?r=1913](http://www.globalmethane.org/tools-resources/resource_details.aspx?r=1913)
- Hernández-Parra, R., Ballina Baños, R., & Hernández Barranco, S. (2016). Enciclopedia de los municipios y delegaciones de México. Obtenido de <http://www.inafed.gob.mx/work/enciclopedia/EMM27tabasco/municipios/27005a.html>
- Impulsora Nacional de Innovación Tecnológica S. A. de C. V. (2007). Manifestación de impacto ambiental. Proyecto ejecutivo para la construcción de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (Zona Noreste), Cd. de Villahermosa (pp. 4-81). Villahermosa: CONAGUA. Obtenido de <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/tab/estudios/2008/27TA2008HD029.pdf>
- INEGI (Instituto Nacional de Estadística y Geografía). (2010, junio 12). INEGI. Obtenido de <https://www.inegi.org.mx/app/areasgeograficas/?ag=27>
- \_\_\_\_\_. (2020, abril 07). Biblioteca digital de mapas del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). Obtenido de <https://www.inegi.org.mx/app/mapas/>
- López Hernández, J. E., Ramírez Higareda, B. L., Gomes Cabral, C. B., & Morgan-Sagastume, J. M. (2017). Guía técnica para el manejo y aprovechamiento de biogás en plantas de tratamiento de aguas residuales. Ciudad de México: Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México, SENER, SEMARNAT, CONAGUA, ANEAS. Obtenido de <http://aneas.com.mx/wp-content/uploads/2017/10/guialodos2017-dig.pdf>
- Mantilla Morales, G., Sandoval Yoval, L., Ramírez Camperos, E. M., Gasca Álvarez, S., Navarro Franco, J., Hernández Cruz, N., . . . Calderón Mólgora, C. G. (2017). Estudio de campo. En G. Mantilla Morales, L. Sandoval Yoval, E. M. Ramírez Camperos, S. Gasca Álvarez, J. Navarro Franco, N. Hernández Cruz, . . . C. G. Calderón Mólgora, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales (págs. 56-77). Ciudad de México: Asociación Mexicana de Empresas de Agua y Saneamiento, IMTA, SENER. Obtenido de [https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros\\_html/energia-limpia/files/assets/common/downloads/publication.pdf](https://www.imta.gob.mx/biblioteca/libros_html/energia-limpia/files/assets/common/downloads/publication.pdf)
- Maya-Rodríguez, J.M., & Pineda-Pablos, N. (2018). Avances, estancamiento y limitaciones de la política de saneamiento en México 1998-2014. *Entreciencias*, 6(17), 35-50. doi: <http://dx.doi.org/10.22201/enesl.20078064e.2018.17.63059>
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es>
- Secretaría de Energía (SENER). (2018). Prospectiva de energías renovables 2018-2032. México: Secretaría de Energía. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>
- Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2016). Atlas nacional de biomasa. Obtenido de <https://dgel.energia.gob.mx/ANBIO/mapa.html?lang=es>
- Shen, Y., Linville, J. L., Urgun-Demirtas, M., Mintz, M. M., & Snyder, S. W. (Octubre de 2015). An overview of biogas production and utilization at full-scale wastewater treatment plants (WWTPs) in the United States: Challenges and opportunities towards energy-neutral WWTPs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 346-362. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.129>
- Silva Dos Santos, I. F., Mambeli Barros, R., & Tiago Filho, G. L. (2016, julio 10). Electricity generation from biogas of anaerobic wastewater treatment plants in Brazil: an assessment of feasibility and potential. *Journal of Cleaner Production*, 126, 504-514. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.072>
- Silvestre, G., Fernández, B., & Bonmatí, A. (2015). Significance of anaerobic digestion as a source of clean energy in wastewater treatment plants. *Energy Conversion and Management*, 101, 255-262. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.033>
- Vidal-Álvarez, M. (2018). Tratamiento de aguas residuales en México: problemáticas de salud pública y oportunidad de uso de ecotecnologías sustentables. *Revista Internacional de Desarrollo Regional Sustentable (RINDERESU)*, 3 (1-2), pp. 41-58. Disponible en: <http://rinderesu.com/index.php/rinderesu/article/download/32/38>



V SEMANA DE LA  
**ENERGIA**



# SAVE THE DATE

V Semana de la Energía  
edición modalidad virtual  
16 - 25 DE NOVIEMBRE

# PRONÓSTICO DE ENERGÍA EÓLICA EN URUGUAY PARA HORIZONTES TEMPORALES DE CORTO PLAZO EN BASE A MODELO NUMÉRICO DE MESOESCALA Y REDES NEURONALES ARTIFICIALES

Everton de Almeida <sup>1</sup>, Alejandro Gutiérrez <sup>2</sup>, Sandro Camargo <sup>3</sup>

Recibido: 15/01/2020 y Aceptado: 18/03/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (32-43).





1 Magíster en Ingeniería de la Energía por la Universidad de la República (UdelaR), Uruguay. Docente en la Universidad Tecnológica del Uruguay (UTEC), en la carrera de Ingeniería en Energías Renovables. Trabaja en temas relacionados a pronósticos operativos de energía eólica y herramientas de inteligencia artificial aplicadas al sector eléctrico. Temas de interés: pronósticos operativos aplicados al sistema eléctrico, inteligencia artificial, modelos numéricos de circulación atmosférica. [ealmeida@fing.edu.uy](mailto:ealmeida@fing.edu.uy)

2 Ingeniero Industrial Mecánico, Doctor en Mecánica de los Fluidos Aplicada por la Universidad de la República (UdelaR), Uruguay. Profesor Agregado en régimen de dedicación total de la Facultad de Ingeniería (UdelaR). Temas de interés incluyen: energía eólica; pronóstico energético en base a modelos de mesoescala con aplicación a modelos de ráfagas y otras variables vinculadas con el mantenimiento de aerogeneradores; diseño de máquinas en interacción con fluidos. Experiencia en el desarrollo de pequeños aerogeneradores. En el marco de la crisis del Covid-19 ha participado en el desarrollo de respiradores artificiales. [aguti@fing.edu.uy](mailto:aguti@fing.edu.uy)

3 Doctor en Ciencias de la Computación por la Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Profesor de tiempo completo en la Universidad Federal de Pampa (UNIPAMPA) en la carrera de Ingeniería de la Computación. Profesor permanente en el Programa de Posgrado en Computación Aplicada (PPGCAP) de la EMBRAPA/UNIPAMPA. Temas de interés incluyen: Inteligencia Artificial, Aprendizaje Automático, Redes Neuronales, Bioinformática y Ganadería de Precisión. [sandro.camargo@unipampa.edu.br](mailto:sandro.camargo@unipampa.edu.br)

## RESUMEN

Uruguay tiene el 34.43% de la matriz energética de origen eólico. Dada la característica fluctuante del viento es necesario incorporar modelos de pronóstico de energía eólica, de modo de suministrar información para realizarse el despacho óptimo de energía en el sistema eléctrico. Este trabajo presenta los resultados de ocho modelos de pronóstico desarrollados, siendo cuatro en base a un híbrido de modelo numérico de mesoescala y regresión lineal (WRF-RL) y cuatro en base a modelo numérico de mesoescala y redes neuronales artificiales (WRF-RNA). Los resultados fueron evaluados para un total de 31 parques eólicos ubicados en Uruguay, y el modelo que mostró el mejor desempeño fue un modelo híbrido del tipo WRF-RNA. En un análisis del ciclo diario, considerando un pronóstico con la suma de potencia de todos los parques eólicos, los resultados muestran que los menores valores de sesgo (bias) fueron de los modelos en base a WRF-RNA, así como menores valores de error medio absoluto (entre 10% y 6.5%), comparado con el modelo WRF-RL (entre 14 % y 9 %).

**Palabras clave:** Energías Renovables, Inteligencia Artificial, Modelos de Pronóstico, Despacho Económico, Integración en el Sistema Eléctrico, Uruguay.

## ABSTRACT

*In Uruguay, 34.43 percent of the energy matrix comes from wind energy. Given the wind's fluctuating characteristics it is a necessity to incorporate wind energy prediction models in order to give the proper information to achieve an optimal energy dispatch in the electrical system. This paper presents the results of the eight prediction models developed, with four being based on an hybrid of the mesoscale numeric model and linear regression (WRF-RL) and four based on the mesoscale numeric model and artificial neural networks (WRF-RNA). The*

*results were evaluated for a total of 31 wind farms located in Uruguay, and the model that showed the best performance was the WRF-RNA one. When analyzing a daily cycle, considering a forecast with the power of all wind farms combined, the results show that the WRF-RNA models had not only the lowest bias value, but the lowest mean absolute error (between 10 and 6.5 percent) when compared to the WRF-RL models (between 14 and 9 percent).*

**Keywords:** Renewable Energy, Artificial Intelligence, Forecasting Models, Economic Dispatch, Integrated Power System, Uruguay.



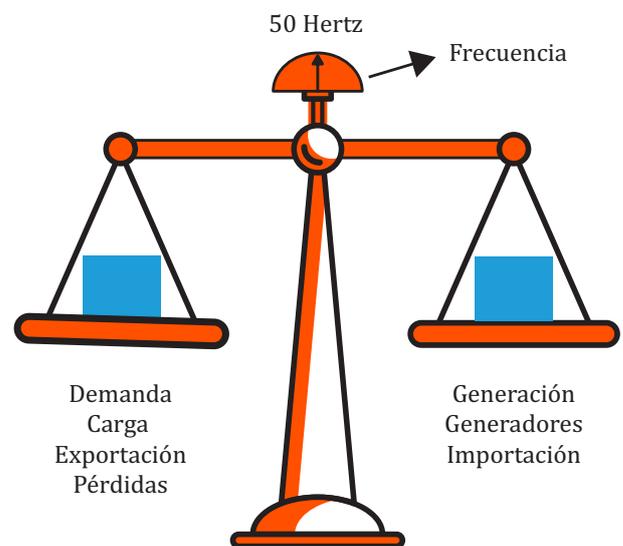
## INTRODUCCIÓN

En la búsqueda por optimizar los costos de generación de energía, lograr una mayor soberanía energética, económica y política y además disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, es que actualmente muchos países buscan la implementación de las energías renovables en sus matrices energéticas. Por su alta implementación, entre las energías de origen renovable, se destaca a nivel mundial la energía eólica. Uruguay es reconocido como un caso de éxito en la implementación de las energías renovables a nivel regional, la cual se hizo en base a una política energética, (MIEM-DNE, 2008), que permitió reducir los riesgos de seguridad energética a nivel nacional, pasando el país de ser netamente importador de energía eléctrica a un exportador a los países vecinos (ADME, 2018). Actualmente, el 34.43% de la potencia instalada en la matriz energética de Uruguay es proveniente de la energía eólica (UTE, 2019). El alto incremento de la participación de la energía eólica en los sistemas eléctricos introdujo nuevos desafíos en la gestión de los sistemas debido a la característica fluctuante a escalas horarias del recurso eólico (Ackermann, T., 2005). En la gestión del sistema eléctrico se deben considerar las fluctuaciones a escalas horarias de modo de optimizar los costos de operación, la calidad de la energía (tensión y frecuencia constantes) y balance entre demanda y generación de energía eléctrica (Ackermann, T., 2005).

Dada la naturaleza del recurso eólico, resulta de suma utilidad disponer de una herramienta que pronostique la generación de energía eólica que se tendrá en el futuro con bajos niveles de errores, de tal forma de bajar la incertidumbre en el despacho de energía en el sistema eléctrico (Gutiérrez, A., 2011). Una herramienta de pronóstico permite respaldar la gestión y planificación óptima de todo un sistema eléctrico con alto incremento de eólica. Los pronósticos del viento se clasifican de acuerdo al horizonte temporal a pronosticar, y pueden ser de muy

corto plazo (hasta 8 horas), de corto plazo (hasta 24 horas) y de largo plazo (múltiples días (más de 24 horas)), (Wang, X., *et. al.*, 2011). La figura 1 presenta de manera resumida el gran desafío del despacho de cargas, que es asegurar a cada instante la generación eléctrica requerida para atender la demanda, manteniendo el equilibrio del sistema.

Figura 1: Representación de los desafíos del despacho de energía eléctrica.



Fuente: Adaptado de (UTE-DPE, 2013) y (ONS, 2018).

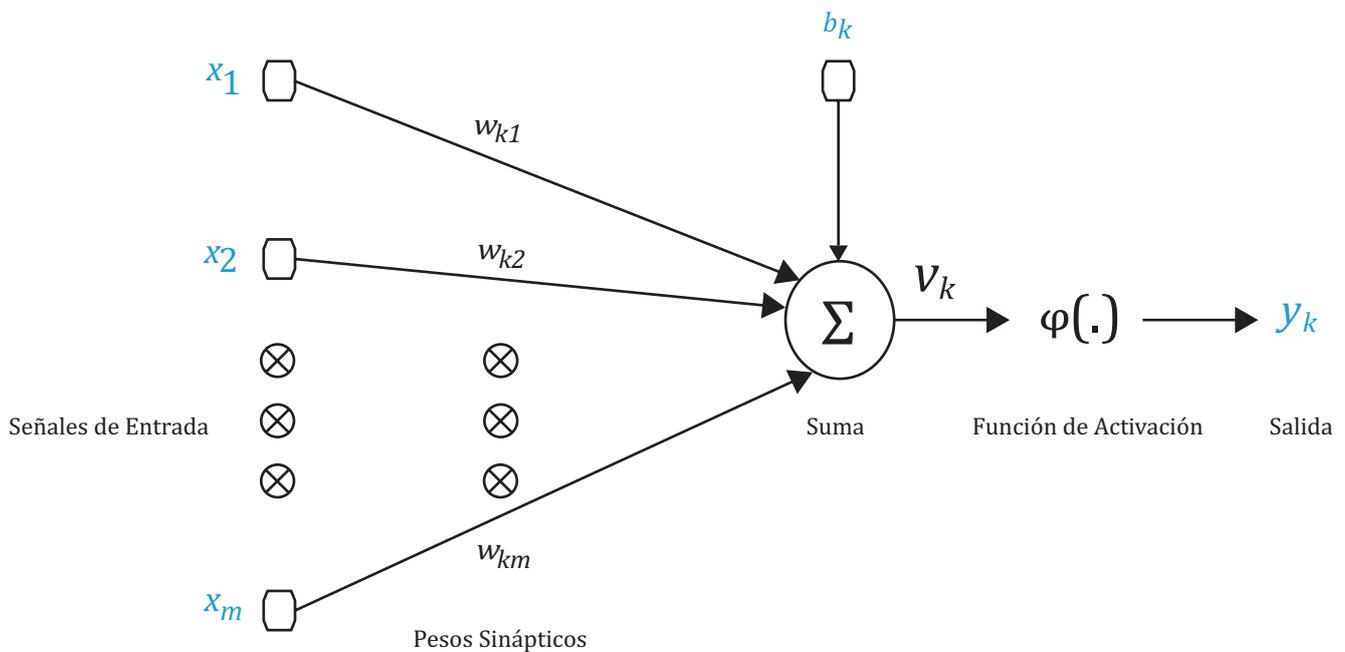
Pronosticar la generación de un parque eólico implica hacer la previsión de las variables atmosféricas que influyen en la generación de energía eólica, como la velocidad del viento y la densidad del aire en la altura del buje de los aerogeneradores (Soman, S., 2015), entre otras que puedan tener influencia, como la dirección del viento, por ejemplo. Los pronósticos del viento se dividen en dos tipos: método físico y el método estadístico (Soman, S., 2015). Los métodos estadísticos son de aplicación en el muy corto plazo y tienen, en general, una mejor *performance* en las primeras 6 horas de pronóstico, siendo éste el período donde se logra sacar el máximo provecho de sus potencialidades. Este método se divide en dos clases principales, que son los modelos de series temporales y los de redes neuronales

artificiales. A diferencia de los métodos estadísticos de series temporales que son modelos lineales, las redes neuronales artificiales (RNA) resuelven problemas de naturaleza no lineal (Haykin, S., 2009), como por ejemplo, los pronósticos de energía eólica (Soman, *et. al.*, 2010). Las RNA son modelos matemáticos con estructura similar a la del cerebro humano, no lineales, que trabajan en paralelo con múltiples conexiones, teniendo como elemento central las neuronas (Haykin, S., 2009).

Una neurona artificial es la unidad de procesamiento fundamental para la operación de una

RNA. Así como las neuronas biológicas, una neurona artificial recibe las señales externas, siendo éstas vectores que contienen valores de variables de entrada, y las convierten en salidas entre 0 y 1, que pueden ser activadas o no, dependiendo de la configuración y variables involucradas en la red. Típicamente la salida de una neurona es normalizada y tiene un intervalo de amplitud [0,1] o [-1,1], dependiendo del método de normalización. Las principales estructuras de una neurona artificial son la sinapsis, junción aditiva (suma) y función de activación (Haykin, S., 2009). La figura 2 presenta un modelo de neurona “k”, no lineal.

Figura 2. Modelo de neurona “k”, no lineal.



Fuente: Adaptado (Haykin, S., 2009).

Las RNA's se han utilizado principalmente para horizontes de muy corto plazo en la generación de potencia de parques eólicos (Varanasi, J., Tripathi, M.M., 2016) y velocidades de viento (Ozgonenel, O., Thomas, D., 2017). Otra utilización de las RNA's, ha sido en los modelos denominados híbridos, donde se tiene una combinación de modelos físicos y modelos estadísticos. En la configuración de estos modelos híbridos, se usan las salidas de los modelos

físicos como variables de entrada en los modelos de RNA. Para pronósticos con horizontes de tiempo de más de 6 horas hasta semanas, es necesario utilizar los modelos físicos, que son los modelos de circulación general y de mesoescala atmosférica (Lange, M., Focken, U., 2005) Estos modelos tienen acopladas ecuaciones que describen los procesos físicos que ocurren en la atmósfera terrestre, los cuales se resuelven por métodos numéricos. Estas ecuaciones son

aproximaciones matemáticas de los distintos procesos físicos que ocurren en la atmósfera. En los modelos numéricos de mesoescala se pueden tener distintos esquemas numéricos (parametrizaciones), (Pielke, R., 2013). Entre los modelos de mesoescala se destaca el "Weather Research and Forecasting" (WRF), (Skamarock, W. et al., 2008) siendo este un modelo de *software* libre de código abierto, tiene el respaldo de la comunidad científica internacional.

## METODOLOGÍA

### Parques Eólicos

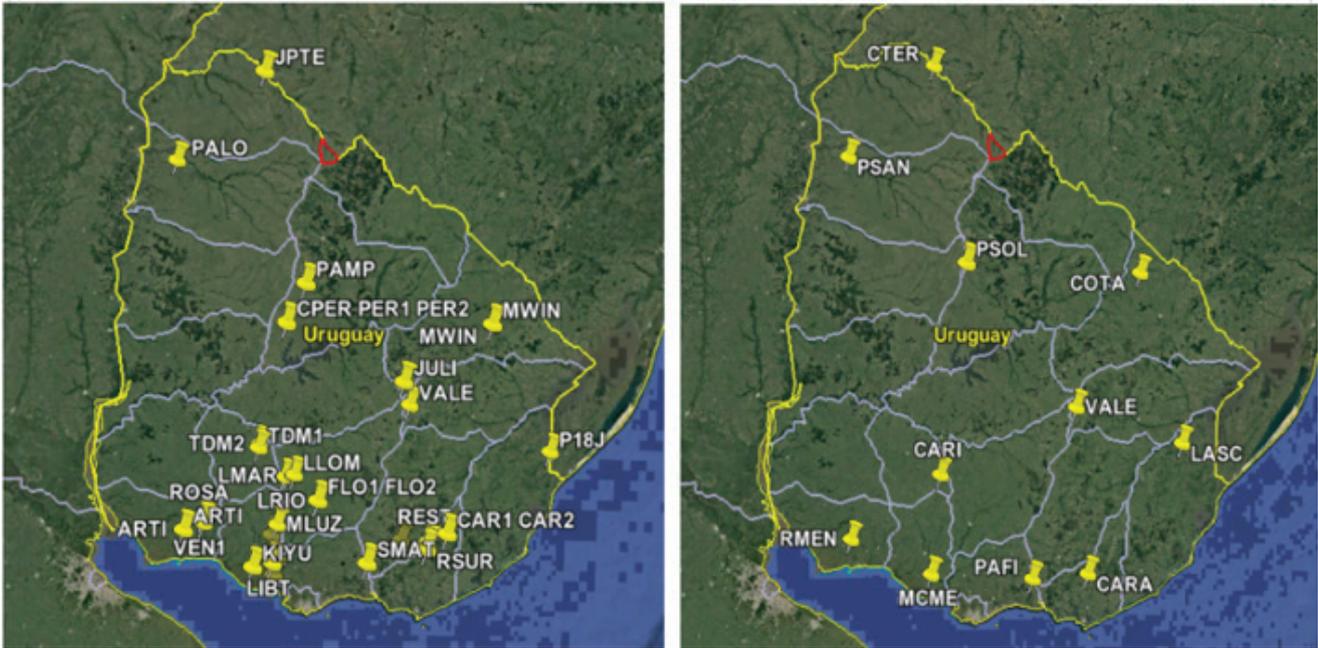
Para el presente trabajo se evalúan ocho modelos de pronóstico desarrollados, los cuales son en base al modelo numérico WRF-ARW + redes neuronales artificiales (WRF-RNA) y WRF-ARW + regresión lineal (WRF-RL). Los modelos de pronósticos desarrollados fueron evaluados para un conjunto de 31 parques eólicos (1267.4 MW) ubicados en territorio Uruguayo, siendo la elección de los 31 parques eólicos en base a un criterio de existencia datos de generación dentro del período de entrenamiento (descrito más adelante). Dichos parques tenían una base de datos de potencia media horaria, dentro del período del 1 de Junio 2016 03:00 AM UY hasta el 1 de Junio 2018 02:00 AM UY, totalizando dos años. El primer año de la base de datos (1 de Junio 2016 03:00 AM UY hasta el 1 de Junio 2017 02:00 AM UY) fue utilizado como período de entrenamiento para el modelo WRF-RNA, y como período para sacar coeficientes para el modelo WRF-RL. El período posterior, del 1 de Junio 2017 03:00 AM UY hasta el 1 de Junio 2018 02:00 AM UY fue utilizado para la evaluación de los pronósticos.

Además de los datos de potencia media horaria de cada uno de los 31 parques eólicos evaluados, se utilizaron para el mismo período, datos de velocidad media horaria del viento de 11 torres de mediciones, que están ubicadas cerca de los parques eólicos evaluados. Dichos datos fueron utilizados para evaluar si una corrección

de la velocidad del viento del modelo WRF-ARW vía análisis clúster aportaba un mejor pronóstico para los modelos WRF-RNA y WRF-RL. En la base de datos de potencia media horaria, se hizo un pre procesamiento, con la finalidad de filtrar los datos que estaban en condiciones de restricciones operativas (datos de potencia de los parques eólicos) e identificar datos inválidos (por mala medición de los sensores) medidos por las torres. La figura 3 presenta la distribución geográfica de cada uno de los parques eólicos en estudio (izquierda) y las torres de mediciones (derecha) utilizadas para la implementación del análisis clúster.



Figura 3. Parques eólicos (izquierda) y torres de mediciones (derecha) utilizadas para estudio. Los códigos de 4 caracteres están asociados a los nombre de cada parque eólico y torre en estudio. El área en rojo representa un límite contestado entre Uruguay y Brasil, llamado Rincón de Artigas.



Fuente: Elaboración de los autores.

### Configuración Modelo WRF-ARW

Fue utilizado para el desarrollo del trabajo el modelo numérico WRF-ARW versión 3.8.1. Se realizaron simulaciones con horizonte temporal de 72 horas (UTC). Para el análisis se descartaron las primeras 6 horas de la simulación a los efectos de eliminar el período de *spin-up* del modelo. Del período restante (7-72) se utilizaron el horizonte de pronóstico entre (7-30) horas, lo equivalente a las 03:00 AM hasta las 02:00 AM (día posterior) de la hora local de Uruguay (UTC-3), o sea, un horizonte de 24 horas de pronóstico. Todas las simulaciones se hicieron en base a datos gratuitos de condiciones de borde del modelo GFS (*Global Forecasting System*) de resolución 1 grado. La configuración espacial utilizada fue de un dominio centrado en territorio de Uruguay, de resolución de 30 km, con 61 puntos de malla (este-oeste) y

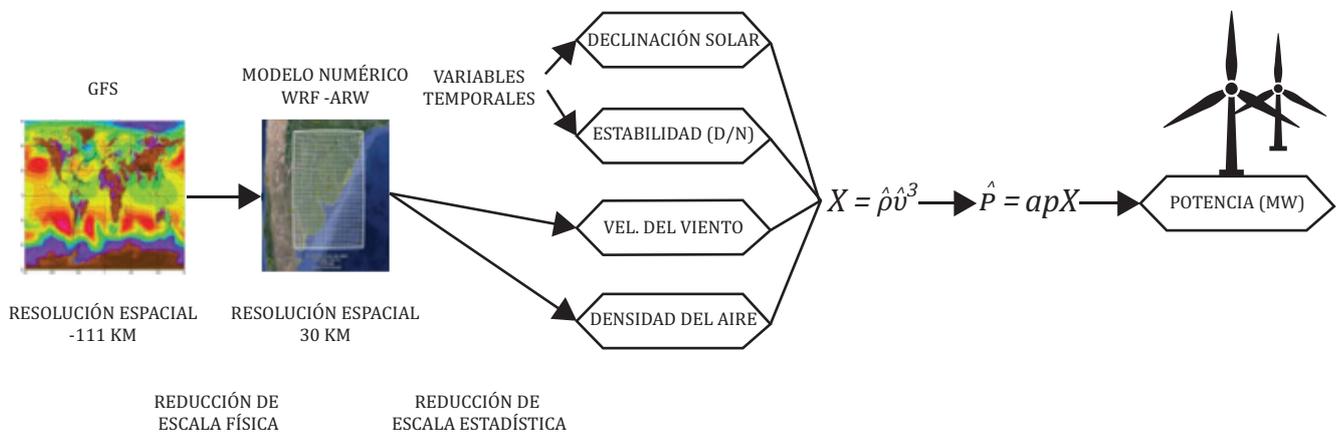
55 puntos de malla (norte-sur). La proyección cartográfica utilizada fue *Lambert Conformal* y los datos con informaciones de topografía y uso del suelo fueron los de USGS. El modelo fue configurado con 30 niveles verticales (por defecto en el modelo). Fueron realizadas simulaciones con dos parametrizaciones físicas de capa límite atmosférica (Mellor-Yamada-Janjic y Yonsei University) y capa de superficie (*Revised MM5* y *Eta Similarity*). Las variables físicas pronosticadas por el modelo WRF-ARW utilizadas como entrada al pronóstico fueron la velocidad del viento, la densidad del aire y la dirección del viento, siendo todas estas variables a aproximadamente 100 metros de altura de la superficie y para cada punto asociado a las de coordenadas geográficas de cada parque eólico.

### Configuración de Regresión Lineal

Se plantea un modelo de regresión lineal en el que la potencia pronosticada ( $P$ ) depende de la densidad ( $\rho$ ) y la velocidad ( $v$ ) del viento pronosticada a la altura del eje del aerogenerador por el modelo WRF, siendo “ $ap$ ” el coeficiente calculado por medio de una regresión lineal ( $P = apX$ , con  $X = \rho v^3$ ). Los coeficientes  $ap$  se calculan durante el período de calibración (entrenamiento) para cada parque

eólico. El modelo de RL es del tipo regresión lineal en  $X$ , incluye dos variables independientes involucradas en dicho modelo (velocidad del viento y densidad del aire) las cuales sirven como entrada para pronosticar la variable dependiente (potencia), (Jobson, L., 2018). A su vez, el modelo WRF-RL CLÚSTER se le realiza el análisis de sensibilidad en esquemas numéricos de la capa límite y en la corrección de la velocidad por análisis clúster. La figura 4 presenta el esquema de un modelo en base a WRF-RL.

Figura 4. Esquema de modelo WRF-RL utilizado para estudio.



Fuente: Elaboración de los autores.

Fueron desarrollados cuatro modelos en base a regresión lineal (WRF-RL), que tuvieron como configuraciones, las siguientes:

**Modelo 1 – Capa límite:** Mellor-Yamada-Janjic, capa de la superficie: *Revised MM*, sin corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

**Modelo 2 – Capa límite:** Mellor-Yamada-Janjic, capa de la superficie: *Revised MM*, con corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

**Modelo 3 – Capa límite:** *Yonsei University*, capa de la superficie: *Eta Similarity*, sin corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

**Modelo 4 – Capa límite:** *Yonsei University*, capa de la superficie: *Eta Similarity*, con corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

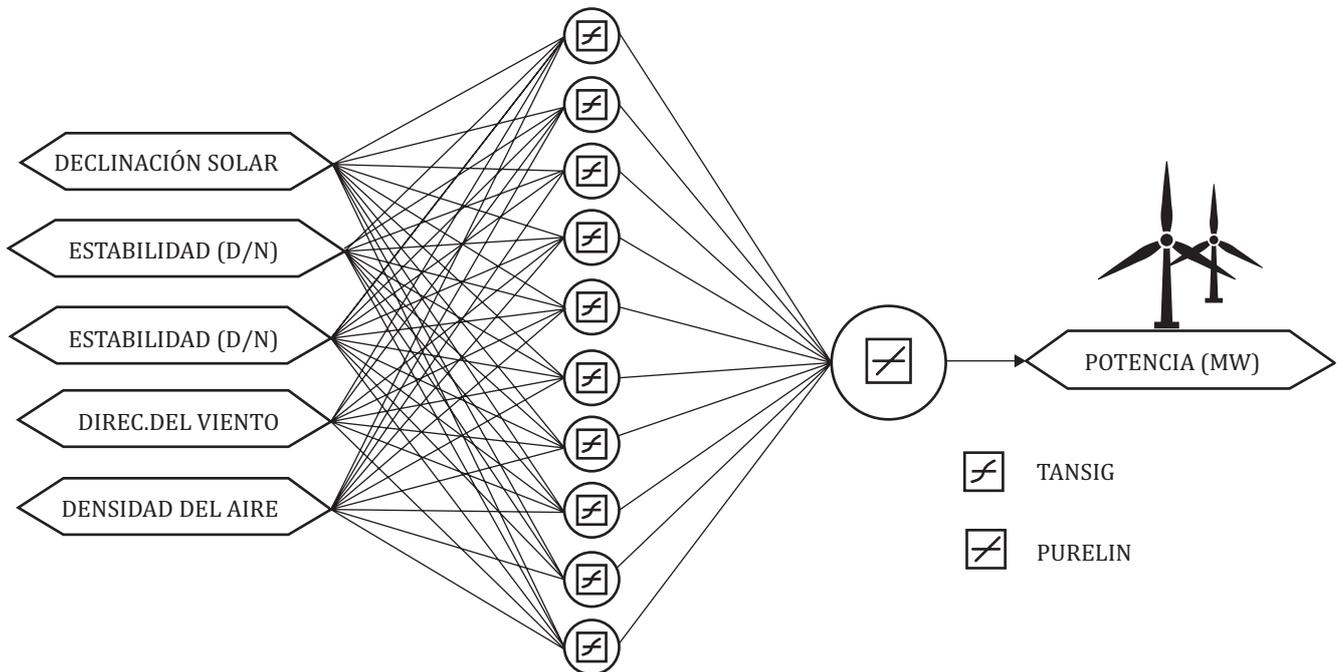
### Configuración de Redes Neuronales Artificiales

El modelo WRF-RNA toma como variables de entrada la densidad del aire ( $\rho$ ), la velocidad del viento ( $v$ ) y la dirección del viento pronosticada a la altura del eje del aerogenerador por el modelo WRF-ARW. Además, se agrega la declinación solar de modo de incorporar la estacionalidad anual como información de entrada y las variables difusas, (Ross, T., 2010), asociadas a la estabilidad atmosférica. Se definen las variables [0 a 1] con una variación diaria (lógica difusa *fuzzy*) para la discriminación de la estabilidad e inestabilidad atmosférica, los cuales están asociados a los períodos nocturnos y diurnos respectivamente. Las variables declinación solar y discriminación atmosférica buscaron caracterizar informaciones importantes para la red, referentes al comportamiento distinto de

la producción de energía eólica en ambos casos. En base a un aprendizaje supervisado se utilizó el método retropropagación (Rumelhart, E. *et al.*, 1986), para el entrenamiento de la red neuronal, donde las variables de entrada del modelo fueron introducidas junto a los datos de potencia para el proceso de aprendizaje, se consideraron datos de potencia media horaria, (variable de pronóstico) para cada parque eólico. Fueron utilizadas dos capas en la red neuronal (una capa oculta y una de salida), donde la capa oculta tuvo 10 neuronas y la capa de salida 1 neurona. Esta definición del número óptimo de neuronas se hizo mediante *tests* para parques individuales, analizando el desempeño del modelo mediante el cambio del número de neuronas. El método utilizado para la normalización de los datos de entrada

de la red neuronal fue “mapstd” (normalización por desviación estándar). De los datos de entrenamiento se utilizó 70% para el entrenamiento, 15% para la validación y 15% para test. La función de entrenamiento utilizada fue *Levenberg-Marquardt backpropagation* (trainlm), (Marquardt, D., 1963), la función de aprendizaje fue *Gradient descent with momentum weight and bias learning function* (learnngdm), (Beale, M.H. *et al.*, 2018). La función de *performance* fue el error medio cuadrático (mse). Las funciones de transferencia / activación utilizadas para la capa intermedia fue *Hyperbolic tangent sigmoid* (tansig) y lineal en la capa de salida (purelin), (Beale, M.H. *et al.*, 2018). La figura 5 presenta un diagrama que muestra la configuración utilizada en el modelo WRF-RNA.

Figura 5. Configuración de la herramienta con uso de los modelos WRF-ARW y de RNA.



Fuente: Elaboración de los autores.

Fueron desarrollados cuatro modelos en base a redes neuronales artificiales (WRF-RNA), que tuvieron como configuraciones, las siguientes:

**Modelo 5 – Capa límite:** Mellor-Yamada-Janjic, capa de la superficie: *Revised MM*, sin corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

**Modelo 6 – Capa límite:** Mellor-Yamada-Janjic, capa de la superficie: *Revised MM*, con corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

**Modelo 7 – Capa límite:** *Yonsei University*, capa de la superficie: *Eta Similarity*, sin corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

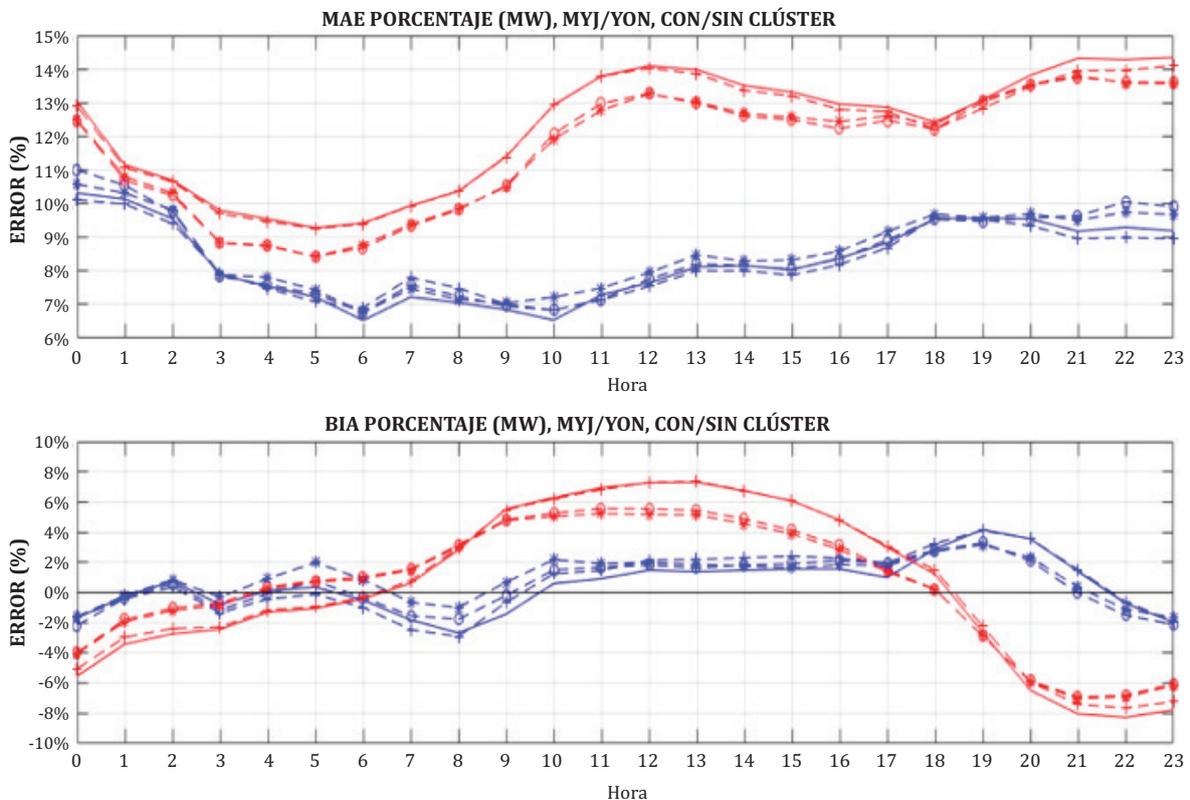
**Modelo 8 – Capa límite:** *Yonsei University*, capa de la superficie: *Eta Similarity*, con corrección de la velocidad del viento por análisis clúster.

Todos los modelos desarrollados fueron basados en la tesis de maestría del propio autor del trabajo (De Almeida, E., 2019).

## RESULTADOS

La figura 6, muestra los valores de error medio absoluto (*mean absolute error*, *mae*, en inglés) y sesgo (*bias*, en inglés) para el ciclo diario, en base al pronóstico realizado para todo el período de evaluación con dos parametrizaciones de capa límite atmosférica y con/sin análisis clúster. En base al *bias* de corrección, a cada una de las agrupaciones del análisis clúster fueron aplicados a los parques cercanos el mismo tipo de corrección de *bias* con los valores correspondientes a la corrección de cada torre cercana al parque eólico.

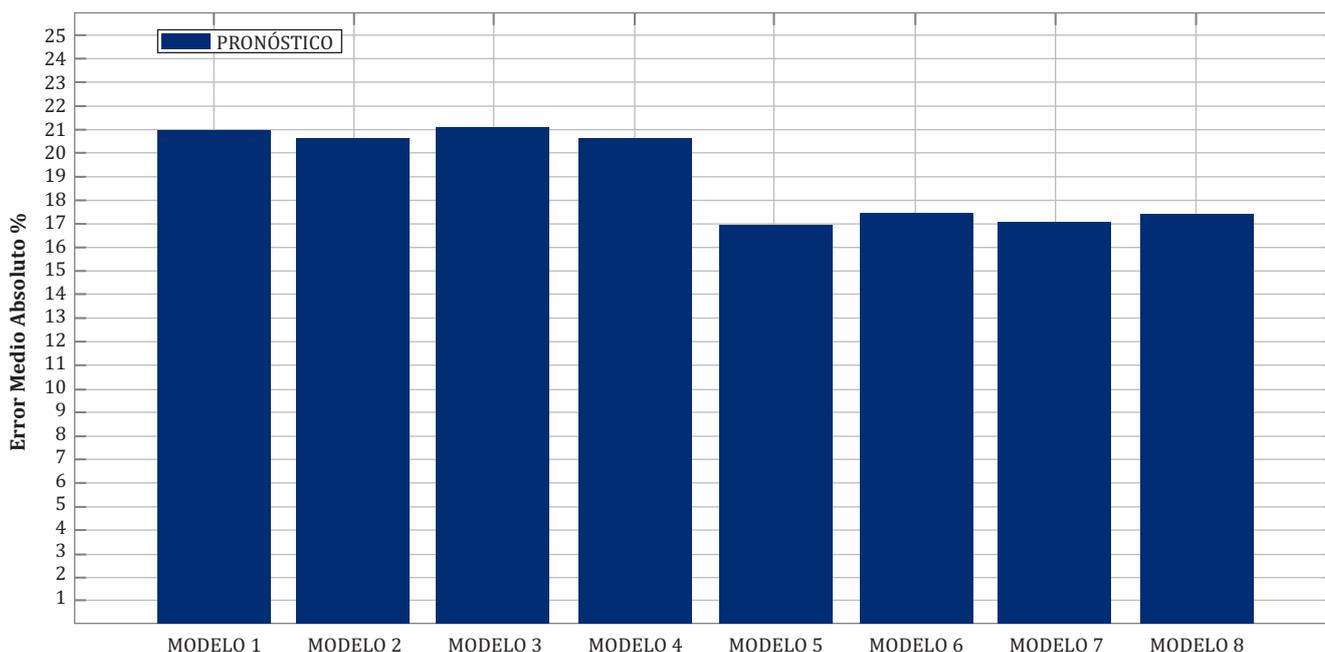
Figura 6. Desempeño de los modelos de pronóstico en base a *bias* y *mae* con modelos WRF-RNA (azul) y WRF-RL (rojo). Los modelos con clúster son representados por “-o” (MYJ) y “-\*” (Yonsei) y sin clúster con “-” y “- continua”.



Fuente: Elaboración de los autores.

La evaluación del promedio del error medio absoluto de los ocho distintos modelos de pronóstico desarrollados es presentada en la figura 7.

Figura 7. Evaluación del promedio del error medio absoluto de los ocho modelos de pronóstico desarrollados. Comparación de los Modelos de Pronóstico.



Fuente: Elaboración de los autores.

Los mejores resultados son de los modelos 5 al 8 (WRF-RNA), cuando comparados a los modelos 1 al 4 (WRF-RL), de acuerdo a la figura 7. Los modelos de mejor performance tienen incorporado el uso de RNA's, las cuales tienen una mejor capacidad de pronosticar problemas no lineales.

## CONCLUSIONES

Las parametrizaciones físicas de capa límite atmosférica no cambian significativamente los resultados para cada uno de los modelos de pronóstico utilizados. En cuanto al análisis del clúster utilizado, se detecta una mejora para los

modelos en base a regresiones lineales, siendo que no tuvo un aporte para los modelos en base a redes neuronales artificiales. Cuando son comparados los dos modelos desarrollados, se percibe una mejor *performance* del modelo de RNA para todas las configuraciones utilizadas. Se concluye en este trabajo que, la utilización de un modelo numérico de mesoescala, con base física de los procesos de la atmósfera, combinado con un método de postprocesamiento en base a redes neuronales artificiales, logra caracterizar de mejor forma los ciclos del viento en la capa límite atmosférica, más específicamente en la altura de interés para la generación de energía eléctrica a partir de parques eólicos.

## AGRADECIMIENTOS

*A la empresa eléctrica UTE por la disponibilidad de algunos de los datos utilizados para el desarrollo de este trabajo.*

## REFERENCIAS

- Ackermann, T. (2005). Wind power in power systems. John Wiley e Sons, Stockholm, Sweden.
- ADME (2018). Informe anual 2017. Administración del Mercado Eléctrico (ADME).
- Beale, M.H., Hagan, M. D., Demuth, H. B., (2018). Neural network toolbox matlab user's guide. Neural Network Toolbox MATLAB User's Guide.
- De Almeida, E. (2019). Pronóstico de energía eólica para horizontes temporales de corto plazo en base a modelo numérico de mesoescala y redes neuronales artificiales. Tesis de Posgrado, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay.
- Gutiérrez, A. (2011). Herramientas de predicción de muy corta y corta duración de la energía eólica. Tesis de Posgrado, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay.
- Haykin, S. (2009). Neural networks and learning machines, Third Edition. Pearson, Hamilton, Ontario, Canada.
- Jobson, J. (2018). Multiple linear regression. In: Applied multivariate data analysis. Springer, New York.
- Lange, M., Focken. U., (2005). Physical approach to short-term wind power prediction. Springer, Oldenburg, Germany.
- Marquardt, D. (1963). An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters. SIAM Journal on Applied Mathematics, 11(2):431–441.
- MIEM-DNE (2008). Política energética 2005-2030. Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Dirección Nacional de Energía (DNE).
- ONS (2018). A implantação do dessem na programação diária da operação e para a formação do preço horário – pldh.
- Ozgonenel, O., Thomas, D., (2017). Short-term wind speed estimation based on weather data. Turk J Elec Eng e Comp Sci, 20(3):829–836.
- Pielke, R. (2013). Mesoscale meteorological modeling academic press. International Geophysics Series, Colorado, United States.
- Skamarock, W., Klemp, J., Dudhia, J., Gill, D.O., Barker, D., Duda, M., Huang, X., Wang, W., Wang, J., (2008). A description of the advanced research wrf version 3. NCAR Technical Note 1.
- Ross, T. (2010). Fuzzy logic with engineering applications. Wiley, New York.
- Rumelhart, E., H. G. W. R. (1986b). Learning representations by backpropagating errors. Nature, 323(1):533–536.
- Soman, S.S., Zareipour. H., Malik. O., Mandal, P., (2010). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In North American Power Symposium, pages 1–10, Arlington, United States.
- Soman, S. (2015). Description of wind turbines blades heights. In 14Th International Conference on Wind Engineering, pages 2435–2438, Porto Alegre, Brazil.
- UTE (2019). Consulta geográfica de fuentes de generación. UTE-DPE (2013). Despachar energía eléctrica. UTE-DPE TM X-72835.
- Varanasi, J., Tripathi. M.M., (2016). Artificial neural network based wind speed and power forecasting in us wind energy farms. In 1s IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, pages 2435–2438, Sao Paulo, Brasil.
- Wang, X., Guo. P., Huang. X. (2011). A review of wind power forecasting models. Energy Procedia, 12(12):770–778.

# SIMULACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA COMUNIDAD EN HAITÍ

Wesly Jean <sup>1</sup>, Antonio C. P. Brasil Junior <sup>2</sup>

Recibido: 12/02/2020 y Aceptado: 06/04/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (44-55).



Foto de Stephen Walker en Unsplash.

1 Ingeniero de Producción, Máster en Ciencias Mecánicas de la Universidad de Brasilia (Brasil). Estudiante de doctorado en Ciencias Mecánicas de la Universidad de Brasilia (Brasil), previsión de finalización marzo, 2021. Tiene experiencia en Sistemas de Energía para Comunidades Aisladas, Energías Renovables, Generación Solar Distribuida, Eficiencia Energética, Iluminación Pública y *Nexus* Agua-Energía-Comida. [weslyjean999@gmail.com](mailto:weslyjean999@gmail.com)

2 Ingeniero Mecánico por la Universidad Federal de Pará (Brasil). Master en Ingeniería Mecánica por la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro (Brasil). Doctor en *Thermique et Energétique* por la *École Centrale de Lyon* (Francia). Actualmente profesor titular en la Universidad de Brasilia (Brasil). Las actividades académicas del profesor están asociadas con el Departamento de Ingeniería Mecánica y el Centro para el Desarrollo Sostenible de la Universidad de Brasilia (Brasil). [brasiljr@unb.br](mailto:brasiljr@unb.br)

## RESUMEN

La energía generada por el sol se considera actualmente una de las alternativas más esperanzadoras en la generación de electricidad necesaria para satisfacer las necesidades de la humanidad. Entre las formas habituales de energía solar se encuentran los sistemas fotovoltaicos, que convierten la radiación solar directa y difusa en electricidad. Para las localidades sin electricidad de fuentes convencionales, las alternativas de generación de electricidad que utilizan tecnologías de sistemas fotovoltaicos se consideran viables, además de proporcionar el desarrollo social y económico de la región. Por lo tanto, este artículo presenta el proyecto de un sistema fotovoltaico aislado de la red convencional para una comunidad aislada en Haití. En este país donde existe un gran potencial para la generación de electricidad por radiación solar. Los estudios muestran que en la mayor parte del país la irradiación solar varía de 5 a 7 kWh/m<sup>2</sup>/día. Este sistema se proyectará utilizando la herramienta informática HOMER. El proyecto en cuestión tiene como objetivo hacerlo viable a través del programa de asistencia social del gobierno haitiano llamado “*Banm lavi, banm limyè*” (Dame vida, dame electricidad), que tiene como objetivo hacer que la electricidad esté disponible para las comunidades remotas y económicamente vulnerables.

**Palabras clave:** Acceso a la Energía, Electrificación Rural, Energía Solar, HOMER, Pobreza, Haití.

## ABSTRACT

*The energy generated by the sun is currently considered one of the most hopeful alternatives in the generation of electricity needed to meet the needs of humanity. Among the usual forms of solar energy are photovoltaic systems, which convert direct and diffuse solar radiation into electricity. This electricity generation can be harnessed in a decentralized manner. For localities without electricity from conventional sources, electricity generation alternatives using photovoltaic systems technologies are considered viable, besides providing the social and economic development of the region. Thus, this paper presents the project of a photovoltaic system isolated from the conventional grid for an isolated community in Haiti. Haiti is a country where there is great potential for solar radiation. Studies show that in most of the country solar irradiation ranges from 5 to 7 kWh/m<sup>2</sup>/day. This system will be projected using the HOMER tool. The project in question aims to make it viable through the Haitian government's social assistance program called “*Banm lavi, banm limyè*” (give me life, give me electricity) which aims to make electricity available to remote and economically vulnerable communities.*

**Keywords:** Energy Access, Rural Electrification, Solar Energy, HOMER Tool, Poverty, Haiti.

## INTRODUCCIÓN

La demanda mundial total de energía representa actualmente el 17% de la electricidad y se espera que aumente en 2050 al 23% según la Agencia Internacional de Energía (AIE), porque la población mundial debe superar la marca de los 9 mil millones para 2050 (UNFPA, 2011). Por lo tanto, debido a este aumento en la demanda, la capacidad de generación debe ampliarse. Actualmente, la matriz energética mundial está compuesta por varias fuentes primarias, como petróleo, carbón, gas natural, hidroeléctrico, eólico y solar. A pesar de estas opciones de generación de energía, los combustibles fósiles prevalecen y siguen siendo la base del suministro de energía primaria de los países (Slimani *et al.*, 2016). Las fuentes fósiles causan preocupación constante al medio ambiente debido al aumento de gases de efecto invernadero como el metano (CH<sub>4</sub>) y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), causan daños a la calidad de vida, el aumento de las temperaturas y la acidez del suelo (Krakowski *et al.*, 2016). Las emisiones de CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles se señalan como una de las causas del calentamiento global, otro problema son los desastres ecológicos causados por la perforación de pozos petroleros.

REN21 (2019) define las fuentes de energía renovables como todas las fuentes de energía de producción continua que el hombre transforma en energía útil para satisfacer sus necesidades. Según el mismo autor las fuentes de energía limpia para 2040 representarían el 56% del suministro mundial de energía. Esta expansión se debe a varios factores, como la escasez de combustibles fósiles, la necesidad de reducir la dependencia de los productos derivados del petróleo y, finalmente, el problema ambiental con las emisiones de gases contaminantes.

Durante la última década, la tecnología fotovoltaica ha demostrado potencial para convertirse en una fuente importante de generación de energía para el mundo. Incluso en tiempos

de crisis financiera y económica, la capacidad instalada acumulada en todo el mundo continúa mostrando un fuerte crecimiento. De 2008 a 2018, la capacidad instalada de energía fotovoltaica aumentó significativamente, en 2018, la capacidad instalada (505 GW) fue treinta y tres veces mayor que toda la potencia instalada hace una década (15 GW) en todo el mundo (REN21, 2019).

En total, se estima que mil millones de personas en todo el mundo no tienen acceso a la electricidad y, sin embargo, 2.8 mil millones usan alguna forma de biomasa y/o madera para cocinar y calentar, según un estudio realizado por el Banco Mundial en asociación con la AIE. (AIE, 2018). El acceso a la electricidad es esencial para el desarrollo humano, la calidad de vida y el desarrollo económico de cualquier sociedad. El acceso a las personas para obtener electricidad se ha convertido en una preocupación importante en los últimos años. La ONU lanzó en 2011 el programa "Energía sostenible para todos", que será 100% para 2030. Y una de las alternativas para lograr este objetivo es duplicar la proporción de energía renovable en el mundo, principalmente utilizando sistemas solares no conectado a la red o sistemas *off-grid*. Los sistemas fotovoltaicos autónomos o independientes son sistemas que suministran electricidad a comunidades remotas que no están conectadas a la red de distribución de electricidad de la empresa de servicios públicos locales (AIE, 2018). Algunos estudios en el mundo destacan la importancia de los sistemas solares fuera de la red. Irfan y col. (2019) estudiaron un sistema solar fuera de la red en una comunidad en Pakistán. Analizaron algunas configuraciones, con una irradiación promedio de 5.46 kWh/m<sup>2</sup>/día, el mejor sistema podría producir 1,496 kWh/kWp anualmente, más de lo necesario para docenas de hogares individuales. Para una pequeña comunidad en India, Arora (2013) diseñó un sistema solar fuera de la red con capacidad para algunos hogares. El autor señaló que a pesar del alto costo del banco de baterías, el sistema es importante para llevar

electricidad a las personas que aún viven sin electricidad. Carvalho (2013) diseñó un sistema fotovoltaico aislado para una comunidad remota en Xapuri en la región amazónica brasileña. Midieron el consumo mensual en los hogares de los residentes y descubrieron que el consumo mensual no es más de 10 kWh/mes. Analizaron que el sistema ha traído beneficios a las familias, como la iluminación en hogares y escuelas, que permiten a los estudiantes estudiar de noche. Además, el proyecto proporcionó aumentos de ingresos para los residentes con actividades artesanales. Aparte de eso, algunos de ellos fueron contratados como agentes que ayudan en el mantenimiento del sistema y reciben R\$ (reales) 700,00 mensuales.

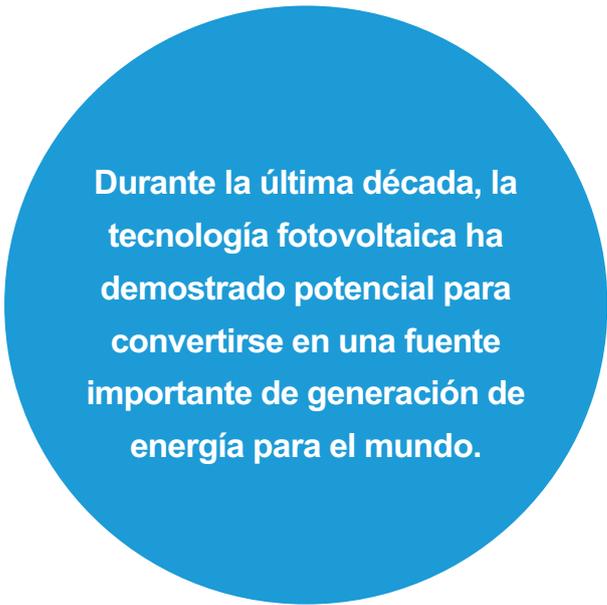
Ante esto, este proyecto propone buscar una solución para el suministro de energía de una aldea aislada en Haití utilizando energía solar local y tecnologías. La propuesta está en línea con el programa del gobierno haitiano “*Banm limyè, banm lavi*”, cuyo objetivo es electrificar a todas las comunidades del país. El trabajo tiene como objetivo diseñar el sistema fotovoltaico a través de la herramienta HOMER, que simula las configuraciones del sistema, como los costos, los componentes, la cantidad de opciones tecnológicas y la disponibilidad de los recursos energéticos disponibles (Islam *et al.*, 2012).

## UBICACIÓN DEL ESTUDIO

Hay varias comunidades aisladas en Haití y, como todas las comunidades remotas, se caracterizan por un bajo poder adquisitivo de la población, una logística de transporte inadecuada y en algunos casos el aislamiento de los servicios regulares de suministro de electricidad y una baja densidad de población. Según Villaça (2011, p. 10) “La pobreza y los escasos servicios energéticos van de la mano y mantienen una relación sinérgica”. Generación de electricidad a través de fuentes alternativas utilizando los recursos son bien establecido en muchos países y puede ser una solución viable para la generación de electricidad en estas comunidades y

es un negocio social, económico y ambientalmente viable para mejorar la calidad de vida de las personas en dichas comunidades.

El área de estudio es un pueblo llamado “*Paulin*”. Se encuentra a unos 50 km de la ciudad de *Port-de-Paix*, en el noroeste de Haití (a unos 217 km de la capital de Haití, Puerto Príncipe), en la costa atlántica. El pueblo está atravesado por un gran río conocido como *Trois Rivières*, que para muchos es la principal causa de su aislamiento. Tiene latitud 19,92 Norte, longitud -72,85 Este y elevación 36 m. Los principales cultivos locales son café, plátanos, arroz, tabaco y cacao. Además, otro medio de vida es la pesca. Los habitantes exportan madera y leña e importan carne de res y cerdo. El IDH de la región es 0.498. El pueblo no tiene electricidad, el sistema de iluminación de las casas es a través de queroseno y una lámpara de biomasa convencional. El precio del queroseno es de 0.606 \$/litro, lo que se considera muy alto según el nivel de vida de las personas de la comunidad.



**Durante la última década, la tecnología fotovoltaica ha demostrado potencial para convertirse en una fuente importante de generación de energía para el mundo.**

## METODOLOGÍA

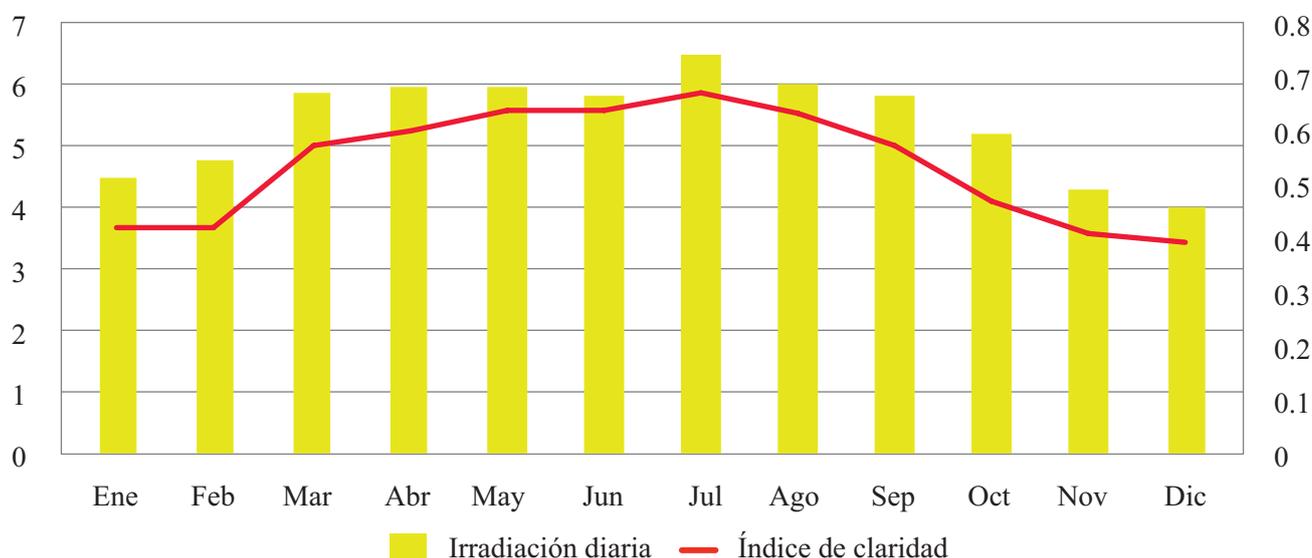
### Irradiación solar en el sitio de estudio

Haití tiene un excelente potencial de energía renovable, según las evaluaciones, el país teóricamente tiene el potencial de satisfacer plenamente la demanda de electricidad a través de fuentes y tecnologías renovables que están actualmente disponibles (Worldwatch, 2014). La irradiación horizontal diaria global varía de 5 a 7 kWh/m<sup>2</sup>/día en la mayor parte del país

y se aproxima a 8 kWh/m<sup>2</sup>/día en ciertas regiones (Worldwatch, 2014).

En el sitio de estudio, los valores promedio de irradiación solar para cada mes y el índice de claridad atmosférica “*Clearness Index*” se muestran en la figura 1. Entre los meses de marzo y septiembre se encuentra el intervalo con las intensidades de irradiación más altas y se destacan para julio y diciembre con mayor y menor radiación solar durante el año respectivamente.

Figura 1. Promedio mensual de irradiación solar global diaria en la aldea.



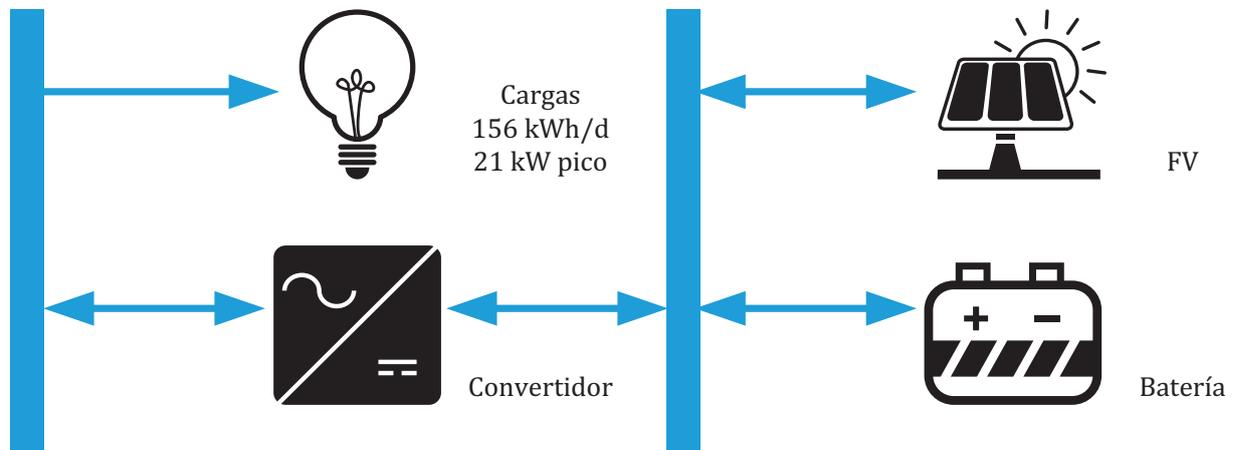
Fuente: Elaboración de los autores.

### Simulación

La herramienta HOMER simula todos los costos que ocurren durante la vida del proyecto, incluido el costo inicial (CI), el reemplazo de componentes dentro de la vida del proyecto y el mantenimiento, como lo muestran (Brasil Jr *et al.*, 2015). Para este estudio se consideró y simuló un día típico y esta carga diaria se consideró constante durante todo el año. Los datos relacionados con la carga de electricidad en la aldea se obtuvieron de la base de datos de ubicaciones cercanas a la población de bajos ingresos (EDH, 2018). Este cargo tiene en cuenta el sistema de iluminación, los electrodomésticos y los equipos domésticos.

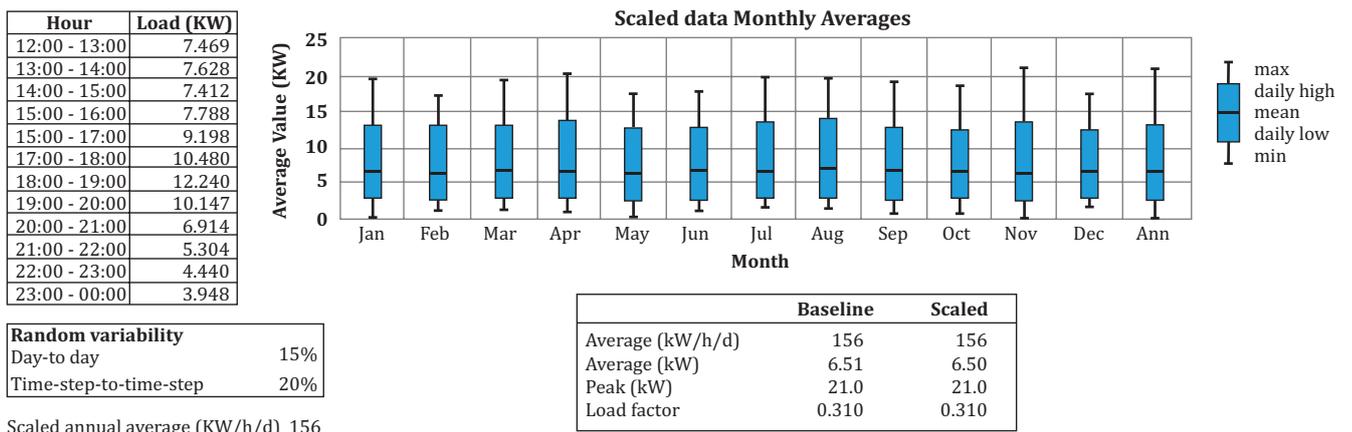
El diagrama esquemático del modelo se presenta en la figura 2. Este modelo contiene paneles solares (FV), un convertidor de potencia y un banco de baterías utilizado para cumplir con los requisitos de carga de la aldea. Los datos de entrada incluyen radiación solar, datos de carga, especificaciones técnicas, datos de costos de módulos fotovoltaicos y convertidores. Los datos de carga eléctrica se presentan en la figura 3, con un promedio anual escalonado de 156 kWh/día, con un factor de carga de 0.31 y la demanda máxima “*peak*” es de 21 kW. Y finalmente, los datos de entrada para cada componente del sistema se presentan en la tabla 1 a continuación.

Figura 2. Arquitectura del sistema fotovoltaico en estudio.



Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 3. Demanda de carga en el pueblo.



Fuente: Elaboración de los autores.

Tabla 1. Datos de entrada para modelado del sistema.

COMPONENTES	TAMAÑO (kW)	COSTO (US\$/kW)	REEMPLAZO (US\$/kW)	O&M (US\$/h)	VIDA ÚTIL (AÑO)
FV	53.2	71,484	71,484	0	20
BANCO BATERÍA	96	107,161	107,161	0	4
CONVERTIDOR	96 (4X20)	13,519	13,519	0	15

Fuente: Elaboración de los autores.

Donde, O&M representa operación y mantenimiento, y FV corresponde al sistema fotovoltaico.

## Sistema FV- Batería

En este sistema, el generador fotovoltaico produce electricidad de corriente continua (CC) en proporción directa a la radiación solar global que llega a la aldea. Como se informó anteriormente, el pueblo está a 36 m del nivel del mar, 19° 56'16 "Norte y 72° 49' 55" Este. El banco de baterías almacena energía de CC. La corriente CC se convierte en corriente alterna (CA) por medio de un convertidor de frecuencia y esta corriente una vez convertida está lista para su uso. El sistema está controlado por un controlador de carga que se encarga de proteger las baterías, controlar su proceso de carga y descarga, extender su vida útil y garantizar una mayor eficiencia en el almacenamiento de la energía producida.

**Costo de Energía:** El costo de la energía (COE) es un indicador comúnmente utilizado para comparar el costo de la electricidad de diferentes fuentes. Para analizar la relación costo-beneficio, esta investigación comparó el costo de la electricidad de la red convencional, el costo de la energía solar fotovoltaica y el precio del combustible, ya que es una comunidad donde las personas no tienen acceso a la electricidad. El nivel estimado de costo de electricidad en kWh se calcula mediante la siguiente ecuación (Baurzhan *et al.*, 2016):

$$(Ec. 1) \quad COE = \frac{\sum_{K=1}^n \frac{I_C + M_C + F_C}{(1 + d)^c}}{\sum_{K=1}^n \frac{E_a}{(1 + d)^c}}$$

Donde  $c$  representa el costo, el costo de inversión se indica mediante  $I_c$ , el costo de mantenimiento por  $M_c$ , el costo de combustible por  $F_c$ , el año por  $k$ , la cantidad de electricidad producida en kWh por  $E_a$ , la tasa de descuento por  $d$  y la vida tecnológica de la operación por  $n$ .

Haití tiene un excelente potencial de energía renovable, según las evaluaciones, el país teóricamente tiene el potencial de satisfacer plenamente la demanda de electricidad a través de fuentes y tecnologías renovables que están actualmente disponibles.

## RESULTADOS Y DISCUSIONES

En los resultados de la simulación, la herramienta HOMER sugirió un sistema (configuración azul) de 53.2 kW equivalente a 380 paneles solares como el más viable. Un convertidor de frecuencia de 24 kW y un banco de baterías de 96 V. El voltaje del sistema es equivalente a 296 Freedom DF4001 (0.240kAh/0.220kAh) baterías estacionarias. Se espera que el costo de capital de este sistema alcance \$125,877, también tiene un costo operativo anual de \$9,587 por año, un costo neto actual (NPC) de \$248,429 y un costo de energía (COE) de 0.341 \$/kWh, según la tabla 2. Este sistema se considera el más viable debido a su menor costo de capital inicial y COE en comparación con las otras configuraciones como se muestra en la tabla 2.

Como se indicó anteriormente, el costo del combustible en la localidad es de 0.606 \$/litro, el COE del sistema propuesto (0.341 \$/kWh) es mucho más bajo, lo que indica que dicho sistema sería más viable en comparación con la compra de combustible para uso doméstico en la región.

Tabla 2. Configuraciones simuladas y el sistema de aldea ideal.

PV (kW)	DF4001	Conv. (kW)	Initial capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Batt. Lf. (yr)
53.2	96	24	\$125,877	9,587	\$248,429	0.341	1.00	4.0
53.2	120	24	\$134,565	11,418	\$280,527	0.385	1.00	4.0
53.2	96	35	\$163,054	10,575	\$298,232	0.410	1.00	4.0
53.2	120	35	\$171,743	12,406	\$330,329	0.454	1.00	4.0

Fuente: Elaboración de los autores.

### Especificaciones Técnicas de Componentes

Tabla 3. Especificaciones técnicas de los componentes del sistema.

PANEL SOLAR	Potencia máxima (Pmax)	150W
	Tensión de potencia máxima (Vm)	18,3V
	Corriente de potencia máxima (Im)	8,20A
	Tipo de celda	Silicio Policristalino
	Eficiencia del módulo	15.15%
	Dimensiones (mm)	1480 x 680 x 35 (mm)
	Vida útil	25 años
CONVERTIDOR	Modelo	YT-3000P
	Máxima potencia de salida continua	3000w
	Capacidad pico	6000w
	Máxima eficiencia continua	90%
	Frecuencia	60Hz
	Tensión de entrada	24v DC
	Tensión de salida	220v AC ± 5%
BATERÍA	Capacidad de amperios-hora (Ah) a 25°C	240 Ah para descarga en 100 h y 220 Ah para descarga en 20 h
	Tensión	12 V
	Corrientes de descarga (A)	2.4 por 100 h e 11 por 20 h
	Par de torsión	Mínimo de 9 N.m y Máximo de 11 N.m
	Tensión flotante	de 13.2 a 13.8 V a 25°C
	Tensión de carga/ecualización	de 14.4 a 15.5 V a 25°C
	Vida útil	4 años

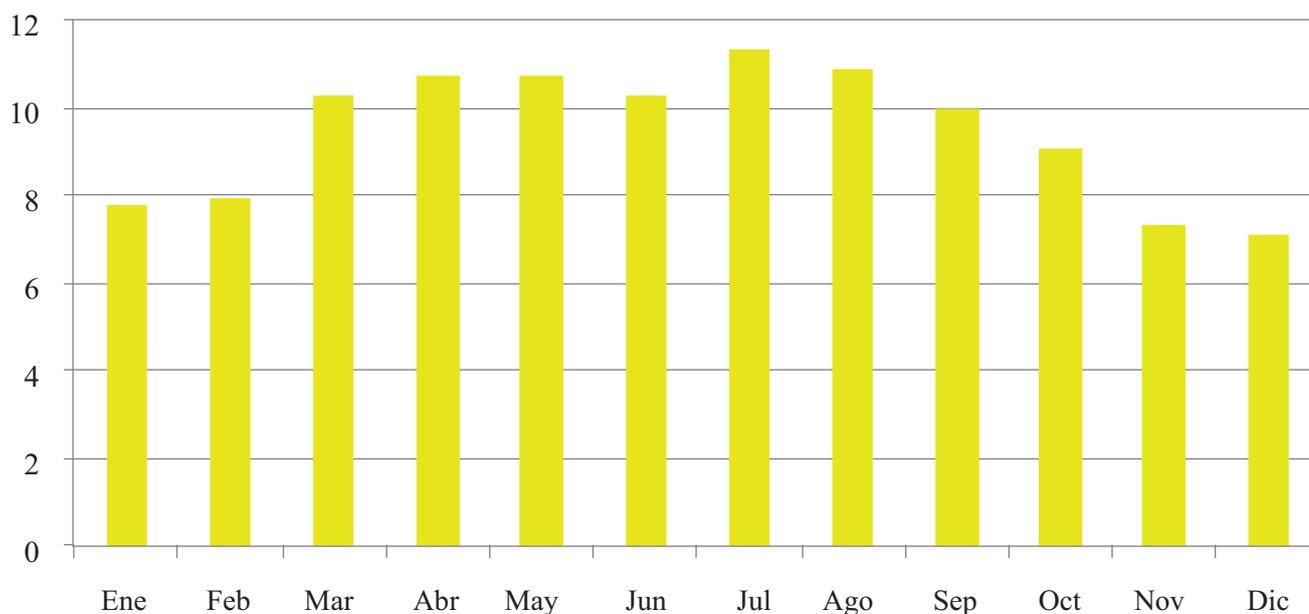
Fuente: Elaboración de los autores.

## Análisis de Rendimiento Energético

Como se señaló anteriormente, debido a la fuerte irradiación solar en la localidad, con un promedio de 5.26 kWh/m<sup>2</sup>/día, el sistema proyectado podría satisfacer las necesidades energéticas de la aldea con un 100% de energía solar. La potencia mensual del sistema, como se presenta en la figura 4, muestra una variación de aproximadamente 7 kW en diciembre y aumenta un máximo de 11.5 kW en julio, que son los meses en que la radiación es respectivamente mínima y máxima.

Los paneles fotovoltaicos no tienen costos de reemplazo o mantenimiento durante la vida del proyecto de 25 años. Después de 25 años, el sistema seguirá siendo 80% eficiente.

Figura 4. Promedio mensual de la potencia del sistema FV.

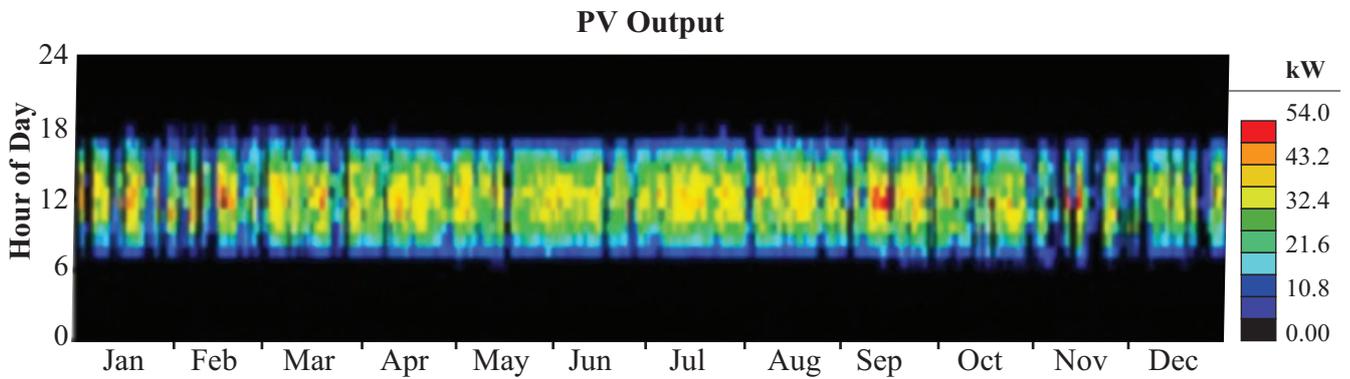


Fuente: Elaboración de los autores.

La figura 5 muestra la salida o cantidad de energía generada por los paneles, para cada hora del día durante todo el año en el pueblo. De 00:00 a 06:00 y de 18:00 a 00:00, el módulo no produce energía, pero de 06:00 a 18:00 genera grandes cantidades de energía, dependiendo de la hora y mes del año. El mes con la generación más baja es diciembre, la energía generada

puede ser inferior a 10.8 kW, según el día. De hecho, julio es el mes con la mayor producción, la energía generada es de 43.2 kW y puede llegar a 54.0 kW dependiendo del día y la hora. Durante los períodos en que no hay generación o baja generación de paneles, el banco de baterías cargadas podría proporcionar toda la energía que necesita la comunidad.

Figura 5. Producción mensual de paneles solares para cada hora del día.



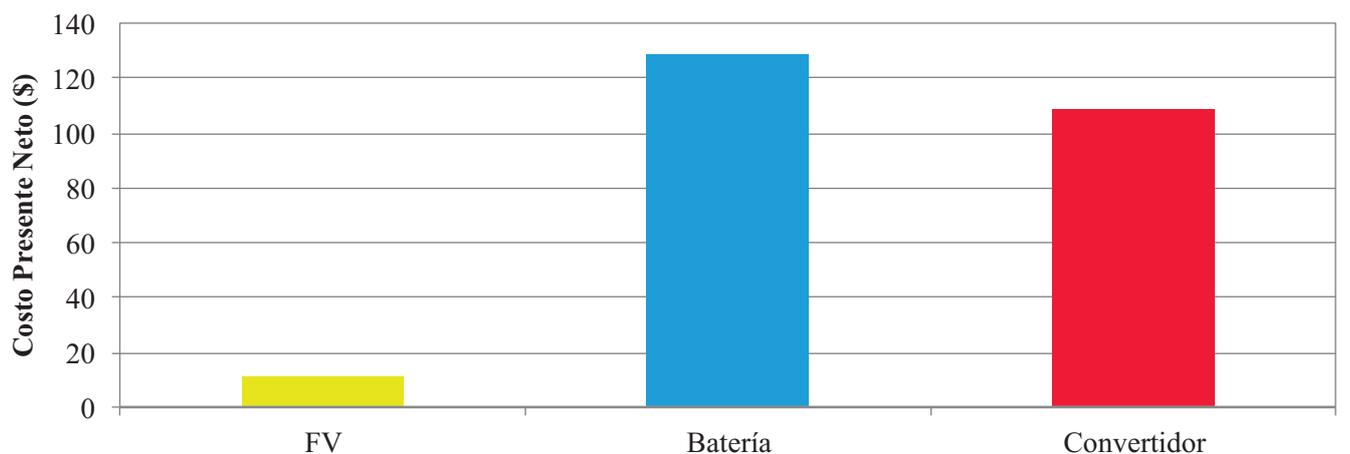
Fuente: Elaboración de los autores.

### Análisis Económico

Las estimaciones del costo total del sistema y el costo de sus componentes principales (FV, banco de baterías y convertidor) se muestran en la figura 6. Los costos iniciales de capital, reemplazo, operación y mantenimiento (O&M) y recuperación se resumen en tabla 3. Lo que se puede observar es que la mayor parte del costo

neto actual (NPC) total entre los componentes se concentra en el banco de baterías, porque éste tiene un costo por su reemplazo cada cuatro años durante el ciclo de vida del sistema. El costo más bajo es para paneles fotovoltaicos ya que no tienen costos de reemplazo o mantenimiento durante la vida del proyecto de 25 años. Después de 25 años, el sistema seguirá siendo 80% eficiente.

Figura 6. Resumen de flujo de efectivo “Cash Flow Summary” para cada componente del sistema.



Fuente: Elaboración de los autores.

El capital presupuestado para el sistema es de \$125,877, para el reemplazo de reemplazo es de \$136,675 y los costos de operación y mantenimiento son nulos. El PV, el banco de baterías y los componentes del convertidor tendrán un costo total de \$11,379, \$128,390 y \$108,660 respectivamente, lo que representa el sistema con un costo presente neto de \$248,429 (tabla 4). Este presupuesto es el más bajo en comparación con los costos de implementación de sistemas convencionales que dependen de líneas de transmisión y distribución, equipos, distancias, entre otros.

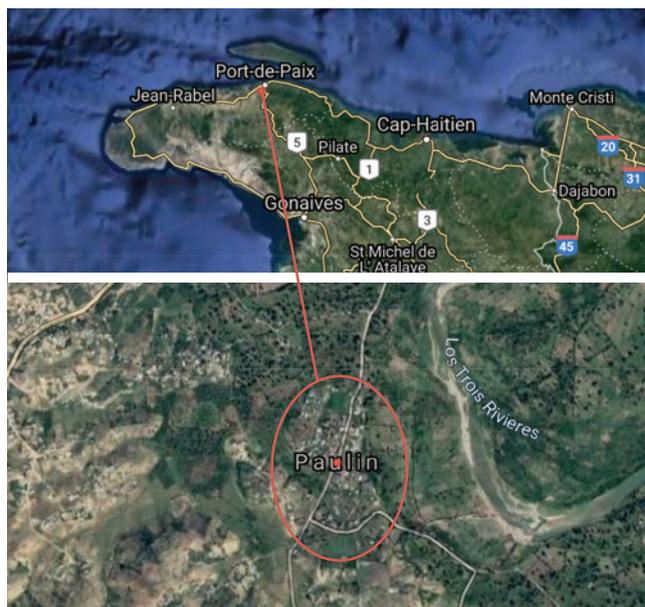


Tabla 4. Los costos de los componentes del sistema.

COMPONENTES	CAPITAL (\$)	REEMPLAZO (\$)	O&M (\$)	TOTAL (\$)
FV	10,008	3,120	0	11,379
BANCO BATERÍA	34,755	99,708	0	128,390
CONVERTIDOR	81,114	33,846	0	108,660
SISTEMA	125,877	136,675	0	248,429

Fuente: Elaboración de los autores.

## CONCLUSIONES

Para satisfacer las necesidades energéticas de la aldea “Paulin” en el noroeste de Haití, este estudio se realizó con un sistema de energías solar 100%. El proyecto tiene un costo actual neto de \$248,429, prácticamente ningún costo de mantenimiento y un costo de reemplazo de \$136,675 debido al reemplazo del banco de baterías cada cuatro años. El proyecto aún tiene costos más bajos en comparación con los sistemas convencionales que podrían implementarse en la comunidad. El COE del sistema más viable es \$/kWh 0.341, que es más bajo que el precio del combustible (\$/litros 0.606) utilizado por los aldeanos. El precio del combustible se considera alto, ya que son las personas de muy bajos ingresos quienes dependen de la agricultura no rentable para tener una calidad de vida adecuada. Además

del daño al medio ambiente por el uso de este tipo de combustible y la biomasa tradicional, se encuentran los riesgos para la salud por el uso de lámparas de queroseno para iluminar los hogares de una población que ya sufre de mala atención médica.

La metodología modelo presentada por la herramienta HOMER para la evaluación del potencial de energía solar en la producción de energía fotovoltaica y los resultados encontrados en este trabajo se pueden aplicar a otras comunidades del archipiélago. Lo que en consecuencia puede proporcionar electrificación, desarrollo social y mejorar la calidad de vida de las poblaciones de comunidades pobres del país que utilizan energías renovables.

## REFERENCIAS

- Arora, P.R. (2013). World's highest off-grid solar pv potential in india search and penetrate, International Journal of Scientific and Research Publications. Volume 3, Issue 8, ISSN 2250-3153.
- Baurzhan, S.; Jenkins, G.P. (2016). On-Grid Solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? Renewable and Sustainable Energy Review, 60, 1405–1418.
- BNEF, (2019). Global trends in clean energy investment. Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Report Bloomberg EMEA summit, <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>, [Accedido: 14-October-2019].
- Brasil Jr., A. C. P., Silveira, E. F. y Taygoara, F. O. (2015). Hybrid energy scenarios for Fernando de Noronha archipelago. Energy Procedia 00.
- Carvalho, C.R.F. (2013). Sistema fotovoltaico isolado: uma aplicação prática no projeto Xapuri. Pós-Graduação, Universidade de Lavras, MG, Brasil.
- EDH, (2018). Les ménages et la consommation d'énergie. Électricité d'Haïti (EDH). [Accedido: 11-March-2020].
- EPIA, (2019). European photovoltaic industry association. Report global market outlook for photovoltaics until. <http://www.fotovoltaica.com/fv-look.pdf> [Accedido: 05-October-2019].
- IEA, (2018). Photovoltaic power systems. International Energy Agency (IEA). <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>, [Accedido: 04-October-2019].
- Islam, A.K.M. S., Md.Mustafizur, R., Md.Alam, H.M. and Firoz, A. (2012). Hybrid energy system for St. Martim Island, Bangladesh: An Optimized model. Procedia Engineering 49.
- Krakovski, V., Assoumou, E., Mazauric, V. and Maïzi, N. (2016). Reprint of feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis. Applied Energy, Vol. 184, pp 1529 - 1550.
- Muhammad Irfan, Zhen-yu, Z., Munir, A. and Abdul, R. (2019). A Techno-economic analysis of off-grid solar PV system: A case study for Punjab Province in Pakistan. Processes, MDPI journal.
- Slimani, M. El A., Amirat, M., Bahria, S., Kurucz, I., Aouli, M. and Sellani, R. (2016). Study and modeling of energy performance of a hybrid photovoltaic/thermal solar collector: Configuration suitable for an indirect solar dryer. Energy Conversion and Management, Vol. 125, pp 209 - 221.
- UNFPA, (2011). Report on the state of world population 2011. United Nations Fund Population (UNFPA). <https://www.unfpa.org/publications/state-world-population-2011>, [Accedido: 25-Setiembre-2019].
- Villaça, A. L. (2011). A Implantação de mini-redes de energia solar em comunidades isoladas do Amazonas. Thesis, Departamento de Engenharia, Lavras, MG, Brazil, pp. 10.
- Worldwatch, (2014). Feuille de route pour un système énergétique durable en Haïti: Exploiter les ressources énergétiques nationales pour mettre en place un système électrique fiable, abordable et adapté aux changements climatiques. Roadmap – Worldwatch Institute and Ministère des Travaux Publics, Transports, Énergie et Communications, Port-au-prince, Haïti.

# OPERACIÓN ÓPTIMA DE BATERÍAS BAJO EL ACTUAL RÉGIMEN TARIFARIO EN URUGUAY

Mariana Corengia <sup>1</sup>, Ana Inés Torres <sup>2</sup>

Recibido: 10/02/2020 y Aceptado: 14/04/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (56-77).



## RESUMEN

Conforme se incorporan a la red una mayor cantidad de recursos de generación eléctrica no programable, las tarifas eléctricas adquieren cada vez más opciones de contrato, intentando favorecer el consumo fuera del horario pico. Este trabajo presenta un programa de optimización que permite hallar la estrategia de operación óptima de una batería, instalada con el fin de disminuir el costo de la tarifa eléctrica sin modificar la rutina del consumidor. Dado que la inversión es una decisión de largo plazo, el modelo incluye la estimación de la degradación de la batería. El análisis no sólo considera el ahorro por el cambio en el tiempo del consumo de la energía de la red, sino también el efecto de disminuir la potencia máxima contratada. Para el caso de estudio, se emplean las tarifas doble y triple horario de la empresa proveedora de energía eléctrica del Uruguay UTE, y se incorporan perfiles de consumo de potencia versus tiempo de distintos usuarios. De esta manera, se presenta una estrategia para determinar el mejor funcionamiento de las baterías, preservando su vida útil.

**Palabras clave:** Almacenamiento de Energía, Degradación de Baterías, Planificación Óptima, Respuesta a la Demanda, Curva de Consumo, Uruguay.

## ABSTRACT

*The introduction of renewable non-programmable sources to the electric grid is changing energy markets. In an attempt to shift energy usage to match generation patterns, complex Time-of-Use (TOU) tariffs are becoming available to customers. This work presents an optimization based program that finds how to optimally design charge/discharge schedules for a battery in a setting of energy self-storage. The goal is to reduce the electric bill of residential customers without affecting their energy consumption habits. As battery acquisition is a long-term investment, the*

1 Ingeniera Química y Magíster en Ingeniería Química por la Facultad de Ingeniería, (UdelaR). Actualmente cursa estudios de doctorado y tiene un cargo docente en régimen de dedicación total en el Instituto de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería (UdelaR). La línea de trabajo de su doctorado se centra en el diseño de sistemas de almacenamiento de energía. [corengia@fing.edu.uy](mailto:corengia@fing.edu.uy)

2 Ingeniera Química por la Facultad de Ingeniería, UdelaR. Doctora en Ingeniería Química por la Universidad de Minnesota (CEMS-UMN, EE.UU). Entrenamiento postdoctoral en el Departamento de Ingeniería Química del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT, EE.UU.). Actualmente es profesora en régimen de dedicación total en el Instituto de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería (UdelaR), e integrante del Sistema Nacional de Investigadores (ANII). Realiza investigación en el área de Ingeniería de Sistemas de Procesos en donde aplica herramientas matemáticas para el diseño de procesos sostenibles. Sus intereses incluyen el diseño de procesos de conversión de biomasa en combustibles y químicos de alto valor agregado; el almacenamiento químico de excedentes de energía de fuentes intermitentes; el desarrollo de herramientas de evaluación de sostenibilidad ambiental y social; la aplicación de ciencias de datos a la Ingeniería Química. [aitorres@fing.edu.uy](mailto:aitorres@fing.edu.uy)

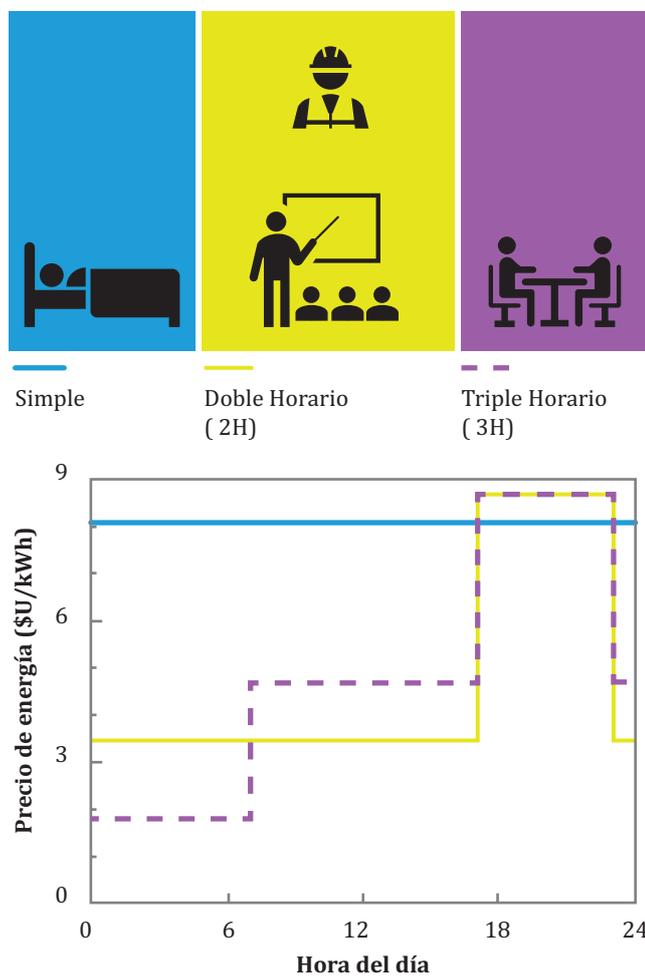
*model includes the battery degradation model. In addition, the model considers the contracted service capacity and allows to use the battery for contracting less service in order to reduce fixed charges in the bill. The program is demonstrated by analyzing the optimal charge/discharge schedules for four consumption patterns under the two TOU tariffs available in Uruguay.*

**Keywords:** Energy Storage, Battery Degradation, Optimal Scheduling, Demand Response, Load Pattern, Uruguay.

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes modernas de energía eléctrica renovable, por ejemplo solar y eólica, son intermitentes y no programables. Esto hace que la generación de energía en base a ellas pueda no coincidir instante a instante con la demanda de energía por parte de los usuarios.

Figura 1. Opciones tarifarias vigentes en Uruguay para el sector residencial.



Fuente: Elaboración de los autores con datos de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE, 2019). El costo de la tarifa simple corresponde al consumo que excede 600 kWh/mes. “\$U” corresponde a pesos uruguayos. El tipo de cambio (pesos uruguayos/dólar) ha oscilado durante 2019 entre 31,65 y 38,75 \$U/USD (Instituto Nacional de Estadística [INE], 2020).

El uso de señales de precio (precios de electricidad que varían en el tiempo según la relación oferta/demanda de energía) es una estrategia que busca acoplar generación con demanda mediante un cambio de patrón de consumo por parte de los usuarios. Parrish, Heptonstall, Gross y Sovacool (2020) resumen en su trabajo algunas de las formas en que las tarifas eléctricas pueden incentivar este cambio. De las enumeradas, la única disponible actualmente en Uruguay para el sector residencial es la correspondiente a precios distintos por hora, pero fijos todos los días. Este tipo de tarifas se denomina TOU (por las siglas en inglés para “time of use”); se presentan en la figura 1 las opciones actualmente vigentes en Uruguay (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas [UTE], 2019). La tarifa simple tiene precios escalonados según el consumo, pero es fija según la hora. Las opciones disponibles en régimen TOU son la tarifa doble horario (2H) y la tarifa triple horario (3H).

Aun existiendo el incentivo de un menor precio en ciertos horarios, parte del consumo de electricidad del sector residencial no cambiaría de horario aunque hubiera una franja con precio nulo (Zhao, Yang y Lee, 2017). Esto se debe a que el consumo de energía eléctrica está fuertemente asociado a las rutinas de los usuarios. Como surge de la figura 1 para la tarifa 3H, es fácil notar la relación entre las horas de sueño con el horario de menor costo, las actividades fuera del hogar con el horario de costo intermedio, y las actividades de los usuarios en el hogar con los horarios de máximo precio. Para la tarifa 2H hay un precio intermedio para las horas de menor consumo esperado y coincide en precio y horario con la tarifa 3H cuando se espera un mayor consumo de hogares.

Teniendo en cuenta, por un lado, el incentivo económico para cambiar el horario de consumo y, por otro lado, la limitante de que sólo algunas tareas son desplazadas sin alterar inconvenientemente las rutinas de los usuarios, los hogares podrían instalar sus propios sistemas de almacenamiento de energía, para

cargarlos cuando la electricidad es más barata y usar la energía almacenada cuando su precio en la red es mayor. Esta instalación de sistemas de almacenamiento por parte de los propios usuarios en lugar de por operadores de la red se denomina “*behind the meter*” y ha sido propuesta previamente en la bibliografía para ayudar a la red o a los usuarios en distintos aspectos: respaldo energético, regulación de frecuencia, alivio de redes de distribución congestionadas, correcciones al voltaje de la red, etc. (Jankowiak, Zacharopoulos, Brandoni, Keatley, MacArtain y Hewitt, 2019).

El auto almacenamiento en baterías tiene varias ventajas; su operación es simple y hay ya disponibles en el mercado equipos diseñados con este propósito (Tesla, 2020). En el mediano plazo, se espera una disminución en los costos de estos equipos, ya sea por avances tecnológicos o más a futuro por la introducción de baterías de segunda vida, o sea baterías que se emplearon en vehículos eléctricos, que ya no tienen capacidad suficiente para garantizar autonomía del vehículo, pero que siguen almacenando una cantidad considerable de energía (Warner, 2015).

Desde el punto de vista del usuario, surge entonces la necesidad de evaluar la conveniencia de instalar baterías para desplazar el horario de su toma de energía de la red. Esta evaluación debe tener en cuenta que, además de la inversión inicial, las baterías se deterioran al ser usadas. Esto es, encender una batería permite un ahorro en la factura eléctrica a costo de una disminución de su vida útil. Este trabajo presenta la formulación de un problema de optimización que busca balancear ambos efectos. Este balance se logra hallando la estrategia de operación de las baterías que minimiza el costo que paga el usuario por el consumo de energía eléctrica, teniendo en cuenta la pérdida de futura capacidad de ahorro por disminución de su vida útil.

La pérdida de vida útil en baterías está asociada a su composición química. Para cada tipo de química se pueden encontrar modelos de degra-

dación dependientes del estado de carga, la temperatura, la velocidad de carga/descarga, etc. La inclusión de estos efectos en la definición de estrategias de operación óptima ha tomado relevancia recientemente. A modo de ejemplo, Sarker, Murbach, Schwartz y Ortega-Vazquez (2017) presentan un problema de optimización que incluye una penalización en la función objetivo por concepto de la capacidad perdida. En otra contribución, Li, Yang, Tang, Xiong, Deng y Tang (2019) presentan la selección del esquema de carga/descarga como un problema de control, en el que se incluyen coeficientes que permiten variar el peso relativo del ahorro y de la pérdida de capacidad en la función objetivo. Ambas propuestas son válidas para períodos cortos de uso de las baterías (días), ya que no incluyen la acumulación de pérdida de capacidad, esto es, no proyectan como varía la capacidad conforme avanza el tiempo.

Un enfoque que incluye la acumulación de pérdida de capacidad se presenta en (Corengia y Torres, 2018). En el mismo, la pérdida de capacidad se incluye en la función objetivo, pero también en la cantidad de energía que la batería puede almacenar en los tiempos posteriores a la degradación. Este problema, tal cual fue formulado, tiende a favorecer en ciertos regímenes de TOU el no uso de la batería porque instante a instante el ahorro no supera el costo de pérdida de vida útil de la misma.

En este contexto, el objetivo de este trabajo es presentar una herramienta computacional para determinar la operación óptima de baterías por parte de usuarios de la red bajo regímenes TOU. Esto es, se desarrolla un programa que permite identificar la estrategia de carga/descarga que minimiza los costos de la tarifa eléctrica del usuario. A diferencia de (Corengia y Torres, 2018) no se penaliza directamente en la función objetivo el costo por pérdida de capacidad, sino que se incluye indirectamente limitando el uso de la batería en los años siguientes. De esta forma se busca evitar que la estrategia óptima favorezca guardar

capacidad de almacenamiento al finalizar un período de uso razonable. Adicionalmente, se agrega al problema la posibilidad de tener en cuenta la curva de consumo energético del usuario y el cargo por potencia contratada, contemplando los casos en que este representa un costo fijo en la tarifa. La tabla 1 resume los distintos enfoques utilizados en los trabajos anteriores y agrega el propuesto en el presente artículo.

Este trabajo es una versión extendida del presentado por los autores en (Corengia y Torres, 2019).

### MODELO MATEMÁTICO

Como se mencionó en la introducción, el programa busca determinar la estrategia de operación de la batería que minimiza el costo de la factura eléctrica de un usuario dado. Se considera que la batería ya está instalada, por lo que tiene una capacidad inicial conocida. Las variables de decisión están vinculadas a

cómo operar la batería, esto es las potencias de carga y descarga, y la carga de la batería en cada intervalo de tiempo. En la figura 2 se presenta un esquema de la instalación de la batería: el consumidor tiene una demanda conocida y puede en cada instante cubrirla con energía tomada directamente de la red o almacenada previamente en la batería. Además, los usuarios han pre-contratado una potencia máxima ( $P_{cont}$  en kW) que no es posible sobrepasar.

La inclusión de fuentes no programables en la matriz eléctrica ocasiona desfasajes entre disponibilidad y consumo, desfasajes que pueden mitigarse almacenando el excedente en baterías.

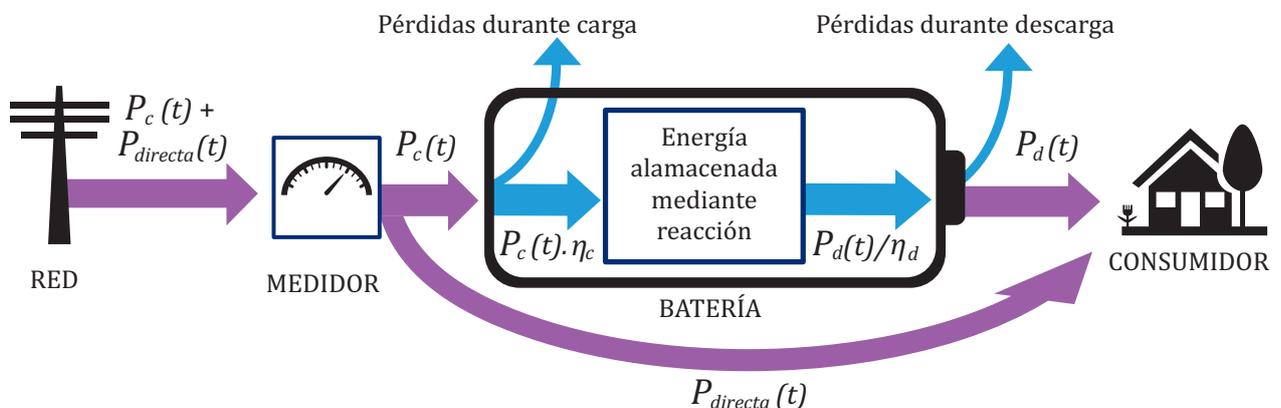


Tabla 1. Estrategias para optimizar la operación de baterías considerando pérdida de capacidad.

Publicación	Sarker, Murbach, Schwartz, y Ortega-Vazquez (2017)	Li, Yang, Tang, Xiong, Deng y Tang (2019)	Corengia y Torres (2018)	Este trabajo
Contexto de la operación de la batería	Hogar con batería y tarifa TOU.	Hogar con paneles fotovoltaicos y precios variables en la red.	Hogar con batería y tarifa TOU.	Hogar con batería y tarifa TOU.
Capacidad de la batería	Parámetro fijo	Parámetro fijo	Capacidad inicial es un parámetro, capacidad variable en el tiempo	Capacidad inicial es un parámetro, capacidad variable en el tiempo
Penalización por pérdida de capacidad	En función objetivo, proporcional a capacidad perdida según el costo del equipo nuevo	En función objetivo, con un factor de ponderación para tener en cuenta la vida útil	En función objetivo. Además, la pérdida de capacidad afecta la operación de los días siguientes	No penaliza directamente la función objetivo, pero la pérdida de capacidad afecta los días siguientes
Validez del modelo	Días de operación	Días de operación	Años de operación	Años de operación
Método de resolución	Programación lineal mixta-entra	Programación dinámica	Programación convexa	Programación convexa
Consumo del hogar	No se considera	Se incluye	No se considera	Se incluye
Cargo por potencia contratada	No se considera	No se considera	No se considera	Se incluye
Otras características	Incluye una linealización a trozos para considerar eficiencia.	Incluye modelo de circuito eléctrico equivalente para pérdida de capacidad.	Válido para largo plazo. Valor de salvamento sobreestimado.	Válido para largo plazo. No considera valor de salvamento.

Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 2. Diagrama del sistema donde se muestran algunas de las variables de decisión.



Fuente: Elaboración de los autores

### Función objetivo

Conforme a las tarifas actuales, la función objetivo tiene dos términos principales: uno vinculado al costo de la energía consumida y otro al de la potencia contratada.

Para cada hora, el consumo de energía desde la red es la suma de la potencia que directamente abastece las necesidades del hogar ( $P_{directa}(t)$ ) y la potencia que se emplea para cargar la batería ( $P_c(t)$ ). Se aclara aquí que ni  $P_{directa}(t)$  ni  $P_c(t)$  hacen referencia a potencias instantáneas, cada una representa el valor promedio correspondiente al período  $t$ . Para calcular el costo de la energía, la potencia tomada por el hogar debe multiplicarse por la duración del intervalo de tiempo ( $\Delta t$ ) y el costo que corresponde a ese intervalo ( $Costo_{energía}(t)$  en \$U/kWh).

Con las opciones tarifarias actuales, el costo por la potencia contratada es constante ( $Costo_{pot,cont}(t)$  en \$U/kW por mes de contrato) y el usuario debe elegir entre ciertos valores de potencia contratada ( $P_{cont}$ ).

Representando el horizonte de tiempo en el que se desea utilizar el equipo con el símbolo  $\tau$ , la función objetivo expresada como el costo total a minimizar es:

**(Ec. 1)**

$$f_{objetivo} = \sum_{t \in \tau} \Delta t \cdot (P_c(t) + P_{directa}(t)) \cdot Costo_{energía}(t) + Costo_{pot,cont} \cdot P_{cont}$$

El programa desarrollado toma como insumos el tipo de batería, el perfil de consumo del usuario y la política tarifaria y determina la operación que corresponde al mayor ahorro.

### Restricciones para cubrir la demanda del usuario

El programa toma como dato el perfil de consumo esperado por parte de los usuarios en función del tiempo ( $P_{demanda}(t)$ ). Se asume que el usuario siempre tiene la energía requerida disponible, ya sea que la tome directamente de la red o la obtenga de la descarga de la batería ( $P_d(t)$ ). Esta restricción implica que el usuario no necesita cambiar su patrón de consumo.

**(Ec. 2)** 
$$P_{demanda}(t) = P_d(t) + P_{directa}(t)$$

Por otro lado, la potencia total que toma el usuario de la red, tanto para abastecer directamente el hogar como para cargar la batería, no debe superar en ningún momento la potencia máxima contratada:

**(Ec. 3)** 
$$P_c(t) + P_{directa}(t) \leq P_{cont}$$

### Restricciones vinculadas al uso de la batería

Debe verificarse el balance de energía del sistema de almacenamiento. Así, la cantidad de energía de la batería en un período dado ( $E(t)$  en kWh) corresponde a la energía del período anterior, más la energía cargada, menos la energía descargada en este período. Tanto durante el proceso de carga como de descarga, se considera que parte de la energía se pierde en la transformación de energía eléctrica a energía química, por lo que se consideran factores de eficiencia para los procesos de carga ( $\eta_c$ ) y descarga ( $\eta_d$ ). Estos factores se definen respecto a las potencias consumidas y entregadas efectivamente por la batería tal como se indica en la figura 2.

**(Ec. 4)**

$$E(t) = E(t-1) + \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(t) - P_d(t) / \eta_d)$$

Una aclaración relevante es que la batería no puede ser cargada y descargada simultáneamente, o sea  $P_c(t) \cdot P_d(t) = 0$ . Si bien esta es una estrategia matemáticamente posible (o sea una solución factible), en la práctica nunca es óptima y, por lo tanto, no es necesario incluir explícitamente esta restricción en el problema. Una discusión más profunda sobre este efecto puede encontrarse en Castillo y Gayme (2013) y Corengia y Torres (2018).

La cantidad de energía almacenada en la batería está limitada por su capacidad. Debido a que ciclos de carga y descarga entre 0% y 100% de su capacidad aumentan la velocidad del proceso de degradación, se incluyen límites a los valores máximos y mínimos de la cantidad de energía almacenada en la batería. Estos límites son referidos como ciertas fracciones ( $fracc_{max}$  y  $fracc_{min}$ ) de la capacidad remanente en el tiempo correspondiente ( $C(t)$  en kWh). El peso de este fenómeno y los límites recomendados dependen del tipo de batería que se use.

$$(Ec. 5) \quad E(t) \geq fracc_{min} C(t)$$

$$(Ec. 6) \quad E(t) \leq fracc_{max} C(t)$$

De forma análoga, las ecuaciones 7 y 8 limitan los valores de potencia máxima de carga y descarga. Estas expresiones buscan evitar el envejecimiento excesivo de las baterías, pero también son límites para el funcionamiento seguro que evitan sobrecalentamientos.

$$(Ec. 7) \quad P_c(t) \leq 3 \cdot C(t) / \Delta t$$

$$(Ec. 8) \quad P_d(t) \leq 3 \cdot C(t) / \Delta t$$

## Restricciones vinculadas a la degradación de la batería

Los mecanismos de degradación son mecanismos complejos que en la práctica dependen de la temperatura, el estado de carga de la batería y la profundidad del ciclo de carga/descarga, entre otros (Jafari, Khan y Gauchia, 2018). Para algunas aplicaciones los modelos pueden simplificarse: Li, Vilathgamuwa, Choi, Farrell, Tran y Teague (2019) han mostrado que cuando se emplean baterías Li-ion para el desplazamiento temporal del consumo residencial, puede capturarse buena parte de la degradación con modelos reducidos. Esto se debe a que los ciclos diarios característicos de este uso por lo general pueden ser satisfechos con velocidades bajas de carga y descarga. Esto hace que las baterías sean menos susceptibles a aumentos de temperatura o variaciones de concentración localizadas.

En este trabajo se modela la pérdida de capacidad como un polinomio de segundo orden con respecto a la potencia de carga o descarga.

### (Ec. 9)

$$x(t) \geq \Delta t \left( \alpha_1 \left( \frac{P_c(t) + P_d(t)}{C_0} \right)^2 + \alpha_2 \left( \frac{P_c(t) + P_d(t)}{C_0} \right) \right)$$

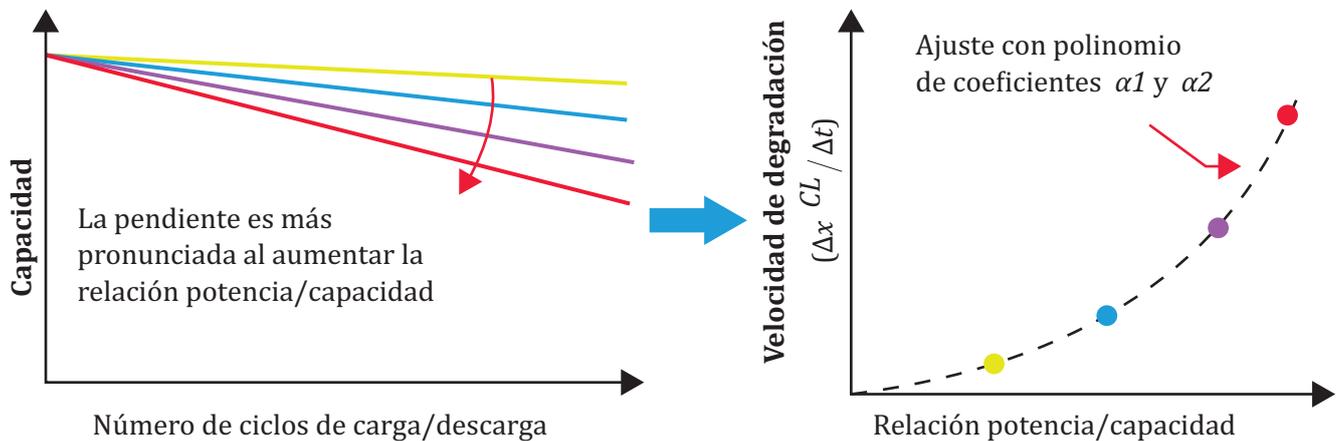
En esta ecuación, la variable  $x(t)$  corresponde a la fracción de pérdida de capacidad de la batería en cada intervalo de tiempo, mientras que el parámetro  $C_0$  representa la capacidad inicial de la batería y los factores  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  se ajustan con valores experimentales de ensayos que vinculan la pérdida de capacidad con el número de ciclos de operación, a distintas velocidad de carga.

Para la determinación de  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  se emplearon curvas de pérdida de capacidad de la batería en función del número de ciclos de carga/descarga. En cada experimento se emplea un mismo valor de  $P_c(t)$  y  $P_d(t)$  que simplificaremos como  $P$ .

Si la curva correspondiente a cada potencia  $P$  se ajusta a una recta de pendiente  $k_p$  (figura 3), puede obtenerse para cada relación  $P/C_0$  una velocidad de degradación, siguiendo una metodología similar a la desarrollada por Sarker, Murbach, Schwartz y Ortega-Vazquez (2017). Luego, siguiendo la referencia (Corengia y Torres, 2018) estos puntos se ajustan con un polinomio de segundo orden con ordenada en el origen nula: el término lineal con la potencia representa el aporte a la pérdida de capacidad proporcional al uso de

la batería; el término cuadrático representa el aporte a la pérdida de capacidad proporcional a la velocidad con que se usa la batería. Este último término no es usualmente incluido en las formulaciones, pero es de relevancia porque aumentar la velocidad de las reacciones electroquímicas aumenta su ineficiencia termodinámica. Esto se traduce en un mayor sobrepotencial que, por un lado, favorece reacciones secundarias irreversibles (pérdida de capacidad permanente) y, por otro, favorece la disipación de energía como calor.

Figura 3. Determinación de parámetros  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  para el modelo de degradación. Cada pendiente de la figura de la izquierda resulta en un punto de la figura de la derecha.



Fuente: Elaboración de los autores

Cabe señalar que el modelo de degradación implica que la ecuación 9 se comporte como una igualdad, pero ésta puede ser relajada a una desigualdad para resolver el problema con herramientas de optimización convexa. Este análisis fue ya incluido en Corengia y Torres (2018).

Por último, la capacidad remanente en la batería en cierto intervalo de tiempo se calcula como la correspondiente al tiempo anterior menos la pérdida de capacidad incurrida en ese intervalo.

**(Ec. 10)** 
$$C(t) = C(t - 1) - C_0 \cdot x(t - 1)$$

**Formulación del problema de optimización**

Dada la discusión anterior el problema de optimización se postula como:

**(Ec. 11)** 
$$\min_{P_d(t), P_c(t), P_{cont}} f_{objetivo}$$
  
 s.a. Ecuaciones 2-10

Tal cual está escrito en la ecuación 11 incluye a una variable que estrictamente debe considerarse entera ( $P_{cont}$ ). Sin embargo, como quedará más claro en la discusión, es beneficioso

incorporarla al modelo como una variable continua que pueda tomar distintos valores para cada año de uso. Con esta consideración se puede demostrar que el problema de la ecuación 11 es convexo. El análisis es análogo al presentado en (Corengia y Torres, 2018) y no se repetirá aquí.

Este problema se implementó en el software GAMS v24.8.5 y se utilizó el algoritmo basado en el método del punto interior IPOPT 3.12, para su resolución. Se modificó el parámetro *reslim* para aumentar el tiempo de CPU; el resto de los parámetros de simulación fueron dejados en sus valores por defecto.

## CASOS DE ESTUDIO

Es de interés aplicar el problema descrito en la sección anterior a curvas de consumo de distintos usuarios. Estas curvas pueden provenir de medidas directas del consumo de un usuario en particular, o de curvas promedio que representen un tipo de usuario. En Uruguay, aunque ya hay un porcentaje de usuarios residenciales que poseen medidores inteligentes y hay antecedentes de trabajos en clasificación de los usuarios en patrones de consumo, estos datos no son aún públicos. Por lo tanto, se tomaron para las simulaciones curvas de consumo reportadas en Bayas, Jaramillo, Betancourt y Reinoso (2009) y Kwac, Flora y Rajagopal (2014). En la primera se presentan medidas de consumo de una residencia estudiantil (usuario particular); en la segunda el resultado del proceso de clasificación de múltiples clientes en múltiples días. Se presentan a continuación las características más relevantes de las curvas empleadas.

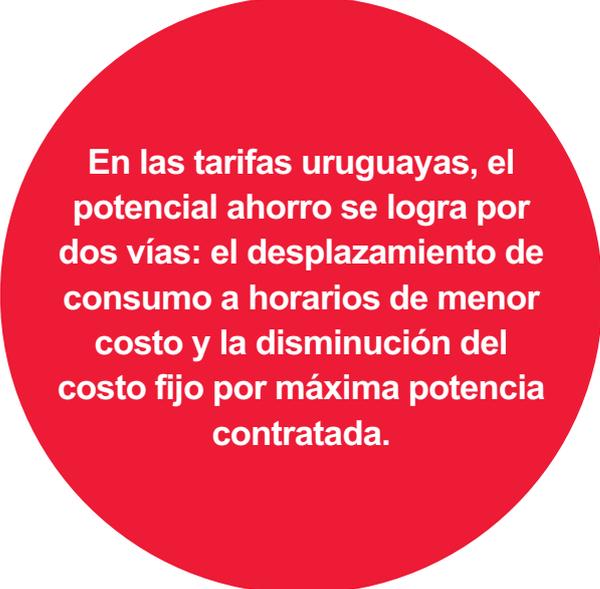
### Curva de usuario “particular”

La figura 4 muestra la curva de consumo de un día en una residencia estudiantil ecuatoriana. Se emplearon datos reportados por Bayas, Jaramillo, Betancourt y Reinoso (2009), ajustando los valores allí reportados a la frecuencia que se almacenan los datos almacenados de generación eléctrica en Uruguay; 10 minutos (ADME; 2019).

Las características de este consumidor son:

- un consumo “basal” (no nulo) independiente de las actividades humanas y picos pequeños debido a equipos que se encienden intermitentemente. Este comportamiento es característico de ciertos electrodomésticos presentes en la mayoría de los hogares (Issi y Kaplan, 2018).
- picos de mayor consumo en las horas de la mañana y de la noche; presumiblemente antes y después de la jornada de estudio.
- un pico de consumo menor a los anteriores al mediodía.

Este tipo de patrón de consumo que tiene dos picos importantes, uno en la mañana y otro en la tarde, se repite en hogares de diversas partes del mundo: California EE.UU. (Kwac, Flora y Rajagopal, 2014), diversos puntos de Estados Unidos a través de la red *Pecan Street* (Tang, Lee, Wang, y Yang, 2019), zonas rurales de Tailandia, Australia, Filipinas, Laos (Prinsloo, Dobson y Brent, 2016), y también se ha identificado como uno de los perfiles característicos de los usuarios de UTE en Uruguay (R. Porteiro, S. Garabedian y S. Nesmachnow, 2019). El pico del mediodía es dependiente de las condiciones y costumbres regionales.



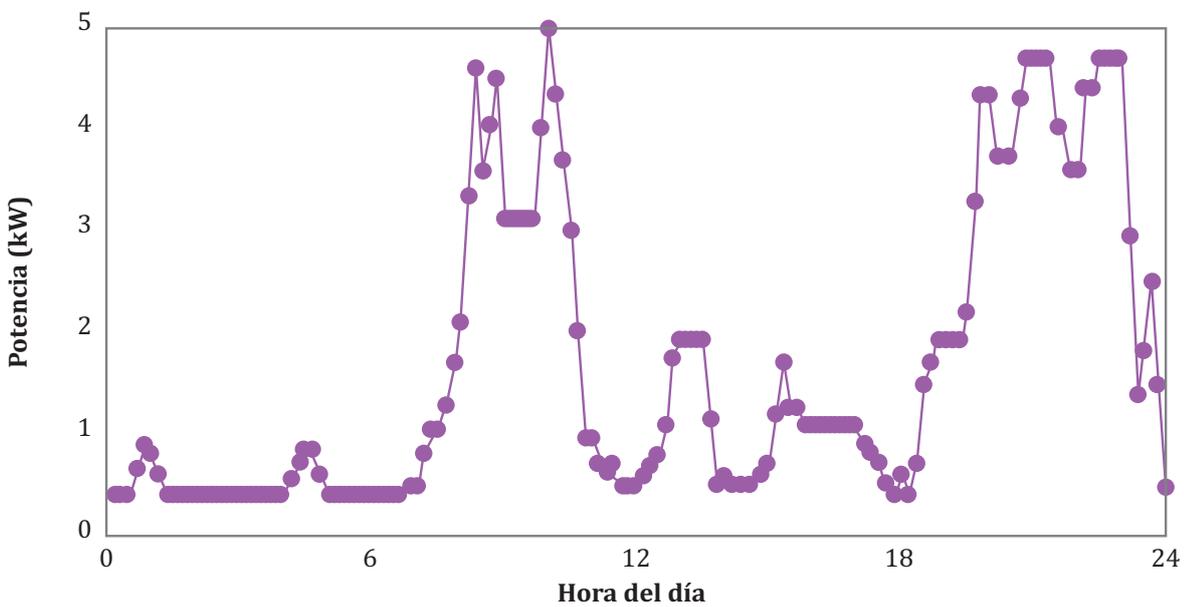
**En las tarifas uruguayas, el potencial ahorro se logra por dos vías: el desplazamiento de consumo a horarios de menor costo y la disminución del costo fijo por máxima potencia contratada.**

### Curvas representativas de patrones de consumo

Estas curvas se toman del trabajo de Kwac, Flora y Rajagopal (2014), quienes emplearon algoritmos de agrupamiento para clasificar los perfiles diarios de 220 mil hogares en California, Estados Unidos. La figura 5 presenta los tres perfiles diarios que los autores reportan

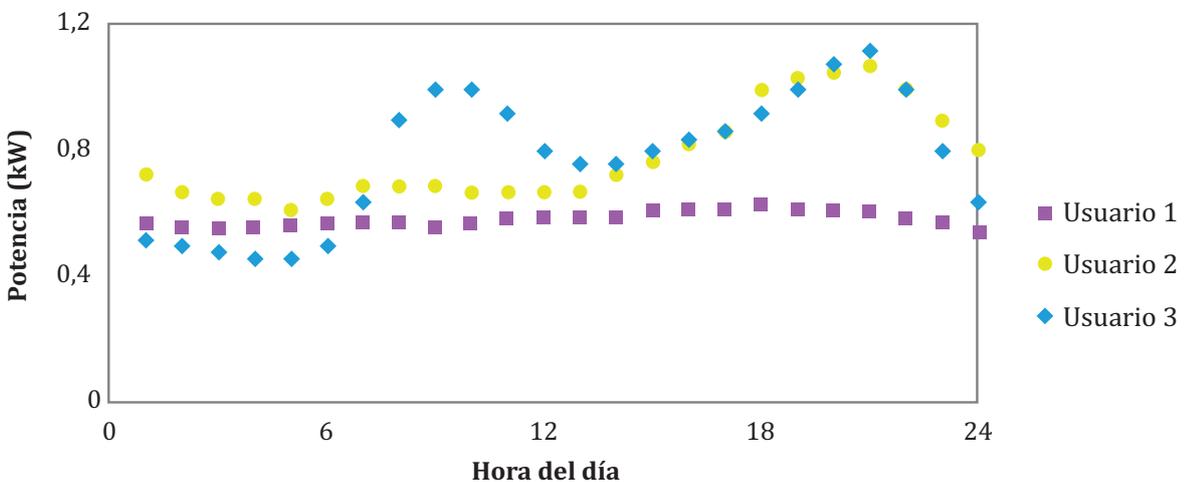
como más frecuentes. La curva 1 representa usuarios con un consumo horario de energía aproximadamente constante; la curva 2 usuarios cuyo consumo se incrementa levemente en la tarde/noche; y la curva 3 usuarios con un pico de consumo en la mañana y otro en la noche. Los consumos diarios promedio fueron 13.92 kWh, 18.57 kWh y 18.64 kWh respectivamente.

Figura 4. Perfil de consumo de un usuario particular.



Fuente: Elaboración de los autores a partir de figura 16 en (Bayas, Jaramillo, Betancourt y Reinoso, 2009). Los puntos contiguos similares fueron promediados.

Figura 5. Perfil de consumo en base horaria para tres tipos distintos de hogares.



Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos publicados por Kwac, Flora y Rajagopal (2014).

Cabe notar que, en comparación con el usuario particular, estas curvas aparecen “suavizadas”. Esto se debe a que (i) estas curvas son valores promedios de varios clientes, y (ii) en los programas de clasificación hay un compromiso entre el detalle de la curva, la cantidad de grupos en los que se desea clasificar y los requerimientos computacionales. Por tanto, cuantos más patrones se tienen para analizar, en general menor es la frecuencia de la toma de datos.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En todas las simulaciones, se asumieron los costos referidos a la tarifa eléctrica ( $Costo_{energía}(t)$  y  $Costo_{pot,cont}(t)$ ) del Uruguay: pliego vigente para el sector residencial de la empresa estatal UTE (UTE, 2019). Para mostrar diferentes estrategias, se emplearon dos capacidades iniciales de batería: 5 y 10 kWh.

En cuanto a la pérdida de actividad de la batería, se utilizaron coeficientes  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  de  $1E-5$  y  $1.5E-4$  respectivamente, con unidades en la ecuación 9:  $P_c(t)$  y  $P_d(t)$  kW,  $C_0$  kWh y  $\Delta t$  h. El orden de estos valores se obtuvo a partir de los datos experimentales con baterías Li-ion Níquel - Manganeso - Cobalto reportados por Sarker, Murbach, Schwartz y Ortega-Vazquez (2017). Estos datos corresponden a relaciones entre  $P_c/C_0$  y  $P_d/C_0$  hasta 3:1, por lo que son válidos siempre que se cumplan las ecuaciones 7 y 8. Los límites del estado de carga (ecuaciones 5 y 6), se asumieron en 20% y 80%. Para las potencias de carga y descarga máxima (ecuaciones 7 y 8), se limitó a la potencia correspondiente a una carga/descarga completa en 20 min. Los factores de eficiencia  $\eta_c$  y  $\eta_d$  se asumieron 95%.

Para la presentación de los resultados se consideran en primer lugar las curvas de los patrones de consumo descritos en la sección Curvas representativas de patrones de consumo (p. 62), ya que permiten analizar

cuantitativamente las estrategias óptimas para cada tipo de usuario. El análisis cuantitativo se presenta luego, utilizando los datos del usuario particular descritos en la sección Curva de usuario “particular” (p. 61).

## Estrategia de utilización óptima para distintos patrones de consumo

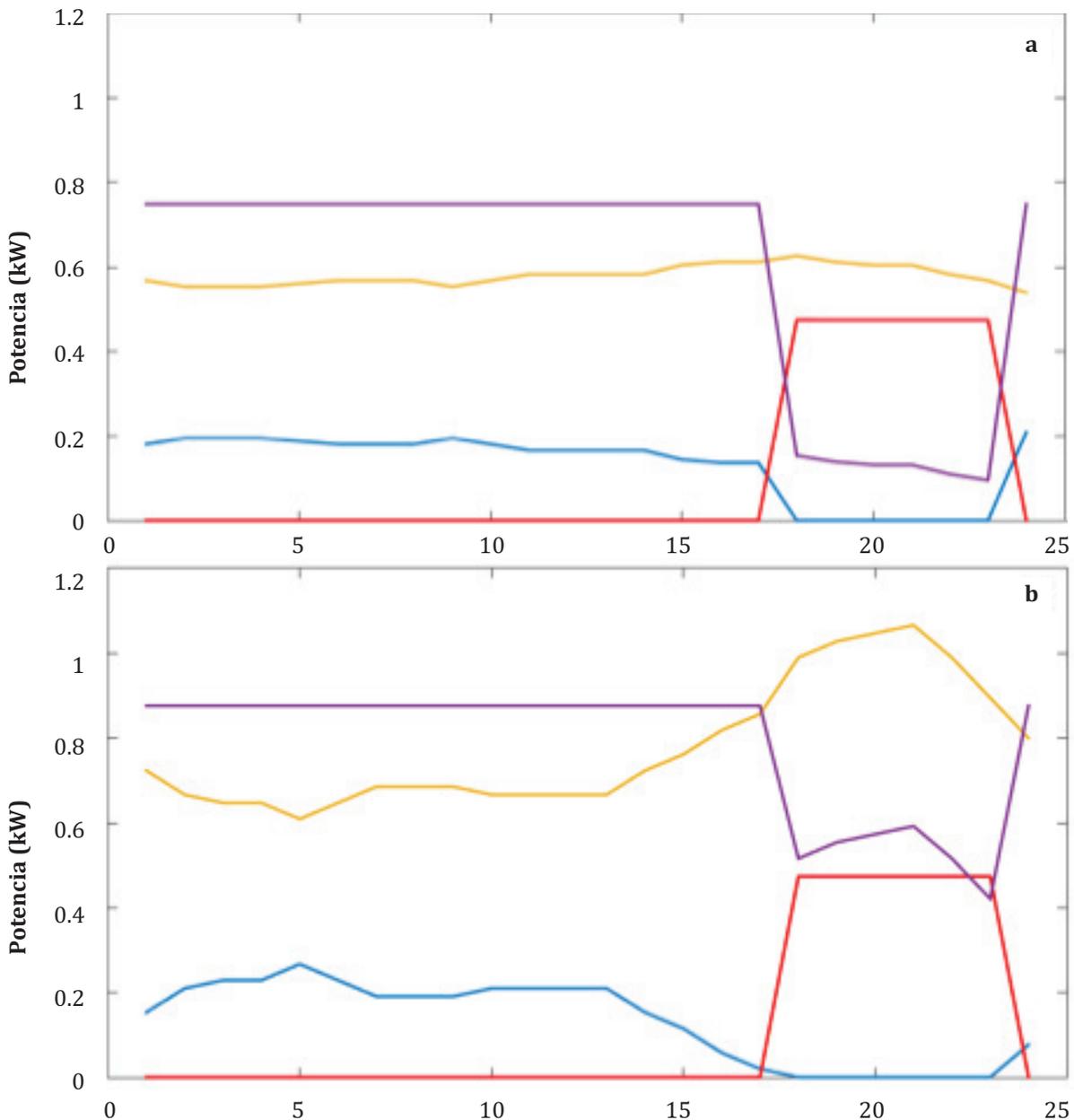
La figura 6 muestra las estrategias óptimas de operación de los usuarios de la figura 5, cuando se instala una batería de 5 kWh y se contrata la tarifa 2H. Se asume un período de uso de la batería de tres años. Se representa en la misma la demanda de potencia del hogar (patrón de consumo), la potencia requerida para la carga de la batería, la potencia descargada por la batería y la potencia total tomada de la red por el hogar, para los primeros días de uso, o sea la batería nueva.

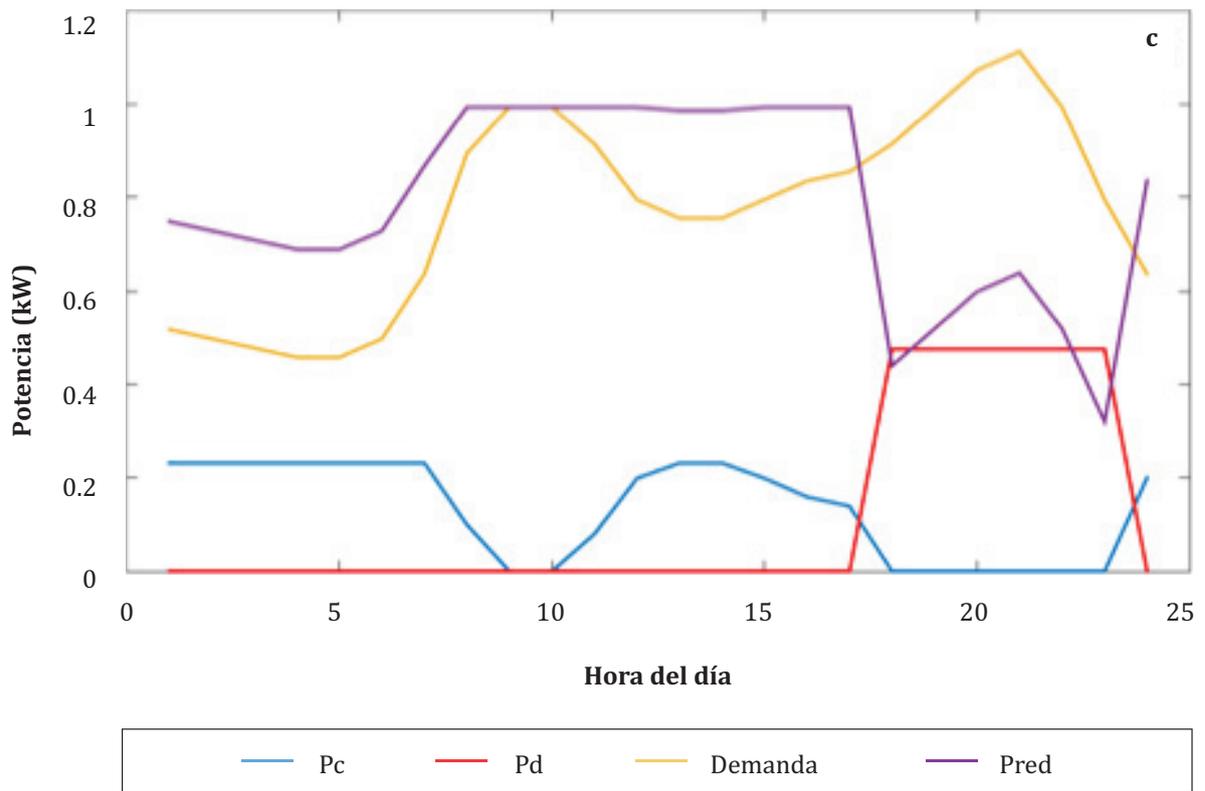
Como se aprecia en las curvas de potencia total tomada de la red, para los tres tipos de usuario hay un desplazamiento del consumo de energía de la red, desde el horario de mayor precio al horario de menor precio, tal como se buscaba. Se verifica que la batería se carga lentamente en los horarios de menor precio y se descarga a mayor velocidad en el horario de mayor precio. Se destaca que mientras que la descarga siempre es a velocidad constante, la carga es a velocidad variable. Esto puede interpretarse como una preferencia del programa a no aumentar la potencia contratada. O sea, para los parámetros empleados un aumento en la potencia contratada es más costoso que el cambio en la pérdida de capacidad de la batería por no cargar uniformemente. Esto es una diferencia con respecto al trabajo anterior (Corengia y Torres, 2018) en donde al considerar solamente el uso óptimo de la batería (sin incorporar las restricciones de consumo de los usuarios) se encontraba que la estrategia que minimiza la pérdida de capacidad de ésta es la carga y descarga uniforme.

Otra apreciación interesante es en cuanto al efecto sobre la potencia que se debe contratar de la red. Mientras que el usuario 1 debió aumentar levemente su potencia contratada, los usuarios 2 y 3 la disminuyeron. Esto surge de comparar la potencia máxima demandada por el usuario contra la potencia máxima tomada desde la red. Sin instalar la batería, el usuario debería contratar la primera, instalando la batería contrata la segunda. De esta forma, este programa orienta al usuario en la selección de la potencia a contratar.

Cabe destacar que, en el caso del usuario 3 la potencia máxima tomada desde la red coincide con el pico de demanda en el horario de bajo precio. Aquí uno podría preguntarse, por qué no se elige una estrategia que contrate a menor potencia y emplee la batería para evitar este pico de consumo. La respuesta está en el balance entre el ahorro logrado por disminuir la potencia contratada en el primer año y la pérdida de capacidad de la batería que condiciona el ahorro futuro.

Figura 6. Operación óptima de Usuarios 1 (a), 2 (b) y 3 (c).



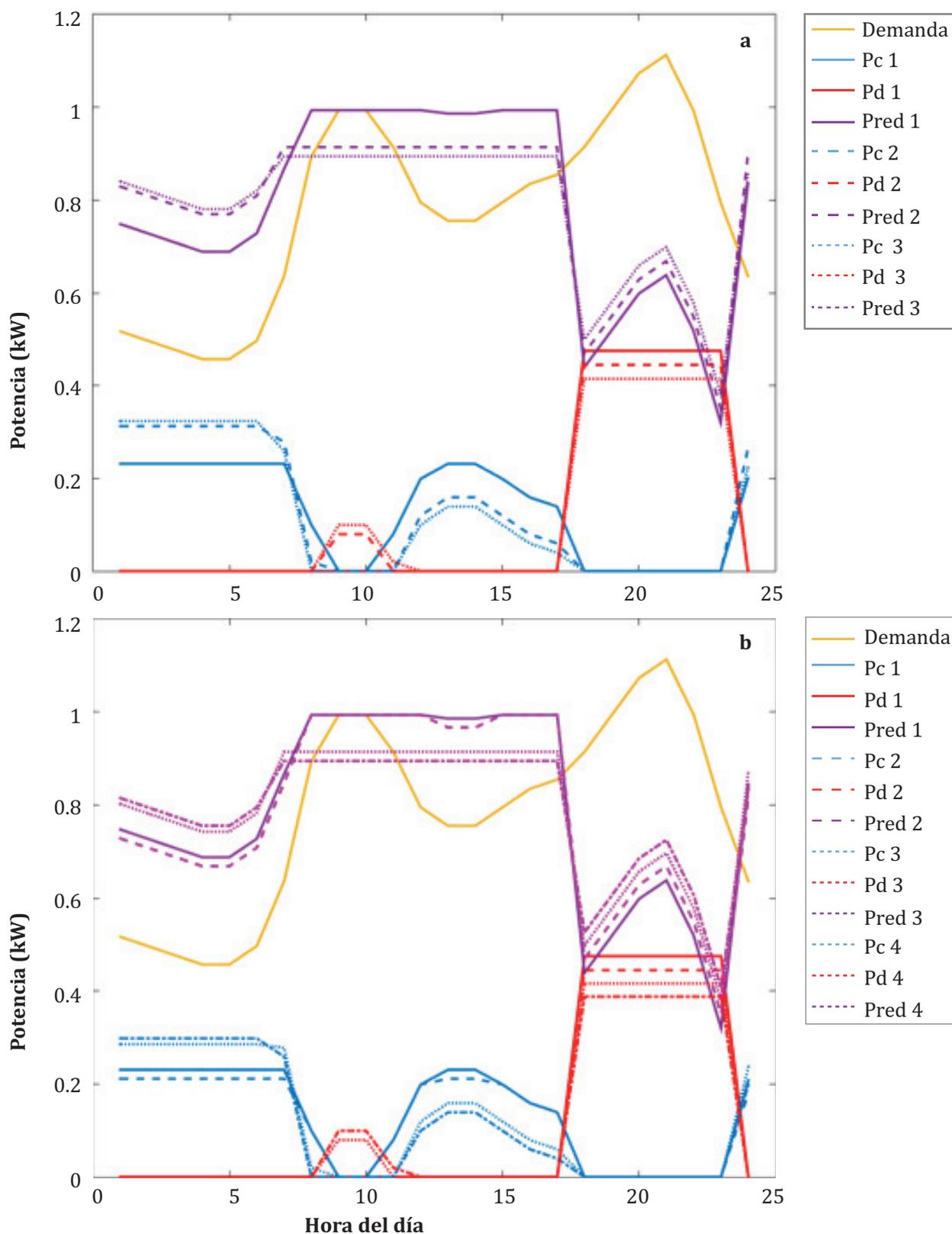


Fuente: Elaboración de los autores.



Foto de Zbynek Burival en Unsplash.

Figura 7. Estrategia óptima correspondiente al usuario 3 para el primer día de cada año, según el período de optimización sea 3 (a) o 4 años (b).



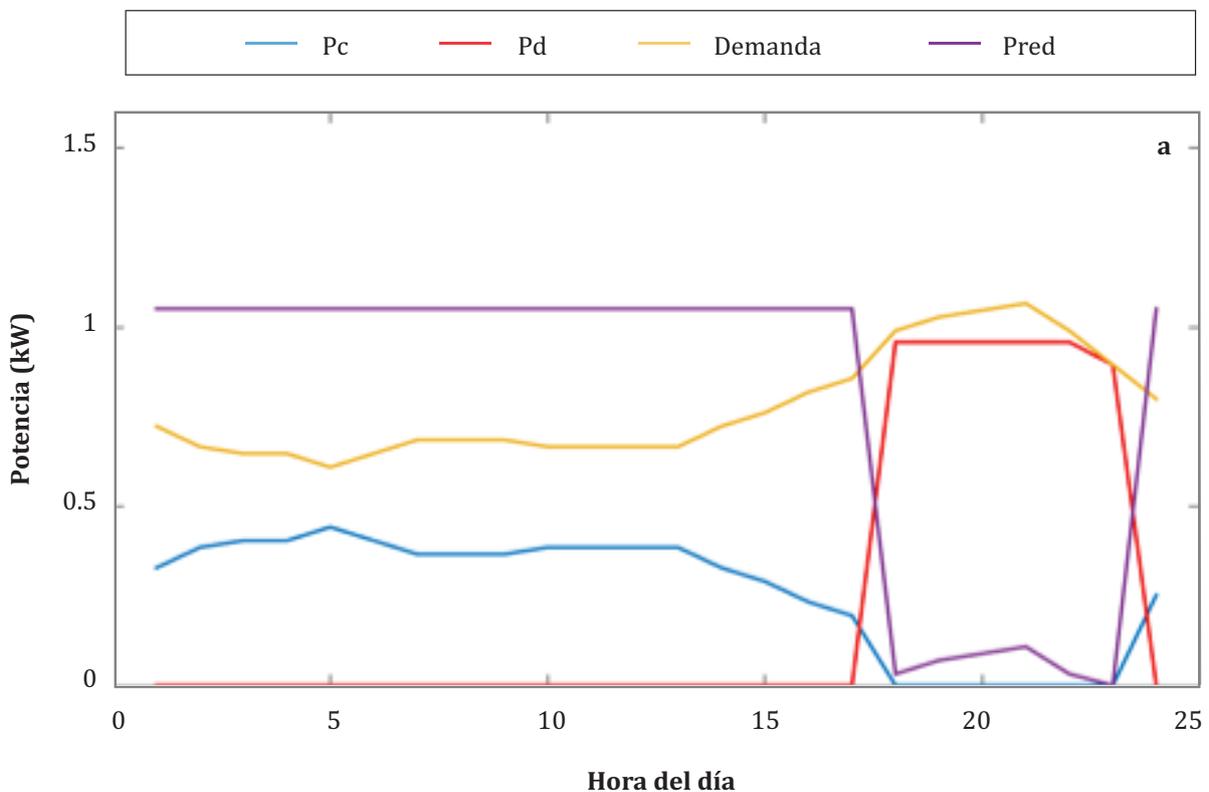
Fuente: Elaboración de los autores.

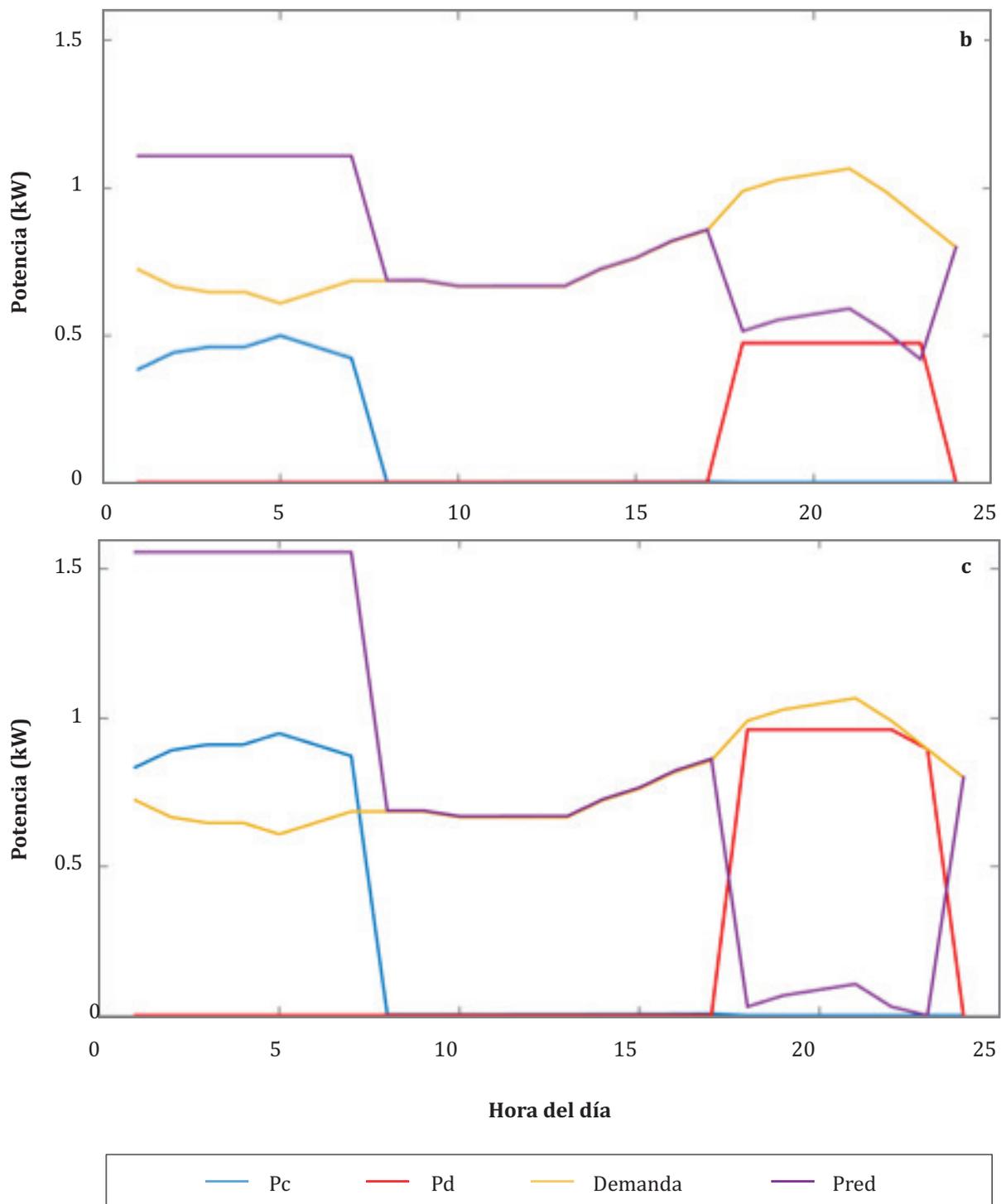
Para ilustrar este efecto, la figura 7 muestra el cambio en la estrategia óptima para los siguientes años de operación. Como se aprecia, al aproximarse el final del período de uso asumido para la batería, la estrategia óptima implica una disminución progresiva de la potencia contratada a expensas de más de un ciclo diario de carga/descarga de la batería. Este efecto obviamente depende de la elección del período de uso esperado. Las figuras 7a y 7b muestran respectivamente los cambios en la estrategia, según se consideren 3 o 4 años.

La figura 8 muestra cómo cambia la estrategia óptima de operación del usuario 2 cuando se cambia la capacidad inicial de la batería instalada (de 5 a 10 kWh) o el tipo de tarifa (de 2H a 3H). En comparación con instalar una batería de menor capacidad con una tarifa 2H,

ambos fenómenos implican un aumento en la selección de la potencia contratada. Esto se explica porque (i) al aumentar la capacidad de la batería, aumenta la cantidad de energía cuyo consumo directo de la red puede desplazarse de los horarios caros a los baratos, y sucede porque con las tarifas usadas, este ahorro supera el aumento por cargo fijo; (ii) al cambiar a tarifa 3H el horario económico es de menor duración (18 hs en 2H a 7 hs en 3H) por lo tanto se debe entregar más energía a la batería en el mismo intervalo de tiempo. Nótese que en el horario intermedio no hay actividad de la batería. Como se observa en la figura 8c, ambos efectos se suman al considerar la mayor capacidad y la tarifa triple horario, resultando una mayor potencia contratada que si no se utilizara auto-acumulación en batería. Igual, claramente el usuario ahorra.

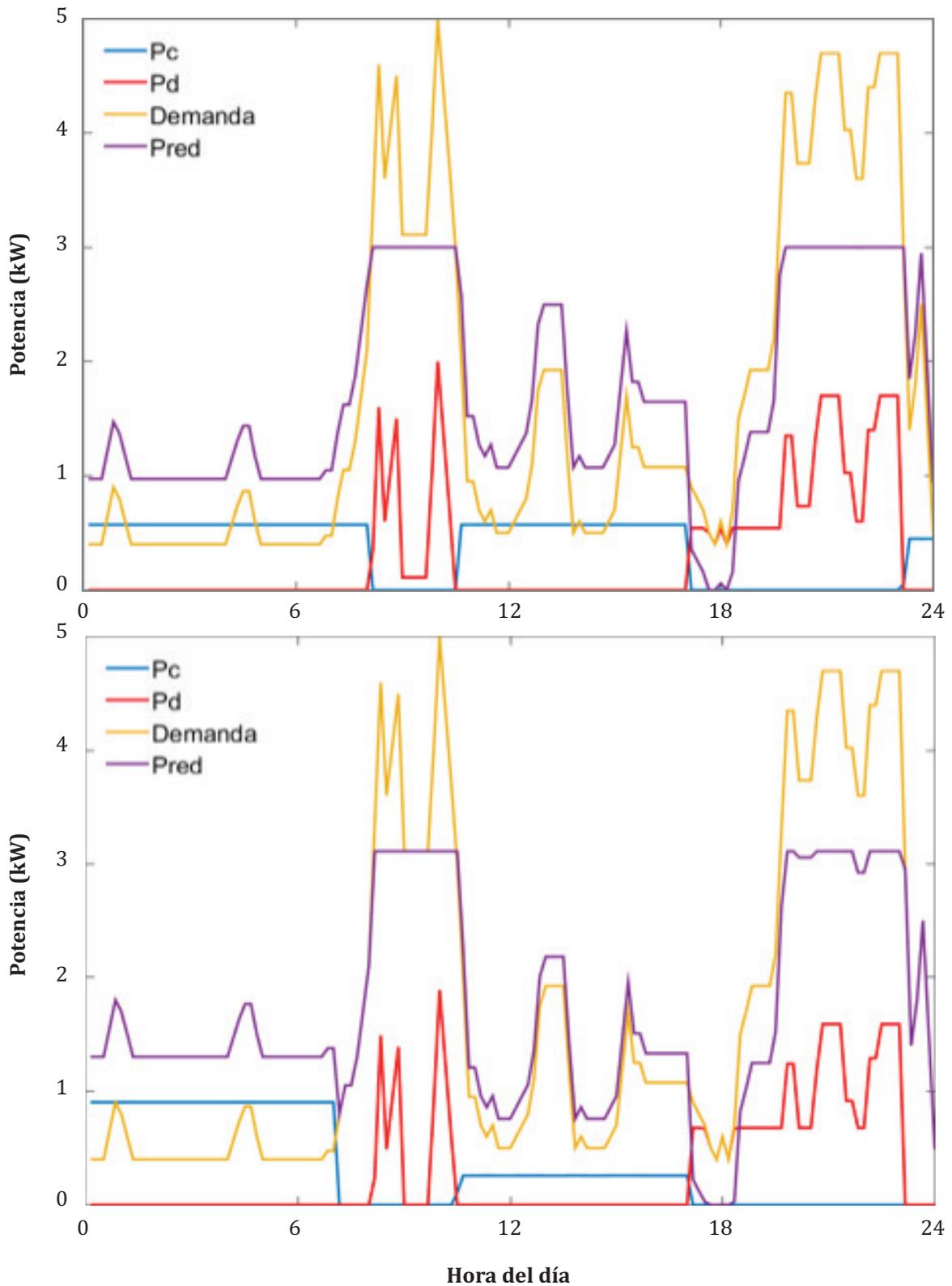
Figura 8. Operación óptima del usuario 2 con: a) tarifa 2H y batería 10kWh ; b) tarifa 3H y batería 5kWh ; c) tarifa 3H y batería 10kWh.





Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 9. Operación óptima de la residencia estudiantil con: arriba) tarifa 2H y batería 10kWh; debajo) tarifa 3H y batería 10kWh.



Fuente: Elaboración de los autores.

Finalmente, cabe mencionar que en todos los casos las restricciones vinculadas a los máximos valores de potencia de carga y descarga de la batería (ecuaciones 7 y 8) nunca llegan a activarse. Esto se debe a que, como se comentó en la sección de Casos de Estudio, estas curvas están suavizadas con respecto a un usuario particular.

### **Estrategia de utilización óptima para usuario particular**

En la figura 9 se muestran los resultados correspondientes a una residencia estudiantil de la cual se tiene su consumo real cada 15 minutos. Este aumento en la cantidad de medidas con respecto al caso anterior lleva a que por un lado se tenga mayor resolución (capturando picos que se perdían al considerar patrones promedio) y por otro a que el número de variables de decisión del problema aumente considerablemente. Además, en comparación con las curvas anteriores, se tiene una mayor diferencia entre los mínimos y máximos de consumo. O sea, la potencia que consume el hogar presenta mayor variación a lo largo del día. Intuitivamente esta mayor variación hace más atractiva la estrategia de instalar baterías para reducir los picos de consumo y disminuir el cargo fijo por potencia contratada.

Las simulaciones realizadas con un período de 2 años de uso de una batería y capacidad inicial de 10 kWh, verifican esta estrategia para ambas tarifas: el usuario puede reducir su potencia contratada, desde 5.0 kW a 3.0 y 3.1 kW bajo las tarifas 2H y 3H, respectivamente.

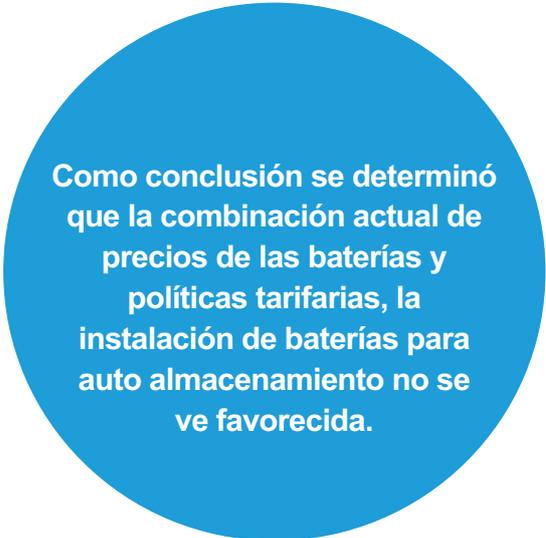
En cuanto al pico de la mañana, puede observarse que en ambos casos a pesar de que el costo de la energía es bajo, la estrategia óptima es descargar parcialmente la batería en este horario para reducir el pico de consumo desde la red (ver curvas entre 8 y 10:30 AM). En el caso de 3H, a diferencia de lo visto en la figura

8c, la batería se carga parcialmente en el horario de precio intermedio, para poder desplazar una carga completa de batería en el horario de mayor precio.

En cuanto al pico de la tarde, una diferencia notoria con el caso de las curvas suavizadas, es que la descarga de la batería se utiliza fundamentalmente para modularlo. Esto puede tener como desventaja que, si en algún día el consumo es puntualmente mayor que el esperado, la cantidad de energía almacenada puede no alcanzar para respetar la potencia contratada. Por lo tanto, este tipo de curva de descarga indica que el usuario debe considerar alguna medida extra para asegurarse el suministro de energía: o bien incrementa la capacidad a instalar o la potencia contratada con respecto a la seleccionada por el programa.

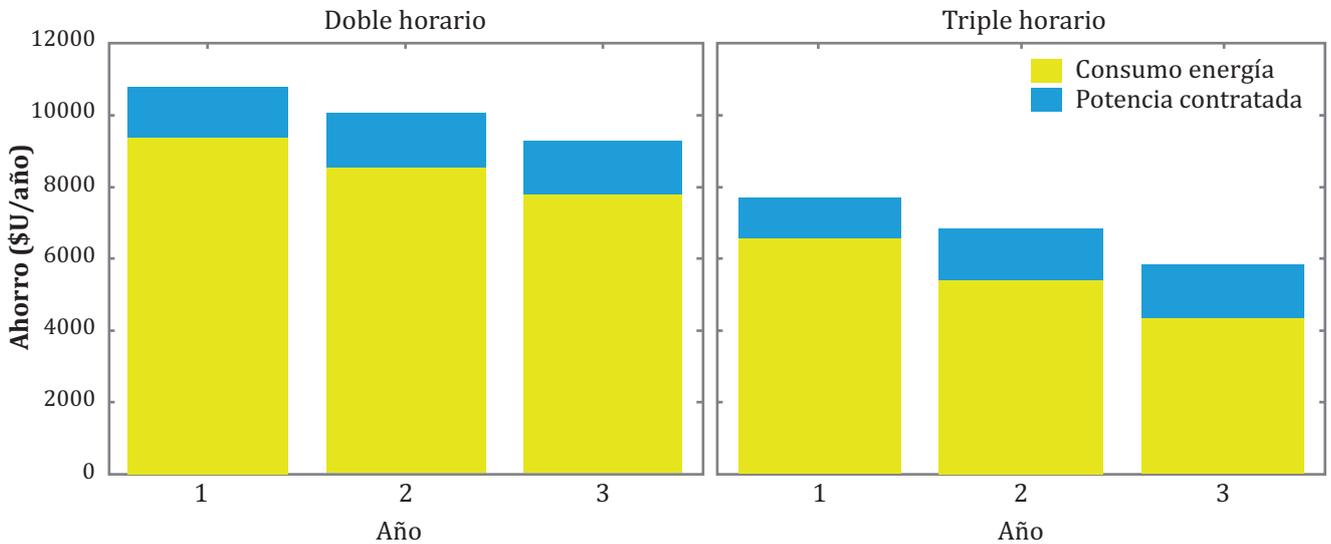
### **Aplicación de la herramienta desarrollada para análisis de inversión.**

A partir de las estrategias obtenidas con el programa se puede cuantificar el ahorro esperado en la factura. A modo de ilustración, la figura 10 muestra el ahorro que puede lograrse con el patrón de consumo de la figura 4 en un horizonte de 3 años con una batería de 10 kWh, separando los aportes al ahorro según se deban a la disminución de potencia contratada, o al cambio de horario del consumo de energía.



**Como conclusión se determinó que la combinación actual de precios de las baterías y políticas tarifarias, la instalación de baterías para auto almacenamiento no se ve favorecida.**

Figura 10. Ahorros generados al instalar una batería de 10kWh para el caso de estudio de la Sección “Aplicación de la herramienta desarrollada para análisis de inversión”.



Fuente: Elaboración de los autores.

Debe señalarse que, en el caso de esta residencia sin instalar la batería lo más conveniente es optar por la tarifa 2H, y los ahorros que se lograrían con la batería instalada se calculan en ambos casos contra ese valor.

La primera conclusión es que, a pesar de que la tarifa horaria 3H tiene un horario de precio más bajo para cargar la batería, la combinación tarifa, curva de consumo y batería de 10 kWh resulta en que el mayor ahorro se alcanza contratando la tarifa 2H. Esto se debe a la diferencia de precios entre tarifas en el horario de 7 a 17 horas.

Por otra parte, para los valores actuales de las baterías (500 USD/kWh según las proyecciones de LAZARD (2018)), es claro que en el caso del ejemplo no es redituable aun adquirir una batería nueva con este fin ya que acumulando en tres años se ahorraron solo 30,000 pesos y se requirió una batería de 10 kWh. Si se considera una tasa de costo de capital de 10%, el valor máximo que puede pagarse para un Valor Actual Neto positivo es de 25,000 \$U

(aproximadamente 700 USD a valores 2019). Evidentemente 3 años es un tiempo muy corto para amortizar el equipo, pero igualmente la diferencia permite inferir que no es económico. Una alternativa podría ser adaptar una batería usada proveniente de otro fin, como por ejemplo el sector automotriz. Estudios experimentales de estas baterías de segundo uso son necesarios para definir el modelo de degradación y resolver este problema descrito en la ecuación 11 con los parámetros correspondientes.

## CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una herramienta basada en optimización para analizar el beneficio de instalar baterías como forma de reducir la tarifa eléctrica en usuarios que hacen uso de tarifas inteligentes.

A grandes rasgos hay tres mecanismos que definen la estrategia óptima: (i) el desplazamiento del consumo de energía de la red a un horario de menor precio; (ii) la reducción de los picos

de consumo como forma de reducir el costo fijo por potencia contratada; y (iii) la pérdida de capacidad de las baterías que limita el ahorro futuro. El programa desarrollado permite definir la estrategia de carga/descarga de la batería y la potencia a contratar de la red, que mejor balancea estos efectos para lograr el mayor ahorro en períodos largos de tiempo (años de uso del equipo).

Utilizando el programa se encontraron las estrategias óptimas para tres curvas representativas de patrones de consumo y una curva de un usuario específico. Las tres primeras permitieron un análisis cualitativo de la incidencia de los tres mecanismos para distintos parámetros (tipo de tarifa, capacidad de batería, tiempo de uso esperado); y la última permitió un análisis cuantitativo del ahorro generado.

A partir de estos análisis se puede concluir que las interacciones entre los parámetros son complejas lo que justifica el uso de la herramienta desarrollada para seleccionar conjuntamente la potencia a contratar y la estrategia de operación. Además, permite inferir en qué casos se deben tomar recaudos para respetar la potencia contratada una vez que ésta ya fue definida.

## REFERENCIAS

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (10/05/2019). Pliego tarifario. Recuperado de <https://portal.ute.com.uy>

Bayas, L., Jaramillo, M., Betancourt, E. y Reinoso, J.P. (2009). La tarifa horaria en el Ecuador como incentivo de eficiencia energética. *Revista politécnica*, 30(1), 53-68.

Castillo, A.; Gayme, D.F. (2013). Profit maximizing storage allocation in power grids. Trabajo presentado en 52nd IEEE Conference on Decision and Control, Florencia, Italia. doi:10.1109/CDC.2013.6759919.

Corengia, M., Torres, A.I. (2018). Effect of tariff policy and battery degradation on optimal energy storage. *Processes*, 6(10), 204. doi: 10.3390/pr6100204

Corengia, M., Torres, A.I. (2019). Operación óptima de baterías bajo el actual régimen tarifario. Trabajo presentado en II Congreso Agua Ambiente y Energía, Montevideo, Uruguay.

Instituto Nacional de Estadística (24/01/2020). Recuperado de <http://www.ine.gub.uy/cotizacion-de-monedas>

Issi, F. y Kaplan, O. (2018). The Determination of load profiles and power consumptions of home appliances. *Energies*, 11(3), 607. doi:10.3390/en11030607

Jafari, M., Khan, K. y Gauchia, L. (2018). Deterministic models of Li-ion battery aging: It is a matter of scale. *Journal of Energy Storage*, 20, 67-77. doi: 10.1016/j.est.2018.09.002

Jankowiak, C., Zacharopoulos, A., Brandoni, C., Keatley, P., MacArtain, P. y Hewitt, N. (2019). The Role of domestic integrated battery energy storage systems for electricity network performance enhancement. *Energies*, 12(20), 3954. doi:10.3390/en12203954

Kwac, J., Flora, J. y Rajagopal, R. (2014). Household energy consumption segmentation using hourly data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 420-430. doi:10.1109/TSG.2013.2278477

- LAZARD. LAZARD's levelized cost of storage analysis— Version 4.0. Reporte técnico, 2018. Recuperado de <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>
- Li, Y., Vilathgamuwa, M., Choi, S.S., Farrell, T.W., Tran, N.T. y Teague, J. (2019). Development of a degradation-conscious physics-based lithium-ion battery model for use in power system planning studies. *Applied Energy*, 248, 512-525. doi:10.1016/j.apenergy.2019.04.143
- Li, Y., Yang, Y., Tang, J., Xiong, B., Deng, X. y Tang, D. (2019). Design of degradation-conscious optimal dispatch strategy for home energy management system with rooftop PV and lithium-ion batteries. Trabajo presentado en 4th International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid, IGBSG 2019, Yichang, China. doi:10.1109/IGBSG.2019.8886194
- Parrish B., Heptonstall, P., Gross, R. y Sovacool B.K. (2020). A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy*, 138, 111221. doi:10.1016/j.enpol.2019.111221
- Porteiro, R., Garabedian, S. y Nesmachnow, S. (febrero, 2019). Clasificación de curvas de carga en redes inteligentes. Trabajo presentado en la 2a edición del Workshop Internacional: "Planificación de Transporte y Ciudades Inteligentes", Montevideo, Uruguay.
- Prinsloo, G., Dobson, R. y Brent, A. (2016). Scoping exercise to determine load profile archetype reference shapes for solar co-generation models in isolated off-grid rural African villages. *Journal of Energy in Southern Africa*, 27(3), 11-27.
- Sarker, M.R., Murbach, M.D., Schwartz, D.T. y Ortega-Vazquez, M.A. (2017). Optimal operation of a battery energy storage system: Trade-off between grid economics and storage health. *Electric Power Systems Research*, 152, 342-349. doi: 10.1016/j.epsr.2017.07.007
- Tang, W.-J., Lee, X.-L., Wang, H. y Yang, H.-T. (septiembre, 2019). Leveraging socioeconomic information and deep learning for residential load pattern prediction. Trabajo presentado en 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). doi:10.1109/isgteurope.2019.8905483
- Tesla (30 /01/2020). Recuperado de <https://www.tesla.com/powerwall>
- Warner, J. (2015). Handbook of Lithium-Ion battery pack design - Chemistry, Components, Types and Terminology - 14. Second Life and Recycling of Lithium-Ion Batteries. Elsevier. doi:10.1016/C2013-0-23144-5
- Zhao, L., Yang, Z. y Lee, W.-J. (2017). The Impact of Time-of-Use (TOU) rate structure on consumption patterns of the residential customers. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(6), 5130-5138. doi:10.1109/TIA.2017.2734039

# TRANSICIÓN DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (2007-2017): DIAGNÓSTICO Y ALTERNATIVAS SISTÉMICAS

Axel Bastián Poque González <sup>1</sup>

Recibido: 15/01/2020 y Aceptado: 01/04/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (78-95).



Foto de David Hellmann en Unsplash.

1 Ingeniero Civil en Electricidad por la Universidad de Santiago de Chile. Magíster en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica por la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso (Chile). Actualmente cursa el programa de Doctorado en Ambiente y Sociedad de la Universidad Estadual de Campinas (UNICAMP) de Brasil. [axel.poque@usach.cl](mailto:axel.poque@usach.cl)

## RESUMEN

El tema de las transiciones energéticas ha cobrado relevancia durante el último tiempo, dada la urgencia por mudar hacia una forma de desenvolvimiento sostenible y socialmente aceptada. Este trabajo busca explorar el tránsito experimentado por los sistemas de energía eléctrica de la región de América Latina y El Caribe durante la década comprendida entre los años 2007 y 2017. El desarrollo del artículo inicia con una breve revisión de la literatura, prosigue con el estudio de data histórica relativa a la composición de la matriz y generación de energía eléctrica durante el período, y concluye con la exposición de tres alternativas sistémicas que volcarían el desarrollo energético hacia la sustentabilidad. Pese a que han sido halladas fortalezas y oportunidades relevantes para la mejora, la región aún debe anteponerse a múltiples desafíos.

**Palabras clave:** Transición Energética, Sistemas de Energía Eléctrica, Sustentabilidad Energética, Alternativas Sistémicas, América Latina, Caribe.

## ABSTRACT

*Energy transitions issue has gained relevance in the last time due to the urgency to move towards a sustainable and socially accepted way of development. This work seeks to explore the transformation of the electric power systems in the Latin American and Caribbean region during the 2007-2017 decade. The article begins with a little review of the literature, it continues with the study of historical data related to the composition of the matrix and generation of electricity during the period and concludes with the exposition of three systemic alternatives that would turn the energy systems towards sustainability. It has been found strengths and opportunities for improvement, but the region must still face multiple challenges yet.*

**Keywords:** Energy Transition, Electric Power Systems, Energy Sustainability, Systemic Alternatives, Latin America and the Caribbean.



## INTRODUCCIÓN

El término transición es ampliamente utilizado en disciplinas de la ciencia para referirse a un proceso de cambio en un sistema que va desde un estado a otro, mediante un cambio disruptivo no lineal. Naturalmente, este cambio es el resultado de múltiples interacciones, las cuales se desarrollan en diferentes dominios y niveles. Se trata de un campo multi e inter y transdisciplinar, que permite tejer redes entre diferentes materias y posibilita el estudio de los grandes desafíos que enfrenta la sociedad (Loorbach, Frantzeskaki y Avelino, 2017).

En particular, los procesos de transición energética de la actualidad se caracterizan por el relacionamiento de múltiples elementos, entre los cuales destaca la innovación tecnológica, los cambios en la forma en que se utiliza y produce la energía, la transformación de aspectos sociales del sistema (energético), la presencia de un número cada vez mayor de actores involucrados, la descentralización y una tendencia hacia estrategias comunitarias para la administración de los recursos (Hansen, Liu, y Morrison, 2019). Así, es imperioso comprender que las transiciones energéticas dependen de una serie de actores y factores, por lo tanto, la compleja interacción entre ellos, y las decisiones y fuerzas influyentes definirán la existencia, velocidad y naturaleza de las mudanzas (Fouquet, 2016).

Un riguroso análisis de las transiciones energéticas no sólo implica atender a la añadidura de energía producida a partir de un nuevo recurso, sino que, obliga a estudiar la sustitución de una fuente por otra (York y Bell, 2019). Bajo esta definición, se suscita el problema de la ausencia de estudios analíticos que atiendan a la transformación que ha experimentado América Latina y El Caribe (ALC) en sus sistemas de energía eléctrica durante los últimos años. Dicho lo anterior y con motivo de llenar aquel vacío, el principal objetivo de este artículo es identificar el fenómeno acaecido en ALC durante la década

2007-2017. Luego, a partir de la interpretación de ello, se abre la puerta a un segundo propósito, el cual consiste en explorar alternativas que garanticen un desarrollo eléctrico alineado con los requerimientos y exigencias del mundo actual.

Según registros históricos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y en concordancia con el Informe de Análisis de Mercado de Energías Renovables en Latinoamérica de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) de 2016, la región experimenta un notable incremento en la participación de fuentes renovables no convencionales de energía a partir de la década de 2010. No obstante, dado que este artículo persigue el objetivo de descifrar los cambios que ha vivenciado el subcontinente, en términos del reemplazo de fuentes, el período de análisis se focaliza en una década (2007-2017), pues, un intervalo menor podría no hacer visible las reales transformaciones (Kieffer et al., 2016; OLADE, 2019). En términos generales, entre 2007 y 2017 la matriz de energía eléctrica de los 27 países miembros de OLADE incrementó su capacidad instalada en un 50%. Respecto de la composición de las matrices, en 2007 el 95.7% de la capacidad instalada correspondía a energía hidroeléctrica y termoeléctrica, mientras que, en 2017 esa cifra se redujo a 86.9%, dado que nuevas fuentes habían emergido, luego un 11.7% estaba compuesto por energía solar, eólica, geotérmica y térmica renovable (OLADE, 2019).

El resto del artículo es estructurado de la siguiente forma: en primer lugar se presenta la metodología empleada (p. 77), y se desarrolla una breve revisión de la literatura más reciente y atingente; posteriormente se estudia la data correspondiente a la composición de la matriz y producción de energía eléctrica en la región (p. 79), luego se discute y proponen algunas alternativas sistémicas para la transición hacia un sistema sostenible (p. 85), y finalmente, se apuntan algunas reflexiones finales (p. 88).

Es posible satisfacer la demanda de energía eléctrica al año 2030 en un 100% con energías renovables, primando las tecnologías solar fotovoltaica y eólica.

## METODOLOGÍA Y ESTRATEGIA

Puesto que el objetivo fundamental de este trabajo es identificar el fenómeno acaecido en ALC durante la década 2007-2017, serán desarrollados cuatro ítems. En primera instancia, se revisa la literatura más reciente asociada a las mudanzas energéticas que tuvieron lugar en la región dentro del espacio temporal estudiado. Una segunda instancia consiste en el procesamiento y examinación de data correspondiente a 27 países del continente (países OLADE). En tercer lugar, y como resultado del análisis de las etapas anteriores, se proponen tres alternativas sistémicas, no excluyentes entre sí, que podrían orientar el desarrollo eléctrico de la región hacia un nuevo modelo sostenible. Y para finalizar, se agrega un cuarto espacio, el cual recopila y expone algunas reflexiones emergidas a partir del trabajo desarrollado en los tres ítems anteriores.

Cabe señalar que, el procesamiento de datos consiste en el levantamiento de un perfil de cada uno de los 27 países analizados. Esto es, el detalle de la composición de matrices (MW), producción de energía eléctrica por fuentes (GWh) y nivel de electrificación (%) año a año, para el período comprendido entre 2007 y 2017. Así, es posible identificar la penetración de nuevas fuentes energéticas, la mudanza hacia sistemas con mayor (o menor) producción en base a

energías renovables y el incremento en el acceso a la electricidad por parte de la población, ya sea para cada una de las naciones como en forma integrada para ALC.

## Revisión de la Literatura

Dado que el enfoque de este artículo está volcado al análisis sobre las mudanzas que ha experimentado ALC durante la década 2007-2017, entonces, se ha explorado literatura relevante a ese período e interés particular. A partir de ello, tres nuevos flancos son abiertos, aquel que concierne a la proyección de escenarios locales y regionales asociados a la incorporación de nuevas fuentes energéticas renovables no convencionales; aquel que se refiere a las políticas que posibilitan e inducen las transformaciones; y finalmente, aquel relativo a los aspectos sociales de los procesos de cambio.

Aghahosseini et al. (2019) evalúan la posibilidad de un sistema basado 100% en energías renovables, considerando una red eléctrica continental y el empleo de tecnologías de almacenamiento. Este estudio concluye que es posible satisfacer la demanda de energía eléctrica al año 2030 en un 100% con energías renovables, primando las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. La disponibilidad de estos recursos dentro del continente y el uso optimizado de una eventual red de transmisión panamericana y dispositivos de almacenamiento configurarían un sistema rentable y confiable (Aghahosseini et al., 2019).

En relación con la electrificación de la región, Sheinbaum-Pardo y Ruiz (2012) señalan que el acceso universal a la electricidad podría lograrse el año 2030, mas se requiere de un aumento en 10 TWh de generación. Para ello, entre el período 2010-2030 se precisaría de una inversión de 2000 billones de USD y, en consecuencia, también se adicionarían 2,19 Mt de emisiones de CO<sub>2</sub> (considerando la composición de la matriz energética de la región en 2008, no obstante, el uso de energías renovables podría reducir esta cuota) (Sheinbaum-Pardo y Ruiz, 2012).

Desde un punto de vista antropológico, Howe (2015) reconoce el liderazgo histórico de la región latinoamericana en términos del uso de energías renovables, sin embargo, señala que en forma paralela se ha perpetrado la explotación sistemática de combustibles fósiles y el desarrollo de proyectos energéticos de gran escala, carentes de consentimiento comunitario y liderados por intereses corporativos; lo cual ha tenido como consecuencia la degradación ambiental y efectos en la calidad de vida humana (Howe, 2015). A su vez, Parker (2018) enfatiza que una transición energética involucra actores sociales que pueden promover u obstaculizar el proceso de cambio, influenciados por sus valores y principios culturales. Los consumidores de energía juegan un rol fundamental y, asimismo, vale destacar que las élites de la región, ocupando el rol de ser actores energéticamente intensivos, han privilegiado mantener la economía de crecimiento, independencia y seguridad por sobre garantizar un consumo de energía sostenible (Parker, 2018).



Desde una perspectiva política, es necesario mencionar el estudio desarrollado por Ruiz-Mendoza y Sheinbaum-Pardo (2010), donde se expone y compara políticas atinentes al sector eléctrico de cuatro países de la región: Argentina, Colombia, México y Brasil. Dos elementos comunes fueron observados a partir del año 1990, en primer lugar, fueron implementadas políticas tendientes a la liberalización del sector y, en segundo lugar, se introducen agendas que atienden al tema climático (Janet Ruiz-Mendoza y Sheinbaum-Pardo, 2010). A ello, vale agregar que Jacobs et al. (2013) han revisado la experiencia de los Feed-in Tariffs<sup>1</sup> (FITs) en ALC y, concluyen que, en los cinco países en que han sido implementadas regulaciones de ese tipo, el resultado no ha sido el esperado respecto de la mayor penetración de nuevas fuentes energéticas, mas aquello se atribuye a otros factores como, por ejemplo, las incertezas políticas (Jacobs et al., 2013). Por otro lado, Zabaloy et al. (2019) desarrollan un estudio comparativo, en el cual se revisa el estado de las políticas de eficiencia energética orientadas al sector residencial en Chile, Uruguay, Argentina y Brasil, concluyendo que, existe una relación directa entre la implementación exitosa de estas regulaciones y el contexto de cada país (Zabaloy, Recalde y, Guzowski, 2019).

---

1 Feed-in-Tariff (FIT): Son mecanismos de política orientados a acelerar la inversión en sistemas y tecnologías de energía renovable. Los productores de energía generada a partir de fuentes renovables pueden venderla mediante contratos de largo plazo. Generalmente, el precio de venta convenido depende de la tecnología empleada. Así, el objetivo principal del FIT es garantizar el pago por la inversión que ha hecho el productor (en un tiempo razonable), disminuyendo la incerteza de los proyectos y generando un incentivo (Clark, 2018; Jacobs et al., 2013).

## ANÁLISIS DE DATOS 2007-2017

De acuerdo con registros históricos de la OLADE, se ha monitoreado la evolución de las matrices de energía eléctrica de 27 países de ALC para el período comprendido entre 2007 y 2017, ellos son: Argentina (AR), Barbados (BB), Belice (BZ), Bolivia (BO), Brasil (BR), Chile (CL), Colombia (CO), Costa Rica (CR), Cuba (CU), Ecuador (EC), El Salvador (SV), Granada (GD), Guatemala (GT), Guyana (GY), Haití (HT), Honduras (HN), Jamaica (JM), México (MX), Nicaragua (NI), Panamá (PA), Paraguay (PY), Perú (PE), República Dominicana (DO), Surinam (SR), Trinidad y Tobago (TT), Uruguay (UY) y Venezuela (VE). La figura 1 muestra, en términos proporcionales, cómo se compone la matriz energética de la región a lo largo de la década bajo análisis. Vale destacar que, la capacidad instalada aumenta en un 50%, pasando de 277,100 MW en 2007 a 414,644 MW en 2017 (OLADE, 2019). Es preciso aclarar que, en lo sucesivo se analiza la hidroelectricidad (independiente del tamaño o tipo de tecnología) de forma separada del resto de las fuentes renovables<sup>2</sup>, pues la región tiene basta tradición en el uso de este recurso, por lo tanto, vale la pena revisar de forma parcelada, la evolución de él a lo largo del tiempo y, a la vez, observar la introducción de las fuentes solar, eólica, geotérmica y térmica renovable (como elemento emergente).

A partir del año 2010 la instalación de sistemas de energía eólica y solar fotovoltaica comienzan un sostenido y ambicioso incremento, yendo desde 1,513 MW de capacidad instalada

---

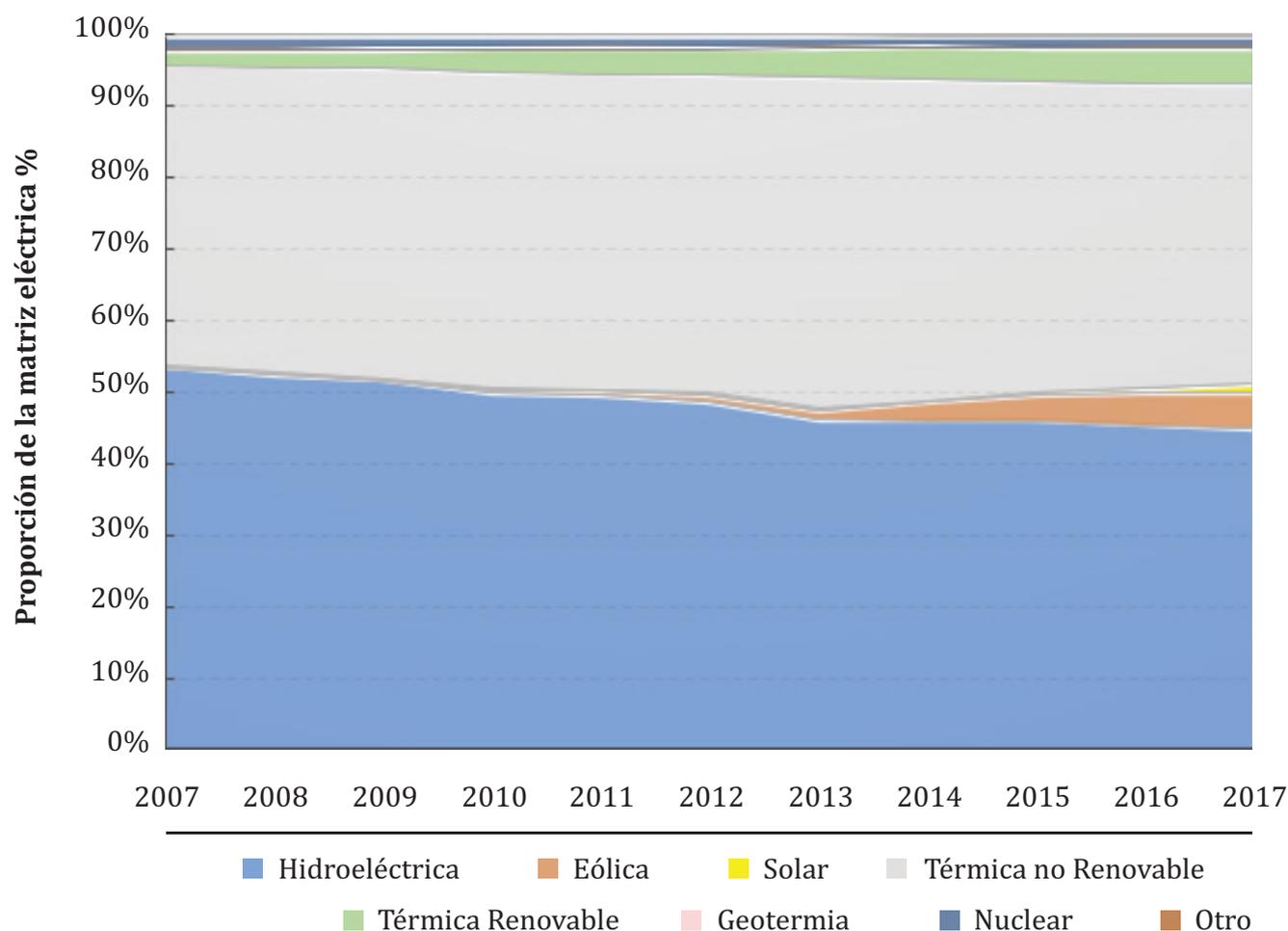
<sup>2</sup> Se hace aquel alcance, puesto que, en general (dependiendo de la definición adoptada) pequeñas centrales hidroeléctricas ingresan dentro del concepto de energías renovables no convencionales. Mientras que, centrales hidroeléctricas de gran tamaño se consideran energía renovable, pero del tipo convencional (Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción, 2008; *Organization of American States*, 1987).

(entre ambas) en 2010 a 26,013 MW en 2017. El incremento es significativo, pues se trata de un crecimiento de 1,619% (24.500 MW), no obstante, aún representan una pequeña porción de la capacidad total instalada en la región, el 6.3% en 2017. Por otro lado, el año 2017 un 45% de la matriz regional corresponde a hidroelectricidad, mientras que, un 41.9% está constituido por energía térmica no renovable. En relación a ello, el informe *World Energy Trilemma Index* (2019) de la *World Energy Council* (WEC) sostiene que, existe una gran vulnerabilidad respecto de condiciones climáticas, pues no se dispone de una diversificación de la matriz que permita anteponerse y/o superar problemáticas como las sostenidas sequías o fenómenos como El Niño y La Niña (*World Energy Council*, 2019).



Foto de Mariana Proença en Unsplash.

Figura 1. Composición histórica 2007-2017 porcentual de la matriz de energía eléctrica de 27 países de Latinoamérica y el Caribe.



Fuente: Elaboración del autor con datos de OLADE (2019).

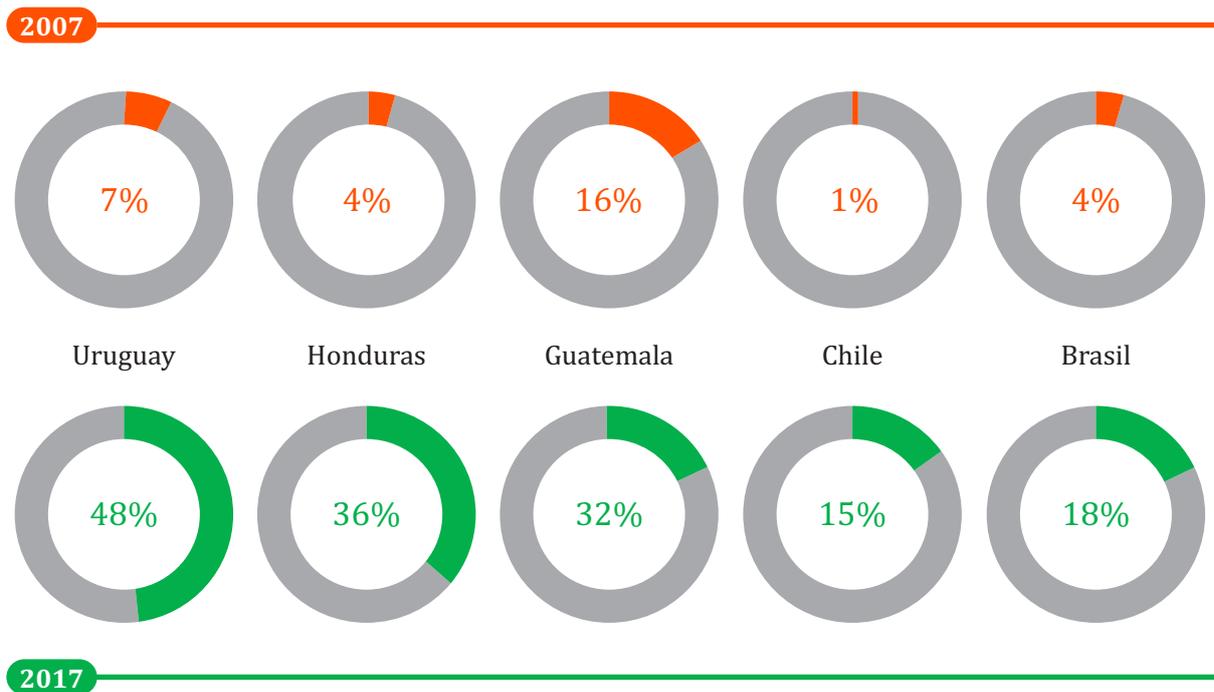
Vale destacar que, en general, la región de ALC posee tecnología energética limpia, pues de los 1,751,295 Gg de CO<sub>2</sub> emitidos en 2017, sólo el 22% provenían de la generación de electricidad (OLADE, 2019). Ese mismo año, 11 de los 27 países analizados presentan una matriz eléctrica compuesta por sobre un 50% en base a hidroelectricidad, energía solar, eólica, térmica renovable y geotermia. Luego, destacan Paraguay con un 99.9% de su matriz eléctrica en base a hidroelectricidad, y Costa Rica, Brasil y Uruguay, con un 84%, 82% y 82% de su set energético compuesto por una mixtura entre energía solar, eólica, biomasa, geotermia e hidro-

electricidad. En la vereda opuesta, para el mismo año, ocho países poseen sobre un 80% de la tecnología eléctrica instalada en base a termo-electricidad de combustible fósil, ellos son: Barbados, Cuba, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago. Tal como han diagnosticado Niles y Lloyd (2013), un grupo importante de islas caribeñas presentan dependencia de la importación de combustibles fósiles, por lo tanto, se hace urgente dirigir los esfuerzos hacia la incorporación de nuevas fuentes energéticas en aquella subregión (Niles y Lloyd, 2013).

La década 2007-2017 se tradujo en mudanzas para algunos países que viraron hacia la introducción de tecnología basada en fuentes renovables no convencionales, dejando atrás el interés por continuar desarrollando proyectos térmicos convencionales. Así, los países que mayor variación en la composición de sus matrices (con inclinación hacia las energías renovables, exceptuando hidroelectricidad) experimentaron fueron: Uruguay, Honduras, Guatemala, Chile y Brasil. En la figura 2 es posible notar que, Uruguay el año 2007 sólo tenía un 7% de su matriz compuesta por energías renovables (exceptuando

hidroelectricidad), y luego, en 2017, esa cifra aumentó a un 48%. Un caso particular en la región es Ecuador, cuya matriz experimentó un viraje hacia la hidroelectricidad, así la capacidad instalada a partir de esta fuente en 2007 representaba el 46% del total del set tecnológico, mientras que, en 2017 aquella proporción llegó al 56%. Otro caso que llama la atención es Venezuela, país que se ha inclinado hacia la termoelectricidad, y que en el período estudiado prácticamente duplica su capacidad instalada en base a tecnologías de ese tipo, pasando de 7,943 MW a 16,722 MW térmicos instalados.

Figura 2. Los cinco países que desarrollaron la mayor mudanza hacia tecnologías renovables (exceptuando hidroelectricidad) durante el período 2007-2017. Proporción renovable en la matriz eléctrica.



Fuente: Elaboración del autor con datos de OLADE (2019).

En términos de MW instalados, los países que más tecnología renovable no convencional (sin considerar hidroelectricidad) incorporaron durante la década fueron Brasil, México, Chile, Uruguay y Guatemala con 23,864 MW, 6,559 MW, 3,573 MW, 2,006 MW, y 958 MW respectivamente. En México, Brasil y Uruguay

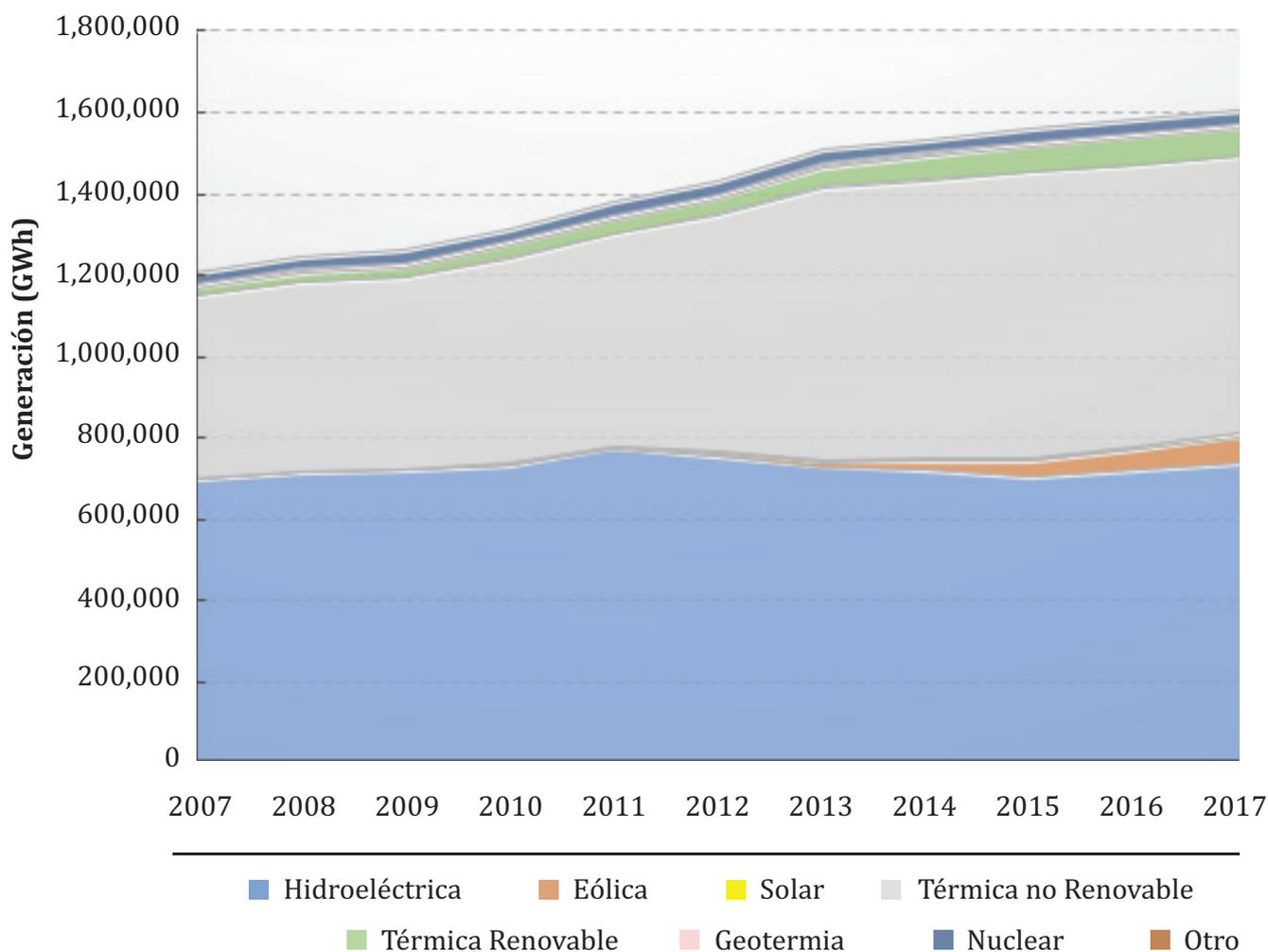
existe una tendencia hacia el aprovechamiento eólico, mientras que, en Chile el interés se dirige hacia el recurso solar; Guatemala por su parte, ha aprovechado la fuente térmica renovable.

Respecto de la producción de electricidad, la década experimenta un crecimiento de 33%, el

cual es satisfecho principalmente por la incorporación de generación en base a fuentes de energía solar, eólica y térmica renovable, además de un aumento del 52% en la producción en base a combustible fósil. Aun cuando la capacidad instalada de hidroelectricidad crece, la producción hidro-

eléctrica sólo lo hace en un 6%, lo cual da cuenta de la influencia climática y sequías. En consecuencia, es necesario cuestionar la expansión de la matriz en base a esta fuente, pues, por más que se disponga de capacidad instalada, la ausencia del recurso hídrico hace ineficiente esta vía (ver figura 3).

Figura 3. Generación de electricidad por fuente entre 2007-2017 en 27 países de Latinoamérica y el Caribe.



Fuente: Elaboración de los autores con datos de OLADE (2019).

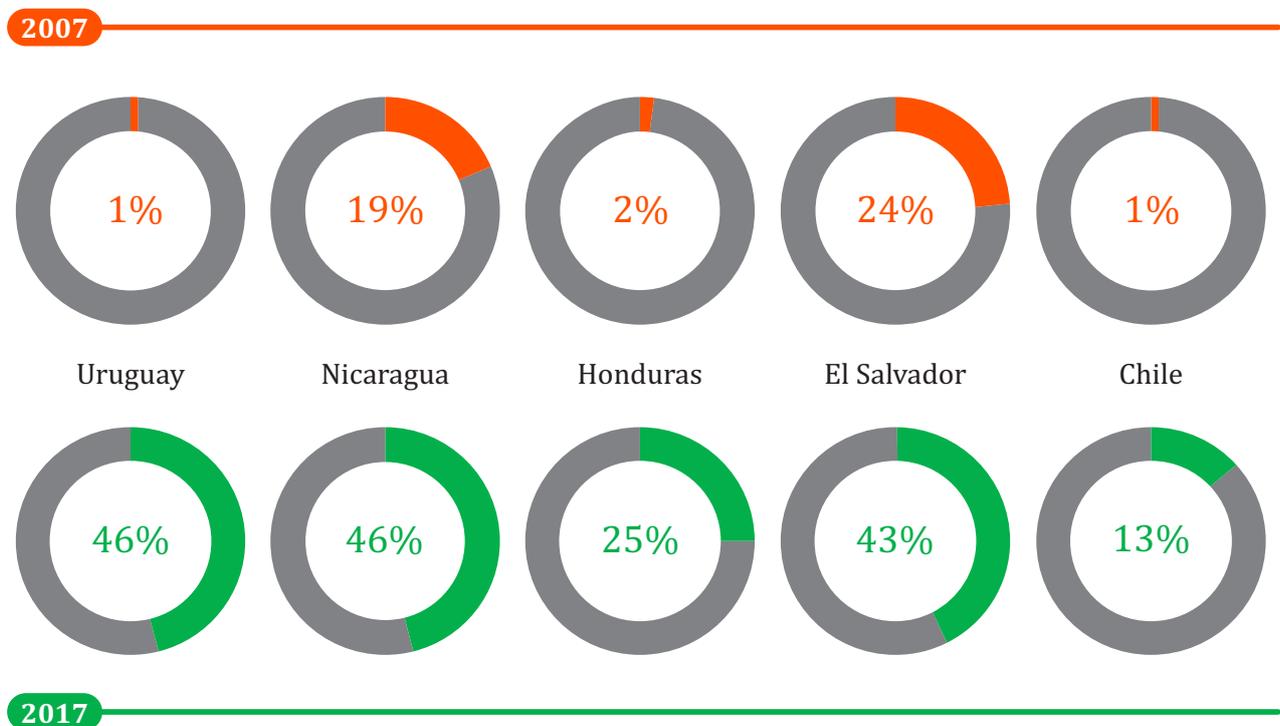
En 2017, 15 de los 27 países analizados generan sobre un 50% de su electricidad en base a hidroelectricidad, energía solar, eólica, térmica renovable y geotermia. Luego, cinco casos destacan; Paraguay produce el 100% de su elec-

tricidad en base a hidroelectricidad, mientras que, Costa Rica, Uruguay, Colombia y Brasil, generan un 100%, 98%, 87% y 87% mediante una mixtura entre el recurso hídrico, energía solar, eólica, térmica renovable y/o geotermia.

Los países que tuvieron mayor variación en la producción de electricidad (con inclinación hacia las energías renovables, exceptuando hidroelectricidad) fueron: Uruguay, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Chile. En la figura 4 es posible notar que, Uruguay el año 2007 generaba sólo un 1% de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, exceptuando hidroelectricidad (solar, eólica, y térmica renovable), pasando a producir un

46% en base a estas fuentes en 2017. En Venezuela, así como se ha instalado mayor capacidad térmica, también se ha producido un incremento en la generación de electricidad en base a esta fuente, yendo desde 30,532 GWh en 2007 a 51,800 GWh en 2017. Es preciso mencionar que, entre el período 2007-2017, nueve países lograron reducir la producción de energía termoeléctrica, ellos se presentan en la tabla 1.

Figura 4. Los cinco países que desarrollaron la mayor mudanza hacia la producción de electricidad con tecnologías renovables (exceptuando hidroelectricidad) durante el período 2007-2017. Proporción renovable en la generación eléctrica.



Fuente: Elaboración de los autores con datos de OLADE (2019).

Para finalizar este capítulo, vale señalar que en la década estudiada seis países han destacado por ampliar la proporción de la población con acceso a la electricidad, ellos son: Nicaragua (incrementa de 60.4% a 94%), Bolivia (incrementa de 69.54% a un 90.7%), Honduras (incrementa de 57.05% a 77.21%), Perú (incrementa de 79.5% a 96%); Guyana (incrementa de 78.06% a 88.8%),

y Guatemala (incrementa de 84.7% a 92.26%). No obstante, en 2017 aún existen casos preocupantes como el de Haití, Honduras y Guayana, con sólo un 38.7 %; 77.2%; y 88.8% de electrificación, respectivamente. Cabe señalar que, en Haití el 46.6 % de la población habita en zonas rurales, lo cual, podría explicar el retraso experimentado en esta materia (Messina y Contreras, 2019).

Tabla 1: Reducción de generación termoeléctrica (2007-2017).

País	Generación Térmica 2007 GWh	Generación Térmica 2017 GWh	Reducción GWh	Reducción Porcentual %
SV	2,686	1,399	-1,286	-48%
UY	1,225	250	-975	-80%
EC	8,079	7,375	-705	-9%
CR	722	37	-685	-95%
CO	9,265	8,656	-608	-7%
GT	3,942	3,460	-482	-12%
NI	2,279	1,994	-285	-12%
HN	3,937	3,911	-26	-1%
BB	1,048	1,041	-8	-1%

Fuente: Elaboración del autor con datos de OLADE (2019).

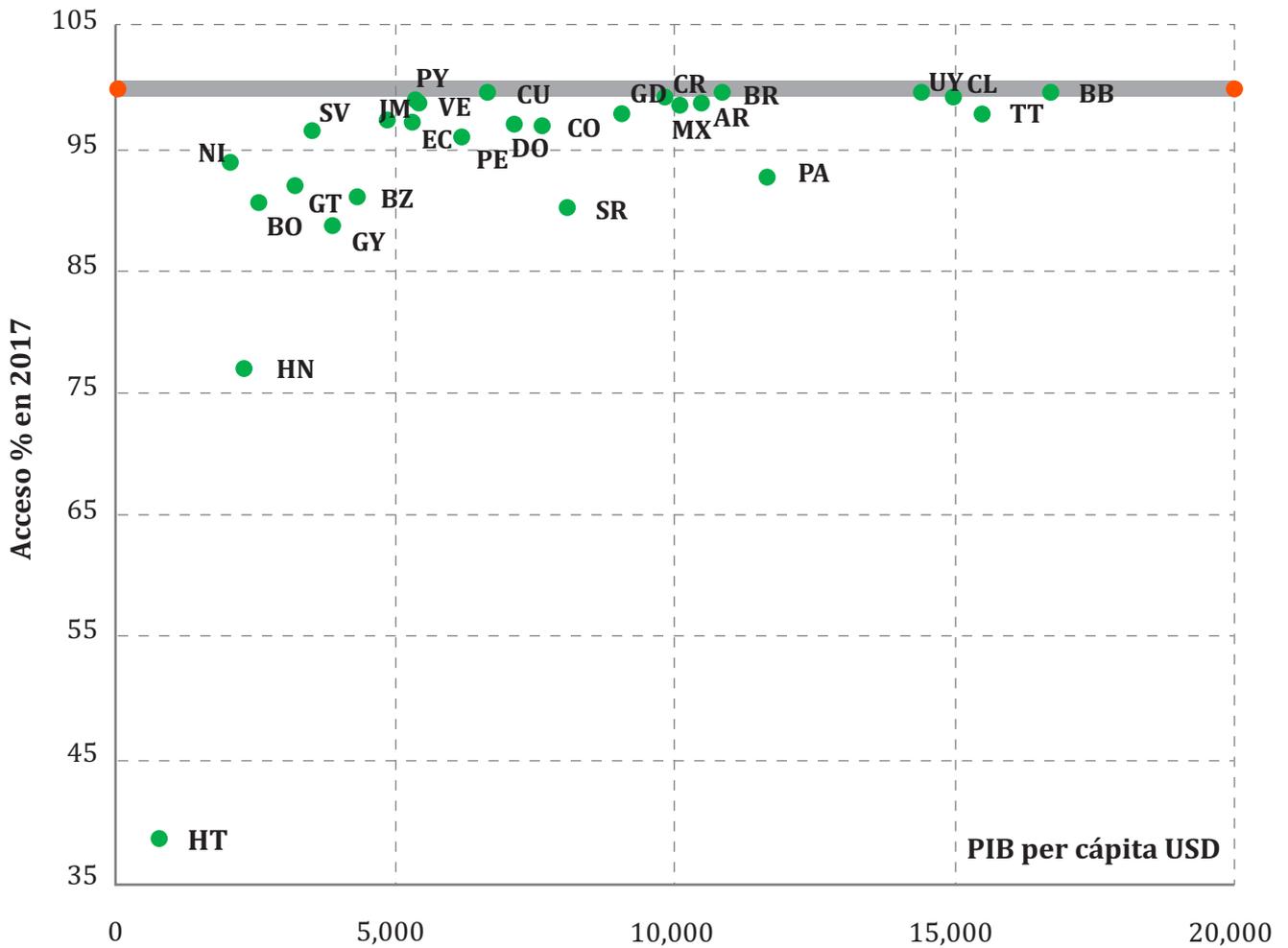
Según el informe de Sostenibilidad Energética en América Latina y el Caribe (2019) de la CEPAL, 14 millones de personas en 2016 aún no tenían acceso a la electricidad en la región, y se pronostica que la electrificación universal podría lograrse sólo en 2030 (Messina y Contreras, 2019). En la figura 5 se muestra cuál es la relación entre los ingresos per cápita

de los países de la región y el nivel de electrificación, visualizando que países con mayor ingreso generalmente tienen mejores índices de acceso a la electricidad, sin embargo, no es el único factor, pues hay los casos en donde ambas variables no se condicen, como por ejemplo Cuba, de bajo ingreso per cápita y de alta tasa de acceso.



Entendiendo que la energía es un elemento transversal dentro del contexto actual, urge hallar nuevas rutas y alternativas sistémicas para el desarrollo sostenible de los sistemas de energía eléctrica en la región de ALC.

Figura 5: Acceso a la energía eléctrica en % versus PIB per cápita en USD de 2017.



Fuente: Elaboración del autor con información de Naciones Unidas (2019); OLADE (2019).

### ALTERNATIVAS SISTÉMICAS

Para entender el contexto que acompaña la década 2007-2017, vale la pena citar al economista Manfred Max-Neef, quien en 2010 plantea que el mundo enfrenta una crisis que va más allá de lo meramente económico-financiero. Esta crisis es una crisis de la humanidad que se caracteriza por cuatro elementos fundamentales: el cambio climático inducido por la actividad humana (antropogénico (Rockström et al., 2009)), el encarecimiento de las formas de energía convencionales, el agotamiento de recursos básicos fundamentales y una gigantesca burbuja especuladora (Max-Neef, 2010).

Dicho aquello, y entendiendo que la energía es un elemento transversal dentro del contexto actual, urge hallar nuevas rutas y alternativas sistémicas para el desarrollo sostenible de los sistemas de energía eléctrica en la región de ALC. Una transición hacia la sostenibilidad se dará si la complejidad de sistemas integrados tiene la capacidad de avanzar hacia mudanzas que garanticen el bienestar ecosistémico.

## Comunidades energéticas

La investigadora griega Dimitra Koumparou comparte el diagnóstico de la crisis de la civilización moderna, afirmando que los efectos ocasionados por la emisión desproporcionada de Gases de Efecto Invernadero (GEI) impactan fuertemente a todo organismo viviente. Asimismo, el cambio climático originado por la sociedad neoliberal y los estilos de vida aparejados a ello han introducido una importante cuota de inequidad e injusticia. Si la sustentabilidad logra estar en el núcleo de las políticas ambientales, por antonomasia, debiera existir una reestructuración social, tanto en países desarrollados como en aquellos que se encuentran en vías de desarrollo. Para construir una sociedad post carbón, es imprescindible un reordenamiento en materia socio tecnológica y socio ecológica. En consecuencia, una nueva configuración lograría romper con la dependencia de la explotación de recursos energéticos sucios (Koumparou, 2018).

Si una revolución energética se pone en marcha, entonces, deberían tener lugar nuevas formas de gobernanza, nuevas instituciones y una nueva estructura social y sistémica. De ahí que, una nueva configuración debiera considerar tecnologías descentralizadas y bajas en emisiones, así como la participación de nuevos actores; luego, en este contexto emergen las Comunidades Energéticas. La Unión Europea (EU) posee, en su regulación, dos definiciones para las Comunidades Energéticas, ellas son: Comunidades Energéticas Renovables y Comunidades de Energía Ciudadana. Las primeras, son organizaciones de consumidores finales, principalmente residenciales, con derecho a producir, almacenar y vender energía generada en base a fuentes renovables, dicha producción puede ser consumida por la misma comunidad o vendida en alguno de los mercados disponibles. Las segundas, al no acotar su definición a la condicionalidad de producción renovable ni a la presencia de clientes domésticos, abarcan un espectro mayor y, asimismo, poseen un campo de actuación más amplio (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2018, 2019).

Cabe destacar que, la Directiva 2018/ 2001 del Parlamento Europeo propone cubrir un 32% del consumo energético final bruto (de los países miembros de la UE) en 2030 mediante energía procedente de fuentes renovables. En este contexto, las Comunidades Energéticas Renovables juegan un rol fundamental, pues, son uno de los instrumentos empleados para alcanzar la meta señalada. En su artículo 22, la Directiva sugiere a los estados miembros facilitar la creación, establecimiento e inserción de estas entidades dentro de sus sistemas, favoreciendo principalmente a clientes domésticos y pequeñas empresas que empleen recursos energéticos renovables. Incluso, se abre la puerta para la creación de comunidades transfronterizas dentro de los países participantes, dando paso a una nueva forma de integración (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2018).

Un caso particular es el de Grecia, donde la Ley 4513/2018 (*Energy Communities and Other Provisions*) introduce un marco institucional para el establecimiento y operación de las Comunidades Energéticas, con el objetivo de promover la economía social, solidaria e innovación, al mismo tiempo que, procura aumentar la eficiencia en el consumo final a nivel local y regional, el uso de recursos renovables para la producción de energía y los sistemas de cogeneración de alta eficiencia (Koumparou, 2018; Symeonides, 2018).

## Integración Latinoamericana

Luego de explorar la composición de la matriz de energía eléctrica del continente y atendiendo a la revisión de la literatura, es posible afirmar que, existe una diversidad de recursos que bien podrían garantizar la satisfacción de los requerimientos energéticos de manera sostenible, sin embargo, se ha observado que cada país dirige sus esfuerzos políticos y sociotécnicos de manera aislada, en ausencia de cooperación e integración. Luego, urge fomentar la innovación, transferencia tecnológica, experiencias sociales, esfuerzos económicos y, desde luego, acuerdos políticos que hagan viable una transición hacia sistemas bajos

en emisiones, técnicamente robustos, resilientes y socialmente aceptados. La integración de los sistemas de electricidad en ALC garantizaría seguridad de suministro, eficiencia económica y calidad ambiental (Ochoa, Dyner y Franco, 2013).

La construcción de un espacio institucionalizado para la integración energética de Sudamérica siempre ha estado en la agenda, pero ello no se ha materializado y, en consecuencia, se ha fomentado la toma de decisiones unilaterales que sólo buscan atender el bienestar nacional (Carrizo y Velut, 2018). Es posible que, el no establecimiento de un espacio común tenga origen en la inestabilidad política y preconceptos culturales (Morales Udaeta et al., 2015). No obstante, es imperioso dejar atrás la visión de la energía como un elemento soberano para el desarrollo propio y, en su lugar, debe instalarse la integración como oportunidad para compartir beneficios técnicos, económicos y bienestar social. Mas, en general, Sudamérica ha dejado la energía en manos de la administración del libre mercado, creyendo que así se garantizaría la eficiencia, calidad y precios bajos; sin embargo, los problemas de inequidad permanecen (Castro y Rosental, 2017).

Cabe desatacar que, para finales del año 2013 comenzó a operar en plenitud el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), un corredor eléctrico que une a los países de Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala. Esta experiencia muestra que la conectividad permite enfrentar eventos climáticos como las sequías, no obstante, una tarea pendiente es la armonización de los marcos regulatorios (Kieffer et al., 2016). Pese a que se registran otras interconexiones operativas en el resto del continente, aún existen zonas de aislamiento (Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, 2015).

Finalmente, el desarrollo de normativas y lineamientos estratégicos comunes para países que integren acuerdos o nuevas organizaciones, como en la UE, es un ejemplo que vale la pena revisar. En particular, el artículo 194 del Tratado

de Funcionamiento de la UE fija una base legal para el campo de la energía dentro de los países miembros. Luego, a partir de ello, son desarrolladas indicaciones, normas financieras, regulaciones para el mercado energético y recopilación de datos y estadísticas, entre otros elementos, que sientan un conducto básico para una operación homogénea e integrada. El enfoque de la UE se acerca al de una Supernacionalidad, donde los temas de atingencia general son resueltos por el cuerpo institucional compuesto por todas las naciones involucradas (Castro y Rosental, 2017; Unión Europea, 2020).



### **Buen Vivir**

En Latinoamérica, los pueblos quechua y aimara propusieron el Buen Vivir, un estilo de vida que ha sido recogido en la actualidad por las Constituciones de Bolivia y Ecuador. El *Sumak Kawsay* (en quechua) o *Suma Qamaña* (en aimara) es una oportunidad para construir una forma de vida colectiva, comunitaria y en armonía con la naturaleza. Así, basándose en el Buen Vivir, Ecuador reconoce constitucionalmente a la Naturaleza como sujeto de derecho en 2008, ello como una postura biocéntrica que acepta que el medio ambiente (todos los ecosistemas y seres vivos) posee un valor intrínseco y ontológico, inclusive cuando no tiene utilidad para el ser humano. De la misma manera, Bolivia otorga un lugar constitucional a la Pacha Mama en 2009 (Acosta, 2016).

El Buen Vivir propone una cosmovisión diferente de la occidental, puesto que, surge de raíces comunitarias no capitalistas. Igualmente, rompe con las lógicas antropocéntricas del capitalismo como civilización dominante y, también, con diversos socialismos reales, y en su lugar, propone una perspectiva sociobiocéntrica. No olvidar que, tanto socialismos como capitalismo han girado en torno a la idea del progreso y desarrollo extractivista (Acosta, 2016). El Buen Vivir tiene cinco elementos fundamentales: su visión del todo o de la Pacha<sup>3</sup>, la convivencia en la multipolaridad, la búsqueda del equilibrio, la complementariedad de la diversidad y la descolonización (Solón, 2019).

Desde el análisis del Buen Vivir, Acosta (2016) señala que no se trata de producir cada vez más energía para satisfacer una demanda siempre creciente. Tampoco, es suficiente con sustituir el uso de combustibles fósiles por energías más limpias, sino que, es imperioso desarrollar un cambio cultural hacia el uso eficiente del bien. Así, otros patrones de producción, consumo, distribución, control y transmisión debieran ser implementados, mas entendiendo este recurso no sólo como una simple mercadería, sino como un derecho. El uso de combustibles fósiles y la degradación del medio ambiente que ha ido aparejada a él tienden a un método de operación centralizado, lo que ha desencadenado severas desigualdades alrededor del mundo. En su lugar, la energía solar, distribuida, limpia y democrática podría ir en la dirección del Buen Vivir.

---

3 Pacha es el “todo” en movimiento constante, el cosmos en permanente evolución. Pacha no es sólo el mundo de los humanos, de los animales y plantas; es también el mundo de encima (*hanaq pacha*), habitado por el sol, la luna y las estrellas; es también el mundo de abajo (*ukhu pacha*), donde viven los muertos y los espíritus. Para el Buen Vivir está todo interconectado en forma de unidad (Solón, 2019).

## COMENTARIOS FINALES

La década comprendida entre 2007 y 2017 trae consigo una evidente pero insuficiente diversificación de la matriz de energía eléctrica en la región de ALC. En términos generales, la incorporación de 40,844 MW de capacidad en base a energía solar, eólica, geotérmica y térmica renovable es un elemento emergente que se evalúa de manera positiva, no obstante, la demanda por electricidad continúa creciendo y, así la generación en base a combustibles fósiles también ha mostrado un aumento de 52%, asunto preocupante si se persigue transitar hacia un sistema con menor cantidad de emisiones.

Puesto que el foco de este artículo ha sido la observación del fenómeno acaecido en ALC, respecto del tránsito hacia un sistema eléctrico que emplee fuentes energéticas sostenibles, vale la pena destacar que, bajo la definición de York y Bell (2019), aún es discutible, en términos globales para la región, definir el proceso experimentado entre 2007 y 2017 como una transición energética. Esto porque, como se ha mencionado anteriormente, a pesar de que se introducen nuevas tecnologías de generación renovable, la producción de electricidad a partir del uso de combustibles fósiles se incrementa en 52%. No obstante, en lo particular, nueve países destacan por reducir su generación termoeléctrica convencional, en consecuencia, en estos casos sí podría referirse a un real proceso de transición de sus sistemas de energía eléctrica, ellos son: El Salvador, Uruguay, Ecuador, Costa Rica, Colombia, Guatemala, Nicaragua, Honduras, Barbados. Luego, es necesario explicitar que, de estos, sólo Uruguay y Honduras reducen también la generación hidroeléctrica, con lo cual, el viraje experimentado es hacia las nuevas fuentes de energías renovables no convencionales solar, eólica, térmica renovable y/o geotérmica. Ecuador y Guatemala experimentan un viraje a la hidroelectricidad y, finalmente, Costa Rica, Colombia, Nicaragua, Barbados y el Salvador sustituyen la generación termoeléctrica por una mixtura entre energía hidroeléctrica, solar, eólica, térmica renovable y/o geotermia.

Vale destacar que, si se analiza la composición de las matrices de los países estudiados, durante la década bajo examen, Uruguay, Honduras, Guatemala, Chile y Brasil son los que tuvieron una mayor mudanza hacia la introducción de tecnología basada en fuentes renovables solar, eólica, térmica no renovable y/o geotermia, en desmedro de proyectos térmicos. El caso más relevante es Uruguay, que el año 2007 tenía un 7% de su matriz compuesta por energías renovables (exceptuando hidroelectricidad) y, luego en 2017, esa cifra aumentó a un 48%, lo cual se tradujo en la reducción de generación en base a termoelectricidad convencional e hidroelectricidad, lo mismo acontece con Honduras. Es preciso continuar avanzando en esta dirección, pues como lo señala la literatura, es posible continuar incrementando el uso de fuentes renovables, sino también se requiere de disposición política para desarrollar marcos regulatorios favorables a estas tecnologías y un cambio cultural hacia el manejo eficiente de los recursos.

La región aún requiere de mayores volúmenes de electricidad para garantizar la cobertura total de la población, pues en 2016, 14 millones de personas aún no tenían acceso al bien, mas es imperioso que ellos sean producidos por fuentes de baja emisión, dado el contexto mundial que busca enfrentar el cambio climático de origen antropogénico. Casos preocupantes son los de Haití y Honduras, donde la electrificación sólo alcanza un 38.7 % y 77.2%, respectivamente, teniendo además, los menores niveles de ingreso per cápita de la región, elemento que intensifica aquella problemática. A partir de lo anterior, cabe señalar que, este trabajo, además de visualizar el proceso experimentado por el subcontinente, en términos de sustitución tecnológica, ha pretendido exponer que el período de cambios que enfrenta ALC no sólo tiene tintes técnicos, sino que además lleva aparejado una compleja componente social que se manifiesta en la pobreza energética, temática que es propuesta para un abordaje más íntegro en próximas publicaciones. Como manifiesta Koumparou

(2018), la transición energética tendrá lugar mientras las sociedades jueguen un rol activo.

Finalmente, cabe aclarar que, este artículo no acaba con la exploración del fenómeno acaecido en la región de ALC durante 2007-2017, desde el punto de vista de las fuentes energéticas, sino que además, a partir del diagnóstico hallado, propone tres alternativas para el desarrollo de los sistemas de electricidad. Lo esencial de esta sección es que las tres propuestas tienen distinto origen, tanto desde lo científico, como desde lo meramente geográfico e histórico. No obstante, ellas no son excluyentes ni tampoco son planteamientos inamovibles, es decir, están abiertas a la permanente modificación y también abren la puerta para futuras investigaciones en la materia. Esta mixtura entre el análisis del proceso de mudanza de la región (que dirige el trabajo desarrollado) adosada a propuestas inter, trans y multidisciplinarias buscan ser el principal aporte de esta publicación.

Como se ha señalado, las Comunidades Energéticas tienen origen en Europa, y lo hacen en un ambiente donde las Ciudades Inteligentes son una realidad, dada la disponibilidad de infraestructura y tecnología, pero su aplicabilidad tiene plena vigencia para ALC, pues el elemento central de esta alternativa radica en la agrupación y colectividad entre los agentes consumidores para administrar y también para producir energía eléctrica. El fomento de esta alternativa bien puede hacer los sistemas de la región más eficientes y sostenibles. Luego, otra alternativa que se plantea es la integración de las redes eléctricas de la región, bajo un contexto que permita los intercambios energéticos entre naciones y que cuente con marcos regulatorios compatibles y con alineaciones de política energética regionales. Se destaca la interconexión de América Central, sin embargo, para replicar el proyecto en otras subregiones se requiere de mayor atención respecto de aspectos culturales, ambientales y sociales, con objeto de preservar el patrimonio. Finalmente, El Buen Vivir va más allá de ser sólo una alternativa para los sistemas

eléctricos, este planteamiento es una forma de desenvolvimiento de las sociedades que tiene origen en los propios pueblos originarios de la región andina y, que con distintos nombres, ha logrado trascender a través de los años. Hoy, el Buen Vivir es una alternativa que incita a un cambio de paradigma, obligando a salir del antropocentrismo para virar hacia una perspectiva sociobiocéntrica, lo cual, en efecto puede mixturarse con el desarrollo de Comunidades Energéticas y elementos que configuren sistemas eléctricos amigables con el medio ambiente y los diversos espacios y arreglos sociales.

•••

## REFERENCIAS

- Acosta, A. (2016). *O bem Viver*. 4a ed. Sao Paulo: Elefante.
- Aghahosseini, Arman, Dmitrii Bogdanov, Larissa S. N. S. Barbosa y, Christian Breyer. (2019). Analysing the Feasibility of Powering the Americas with Renewable Energy and Inter-Regional Grid Interconnections by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105:187-205.
- Carrizo, Silvina y, Sébastien Velut. (2018). Energy Transitions and Regional Integration in South America. pp. 167-87 en *Territorial planning and La Plata Basin borders*, editado por A. P. Cargnin, A. A. Rückert, y B. de O. Lemos. Editora Letra1.
- Castro, Nivalde y, Rosental. [Ed.]. (2017). *Integration and electric energy security in Latin America*. Rio de Janeiro.
- Clark y, Woodrow, W. (2018). Afterword. En *Sustainable Cities and Communities Design Handbook* (pp. 573-83). Elsevier.
- Fouquet, Roger. (2016). Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation. *Energy Research & Social Science* 22:7-12.
- Hansen, Paula, Xin Liu y, Gregory M. Morrison. (2019). Agent-based modelling and socio-technical energy transitions a systematic literature review. *Energy Research & Social Science* 49:41-52.
- Howe, Cymene. (2015). Latin America in the anthropocene: Energy transitions and climate change mitigations. *The Journal of Latin American and Caribbean Anthropology* 20(2):231-41.
- Jacobs, Marzolf, Paredes, Rickerson, Flynn, Becker-Birck y, Solano-Peralta. (2013). Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean Region: The feed-in tariff case. *Energy Policy* 60:601-10.
- Ruiz-Mendoza, Belizza y, Sheinbaum-Pardo. (2010). Electricity sector reforms in four Latin-American countries and their impact on carbon dioxide emissions and renewable energy. *Energy Policy* 38(11):6755-66.
- Kieffer, Ghislaine, López-Peña, Barroso, Ferreira, Muñoz Cabré y, Gomelski. (2016). *Renewable energy market analysis: Latin America*. Abu Dhabi: IRENA.
- Koumparou, D. (2018). *Energy transition: When energy politics meets community*. Athens, Greece: Hellenic Association for Energy Economics.
- Loorbach, D., Frantzeskaki, N. y, Avelino, F. (2017). Sustainability transitions research: Transforming science and practice for societal change. *Annual Review of Environment and Resources* 42(1):599-626.
- Max-Neef, M. (2010). *The world on a collision course and the need for a new economy: Contribution to the 2009 Royal Colloquium*. *AMBIO* 39(3):200-210.
- Messina, D., Contreras, R. (2019). *Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe. Reporte de los indicadores del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7*. Documento de Proyectos. LC/TS.2019/47. Santiago, Chile: CEPAL.
- Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. (2008). *Ley 20.257*.

- Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. (2015). *Energía 2050*. Santiago, Chile: Ministerio de Energía del Gobierno de Chile.
- Morales Udaeta, Gomes dos Reis, Baesso Grimoni y, De Abreu Junior. (2015). Energy integration in South America region and the energy sustainability of the nations. *Energy and Power Engineering* 07(05):161-73.
- Naciones Unidas. (2019). CEPALSTAT Estadísticas e Indicadores. Recuperado 20 de noviembre de 2019 ([https://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB\\_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e](https://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/estadisticasIndicadores.asp?idioma=e)).
- Niles, K., Lloyd, B. (2013). Small island developing states (SIDS) & energy aid: Impacts on the energy sector in the Caribbean and Pacific. *Energy for Sustainable Development* 17(5):521-30.
- Ochoa, C., Dwyer, I. y, Franco, C. (2013). Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats. *Energy Policy* 61:267-73.
- OLADE. (2019). SIELAC - Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe. Recuperado 8 de octubre de 2019 (<http://sier.olade.org>).
- Organization of American States. (1987). *Minimum conflict: Guidelines for planning the use of American humid tropic environments*. Washington, D.C.
- Parker, C. (2018). Energy transition in South America: Elite's views in the mining sector; four cases under study. *Ambiente & Sociedade* 21(0).
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2018). DIRECTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 11 de diciembre de 2018 - relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Vol. 2001.
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2019). DIRECTIVA (UE) 2019/ 944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 5 de junio de 2019 - sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/ 27/ UE. Vol. 944.
- Rockström, J., Steffen, W., Noone, K., Persson, A., Chapin, F., Lambin, E., Lenton, T., Scheffer, M., Folke, C., Schellnhuber, H., Nykvist, B., Wit, C., Hughes, T., Van der Leeuw, S., Rodhe, H., Sörlin, S., Snyder, P., Costanza, P., Svedin, U., Falkenmark, M., Karlberg, L., Corell, R., Fabry, V., Hansen, J., Walker, B., Liverman, D., Richardson, K., Crutzen, P. y, Foley, J. (2009). A safe operating space for humanity. *Nature* 461(7263):472-75.
- Sheinbaum-Pardo, C., Ruiz, B. (2012). Energy context in Latin America. *Energy* 40(1):39-46.
- Solón, P. (Ed). (2019). *Alternativas sistêmicas*. Sao Paulo: Elefante.
- Symeonides, M. T. (2018). *Electricity - Greek law digest - The official guide to Greek law*. Recuperado 18 de noviembre de 2019 (<http://www.greeklawdigest.gr/topics/energy-minerals/item/91-electricity>).
- Unión Europea. (2020). *Derecho de la Unión Europea. Energía - EUR-Lex*. Recuperado 31 de marzo de 2020 ([https://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/energy.html?locale=es&root\\_default=SUM\\_1\\_CODED%3D18](https://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/energy.html?locale=es&root_default=SUM_1_CODED%3D18)).
- World Energy Council. (2019). *World Energy Trilemma Index 2019*.
- York, R., Bell, S. E. (2019). Energy transitions or additions? Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy. *Energy Research & Social Science* 51:40-43.
- Zabaloy, M. F., Recalde, M. Y. y, Guzowski, C. (2019). Are energy efficiency policies for household context dependent? A comparative study of Brazil, Chile, Colombia and Uruguay. *Energy Research & Social Science* 52:41-54.

# INTEGRACIÓN DE ENSAMBLES DE PRONÓSTICOS HIDROLÓGICOS A LAS HERRAMIENTAS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN URUGUAY

Alejandra de Vera <sup>1</sup>, Guillermo Flieller <sup>2</sup>, Magdalena Crisci <sup>3</sup>, Ruben Chaer <sup>4</sup>, Rafael Terra <sup>5</sup>

Recibido: 12/02/2020 y Aceptado: 19/5/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (96-117).



1 Ingeniera Civil perfil Hidráulico-Ambiental y Magíster en Ingeniería en Mecánica de los Fluidos Aplicada por la Universidad de la República (FING-UdelaR), Uruguay. Actualmente estudiante de Doctorado y Docente Asistente del Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería (UdelaR), Uruguay. Además, Investigador nivel Iniciación del Sistema Nacional de Investigadores (SNI), Uruguay.  
[adevera@fing.edu.uy](mailto:adevera@fing.edu.uy)

2 Ingeniero Electricista perfil Potencia por la Universidad de la República (FING-UdelaR), Uruguay. Actualmente estudiante del Diploma de Especialización en Ingeniería de la Energía (UdelaR, Uruguay) e Ingeniero de la Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas en la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), Uruguay.  
[gfieller@adme.com.uy](mailto:gfieller@adme.com.uy)

3 Ingeniera Civil perfil Hidráulico-Ambiental y Magíster en Ingeniería en Mecánica de los Fluidos Aplicada por la Universidad de la República (FING-UdelaR), Uruguay. Actualmente Docente Asistente del Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería (UdelaR), Uruguay.  
[mcrisci@fing.edu.uy](mailto:mcrisci@fing.edu.uy)

4 Ingeniero Eléctrico y Máster en Energía por la Universidad de la República (FING-UdelaR), Uruguay. Actualmente Gerente de Técnica y Despacho Nacional de Cargas de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), Uruguay. Investigador en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería (UdelaR), Uruguay. Senior Member de la IEEE, organización que lo distinguió en 2013 con el "*PES Chapter Outstanding Engineer Award*".  
[rchaer@adme.com.uy](mailto:rchaer@adme.com.uy)

5 Ingeniero Civil, Hidráulico-Ambiental por la Universidad de la República (FING-UdelaR), Uruguay. Doctor en Ciencias de la Atmósfera por la Universidad de California de Los Ángeles (UCLA), Estados Unidos. Profesor Titular del Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería (UdelaR) y co-coordinador del Centro Interdisciplinario de Respuesta al Cambio y la Variabilidad Climática (EI-UdelaR). Además, Investigador nivel II del Sistema Nacional de Investigadores (SNI), Uruguay.  
[rterra@fing.edu.uy](mailto:rterra@fing.edu.uy)

## RESUMEN

En el marco de la operación del sistema eléctrico uruguayo con énfasis en la generación a partir de recursos naturales renovables, es de relevancia la capacidad de prever con antelación los caudales de aporte para la generación hidráulica. En este trabajo se desarrolla una metodología para la generación y procesado de un ensamble de pronósticos de aportes a la represa de Rincón del Bonete, a partir de un ensamble de pronósticos de precipitación, que permita asimilarlo en las herramientas de operación, conjuntamente con los pronósticos de eólica y solar. Para generar los caudales se emplea el modelo hidrológico GR4J de paso diario combinado con el modelo *Muskingum* de tránsito hidrológico. El ensamble de pronósticos de caudal se incorpora dentro del sintetizador de aportes del modelo de simulación del sistema eléctrico a través de los sesgos y una serie de atenuadores por paso de tiempo, ajustados por máxima verosimilitud. En general, el desempeño del modelo es satisfactorio, con un NSE semanal de 0.50, un coeficiente  $R^2$  de 0.53 y una diferencia de volúmenes acumulados de -15%. De los resultados obtenidos se desprende que, para la implementación operacional del modelo, es crítica la asimilación de datos observados de precipitación y caudal en tiempo real.

**Palabras clave:** Simulación del Sistema Eléctrico, Modelación Hidrológica, Previsión de Caudales, Ensamble de Pronósticos, Procesos Estocásticos, Uruguay.

**ABSTRACT**

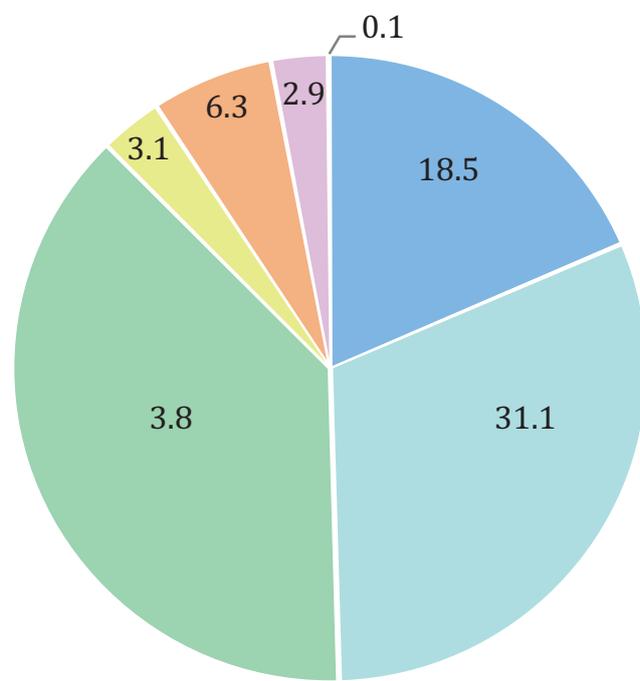
*In the context of the operation of the Uruguayan electricity system, which prioritizes the power production from renewable sources, it is crucial to forecast the hydrological inflows for hydroelectric generation. This study describes a methodology for the generation and processing of a hydrological ensemble forecast for the Rincón del Bonete Dam, which allows its assimilation into the electricity-system simulation along with wind and solar power forecasts. The streamflow forecast ensemble is obtained from a precipitation ensemble one. To generate the hydrological inflows, we use the GR4J daily hydrological model coupled with the Muskingum hydrological transit model. The hydrological forecast ensemble is incorporated into the electricity-system-simulator-synthesizer model through biases and noise attenuators per time step, adjusted through maximum likelihood. In general, the model performance is satisfactory, with a NSE for a weekly time step of 0.50, a R<sup>2</sup> coefficient equal to 0.53 and a difference in cumulative volumes equal to -15%. The results indicate that, for the operational implementation of the model, the assimilation of observed precipitation and streamflow data in real-time is critical.*

**Keywords:** *Electricity-System Simulation, Hydrological Modelling, Hydrological Forecasting, Ensemble Forecast, Stochastic Processes, Uruguay.*

**INTRODUCCIÓN**

En el marco de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con énfasis en la generación eléctrica a partir de recursos naturales renovables que lleva adelante Uruguay, la generación hidráulica mantiene una participación muy significativa. En particular, durante el año 2018 cubrió aproximadamente el 50% de la generación total (ADME, 2019), tal como se presenta en la figura 1.

Figura 1. Participación por fuente en la generación total del SIN durante el año 2018.



Fuente	Generación (GWh)	Participación (%)
Hidráulica RN	2,289	18.5
Hidráulica SG	3,849	31.1
Eólica	4,708	38.1
Solar	388	3.1
Biomasa	778	6.3
Térmica	361	2.9
Importación	14	0.1
<b>TOTAL</b>	<b>12,386</b>	<b>100</b>
Exportación (Argentina y Brasil)	1,195	
Consumo de generación	47	
<b>ABASTECIMIENTO DEMANDA NACIONAL</b>	<b>11,144</b>	

Fuente: ADME (2019).

Un factor clave para la toma de decisión en la programación de la generación de dicho sistema es la capacidad de prever con antelación los caudales de aporte a los embalses de las represas hidroeléctricas, contribuyendo así a optimizar el uso de cada fuente de energía del SIN, con el correspondiente beneficio económico y ambiental.

Un caso particular, de relevancia estratégica para el país, es la posibilidad de exportar energía a los países vecinos (Argentina y Brasil), como se puede apreciar en la tabla de la figura 1. Dicha práctica en los últimos años se ha convertido en importantes beneficios económicos para Uruguay. La capacidad de ofertar bloques de energía exportables dentro de la programación semanal, pasa por la capacidad de poder predecir el comportamiento de los recursos de generación renovables en los siguientes días.

En este sentido, la experiencia contemporánea en varias regiones del mundo, incluyendo a Uruguay, indica que realizar previsiones hidrológicas operativas en base a predicciones numéricas de precipitación, permite la extensión del horizonte de pronóstico con resultados satisfactorios (Cuo *et al.*, 2011; IMFIA, 2014). Asimismo, la técnica de simulaciones por ensambles, que busca representar la incertidumbre asociada a la evolución del flujo atmosférico a través de la realización de múltiples simulaciones empleando condiciones iniciales ligeramente perturbadas o diferentes modelos, permite obtener una reducción del error en los pronósticos a la vez que brinda información sobre la incertidumbre a lo largo del horizonte de la previsión. Este valor agregado en la información, impacta directamente sobre los productos o herramientas que se pueden desarrollar y que asisten al proceso de toma de decisiones de los diferentes usuarios del pronóstico (Kalnay, 2003; Ruiz, 2008).

Trabajos previos en Uruguay (Maciel *et al.*, 2012; Maciel *et al.*, 2015) se centraron en la

incorporación de información climática asociada al fenómeno El Niño-Oscilación Sur (ENOS) en la simulación de los aportes hidrológicos dentro de los modelos para la gestión del sistema eléctrico, con el propósito de informar la planificación energética estacional (escala temporal de varias semanas a seis meses).

El objetivo de este trabajo consiste en desarrollar una metodología para la generación y procesado de un ensamble de pronósticos de aportes a las represas hidroeléctricas, a partir de un ensamble de predicciones numéricas de precipitación, que permita asimilarlo en las herramientas de operación del SIN, conjuntamente con los pronósticos de las energías eólica y solar. En particular, se presenta la implementación y los resultados obtenidos para la represa de Gabriel Terra (Rincón del Bonete) localizada en la cuenca alta del río Negro.

## DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La cuenca alta del río Negro, cuenca transfronteriza con Brasil, ocupa aproximadamente una superficie de 40,000 km<sup>2</sup>, existiendo en su cierre la represa hidroeléctrica Gabriel Terra (en adelante Rincón del Bonete). En la tabla 1 se resumen las principales características de dicha cuenca.

Tabla 1: Principales características de la cuenca de aporte a la central de Rincón del Bonete.

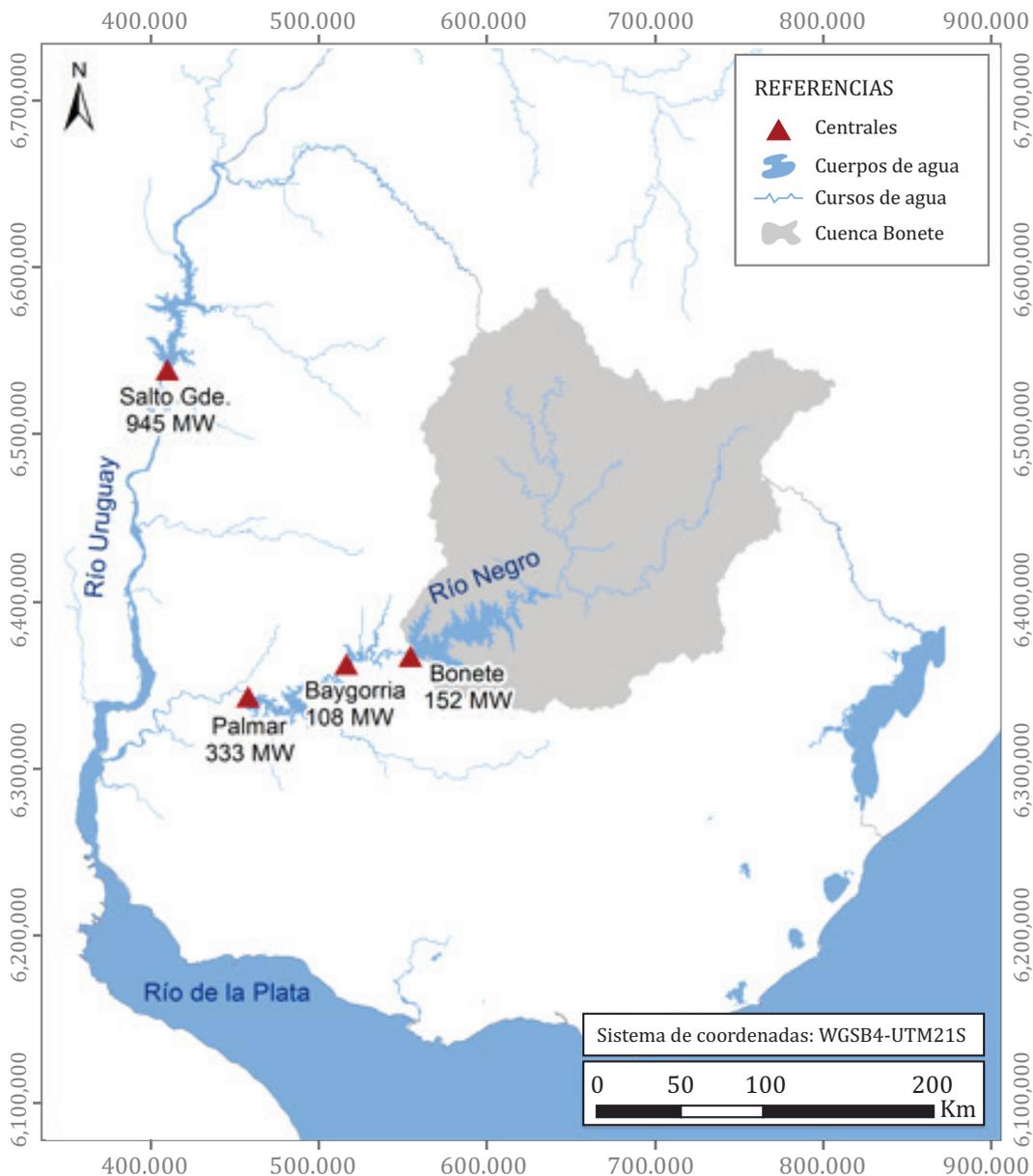
Parámetro	Valor
Extensión superficial (km <sup>2</sup> )	39,500
Longitud del cauce principal (km)	400
Desnivel geométrico (m)	320
Pendiente media del cauce principal (m/km)	0.8
Agua disponible ponderada (mm)	108

Fuente: Elaboración de los autores

Agua abajo de la central de Rincón del Bonete se localizan consecutivamente las represas hidroeléctricas de Baygorria y Constitución (Palmar). Este sistema conformado por las tres represas hidroeléctricas del río Negro constituye, a la fecha, aproximadamente el 20% de la energía eléctrica total generada en el país (ADME, 2019). Complementariamente, sobre el río Uruguay se localiza la central hidroeléctrica binacional (Argentina-Uruguay) de Salto Grande.

En la figura 2 se presenta la localización de las cuatro centrales (con su respectiva potencia instalada) y la delimitación de la cuenca de aporte a la central de Rincón del Bonete. En la tabla 2 se resumen las principales características de dichas centrales, en la que puede observarse que la represa Rincón de Bonete es la que tiene mayor capacidad de regulación.

Figura 2. Localización de las centrales hidroeléctricas y delimitación de la cuenca de aporte a la central de Rincón del Bonete.



Fuente: Elaboración de los autores.

Tabla 2. Principales características de las centrales hidroeléctricas existentes en Uruguay.

Central	Coordenadas UTM 21S (km)	Potencia instalada (MW)	Volumen máximo (Hm <sup>3</sup> )	Cuenca de aporte (km <sup>2</sup> )
Rincón del Bonete	(554.6367)	152	8,800	39,500
Baygorria	(518.6363)	108	570	4,100 (incremental)
Constitución	(458.6343)	333	2,854	18,900 (incremental)
Salto Grande	(411.6540)	945	5,000	244,000

Fuente: Elaboración de los autores.

## METODOLOGÍA

### Modelación hidrológica

Para generar los aportes hidrológicos se empleó un modelo hidrológico simple de paso diario, denominado “GR4J” (*Génie Rural à 4 paramètres Journalier*) propuesto y mejorado por Perrin *et al.* (2003).

El modelo consiste en un modelo diario concentrado, de cuatro parámetros (presentados en la tabla 3), basado en la cuantificación de la humedad del suelo. El mismo utiliza como datos de entrada la precipitación y la evapotranspiración potencial para luego modelar el almacenamiento en el suelo teniendo en cuenta dos reservorios. Una parte del escurrimiento es transitado a través de un hidrograma unitario simple y, otra parte, a través de otro hidrograma unitario que se almacena en un reservorio no lineal, para luego formar con ambas partes la escorrentía total.

Dicho modelo no pretende ser una modelación hidrológica-hidrodinámica exhaustiva. Por el contrario, el objetivo es desarrollar una metodología general que sea lo suficientemente flexible y que en particular permita incorporar a futuro otras fuentes de pronóstico. Cabe destacar que el modelo hidrológico en sí es determinístico, pero, al ser alimentado con un conjunto de pronósticos de precipitación, se obtiene igual número de previsiones para los caudales.

La cuenca de aporte a la represa de Rincón del Bonete (39,500 km<sup>2</sup>) se discretizó en 17 subcuencas de área menor a 7,000 km<sup>2</sup> (según se presenta en la figura 3), en base al modelo digital del terreno de la NASA SRTM (*Shuttle Radar Topographic Mission*) con una resolución de 90x90m<sup>1</sup>.

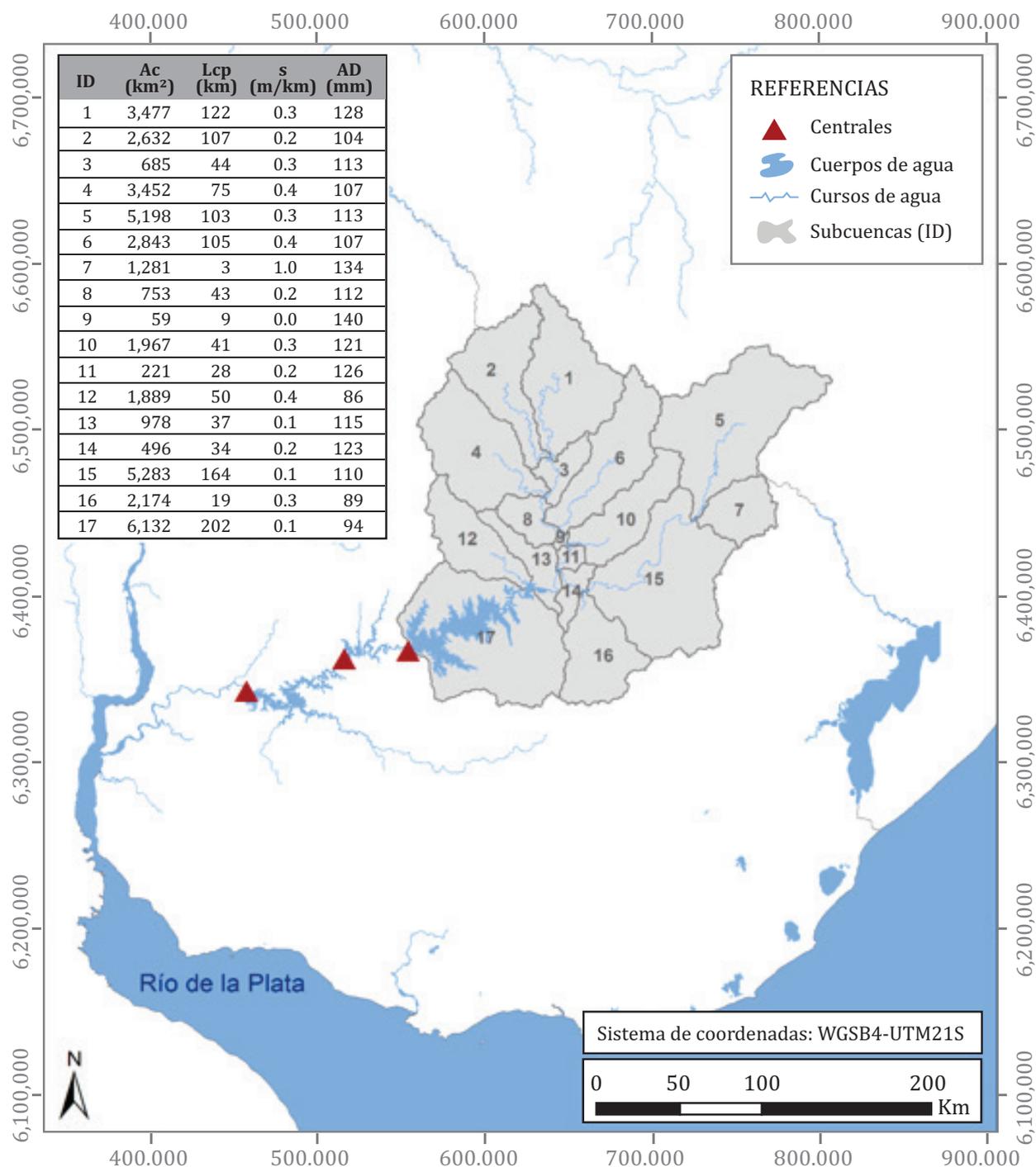
El modelo hidrológico se implementa en cada una de estas subcuencas, a partir de los datos diarios de precipitación y evapotranspiración potencial disponibles (presentados en la p. 103). La precipitación media en cada subcuenca se obtiene a partir del método de los polígonos de Thiessen.

Una vez obtenidos los caudales diarios de aporte de cada subcuenca, los mismos se transitan a lo largo del cauce hasta los puntos de interés aguas abajo, mediante el método de *Muskingum*, método para el tránsito hidrológico en ríos que requiere de dos parámetros (presentados en la tabla 3).

En la figura 4 se presenta un esquema del modelo hidrológico implementado “GR4J + Muskingum”.

<sup>1</sup> Disponible en <http://srtm.csi.cgiar.org/srtmdata/>.

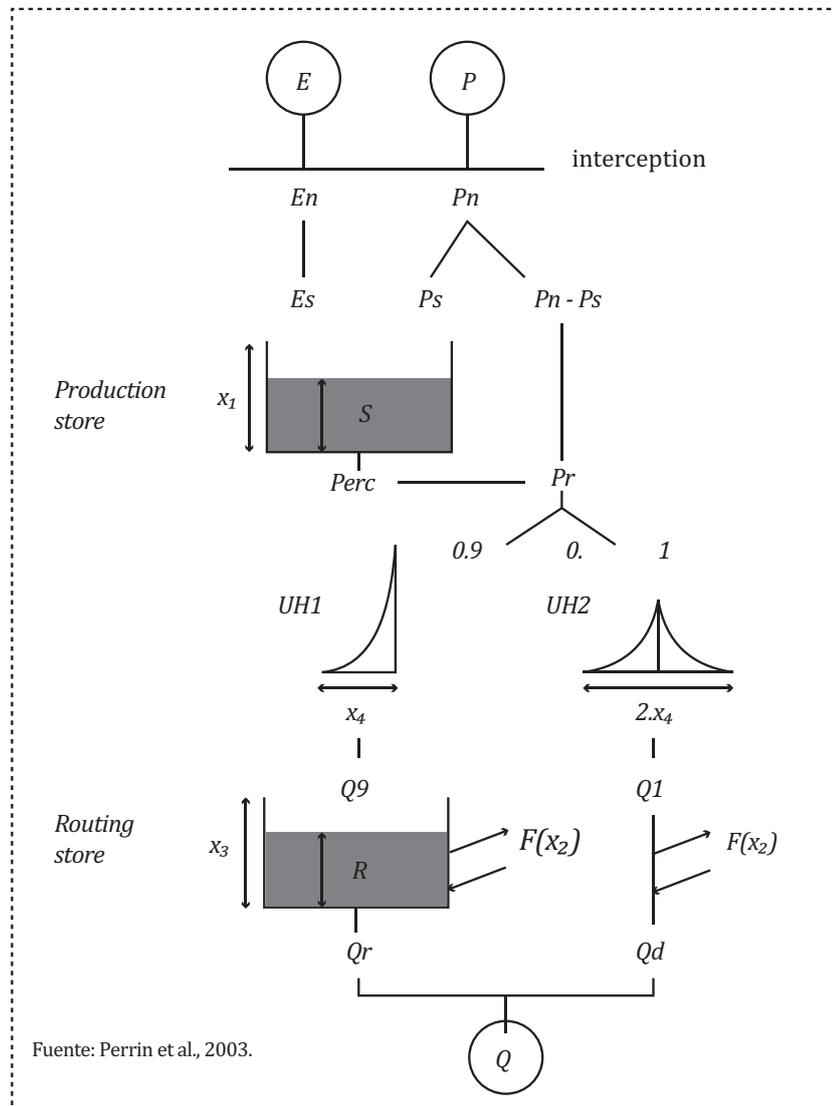
Figura 3. Discretización en subcuencas de la cuenca de aporte a Rincón del Bonete. Se incluye una tabla con el área de la cuenca de aporte (km<sup>2</sup>), la longitud (km) y pendiente media (m/km) del cauce principal y al agua disponible ponderada (mm) de cada subcuenca (identificada según un ID).



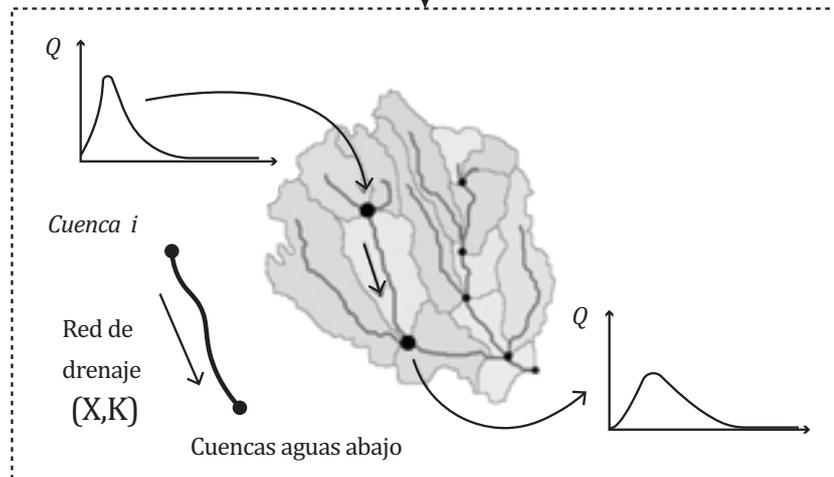
Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 4. Representación esquemática del modelo hidrológico implementado “GR4J+Muskingum”.

**Modelo GR4J:**  
 Cálculo del caudal incremental en cada subcuenca



**Modelo Muskingum:**  
 Tránsito a través de la red de drenaje



Fuente: Elaboración de los autores.

Para obtener un buen desempeño del modelo hidrológico es necesario ajustar los parámetros, de forma tal que el modelo represente lo mejor posible los caudales históricos observados. En estudios antecedentes se destaca la aplicación satisfactoria del modelo hidrológico de paso diario GR4J en cuencas de Uruguay (Chreties *et al.*, 2017; Narbondo *et al.*, 2018). Estos trabajos han obtenido paquetes de parámetros óptimos (calibrados y regionalizados) para minimizar las diferencias entre caudal observado y simulado; además han logrado relacionar los parámetros

del modelo con características físicas e hidrológicas para las cuencas de Uruguay, lo que permite su aplicación en cuencas no aforadas. En la tabla 3 se presentan los valores adoptados para cada uno de los parámetros del modelo GR4J siguiendo dichas recomendaciones. Cabe destacar que el parámetro  $x_1$  (que representa la capacidad máxima de almacenamiento del suelo) no se considera como un parámetro de calibración, sino que se le asigna el valor del agua disponible (AD) media de los suelos presentes en cada subcuenca.

Tabla 3: Parámetros del modelo “GR4J+Muskingum” y valor adoptado en cada caso.

Parámetro	Modelo	Descripción del parámetro	Valor
$x_1$	GR4J	Capacidad máxima del reservorio de producción	AD mm
$x_2$	GR4J	Coefficiente de intercambio con el agua subterránea	0 mm
$x_3$	GR4J	Capacidad máxima del reservorio de tránsito (no lineal)	42.4 mm
$x_4$	GR4J	Tiempo base de los hidrogramas unitarios	2.4 días
X	Muskingum	Factor de ponderación	0.20
K	Muskingum	Tiempo de tránsito de una onda de creciente	2 días

Fuente: Elaboración de los autores.

### Simulación del sistema eléctrico

La modelación del sistema eléctrico se realiza mediante la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica SimSEE<sup>2</sup> (Chaer, 2008). La misma permite simular la operación óptima del sistema incorporando distintos tipos de pronósticos, tales como generación de energías renovables, demanda eléctrica, precios futuros de tecnologías y combustibles, intercambios internacionales y otros. Por lo cual, es extensamente utilizada en Uruguay para simular la operación del sistema energético tanto en el largo plazo (planificación de inversiones) como en el corto plazo (operación del sistema y simulación del mercado).

En particular para el caso de la generación hidráulica, el SimSEE implementa un generador estocástico de series sintéticas de aportes a los embalses que permite realizar simulaciones utilizando un modelo de sintetizador CEGH: Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (Chaer, 2005). El sintetizador es utilizado por el SimSEE para caracterizar la incertidumbre esperada durante la optimización, donde se determina la política de operación óptima. Asimismo, también se utiliza el generador de series sintéticas en la etapa de simulación, para calcular costos esperados y su dispersión.

2 Disponible en <https://simsee.org/>.

### Acople del ensamble de pronósticos hidrológicos dentro del SimSEE

En SimSEE los pronósticos, tanto hidrológicos así como de generación en base a energías renovables no convencionales y de demanda, se modelan mediante fuentes CEGH.

En base a los histogramas de una serie histórica, que puede tener múltiples canales, se genera una transformación no lineal mediante deformadores por paso de tiempo que mapean la serie a Espacio Gaussiano (EG) para la fuente. En EG el proceso estocástico se modela como un sistema lineal, tal como se presenta en la ecuación 1.

$$(Ec. 1) \quad X_{k+1} = AX_k + \Lambda_k BR_k + S_k$$

Donde  $X_k$  es el valor de la señal para el paso de tiempo  $k$ ,  $A$  es la matriz de filtros de correlación,  $B$  es la matriz global de ruido,  $R_k$  es una señal de ruido blanco gaussiano,  $\Lambda_k$  es la matriz de atenuadores de ruido y  $S_k$  es el sesgo para el paso  $k$ .

Los pronósticos se incorporan a la fuente actuando sobre los sesgos y los atenuadores por paso de tiempo.

Como primer paso, las series de ensambles se transforman a EG usando los deformadores por paso de tiempo de la fuente sintetizadora (generando la serie E). De aquí en adelante  $m$  es el número de canales,  $p$  es el número de pasos de tiempo y  $r$  es el número de realizaciones.

Se toma como guía de la fuente en EG, al promedio por paso de tiempo del ensamble de pronósticos en EG.

Dado que la señal  $R_k$  es de ruido blanco gaussiano de media 0 (cero), se calcula el sesgo para el paso  $k$  como se presenta en la ecuación 2, para que el valor esperado de las series sintéticas en EG ( $X$ ) replique el valor esperado del ensamble en EG ( $E$ ).

$$(Ec. 2) \quad S_k = \bar{X}_{k+1} - A\bar{X}_k = \bar{E}_{k+1} - A\bar{E}_k$$

En segunda instancia, se ajustan por máxima verosimilitud el ensamble de pronósticos y el cono de pronósticos de la fuente CEGH, donde como variable de ajuste se utilizan los atenuadores por paso. Para maximizar la verosimilitud entre el ensamble y el pronóstico CEGH se recurre a que la covarianza del pronóstico producido por el CEGH está dada por la ecuación 3.

$$(Ec. 3) \quad \Sigma_k = \Lambda_k BB^T \Lambda_k^T + Z_k$$

Donde  $Z_k$  se construye iterativamente a partir de las ecuaciones 4 y 5:

$$(Ec. 4) \quad Z_0 = A \langle d_{j,1} d_{j,1}^T \rangle A^T$$

Donde  $d_{j,k}$  es el vector de desviación del miembro  $j$  en el paso de tiempo  $k$  con respecto a la media del ensamble para el paso.

$$(Ec. 5) \quad Z_k = A (Z_{k+1} + \Lambda_{k-1} BB^T \Lambda_{k-1}^T) A^T$$

$$(Ec. 6) \quad \Sigma_k = \langle d_{j,k+1} d_{j,k+1}^T \rangle = \Lambda_k BB^T \Lambda_k^T + Z_k$$

La experiencia indica que realizar previsiones hidrológicas operativas en base a predicciones numéricas de precipitación permite la extensión del horizonte de pronóstico con resultados satisfactorios.

Finalmente, se busca maximizar la probabilidad conjunta de todo el ensamble tal como se presenta en la ecuación 7. Aplicando “propiedades de

logaritmo” sobre dicha ecuación se obtiene la condición de máxima verosimilitud, expresada en la ecuación 8.

$$(Ec. 7) \quad [\lambda_{1k}, \dots, \lambda_{mk}] : \max_{\{\lambda_{1k}, \dots, \lambda_{mk}\}} \left( \prod_j \prod_k \frac{1}{(2\pi)^{m/2} |\Sigma_k|^{1/2}} e^{-\frac{1}{2} d_{jk}^T \Sigma_k^{-1} d_{jk}} \right)$$

$$(Ec. 8) \quad \min_{\beta_{1k}, \dots, \beta_{mk}} \left( -\ln(|pk|) + \frac{1}{r} \sum_j d_{jk}^T P_k d_{jk} \right)$$

Donde la matriz  $P_k$  es la inversa de  $\Sigma_k$ .

Igualando a cero las derivadas direccionales de los elementos de la ecuación 8, se llega a la condición de optimalidad expresada en la ecuación 9.

$$(Ec. 9) \quad \sum_h^T \begin{bmatrix} \beta_{1k} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \beta_{2k} & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \beta_{mk} \end{bmatrix} C_h = \frac{1}{\beta_{hk}}$$

Donde  $\beta_{ij} = 1 / \lambda_{ij}$  y  $\lambda$  son los elementos de  $\Lambda$ . La matriz  $C$ , introducida en la ecuación 10, es una matriz auxiliar que se utiliza para construir el sistema no lineal con el cual se calculan los atenuadores  $\lambda$  por paso.

$$(Ec. 10) \quad C = (BB^T)^{-1}$$

De esta manera el problema queda planteado como:

$$(Ec. 11) \quad \begin{bmatrix} \sigma_{11}c_{11} & \dots & \sigma_{m1}c_{m1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{1m}c_{1m} & \dots & \sigma_{mm}c_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\lambda_{1k}} \\ \vdots \\ \frac{1}{\lambda_{mk}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{1k} \\ \vdots \\ \lambda_{mk} \end{bmatrix}$$

Donde  $\sigma_{ij}$  corresponde al elemento  $ij$  de la matriz de covarianza  $\Sigma$ . A partir de aquí se define una matriz auxiliar ( $M$ ) al problema, tal como se presenta en la ecuación 12.

$$(Ec. 12) \quad M = \begin{bmatrix} \sigma_{11}c_{11} & \dots & \sigma_{m1}c_{m1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{1m}c_{1m} & \dots & \sigma_{mm}c_{mm} \end{bmatrix}$$

Para resolver el problema de la ecuación 11 y obtener los atenuadores se utiliza un optimizador no lineal basado en el método Newton-Raphson con cálculo explícito de gradiente de acuerdo a la ecuación 13, donde  $F$  es la función de costo del optimizador.

$$(Ec. 13) \quad F(\Lambda) = M\Lambda - \beta$$

$$\frac{\partial F}{\partial \Lambda_h}(\Lambda) = 2 \sum (F_i(\Lambda) m_{i,h}) - 2 \frac{F_h(\Lambda)}{\Lambda^2}$$

El modelo desarrollado se encuentra integrado en la sala de simulación de la programación semanal del SimSEE-VATES<sup>3</sup> y está operativo desde junio de 2019. El mismo se actualiza dos veces al día (optimización y simulación del sistema), cada vez que se dispone de un nuevo pronóstico de precipitación (en la página siguiente)<sup>4</sup>.

3 VATES es un robot-software que se ejecuta en forma continua en los servidores de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME, Uruguay), integrando la información de estado del SIN y los pronósticos (eólica, solar, hidráulica, demanda) para generar las distribuciones de las variables de interés de las siguientes 168 horas de la operación óptima del SIN.

4 Las salidas están disponibles en el siguiente link: <http://latorre.adme.com.uy/vates>.

## Información empleada

Como información de entrada al modelo hidrológico en modo operativo se considera la siguiente:

### • Precipitación diaria

Datos de pronóstico:

Ensamble de predicciones numéricas de precipitación a 14 días del modelo GEFS (*Global Ensemble Forecast System* del NCEP-NOAA) con una resolución espacial de  $1,0^\circ \times 1,0^\circ$ , compuesto por la corrida de control más 20 miembros perturbados (Zhu, 2018).

Datos históricos:

Boletín pluviométrico<sup>5</sup> del Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET) que consiste en un mapa discreto (6 niveles de discretización) de precipitación diaria para Uruguay construido mediante interpolación por el método Kriging

Ordinario. Este es el producto oficial y para su construcción (una vez al día) se tiene en cuenta toda la información disponible en dicho momento. El mismo se emplea como restricción para los datos del GEFS en los días pasados: para cada punto del GEFS, si el dato pertenece al rango indicado por el mapa, se toma como válido; en caso contrario, se toma el valor del rango del mapa más cercano al dato GEFS. Actualmente está disponible en formato imagen, pero se espera que en el corto plazo se encuentre disponible en formato numérico y se pueda incorporar a la implementación del modelo en modo operativo.

### • Evapotranspiración potencial diaria (ETP)

Ciclo medio anual de ETP, construido a partir de datos diarios históricos registrados en el período 1991-2015 en las estaciones del Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria de Uruguay (INIA) y del INUMET.

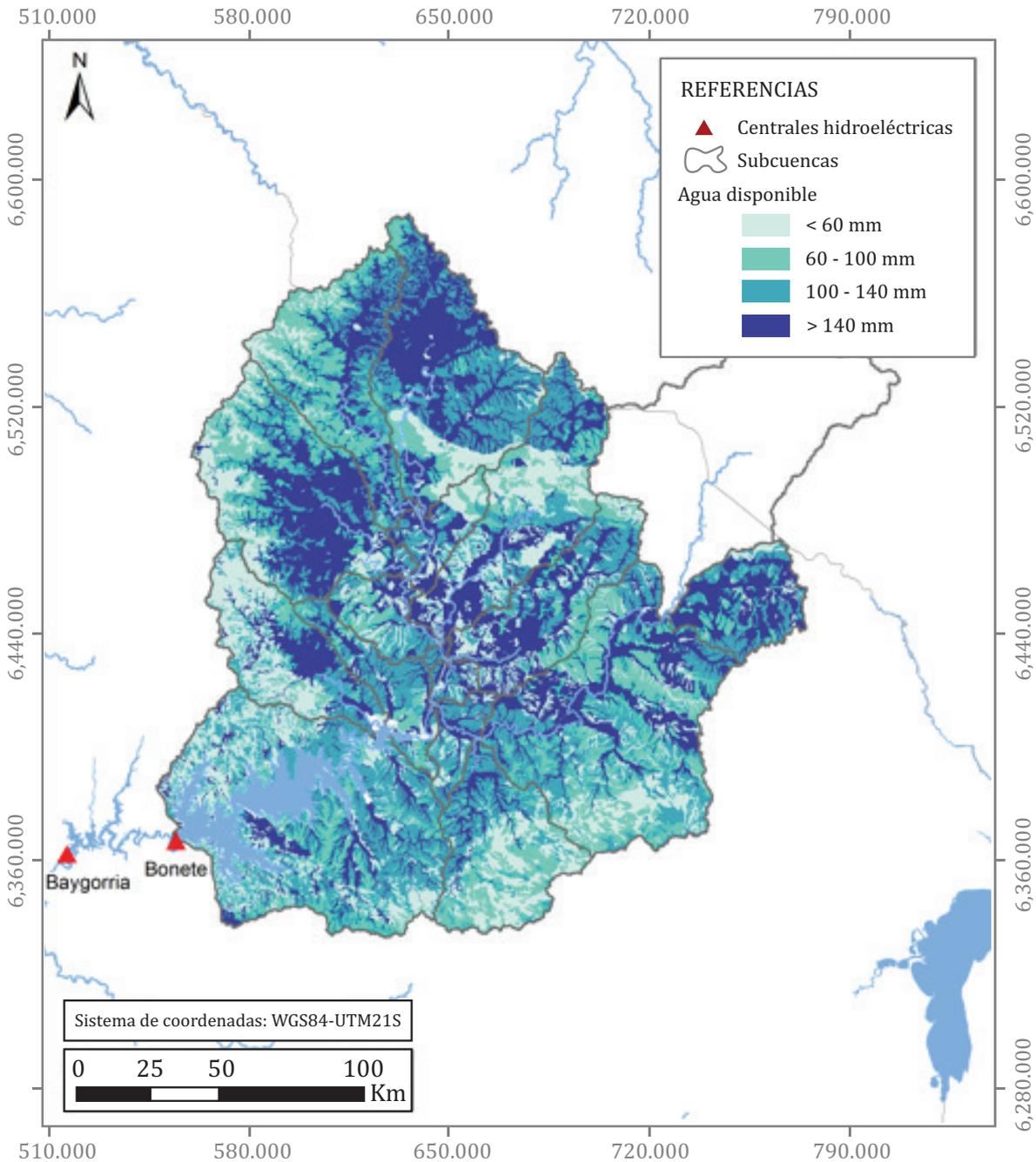


5 Disponible en <https://www.inumet.gub.uy/clima/recursos-hidricos/boletin-pluviometrico>.

Para representar la capacidad de almacenamiento de agua del suelo se elaboró el mapa de agua potencialmente disponible (AD) en los suelos de Uruguay (figura 5), a partir del mapa de suelos CONEAT a escala 1:40.000

(Molfino, 2009) de la Dirección General de Recursos Naturales (DGRN, MGAP) de Uruguay. En base a esto, se pondera por área para obtener un valor representativo del suelo en cada subcuenca.

Figura 5. Mapa del agua potencialmente disponible en los suelos de Uruguay pertenecientes a la cuenca de Rincón del Bonete.

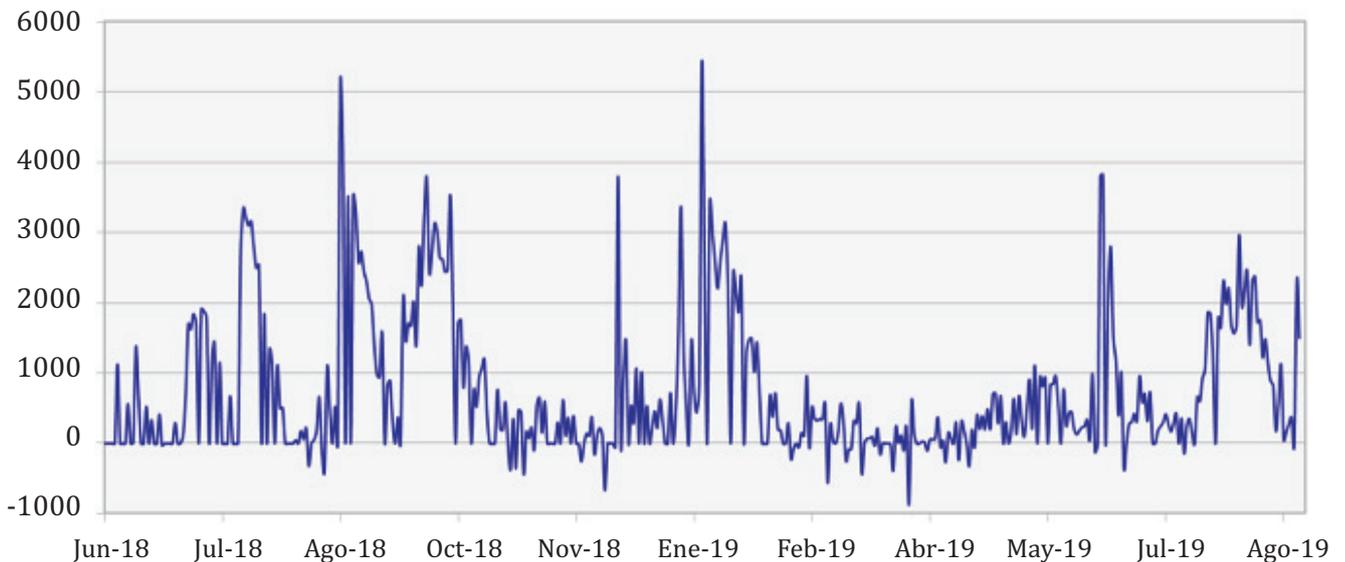


Fuente: Elaboración de los autores a partir del mapa de suelos CONEAT a escala 1:40.000.

Para la evaluación del modelo hidrológico, como referencia, se dispuso de la serie diaria de caudales de aporte teóricos al embalse de Rincón de Bonete (figura 6) brindada por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay (UTE). Dicha serie se denomina “teórica” ya que consiste en una estimación en base a un balance hídrico en el embalse y no a una observación directa. Específicamente, los caudales de aporte teóricos se obtienen (de forma indirecta) a partir de la medida de la variación de la cota del lago, los caudales turbinados y los

caudales vertidos, siendo esta estimación sensible al modelado del lago y al efecto del viento en la superficie del mismo. En este sentido, como se observa en la figura 6, durante el período analizado se tienen valores de caudal negativos, los cuales pueden deberse al efecto de compensación de valores de caudal excesivos propios de la metodología de estimación (posiblemente asociado a la acción del viento en el embalse). Tal como se discutirá en las próximas secciones, esto constituye una limitante para la implementación del modelo en modo operativo.

Figura 6. Serie diaria de caudales de aporte teóricos al embalse de Rincón de Bonete.

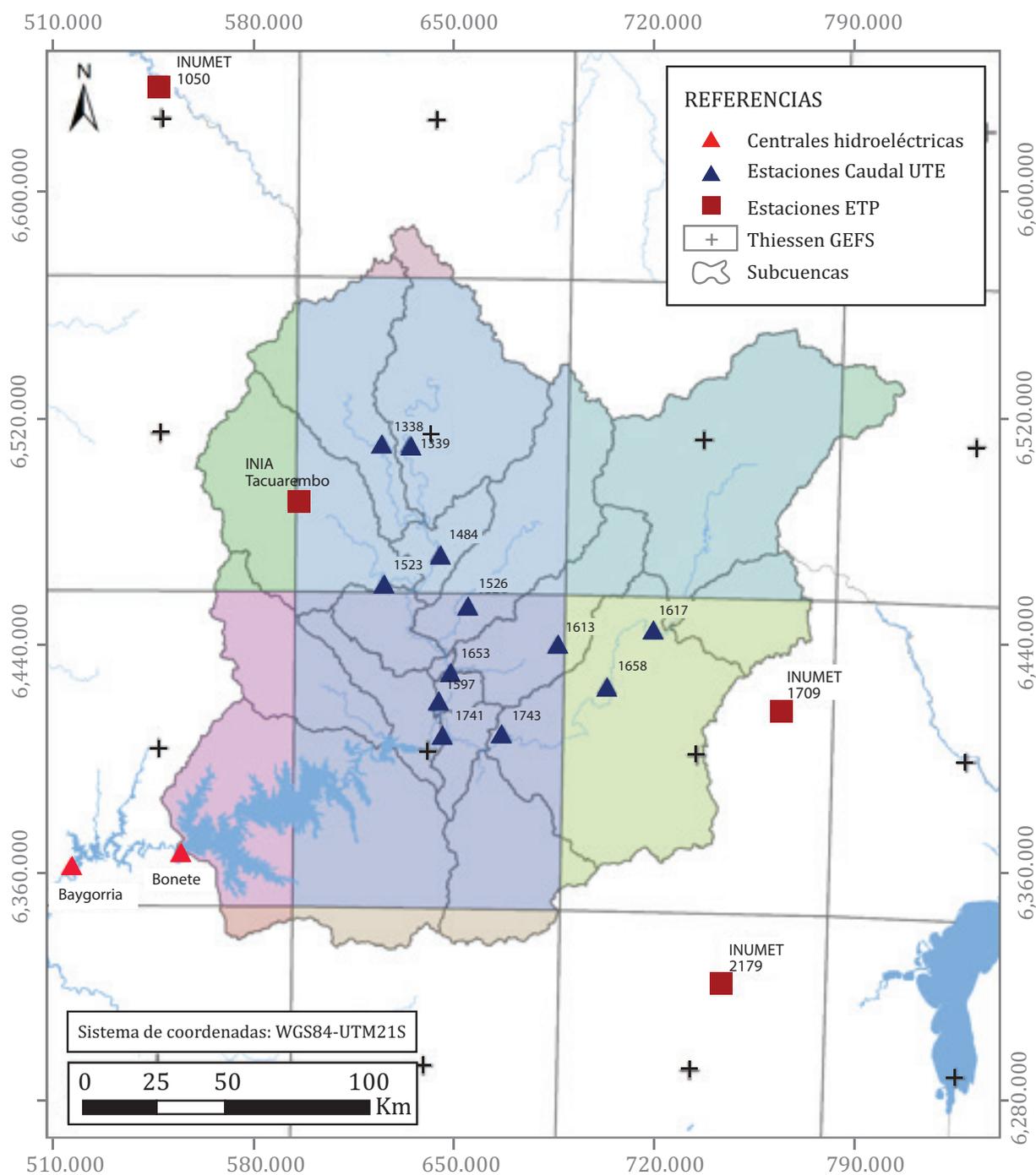


Fuente: Elaboración de los autores a partir de datos brindados por UTE.

En la figura 7 se presenta la distribución espacial de las estaciones hidro-meteorológicas (ETP y caudal) con influencia en la cuenca de Rincón del Bonete y los polígonos de Thiessen considerados (grilla GEFS) para el cálculo de la precipitación media en cada subcuenca.

**En base a los resultados obtenidos se desprende que, para la implementación del modelo en modo operativo, la asimilación de datos observados de precipitación y caudal en tiempo real es crítica.**

Figura 7. Ubicación de las estaciones hidro-meteorológicas (ETP y caudal) y polígonos de Thiessen considerados (grilla GEFS) para el cálculo de la precipitación media en cada subcuenca. En cada estación se especifica el código correspondiente y la entidad responsable de su operación. Cada polígono de Thiessen está sombreado con un color diferente para facilitar su visualización.



Fuente: Elaboración de los autores.

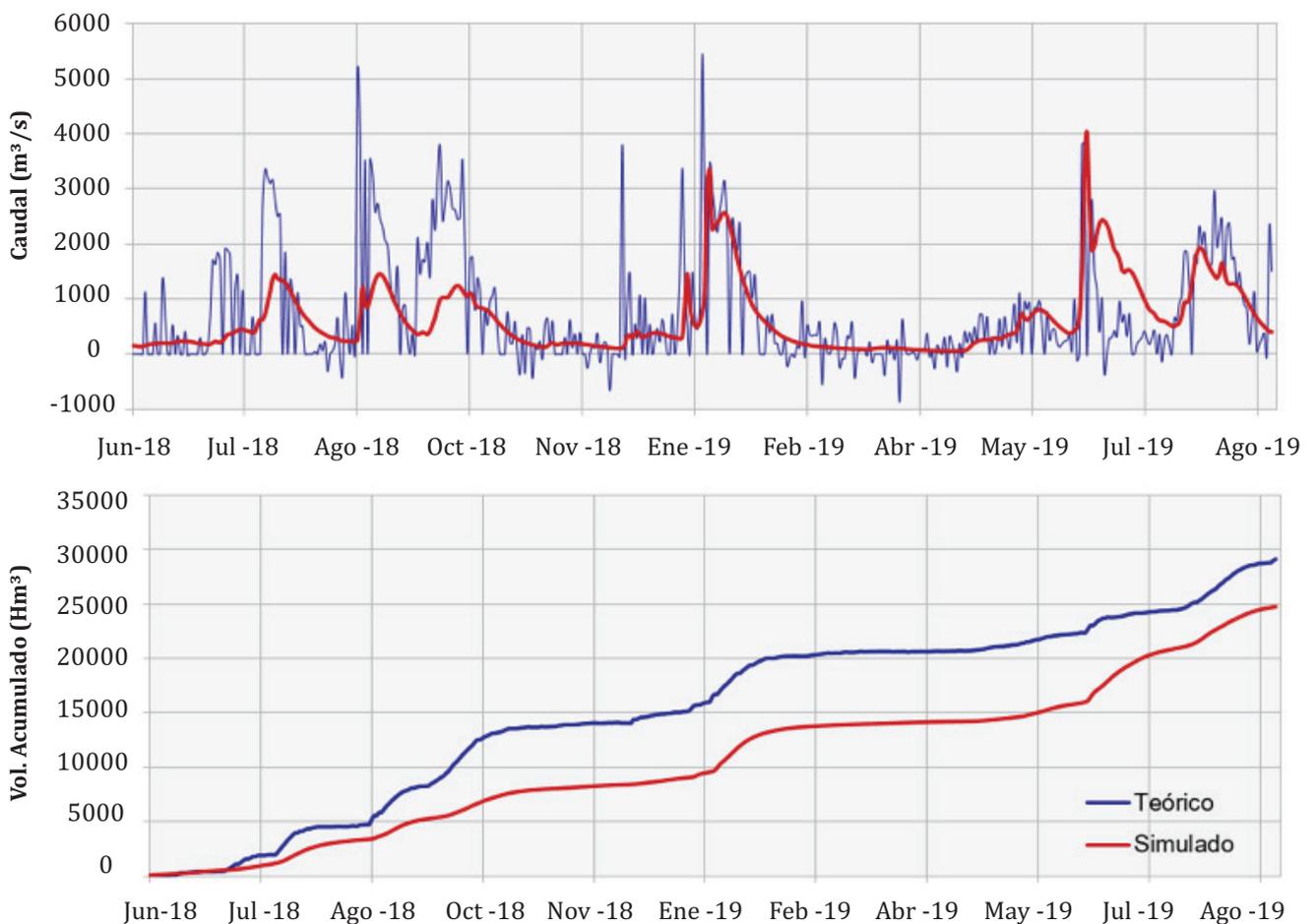
## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Simulación en modo retrospectivo

En primer lugar, a modo de diagnóstico, se realizó una simulación para el período junio 2018 a agosto 2019 a partir de la corrida de control del GEFS corregida por el boletín pluviométrico de INUMET (asumido como la información histórica disponible). En el diagrama superior de la figura 8, se presenta la serie de caudales

resultante y se incluye, a modo de referencia, la serie de caudales teóricos estimados por UTE en base a las variaciones de la cota del lago y los caudales erogados. En el diagrama inferior de la figura 8, se presentan los respectivos volúmenes acumulados. Se observa que el modelo sigue la tendencia de la serie teórica, pero suavizada, y con sesgos a menores montos. Se obtuvo una diferencia entre el volumen de escurrimiento total ( $\Delta V$ ) modelado y teórico del -15% (tabla 4).

Figura 8. Resultados de la simulación en modo retrospectivo para el período junio de 2018 a agosto de 2019: serie de caudales diarios (diagrama superior) y volúmenes acumulados (diagrama inferior). A modo de referencia se incluye la serie de caudales teóricos de UTE.



Fuente: Elaboración de los autores.

El coeficiente de escorrentía (definido como el cociente entre el volumen escurrido y la precipitación acumulada en la cuenca) calculado a partir de las series de caudales simulados y teóricos, considerando en ambos casos la precipitación de la corrida de control del GEFS, es de 0.41 y 0.48 respectivamente (tabla 4). Asumiendo como válida la serie de caudales teóricos, resulta una subestimación del modelo que podría deberse a una subestimación de la precipitación y/o a una deficiencia en la representación del proceso de transformación P-Q (precipitación a caudal). Dado que según DINAGUA (2012), para la región de estudio corresponde un C promedio anual de 0.37, valor muy próximo al obtenido con la serie simulada, se deduce que el déficit es mayormente atribuible a la serie de precipitación considerada.

Adicionalmente, se calculó el coeficiente de eficiencia de *Nash-Sutcliffe* (NSE) y el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) para todo el período simulado, para los pasos de tiempo diario y semanal (considerando que el modelo se emplea como una herramienta de apoyo a la toma de decisión de la programación semanal). Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4. En base a las calificaciones generales de desempeño para dichos estadísticos reportadas por Moriasi *et al.* (2007) y Chen *et al.* (2017), los resultados obtenidos para el paso diario no son satisfactorios (valores inferiores a 0.50 para ambos estadísticos), pero sí lo son para el paso semanal (NSE=0.50 y  $R^2=0.53$ ). En cuanto a la diferencia de volúmenes escurridos, se obtuvo un desempeño entre satisfactorio y bueno ( $\Delta V \approx -15\%$ ).

Tabla 4: Indicadores de desempeño de la modelación hidrológica.

Fuente	Precipitación acumulada (Hm <sup>3</sup> )	Vol. escurrido acumulado (Hm <sup>3</sup> )	Coeficiente de escorrentía	Coeficiente NSE	Coeficiente R <sup>2</sup>
<b>Modelo</b>	60,900	24,750 ( $\Delta V = -15\%$ )	0.41	Diario: 0.33 Semanal: 0.50	Diario: 0.35 Semanal: 0.53
<b>Teórico</b>	60,900	29,150	0.48	---	---

Fuente: Elaboración de los autores.

Estos resultados son inferiores a los obtenidos por Narbondo *et al.* (2018) en la aplicación del modelo GR4J en otras cuencas de Uruguay, pero en vista de la discusión anterior, se entiende que el desempeño del modelo mejoraría significativamente al considerar una mejor estimación de la precipitación histórica, a partir de la cual será posible realizar la calibración del modelo de manera encontrar el conjunto de parámetros óptimos para la cuenca de estudio (ver la p. 110).

### Simulación en modo pronóstico

En la figura 9, a modo de ejemplo, se presentan los ensambles de pronósticos de caudales y volúmenes acumulados obtenidos para ventanas de tiempo de dos semanas, para dos casos de distinto desempeño. A modo de referencia, se incluyen los valores teóricos estimados por UTE.

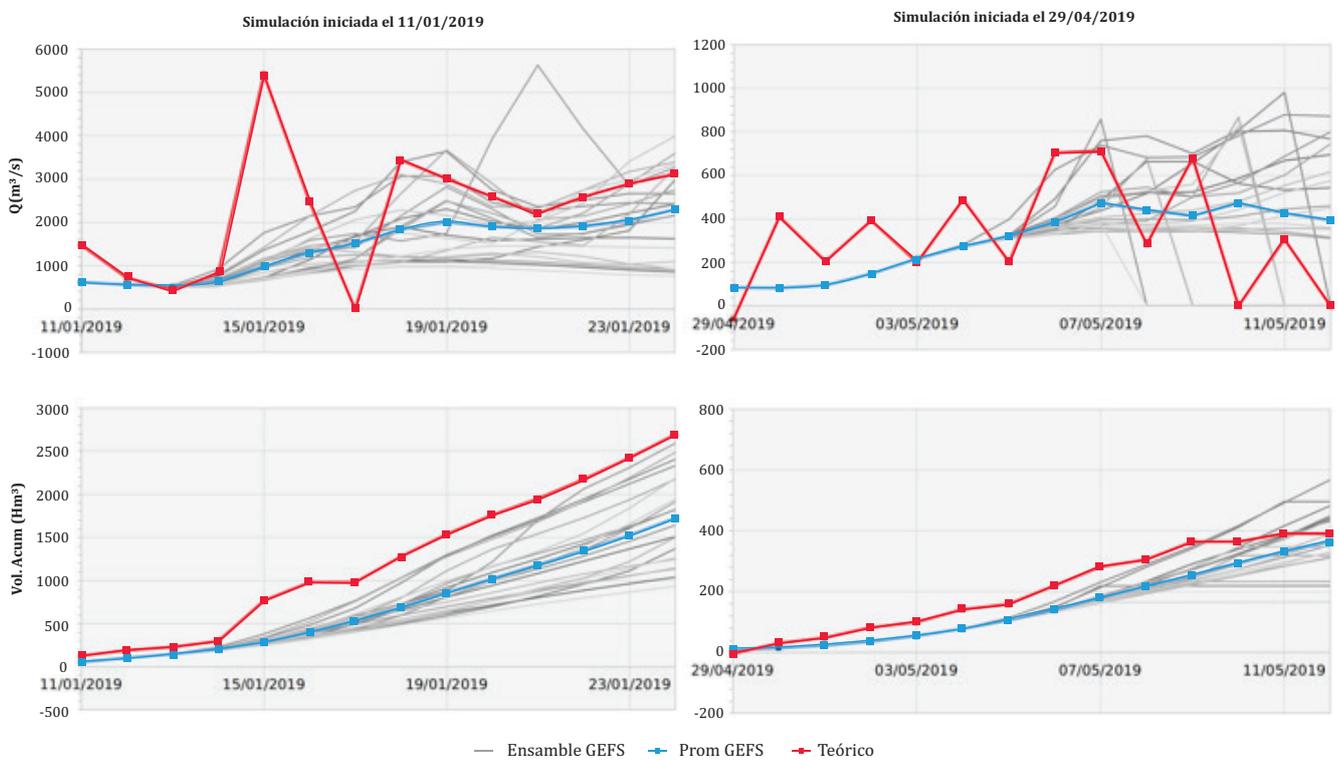
En la simulación del día 11/01/2019 (diagrama izquierdo), el caudal teórico tiende a aproxi-

marse a los miembros más altos del ensamble. Asimismo, es interesante notar el efecto de compensación (posiblemente asociado a la acción del viento en el embalse) en la estimación teórica entre los días 15 al 17 de enero, donde el promedio de los aportes es de 2,600 m<sup>3</sup>/s, valor comprendido dentro del cono conformado por los caudales pronosticados. Este efecto repercute en los volúmenes acumulados, la curva del promedio del ensamble y la curva teórica se separan el 15/01 y a partir de allí

continúan paralelas, con la consecuente subestimación del modelo.

En la simulación iniciada el día 29/04/2019 (diagrama derecho), el ensamble de caudales sigue la tendencia del caudal teórico durante la primera semana, luego se amplía su dispersión. En este caso, al final del horizonte de pronóstico el volumen acumulado teórico está incluido dentro del cono conformado por el ensamble.

Figura 9. Ejemplos de ensambles de pronósticos de caudales y volúmenes acumulados. A modo de referencia se incluye la serie de caudales teóricos de UTE.



Fuente: Elaboración de los autores.

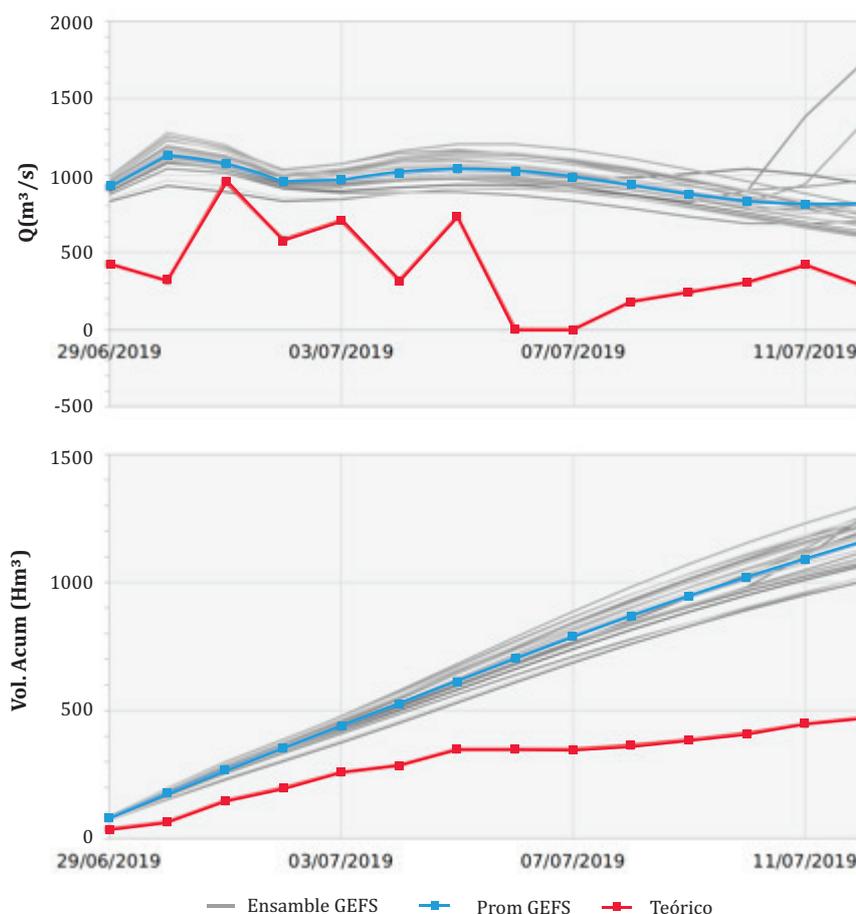
Finalmente, es interesante señalar una limitación de la versión operativa actual del modelo, sin asimilación de datos observados. En la figura 10 se presentan los ensambles de pronósticos de caudales y volúmenes acumulados obtenidos en la simulación iniciada el 29/06/2019. Se observa un salto en el valor inicial del caudal (el pronóstico es muy superior al teórico), sin embargo, la tendencia

es capturada correctamente por el modelo, que en este caso presenta baja dispersión.

Lo anterior, junto con la imperfecta representación del campo de precipitaciones observado y los errores introducidos en la modelación hidrológica, pone en evidencia la necesidad de implementar un proceso de ajuste que opere

como parte de la simulación continua. Dicho ajuste podrá ser implementado solo en aquellas cuencas donde se cuente con registro observado de caudales (ver figura 7) y, por tanto, se puede estimar el error del modelo.

Figura 10. Ejemplo de ensamble de pronósticos de caudales que evidencia la necesidad de incluir asimilación de datos observados en la versión operativa del modelo.



Fuente: Elaboración de los autores.

## CONCLUSIONES Y PASOS FUTUROS

Se desarrolló una metodología para la generación y acople dentro del SimSEE de ensambles de pronósticos, en particular aplicada a los aportes a la represa de Rincón del Bonete a partir de un ensamble de pronósticos de precipitación. Para ello, se implementó un modelo hidrológico simple de paso diario (GR4J) combinado con un

modelo de tránsito hidrológico (Muskingum). El ensamble de pronósticos de caudal se incorpora dentro del sintetizador de aportes del modelo de simulación del sistema eléctrico (SimSEE) a través de los sesgos y una serie de atenuadores por paso de tiempo, ajustados por máxima verosimilitud. Dicha metodología es lo suficientemente general y flexible como para permitir incorporar a futuro otras fuentes

de pronóstico, además de poder ser operada adecuadamente con la información hidrometeorológica disponible en tiempo real.

En general, el desempeño del modelo hidrológico implementado es satisfactorio, con un NSE de 0.50 (paso semanal), un  $R^2$  de 0.53 (paso semanal) y una diferencia de volúmenes acumulados de -15%. Se observa una leve subestimación de los caudales teóricos, mayormente atribuible a la serie de precipitación considerada.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se desprende que, para la implementación del modelo en modo operativo, la asimilación de datos observados de precipitación y caudal en tiempo real es crítica, ya que se identificaron algunas limitaciones:

- La versión actual disponible del boletín pluviométrico de INUMET es discreta, consistente en un mapa con rangos amplios de valores con 6 niveles de discretización.
- La serie de caudales teóricos de UTE (estimada de modo indirecto en base a la variación de la cota del lago y los caudales erogados) presenta alta variabilidad diaria, posiblemente asociada al efecto del viento en el embalse.

Dentro de los pasos a seguir se destacan:

- Mejora en la representación del campo de precipitaciones observado mediante la combinación de observaciones en superficie y estimaciones satelitales de precipitación. Actualmente se está implementado un algoritmo que combina las estaciones pluviométricas disponibles en la cuenca de Rincón del Bonete con dos productos satelitales de precipitación global (GSMaP e IMERG) pertenecientes a una nueva generación, que integra múltiples plataformas y algoritmos previamente existentes, con alta resolución

espacial y temporal y mejor *performance* que los productos predecesores en diversas regiones y condiciones climáticas.

- Calibración del modelo “GR4J+Muskingum” a partir de la mejor estimación de la precipitación histórica y teniendo en consideración los resultados del trabajo recientemente publicado por Narbondo *et al.* (2020) acerca de la regionalización del modelo GR4J en Uruguay.
- Implementación en modo operativo del ajuste en tiempo real en base a registros de precipitación y caudal. El ajuste se plantea como una relajación de las variables de estado del modelo (el nivel de los reservorios) a sus valores extremos proporcional a la amplitud del error relativo del caudal simulado asociado a la escala temporal pertinente.

- Aplicación de las mejoras del modelo CEGH a otros tipos de generadores (no hidráulicos).

Una vez hecho el aprendizaje en la cuenca de Rincón del Bonete, se podrá extender la metodología a las otras centrales hidroeléctricas, en particular a las localizadas sobre el río Negro.

•••

## AGRADECIMIENTOS

*Este trabajo fue desarrollado en el marco del Proyecto PRONOS, financiado por el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF). Se agradece al Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET), el Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA) y la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay, por la disponibilidad de los datos hidrometeorológicos empleados.*

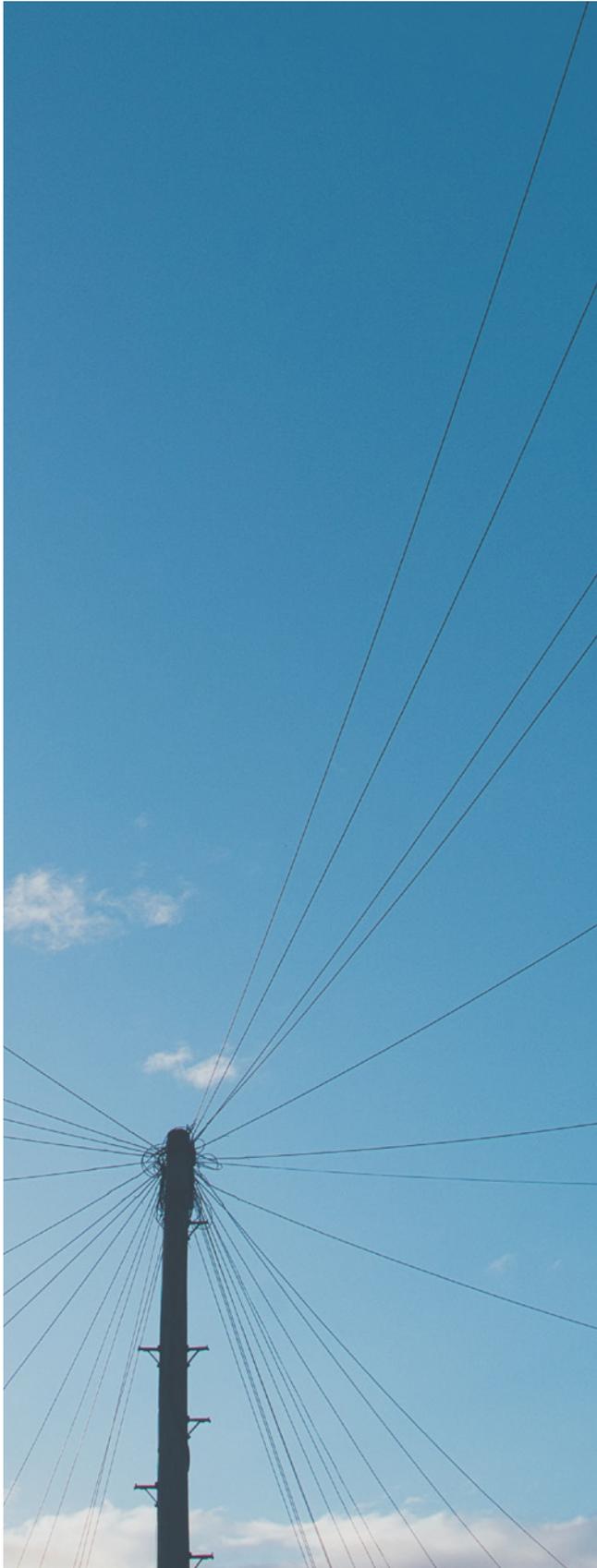


Foto de Gurdain Bharj en Unsplash.

## REFERENCIAS

ADME (2019). Informe anual 2018. Administración del Mercado Eléctrico, Uruguay. [https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_526/Informe\\_Anual\\_2018\\_V8.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_526/Informe_Anual_2018_V8.pdf)

Chaer R. (2005). Modelo de series correlacionadas CEGH. [http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9\\_sintetizadorCEGH.pdf](http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9_sintetizadorCEGH.pdf)

Chaer R. (2008). Simulación de sistemas de energía eléctrica. Tesis de maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República. Uruguay. <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/Cha08/Cha08.pdf>

Chen H., Luo Y., Potter C., Moran P.J., Grieneisen M.L., Zhang, M. (2017). Modeling pesticide diuron loading from the San Joaquin watershed into the Sacramento-San Joaquin Delta using SWAT. *Water Res.* 2017, 121, 374–385. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2017.05.032>

Chreties C., Crisci M., Narbondo S., Schenzer D., Pienika R. (2017). Mejora en la estimación de caudales fluviales en Uruguay y su aplicación para evaluar el potencial de generación hidrocinético. Informe final del Proyecto ANII FSE, Convocatoria 2014 (ANIIFSE\_1\_2014\_1\_102258). Instituto de Mecánica de Fluidos e Ingeniería Ambiental, Universidad de la República Oriental de Uruguay.

Cuo L., Pagano T., Wang Q. (2011). A review of quantitative precipitation forecasts and their use in short -to medium-range streamflow forecasting. *J. Hydrometeor.*, 12, 713-728. <https://doi.org/10.1175/2011JHM1347.1>

DINAGUA (2012). Ciclos anuales y estacionales de parámetros hidrológicos (1980-2004). Informe temático de la División Recursos Hídricos, Departamento de Hidrología, Dirección Nacional de Aguas, MVOTMA, Uruguay.

IMFIA (2014). Previsión de niveles en el río Yi con base en información hidrológica en tiempo real y pronósticos meteorológicos. Informe final del Proyecto ANII FSE, Fondo Sectorial Energía Convocatoria 2011. Instituto de Mecánica de Fluidos e Ingeniería Ambiental. Universidad de la República Oriental de Uruguay.

- Kalnay E. (2003). Atmospheric modelling, data assimilation and predictability. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511802270>
- Maciel F., Terra R., Díaz A. (2012). Incorporación de información climática en la simulación de aportes a represas en un modelo del sistema eléctrico. Memorias del XXV Congreso Latinoamericano de Hidráulica, San José, Costa Rica. ISBN: 978-9968-933-06-3.
- Maciel F., Terra R., Chaer R. (2015). Economic impact of considering El Niño Southern Oscillation on the representation of streamflow in an electric system simulator. *Int. J. Climatol.*, 35, 4094-4102.
- Molfino J.H. (2009). Estimación de Agua Disponible en los grupos CONEAT. División de Suelos y Aguas, Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca. Montevideo, Uruguay.
- Moriasi D. N., Arnold J. G., Van Liew M. W., Bingner R. L., Harmel R. D., Veith T. L. (2007). Model evaluation guidelines for systematic quantification of accuracy in watershed simulations. *Transactions of the ASABE*, 50 (3), 885-900. <http://dx.doi.org/10.13031/2013.23153>
- Narbondó S., Crisci M., Chreties C. (2018). Modelación hidrológica diaria en cuencas con diferentes características de Uruguay. XXVIII Congreso Latinoamericano de Hidráulica, IAHR, Buenos Aires, Argentina.
- Narbondó S., Gorgoglione A., Crisci M., Chreties, Ch. (2020). Enhancing physical similarity approach to predict runoff in ungauged watersheds in sub-tropical regions. *Water*, 12 (2), 528; <https://doi.org/10.3390/w12020528>
- Perrin C., Michel C., Andréassian V. (2003). Improvement of a parsimonious model for streamflow simulation. *Journal of Hydrology*, 279 (1), 275-289. [https://doi.org/10.1016/S0022-1694\(03\)00225-7](https://doi.org/10.1016/S0022-1694(03)00225-7)
- Ruiz J.J. (2008). Aplicación de los pronósticos por ensambles a la predicción del tiempo a corto plazo sobre Sudamérica. Tesis Doctoral. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires, Argentina. [http://hdl.handle.net/20.500.12110/tesis\\_n4361\\_Ruiz](http://hdl.handle.net/20.500.12110/tesis_n4361_Ruiz)
- Zhu Y. (2018). NCEP Global Ensemble Forecast System (GEFS). Global EPS Report to WMO on NCEP GEFS, DPFS/ET-OWFPS/Doc. 7.1(3). <https://www.emc.ncep.noaa.gov/GEFS/mconf.php>

# MODELO NUMÉRICO SIMPLE DE LA COMBUSTIÓN DE UN TRONCO DE MADERA CILÍNDRICO

Germán Navarrete Cereijo <sup>1</sup>, Pedro Luis Curto-Risso <sup>2</sup>

Recibido: 27/01/2020 y Aceptado: 03/06/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 1. Junio, 2020 (118-131).



Foto de Sebastian Pociеча en Unsplash.



1 Ingeniero Industrial Mecánico por la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (UdelaR), Uruguay. Máster en Ingeniería Mecánica por la Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) y estudiante de Doctorado en Ingeniería de la Energía por la Facultad de Ingeniería (UdelaR). Se desempeña como Asistente en el Departamento de Termodinámica Aplicada del Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial de la Facultad de Ingeniería, UdelaR. Su principal línea de investigación está centrada en el estudio de la combustión de biomasa, incluyendo caracterización de biomasa como combustible, desarrollo de modelos numéricos para la simulación de procesos de combustión aplicados a calefactores a leña residenciales de alta eficiencia y calderas industriales de lecho fijo y en suspensión. Actualmente trabaja en el desarrollo de un banco de ensayo de estufas a leña y pellets para la Facultad de Ingeniería, UdelaR.

[gnavarrete@fing.edu.uy](mailto:gnavarrete@fing.edu.uy)

2 Ingeniero Industrial Mecánico por la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (UdelaR), Uruguay. Doctorado por la Universidad de Salamanca. Profesor Agregado en el Departamento de Termodinámica Aplicada de la Facultad de Ingeniería (Universidad de la República). Miembro del Sistema Nacional de Investigadores de la ANII (Uruguay), la Society of Automotive Engineers (SAE International) y del Combustion Institute. Su principal línea de investigación se centra en modelado termodinámico de sistemas de conversión de energía y combustión; ha trabajado en el desarrollo de modelos cuasi-dimensionales de motores de combustión interna, modelos numéricos de procesos físicos de combustión y aplicaciones numéricas de termodinámica aplicada y CFD. Actualmente trabaja en proyectos de acumulación de energía mediante bombas de calor, evaluación de eficiencia energética en edificaciones, evaluación de potencial energético de biomasa no tradicional, entre otros.

[pcurto@fing.edu.uy](mailto:pcurto@fing.edu.uy)

## RESUMEN

Se presenta un modelo unidimensional para la combustión de un tronco cilíndrico de madera considerando volúmenes finitos en coordenadas radiales. El proceso es modelado por cuatro fenómenos: secado, pirólisis, combustión y gasificación. Los frentes de reacción avanzan hacia el centro del tronco determinando regiones de biomasa húmeda en proceso de secado, zonas de biomasa en ausencia de oxígeno donde predomina la pirólisis, zonas en presencia de oxígeno donde coexisten la combustión y gasificación del carbón y zona de combustión de gases. El avance de los frentes depende de las temperaturas de los diferentes volúmenes, la concentración de los gases en la interfase sólido-gas, porosidad, tortuosidad, conductividad y flujo de calor desde el entorno. Las reacciones de pirólisis, gasificación y combustión del carbón son modeladas a partir de ecuaciones de la forma de Arrhenius. Este modelo puede ser integrado a un modelo de combustión de gases en hogares de lecho fijo. Teniendo como entrada las condiciones del flujo de gas en la superficie del tronco y el flujo de calor por radiación, el modelo debe entregar como salida la composición, flujo y temperatura de gases saliendo del tronco, así como los campos de temperatura y composición en el interior del tronco.

**Palabras clave:** combustión, madera, simulación numérica, biomasa, energía, lecho fijo.

## ABSTRACT

*A one-dimensional model for the combustion of a wooden log is presented considering finite volumes in radial coordinates. The process is modeled by four phenomena: drying, pyrolysis, gasification and combustion. The reaction fronts advance to the center of the log, determining areas of wet*

*biomass in drying process, biomass in the absence of oxygen where pyrolysis predominates, zones in the presence of oxygen where char combustion and gasification coexist and flame zone (gas combustion). The reaction fronts advance depends on the temperatures of the different volumes, the concentrations of gases at the solid-gas interface, porosity, tortuosity and conductivity of the biomass and heat transfer from the surroundings. The pyrolysis, gasification and combustion reactions are modeled by equations depending on Arrhenius parameters. This model can be coupled to a gas combustion model in fixed-bed furnaces. Taking as input the conditions of the gas flow on the surface of the wood log and the heat transfer by thermal radiation, the model should provide as outputs the composition, the flow and the temperature of gases leaving the wood log, as well as the temperature and composition fields inside the cylinder.*

**Keywords:** *combustion, wood, numerical simulation, biomass, energy, fixed bed.*



**El proceso de combustión es modelado por cuatro procesos simultáneos: secado, pirólisis, combustión y gasificación.**

## INTRODUCCIÓN

Según el balance energético del 2018, en Uruguay se producen 1.97 millones de toneladas de leña anuales, de las cuales el 53% es para uso residencial y el 35.7% de uso industrial. En el sector residencial este consumo representa el 35% de la energía consumida en los hogares y en el sector industrial (excluyendo la industria del papel y celulosa), la leña representa el 25% de la energía utilizada (MIEM, 2018). Estos números muestran que la madera sigue siendo uno de los principales energéticos utilizados por lo que requiere especial atención para el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan un uso más eficiente y sustentable del recurso. El desarrollo de herramientas numéricas, que permitan modelar la combustión de madera en lecho fijo, tanto en calderas de uso industrial como en estufas de alto rendimiento de uso residencial, generan una manera versátil, económica y rápida para obtener resultados del comportamiento tanto para equipos existentes como para equipos en etapa de diseño. En este trabajo se presenta un modelo para la combustión de un cilindro de madera en lecho fijo. El modelo pretende ser simple y rápido, diferenciándose de los modelos CFD ya existentes. Dicho modelo debe ser capaz de ser integrado a un modelo de combustión de gases que modele el comportamiento de los gases dentro de un equipo de combustión de leña en lecho fijo.

En la combustión de madera se pueden identificar los siguientes mecanismos principales: secado, pirólisis, gasificación, combustión de la matriz carbonosa y combustión de los volátiles (llama). Dependiendo del tamaño y forma de la biomasa, se pueden aproximar por modelos en etapas simultáneas o secuenciales (Lu, Robert, Peirce, Ripa y, Baxter, 2008). Para la combustión de cilindros de madera, relativamente grandes (16 cm aproximadamente), es necesario considerar modelos de etapas simultáneas, ya que los modelos de etapas secuenciales no logran modelar correctamente la transferencia de

calor dentro del cilindro, ni reproducir los tiempos reales de quema. Los modelos de etapas secuenciales se restringen a partículas pequeñas en las cuales es válido suponer temperatura uniforme dentro de toda la partícula. En los modelos de etapas simultáneas, las etapas se pueden desarrollar en capas infinitesimales y en volúmenes finitos considerando temperatura uniforme en cada volumen. Estos procesos van ocurriendo desde el exterior hasta el centro de la madera, determinando zonas de biomasa húmeda en proceso de secado, biomasa en ausencia de oxígeno donde predomina la pirólisis y zonas en presencia de oxígeno donde coexisten procesos de gasificación y pirólisis de la biomasa con la combustión del carbón y parte de los gases producidos. El avance de los frentes de reacción hacia el interior dependerá de los gradientes de temperatura, concentración de los gases en la interfase sólido-gas, la porosidad, tortuosidad y conductividad de la biomasa (He y Behrendt, 2011). El secado se puede modelar a partir del transporte de masa debido a la diferencia de presiones parciales dentro del sólido (Lu *et al.*, 2008) o a partir de modelos basados en la entalpía de cambio de fase del agua (He y Behrendt, 2011; Mehrabian, Shiehnejadhesar, Scharler y, Obernberger, 2014). Los procesos termodinámicos como la pirólisis, gasificación y combustión son complejos de modelar, ya que son dominados por varios fenómenos, como reacciones químicas homogéneas y heterogéneas, transferencia de calor y transporte de masa y momento (de Souza-Santos, M., 2004). Para modelar las reacciones existen modelos que van desde reacciones globales simples a modelos que consideran miles de ecuaciones en serie y en paralelo representando mecanismos complejos de reacción (Lu *et al.*, 2008).

En la literatura se encuentran diversos trabajos en los cuales se presentan modelos para la combustión de troncos de madera. Galgano *et al.* (Galgano, Di Blasi, Horvat y, Sinai, 2006) presentan un modelo unidimensional radial para la combustión y gasificación de madera

describiendo modelos cinéticos, fenómenos de transferencia de calor y masa, y reacciones químicas conjuntamente con un modelo CFD para modelar la fase gaseosa en torno a la madera. Presentan resultados numéricos y experimentales para troncos de madera entre 6 y 10 cm de radio. Haberle *et al.*, (Haberle, Skreiberg, Lazar, Erland y, Haugen, 2017) presenta un revisión de diferentes modelos numéricos mostrando una descripción detallada de varios mecanismos de reacción tanto para la etapa de desvolatilización, como la combustión de carbón. Adicionalmente, presentan una descripción detallada de las propiedades termo-físicas de diferentes biomásas incluyendo correlaciones basadas en recopilación de datos de la literatura. Se incluyen correlaciones para la porosidad, conductividad térmica, capacidad calorífica y permeabilidad. Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997), presentan resultados experimentales y numéricos para la combustión de troncos de madera bajo diferentes condiciones. Se presentan resultados para troncos de entre 12 y 21 cm de diámetro estableciendo las condiciones de temperatura y concentraciones de gases similares a la de una caldera de lecho fijo a partir de la mezcla de gases provenientes de un quemador de gas natural y oxígeno auxiliar.

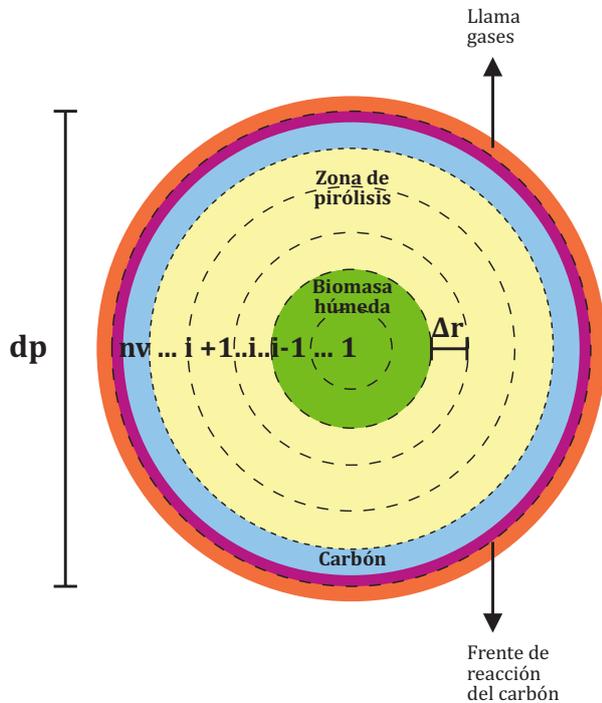
Este trabajo tiene como objetivo presentar un modelo de combustión de cilindros de madera que sea capaz de determinar, para cada instante, la temperatura y composición en la superficie del cilindro de madera y el flujo y composición de los gases que salen de éste. Donde se puedan variar diferentes parámetros como las características de la madera y las condiciones de borde. Las condiciones de borde que deben ser incorporadas como entradas son la temperatura, composición y flujo de gases en torno al tronco así como temperaturas y factores de vista de superficies que puedan intercambiar calor por radiación con el tronco. La determinación de estas variables permiten que el modelo sea capaz de ser integrado a un modelo de combustión de leña

en lecho fijo en el cual se resuelva la combustión de los gases en torno a los troncos de madera. Asimismo, como variable de entrada y salida, en cada instante el programa debe ser capaz de conocer el estado de reacción y temperatura en los diferentes volúmenes de control. El modelo computacional es implementado en Fortran 90.

## MODELO NUMÉRICO

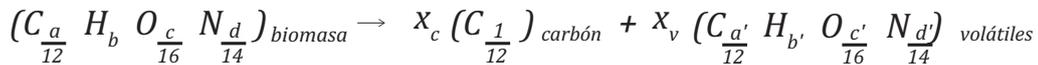
Para el presente modelo, de la combustión de un cilindro de madera, se propone el esquema de etapas simultáneas. Este modelo resulta adecuado dado que los gradientes de temperatura dentro del cilindro son considerables, determinando que dentro de cada volumen de control puedan estar ocurriendo diferentes fenómenos (etapas). Se consideran las siguientes etapas: secado, pirólisis, gasificación y combustión de la matriz carbonosa. La combustión de los volátiles ocurre fuera del cilindro por lo que no se considera en este modelo. Se propone un modelo de tronco cilíndrico unidimensional en coordenadas radiales. Como primera aproximación, se asume que dentro de cada volumen finito, las diferentes fases están en equilibrio térmico, la presión dentro de los poros está en equilibrio con el ambiente y la acumulación de gases en los poros es despreciable. Como consecuencia, el transporte tanto del agua como de los volátiles es instantáneo hasta el exterior del tronco. En la figura 1 se presenta un corte transversal del tronco de madera, en el cual se puede observar la discretización utilizada, las diferentes etapas y frentes de avance de las mismas. Los frentes de reacción avanzan hacia el centro del tronco determinando regiones de biomasa húmeda en proceso de secado, zonas de biomasa en ausencia de oxígeno donde predomina la pirólisis, zonas en presencia de oxígeno donde coexisten la combustión y gasificación del carbón y zona de combustión de gases.

Figura 1. Corte transversal mostrando las diferentes zonas de reacción y discretización del tronco.



Fuente: Elaboración de los autores

**(Ec. 1)**



donde el primer término representa la composición de biomasa que reacciona y  $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$  son la fracciones másicas de los elementos correspondientes, mientras que los de la derecha representan la composición del carbón y de los volátiles, con  $x_c$  y  $x_v$  la fracción de biomasa que se transforma en carbón y volátiles respectivamente y  $a'$ ,  $b'$ ,  $c'$  y  $d'$  son la fracciones másicas de los elementos en los volátiles.

Para la pirólisis se consideran cinco reacciones globales dependientes de los parámetros de Arrhenius, donde inicialmente la biomasa reacciona para formar gases no condensables (volátiles), gases condensables (tar) y carbón, seguidos por la descomposición secundaria del tar en volátiles y carbón (Wagenaar, Prins y, van Swaaij, 1993; Liden, Berruti y, Scott, 1988;

La tasa de secado es modelada a partir de balance de energía, basados en los modelos de entalpía de cambio de fase, considerando que el volumen está en equilibrio térmico a 100°C y que la energía que entra aporta únicamente a la evaporación. Los volátiles son producidos en la etapa de pirólisis en las zonas secas de la partícula mientras que la reacción del carbón ocurre en los volúmenes exteriores de la partícula donde ya ocurrió la desvolatilización y el carbón entra en contacto con los agentes oxidantes y gasificantes ( $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$ ). No se resuelve la combustión de los volátiles, ya que como ocurre fuera del cilindro escapa el alcance del presente modelo. Este trabajo se limita a determinar el flujo y composición de los gases que salen del cilindro. La formación de volátiles y carbón, para cada instante de tiempo y volumen, se puede determinar a partir de la ecuación 1 considerando el carbón únicamente como carbono.

Blasi, 1993). Tanto la cantidad (en masa  $m$ ) de volátiles no condensables, volátiles condensables (tar) y carbón producidos son determinadas a través del sistema de reacciones químicas representados en las ecuaciones 2 a 5 con los parámetros de Arrhenius (energía de activación  $E_{ai}$  y término pre-exponencial  $k_0i$ ) prestados en la tabla 1. Se considera que todo el tar es un producto intermedio y reacciona instantáneamente para formar volátiles no condensables y carbón. Para cuantificar la entalpía química de las reacciones de pirólisis ( $H^a_{pirólisis}$ ), se utilizará la ecuación 6, donde las reacciones de formación de carbón se consideran exotérmicas, mientras que las de formación de volátiles se consideran endotérmicas (Milosavljevic, Oja y, Suuberg, 1996).

$$(Ec. 2) \quad \frac{dm_{biomasa}}{dt} = -(k_1 + k_2 + k_3)m_{biomasa}$$

$$(Ec. 3) \quad \frac{dm_{carbón}}{dt} = k_3 m_b + k_5 m_{tar}$$

$$(Ec. 4) \quad \frac{dm_{volátiles}}{dt} = k_1 m_{biomasa} + k_4 m_{tar}$$

$$(Ec. 5) \quad k_j = k_{0j} \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)$$

$$(Ec. 6) \quad \frac{dH^q_{pirólisis}}{dt} [kW] = \frac{dm_{carbón}}{dt} 2000 [kJ/kg_{carbón}] - \frac{dm_{volátiles}}{dt} 538 [kJ/kg_{volátiles}]$$

Tabla 1. Parámetros de Arrhenius para los mecanismos de reacción en la etapa de pirólisis.

j	Reacción	E <sub>aj</sub> (kJ/mol)	K <sub>0j</sub> (1/s)	Referencia
1	Biomasa → volátiles	177.0	1.11E+11	(Wagenaar, Prins y, van Swaaij, 1993)
2	Biomasa → tar	149.0	9.28E+09	(Wagenaar, Prins y, van Swaaij, 1993)
3	Biomasa → carbón	125.0	3.05E+07	(Wagenaar, Prins y, van Swaaij, 1993)
4	tar → volátiles	107.5	4.28E+06	(Liden, Berruti y, Scott, 1988)
5	tar → carbón	107.5	1.00E+06	(Blasi, 1993)

Fuente: Elaboración de los autores.

La combustión y gasificación de la matriz carbonosa son modeladas a partir de tres reacciones, cuya forma genérica se presenta en la

ecuación 7, dependientes de las concentraciones ( $X_{i,s}$ ) de vapor de agua, dióxido de carbono y oxígeno, superficie del tronco ( $A$ ), factor de área

de reacción ( $f_A$ ), parámetros de Arrhenius ( $E_{ai}$ ,  $k_{oi}$ ), presión ( $p$ ), temperatura de la superficie ( $T_s$ ), coeficiente estequiométrico ( $n$  en kilomoles compuesto  $i$  sobre kilomol de carbón), peso molecular del carbón ( $M_C$ ) y la constante universal de los gases ( $R$ ). Los parámetros de Arrhenius utilizados son presentados en la tabla 2.

(Ec. 7)

$$\dot{m}_{C_j} = f_A A k_{oi} \exp\left(\frac{-E_{ai}}{RT_s}\right) \frac{M_C}{n_j} \frac{P}{RT_s} X_{i,s}$$

Estas reacciones son proporcionales al área superficial, la cual depende del radio del tronco y la porosidad del mismo. La porosidad aumenta el área de reacción considerablemente, Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997) proponen considerar que el área real de reacción es ocho veces mayor que el área geométrica de la superficie del tronco lo que implica un factor de área de reacción  $f_A$  de ocho.

El modelo puede ser integrado a otros modelos numéricos de combustión de gases que resuelvan los fenómenos de transporte alrededor del tronco.

Tabla 2. Parámetros de Arrhenius y entalpías químicas para las reacciones del carbón.

Reacción	Eaj (kJ/mol)	K0j (m/s)	Referencia
6 C+O <sub>2</sub> → CO <sub>2</sub>	68.0	4.65E+04	(Saastamoinen, Aho y, Linna, 1993)
7 C+CO <sub>2</sub> → 2CO	138.0	7.73E+03	(Saastamoinen, Aho y, Linna, 1993)
8 C+H <sub>2</sub> O → CO+H <sub>2</sub>	138.0	7.73E+03	(Yi, Fan, Li, Lu y, Luo, 2011)

Fuente: Elaboración de los autores.

Por último, en la ecuación 8 y 9 se presenta el balance de energía general para cada volumen de control, la ecuación 8 es válida para un

volumen de control interno mientras que la ecuación 9 es válida para el volumen de control externo.

(Ec. 8)

$$\frac{dE_i}{dt} = (A_t k_{eff} \frac{dT}{dr}) \Big|_{i-1/2}^{i+1/2} - \dot{m}_{H_2O} h_{fg} + \sum \dot{m}_i h_i + \sum \dot{m}_j \Delta h_j^q$$

(Ec. 9)

$$\frac{dE_i}{dt} = (A_t k_{eff} \frac{dT}{dr}) \Big|_{nv-1/2}^{nv} + A\bar{h} (T_g - T_{pi}) + Aq_{rad,p} - \dot{m}_{H_2O} h_{fg} + \sum \dot{m}_i h_i + \sum \dot{m}_j \Delta h_j^q$$

donde  $\rho$  es la densidad,  $V_i$  el volumen,  $T_p$  la temperatura y  $c_p$  el calor específico del volumen de control al cual se le realiza el balance;  $A_t$  el área de transferencia efectiva por conducción,  $k_{eff}$  la conductividad de la biomasa en el volumen de control,  $A$  el área exterior del tronco (solo aplica para el volumen exterior),  $q_{rad}$  el calor por unidad de área que llega a la superficie del tronco por radiación con las paredes y otros troncos en un medio participativo,  $h$

el coeficiente de convección térmica,  $h_{fg}$  la entalpía de vaporización del agua,  $h_i$  la entalpía sensible de la especie  $i$  ingresando al volumen de control y  $\Delta h^q_j$  la entalpía química de la reacción  $j$  dentro del volumen de control. Para la radiación en gases se utiliza la ecuación 10. Como primera aproximación se consideró las superficies negras y que los gases que participan en la radiación son el agua y el dióxido de carbono.

(Ec. 10)

$$q_{rad,p} = J_p - \sum (J_j F_{pj} \tau_{pj} + \sigma T_g^4 F_{pj} \varepsilon_{pj}) = \frac{\varepsilon_p}{1 - \varepsilon_p} (\sigma T_p^4 - J_p)$$

donde  $\sigma$  es la constante de Stefan-Boltzmann,  $F_{pj}$  el factor de vista entre superficies,  $\varepsilon_p$  la emisividad de la superficie del tronco,  $\varepsilon_{pj}$  y  $\tau_{pj}$  emisividad y transmisividad de los gases,  $J_j$  la radiosidad asociada a la superficie  $j$  en las condiciones del sistema.

El modelo numérico es resuelto a través de un código, de desarrollo propio, en lenguaje Fortran 90. Como entradas requiere composición y características físico-químicas de la biomasa, temperatura, velocidad y composición de los gases en torno al cilindro de madera. También es necesario ingresar el intercambio de calor por radiación con todas las superficies vistas por el cilindro en la cámara de combustión, o la información necesaria para aplicar la ecuación 10. En esta etapa de validación del modelo, las condiciones del entorno se imponen estacionarias, sin embargo, el programa es capaz de ser integrado conjuntamente con un código que resuelva la combustión del flujo gaseoso e intercambio de calor con las superficies y entorno del hogar.

Dado el carácter transitorio del modelo presentado, es posible obtener como salidas, la composición y temperatura de los volúmenes en el interior del cilindro, temperatura y composición del flujo de gases saliendo del cilindro y temperatura de la superficie del cilindro.

## VALIDACIÓN Y RESULTADOS

La validación del modelo se realiza a partir del estudio de los tiempos de quema del cilindro de madera (pérdida de masa en el tiempo) y las temperaturas características de pirólisis y de la superficie. Se utilizaron resultados experimentales de Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997) y Di Blasi *et al.* (Di Blasi, Branca, Masotta y, De Biease, 2013); que permiten validar los fenómenos que ocurren dentro del tronco sin depender de un desarrollo más complejo de los fenómenos de transporte entorno del mismo, ya que se pretende que la combustión de los gases en el hogar sean determinados por otro programa que a su vez interactúe con el presente modelo. Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997) desarrollaron un experimento en el cual un tronco de madera es introducido en un flujo de gas caliente de composición y temperatura conocida y representativa de las condiciones de llama entorno al tronco en un reactor. En estas condiciones, luego de que la superficie del tronco alcanza la temperatura del flujo de gases, la temperatura y composición de los gases en la superficie del tronco queda determinada por el flujo del gas. Las condiciones establecidas experimentalmente por Bryden y Ragland (1997) son las siguientes: cilindro 16 cm de diámetro, 140 cm de largo, humedad 12.5% en base total (b.t.),

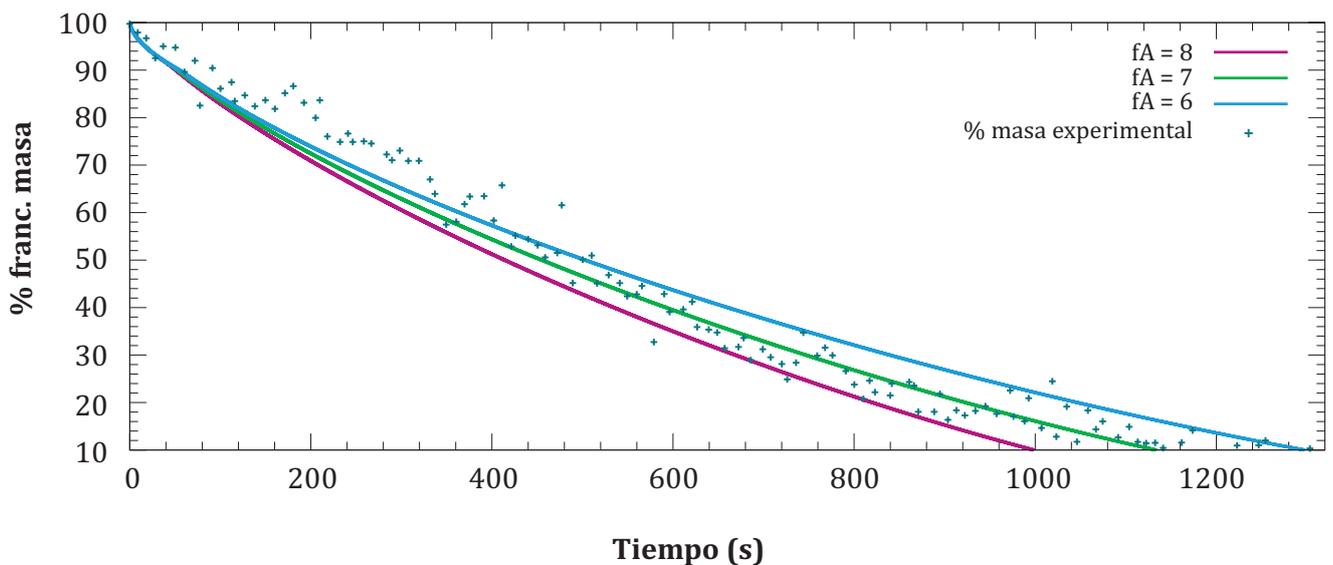
temperatura de los gases 1,150 °C, velocidad del flujo 0.8 m/s con la siguiente composición volumétrica: oxígeno 16.0%, dióxido de carbono 8.2% y agua 15.6%. Se presentan las curvas hasta una fracción de masa de 10% de la masa inicial del tronco, ya que, a partir del 10% de la masa, los autores afirman que los resultados experimentales no son confiables.

Para la validación de la temperatura de pirólisis se utilizara los resultados experimentales desarrollados por Di Blasi *et al.*, (2013), a partir de resultados de análisis termogravimétricos a altas temperaturas y flujos de calor (20 a 45 kW/m<sup>2</sup>). Experimentalmente determinaron que para madera, la pirólisis se da entre temperaturas de 501 a 806 K con valores típicos de 600 K para temperaturas de calentamiento superiores a 600 K.

Fijando temperatura y concentración de los gases en la superficie, se procedió a validar el modelo bajo diferentes parámetros de sinto-

nización. Se identificó que los parámetros más sensibles para la temperatura de la superficie y los tiempos de reacción, son los presentes en la ecuación 7 referentes a las reacciones del carbón. Dado que las concentraciones y temperatura de los gases entorno al cilindro están determinados por el flujo externo de gas y los parámetros de Arrhenius seleccionados ya validados en la literatura, se estableció que el parámetro más adecuado para la sintonización y que presenta mayor versatilidad es el factor de área de reacción  $f_A$ . Se realizaron simulaciones para diferentes valores de  $f_A$  obteniendo que los valores que mejor se ajustan a los datos experimentales están entre 6 y 8. En la figura 2, se puede observar que, con un factor de área de 7, el modelo logra reproducir la pérdida de masa razonablemente. Dichos ajuste presenta un coeficiente de determinación  $R^2$  de 0.979. Cabe destacar que el valor obtenido está muy cercano al recomendado por los autores del experimento, que utilizan un factor de 8.

Figura 2. Pérdida de masa en función del tiempo versus resultados experimentales de Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997) variando el factor de área superficial de reacción.



Fuente: Elaboración de los autores.

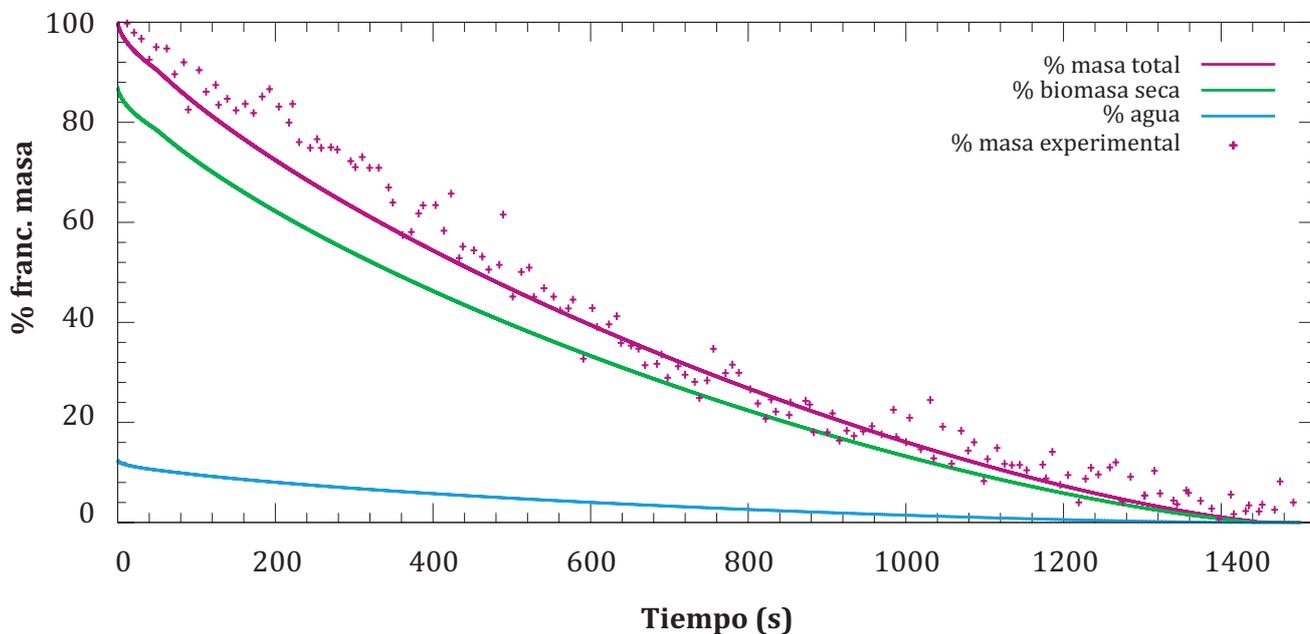
En la figura 3 se presentan resultados de la pérdida de masa para el factor de área elegido discriminando en el porcentaje de masa total, el de masa de biomasa seca y masa de agua en función de la masa inicial de biomasa.

En la figura 4 se puede observar el comportamiento de la temperatura superficial, temperatura media y temperatura del centro del tronco en función del tiempo para el factor de área de reacción 7 establecido anteriormente. En esta figura se observa que la temperatura de la superficie del tronco efectivamente se mantiene igual a la del gas y solamente aumenta cuando queda el último volumen compuesto únicamente por carbón. El comportamiento de la temperatura, casi constante durante todo el proceso y un incremento pronunciado al final del

mismo, probablemente se deba a los grandes flujos de gases a alta temperatura considerados en el experimento, dado que la energía aportada por la combustión es rápidamente arrastrada por la corriente gaseosa y no hay una transferencia de calor hacia el cilindro. Sólo en las etapas finales de la combustión, cuando el volumen del cilindro es muy pequeño (tendiendo a cero), el aporte energético de la reacción exotérmica de la combustión del carbón logra incrementar la temperatura de la masa.

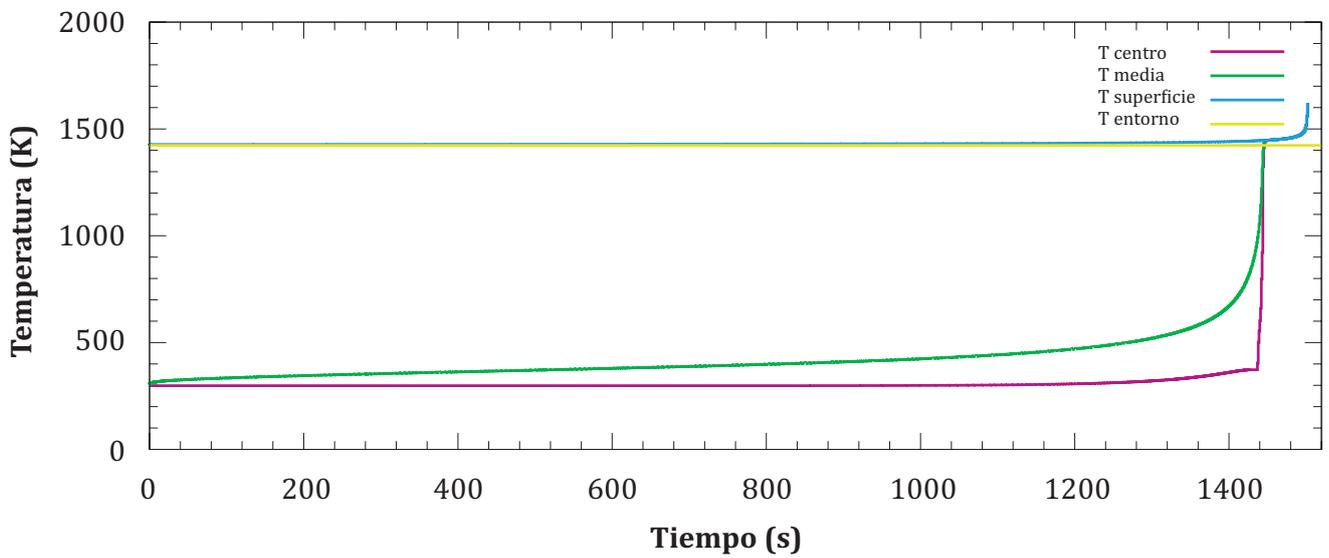
En cuanto a la temperatura de pirólisis, considerando todo el proceso de combustión en todos los volúmenes, el promedio es de 611.4 K. Estos resultados son coherentes con los descritos por Di Blasi *et al.* (Di Blasi, Branca, Masotta y, De Biease, 2013).

Figura 3. Pérdida de masa en función del tiempo versus resultados experimentales de Bryden y Ragland (Bryden y Ragland, 1997) para factor de área 7.



Fuente: Elaboración de los autores.

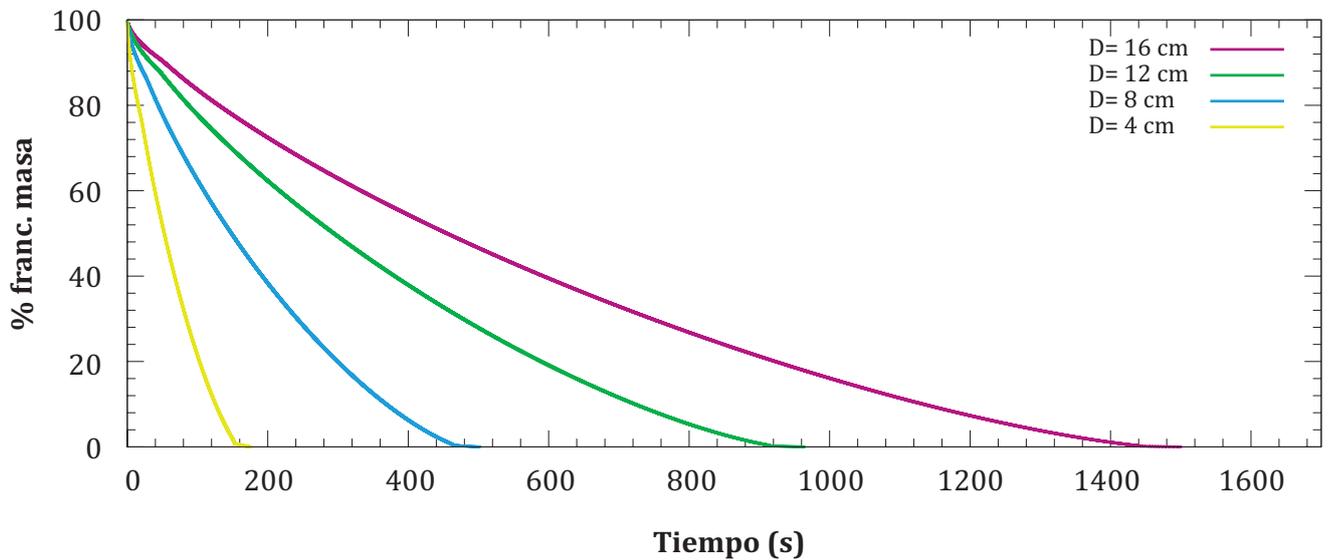
Figura 4. Temperatura media, del centro y de la superficie del rolo en función del tiempo.



Fuente: Elaboración de los autores.

En la figura 5 se presenta la pérdida de masa para diferentes diámetros de troncos en las mismas condiciones del experimento. Los tiempos del proceso tienden a aumentar proporcionalmente al cuadrado del radio del tronco de madera.

Figura 5. Evolución de la pérdida de masa en función del dinamitero para una humedad de 12.5% b.t.



Fuente: Elaboración de los autores.

## CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo unidimensional que permite simular el comportamiento de la combustión de cilindros de madera de hasta 16 cm inmerso en una corriente de gas de alta temperatura. Se obtuvieron resultados prometedores que muestra que el esquema de etapas simultáneas es adecuado para modelar los procesos que ocurren en el interior de un tronco de madera durante el proceso de combustión del mismo. Tanto las gráficas de pérdida de masa, como de variación de temperatura presentan resultados coherentes de acuerdo al experimento utilizado para la validación. El modelo es capaz de determinar el campo de temperaturas y composición del cilindro de madera y también el flujo, temperatura y composición de gases que entran y salen del tronco. Esto permite que sea posible integrarlo a un modelo de combustión de lecho fijo que modele el comportamiento de los gases en el hogar y resuelvan la composición y temperatura de los mismos entorno al tronco. Como trabajo a futuro, se está desarrollando un código que permita modelar la combustión de los gases en el exterior del flujo para un conjunto de troncos de madera en lecho fijo.

•••

## AGRADECIMIENTOS

*La investigación que da origen a los resultados presentados en la presente publicación recibió fondos de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación bajo el código POS\_NAC\_2018\_1\_152083.*

## REFERENCIAS

- Bryden, K. M. and, Rangland, K. W. (1997). Combustion of a single wood log under furnace conditions. *Developments in thermochemical biomass conversion*. Springer Science+Business Media Dordrecht, 1331-1345. doi:10.1007/978-94-009-1559-6\_105
- De Souza-Santos, M. (2004) *Solid fuels combustion and gasification modeling, simulation, and equipment operation*. Marcel Dekker, NY. <https://www.crcpress.com/Solid-Fuels-Combustion-and-Gasification-Modeling-Simulation-and-Equipment/Souza-Santos/p/book/9781420047493>
- Di Blasi, C.D. (1993). Analysis of convection and secondary reaction effects within porous solid fuels undergoing pyrolysis. *Combust. Sci. Technol.* 90, 315-340, doi: 10.1080/00102209308907620
- Di Blasi, C., Branca, C., Masotta, F. and, De Biase, E. (2013). Experimental analysis of reaction heat effects during beech woodpyrolysis, *Energy Fuels* 27 (5), 2665-2674. <https://doi.org/10.1021/ef4001709>
- Galgano, A., Di Blasi, C., Horvat, A. and, Sinai, Y. (2006). Experimental validation of a coupled solid- and gas-phase model for combustion and gasification of wood logs. *Energy & Fuels* 20, 2223-2232. doi:10.1021/ef060042u
- Haberle, I., Skreiberg, O., Lazar, J., Erland, N. and, Haugen, L. (2017). Numerical models for thermochemical degradation of thermally thick woody biomass, and their application in domestic wood heating appliances and grate furnaces. *Progress in Energy and Combustion Science* 63, 204-252. doi: 10.1016/j.pecs.2017.07.004
- He, F. and, Behrendt, F. (2011). A new method for simulating the combustion of a large biomass particle - a combination of a volume reaction model and front reaction approximation. *Combustion and Flame* 158, 2500-2511. doi:10.1016/j.combustflame.2011.04.016.
- Liden, A., Berruti, F. and, Scott, D. (1988). A kinetic model for the production of liquids from the flash pyrolysis of biomass. *Chem. Eng. Comm.* 65, 207-221, doi:10.1080/00986448808940254.

Lu, H., Robert, W., Pierce, G., Ripa, B. and, Baxter, L. (2008) Comprehensive study of biomass particle combustion. *Energy and Fuels* 22, 2826–2839. doi:10.1021/ef800006z.

MIEM, (2018). Balance energético nacional 2018. Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay <https://ben.miem.gub.uy/balance.html>

Mehrabian, R., Shiehnejadhesar, A., Scharler, R. and, Obernberger, I. (2014) Multi-physics modelling of packed bed biomass combustion. *Fuel* 122 (4) 164–178. doi:10.1016/j.fuel.2014.01.027

Milosavljevic, I., Oja, V. and, Suuberg, E. M. (1996). Thermal effects in cellulose pyrolysis: relationship to char formation processes. *Ind. Eng. Chem. Res.* 35, 653-662. doi:10.1021/ie950438l

Saastamoinen, J., Aho, M. and, Linna, V. (1993). Simulation pyrolysis and char combustion. *Fuel* 72, 599-609. doi:10.1016/0016-2361(93)90571-I

Wagenaar, B., Prins, W. And, van Swaaij, W. (1993). Flash pyrolysis kinetics of pine wood. *Fuel Process. Technol.* 36, 291-298, doi:10.1016/0378-3820(93)90039-7.

Yi, F., Fan, J., Li, D., Lu, S. and, Luo K. (2011). Three-dimensional time-dependent numerical simulation of a quiescent carbon combustion in air, *Fuel* 90, 1522e1528, doi:10.1016/j.fuel.2010.10.051.



Asociación de Universidades  
GRUPO MONTEVIDEO



Av. Mariscal Antonio José de Sucre  
N58-63 y Fernandez Salvador  
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280  
/ 2597-995 / 2599-489

[enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

