

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Pronóstico
Demanda
Eléctrica

Energía Eólica
y Gestión
Sistemas
Eléctricos

*Sulphuric
acid-catalysed
steam
pretreatment*

Residuos
Agrícolas
Uruguay

Agenda 2030
y América
del Sur

Modelo de
Adopción
Energías
Renovables

*SWH NAMA
Concept
for Belize*

Efectividad/
Políticas de
Fuentes
Renovables



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)

Martha Ligia Vides Lozano
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS DE OLADE

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA OLADE

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Martha Ligia Vides Lozano

REVISORES

Alfonso Blanco Bonilla. *Secretario Ejecutivo de OLADE*

Fabio García. *Especialista Asociado de OLADE*

Andrés Schuschny. *Director de Estudios y Proyectos e
Información de OLADE*

Luis Guerra. *Consultor de OLADE*

Jaime Guillén. *Consultor de OLADE*

Alexandra Arias. *Consultora de OLADE*

Francisco Lotufo. *Universidad Estadual Paulista
(UNESP). Brasil*

Guillermo Garrido. *Universidad Nacional de Córdoba
(UNC). Argentina*

Gustavo Figueredo. *Universidad Nacional del Nordeste
(UNNE). Argentina*

Leonardo Assaf. *Universidad Nacional de Tucumán
(UNT). Argentina*

Byron Chiliquinga. *Gerente de Proyecto de Cooperación
Canadiense*

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

Carlos Orestes Martín Medina. *Umea University. Suecia*

Patricia Arnera. *Universidad Nacional de la Plata
(UNLP). Argentina*

Héctor Chávez. *Universidad Santiago de Chile. Chile*

COLABORADORES

Gabriela Martínez. *Traductora OLADE*

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2018. Todos los derechos reservados.

2602-8042 (Impresa)
2631-2522 (Electrónica)

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

Quito - Ecuador

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

Página web OLADE: www.olade.org

Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 /
2599-489

Fotografía de la portada Huerto Solar Fotovoltaico Fase II
de Eosol. Durango. México. Foto cedida por la Secretaría de
Energía del Gobierno de México.

Esta revista es financiada por la Cooperación Canadiense.



Global Affairs
Canada

Affaires mondiales
Canada

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

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



MODELO DE ADOPCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN URUGUAY Y SU COMPARACIÓN CON ECUADOR Y COLOMBIA

Mauricio Boada Herrera ¹, Claudia Cabrera Ottaviani ², Elizabeth Mesa Múnera ³

Recibido: 21/06/2018 y Aceptado: 04/09/2018
ENERLAC. Volumen II. Número 1. Septiembre, 2018 (92-135).



¹ Corporación Eléctrica del Ecuador, Quito, Ecuador
mauricio.boada@celec.gob.ec

² Ministerio de Industria, Energía y Minería, Montevideo, Uruguay
claudia.cabrera@miem.gub.uy

³ Empresas Públicas de Medellín, Medellín, Colombia
elizabeth.mesa@epm.com.co

RESUMEN

Se analizó la experiencia de Uruguay en lo referente a las medidas que se utilizaron para diversificar su matriz de generación y los resultados que se obtuvieron, con el propósito de compararlos con otros dos países: Colombia y Ecuador, que tienen al igual que Uruguay, una gran participación de generación hidroeléctrica. El objetivo fue identificar mecanismos y alternativas que hayan sido exitosos en Uruguay para luego plantear recomendaciones que se puedan aplicar a Colombia y Ecuador. Se incluye la descripción, cifras y características claves frente a los potenciales, capacidades instaladas y beneficios de utilizar distintos tipos de recursos energéticos por país.

Palabras Clave: Energías Renovables, ERC, ERNC, Variabilidad Hidrológica, Desarrollo Eólico, Mix Energético, Uruguay, Colombia, Ecuador

ABSTRACT

The experience of Uruguay was analyzed with regard to the measures used to diversify its generation matrix and the results obtained, in order to compare them with two other countries: Colombia and Ecuador, which, like Uruguay, have a large share of hydroelectric generation. The objective was to identify mechanisms and alternatives that have been successful in Uruguay and then make recommendations that can be applied to Colombia and Ecuador. It includes the description, figures and key characteristics against the potentials, installed capacities and benefits of using different types of energy resources per country.

Keywords: Renewable Energies, ERC, ERNC, Hydrological Variability, Wind Development, Energy Mix, Uruguay, Colombia, Ecuador

INTRODUCCIÓN

Dados los cambios y tendencias de los últimos 30 años del entorno internacional en torno a la transición hacia una matriz energética “más limpia” y a la reducción de dependencia de energéticos de origen fósil (importados como en el caso de Uruguay), además de la amplia disponibilidad del recurso natural, en muchos países se ha ido incrementando la capacidad instalada de Energías Renovables Convencionales (ERC) y No Convencionales (ERNC) buscando desarrollar proyectos competitivos, que generen a su vez menores impactos ambientales. Sin embargo, las medidas para promover la identificación, desarrollo y construcción de proyectos de energías renovables son diferentes de país a país, lo que conlleva a encontrar desarrollos muy diversos frente a la penetración de estas tecnologías en distintas geografías. Las ERC y ERNC son una alternativa para diversificar el mix energético inclusive incorporando factores relevantes como la seguridad energética, competitividad y sostenibilidad.

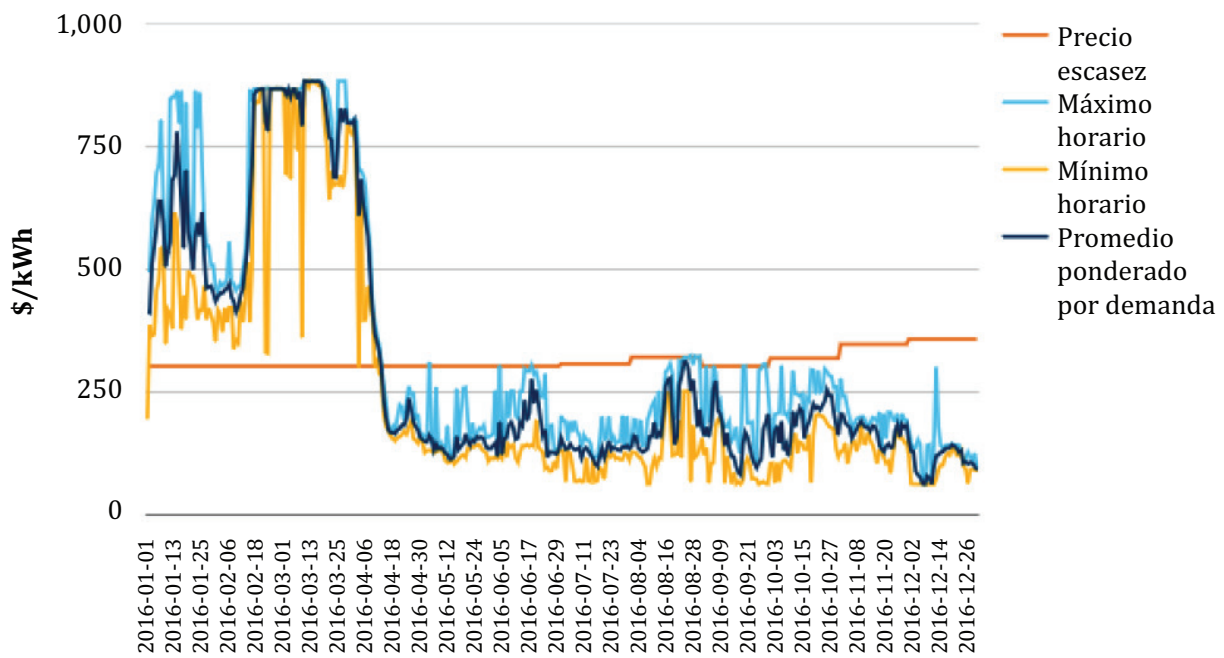
Ecuador aún cuenta con una matriz relativamente dependiente de los fósiles (40%) que se estima podría satisfacer una demanda de 20 años, entre tanto que el 60% restante es principalmente hidroeléctrico, mismo que se ha visto afectado por el cambio climático y fenómenos como El Niño o La Niña, lo que obliga a considerar la incorporación de otras fuentes y tecnologías que con su complementariedad permitan mitigar los riesgos propios de la dependencia de una sola fuente o tecnología. Hasta el momento, la planificación energética del país ha mostrado una marcada tendencia hacia una matriz eléctrica dependiente de la generación hidroeléctrica, concentrada en pocas grandes centrales, la mayoría ubicadas en la vertiente Amazónica, lo cual vuelve a esta estrategia muy vulnerable frente a posibles impactos del cambio climático.

Por otra parte, en **Colombia** se cuenta con un sistema de generación bajo en emisiones (por tener gran parte de su generación con hidroelectricidad),

no hay una dependencia en importación de energéticos y hay suficiente capacidad de generación para abastecer la demanda en el corto plazo. Sin embargo, Colombia es bastante vulnerable al fenómeno de El Niño, como lo demostró el último evento que resultó ser el de mayor duración desde 1950 [1] [2] y además no existen garantías de contratos a largo plazo

de gas natural para las cantidades requeridas en generación, lo que resulta en generación térmica con combustibles líquidos y carbón, altamente contaminantes y en el primero de los casos, aumentando radicalmente los precios de generación (ver figura 1). En consecuencia, Colombia necesita diversificar su matriz de generación aumentando la penetración de ERNC.

Figura 1. Comportamiento del precio de bolsa y de escasez evidenciando el impacto generado por el fenómeno del Niño de 2014-2016 [2].



Fuente: Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Uruguay, con una demanda media de 1.230 MW (año 2017) y un pico máximo de 1.997 MW (registrado en el verano de 2018), cuenta con un sistema de generación de energía eléctrica con un alto componente de potencia instalada de origen hidroeléctrico (1.538 MW) cuya capacidad de embalse es relativamente baja y se ve afectado por una alta variabilidad hidrológica; dicho sistema se complementa con centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo para su funcionamiento (1.180 MW), así como con parques eólicos (1.480 MW), centrales de generación térmica en base a biomasa (420 MW, de los cuales aprox. 110 MW se vuelcan al SIN) y plantas solares fotovoltaicas (228 MW).

El sistema eléctrico uruguayo se encuentra fuertemente interconectado con el argentino a través de las líneas que componen el cuadrilátero de transmisión de Salto Grande (2.000 MW), y se encuentra asimismo interconectado con Brasil en dos puntos mediante convertoras de frecuencia 50/60 Hz: en Melo (500 MW) y en Rivera (70 MW).

El país no posee reservas probadas de combustibles fósiles, y el potencial hidroeléctrico se encuentra ya prácticamente agotado. Las opciones de generación autóctona para abastecer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica involucraron en los últimos años el aprovechamiento de los recursos renovables

no tradicionales como energía eólica, biomasa y solar fotovoltaica. De manera complementaria se instalaron centrales térmicas que utilizan energéticos no renovables de origen importado y otorgan un respaldo de potencia firme al sistema.

La alta variabilidad hidrológica a que se ve sometido el sistema uruguayo afecta el Costo Marginal (CMg) que éste presenta, resultando muy diferente en temporadas húmedas, medias o de sequía. Asimismo, el CMg se encuentra muy afectado por las variaciones en los precios internacionales de los combustibles fósiles. Mediante la incorporación de generación renovable autóctona, la que fuera promovida activamente haciendo énfasis en la diversificación de los recursos de generación y buscando incrementar la independencia energética del país, se logró una estabilización y marcada disminución del precio de la energía, lo que permitió reducir la incertidumbre respecto a la evolución del costo de abastecimiento de la demanda.

Dentro de la generación renovable autóctona se verificó un notorio predominio de ofertas por incorporación de energía eólica, dado el excelente potencial que el recurso eólico presenta en el país, así como la creciente disminución del precio internacional junto con el aumento de disponibilidad en el mercado de las turbinas eólicas. Éstas han venido presentando además en el correr de los años mejoras tecnológicas que permitieron incrementar el factor de planta de los parques a valores mayores a los previstos inicialmente. Algo similar, pero en mucho menor medida, sucedió con las plantas solares fotovoltaicas. En Uruguay la generación de energía eléctrica es una actividad libre, solo sometida a requerimientos técnicos de calidad, por lo que a la incorporación de generación renovable planificada mediante estudios que garanticen su viabilidad, tanto técnica como económica, y cuya energía se comercializa mayoritariamente en la modalidad de contratos, se agrega el desafío de la incorporación de generación renovable adicional a la planificada, que comercializa su energía en el Mercado Spot.

En este trabajo se pretende analizar la experiencia de Uruguay en cuanto a las medidas que se utilizaron para diversificar su matriz de generación y los resultados que se obtuvieron, con el propósito de analizar su aplicabilidad para Colombia y Ecuador, dos países que tienen al igual que Uruguay, una gran participación de generación hidroeléctrica, considerando que las ERC y ERNC están disponibles incluso con relativa abundancia en ciertas regiones geográficas de estos países y por tanto representan grandes potenciales energéticos que pueden aprovecharse más aun teniendo en cuenta los avances tecnológicos que han ocurrido en los últimos años y que han incrementado su viabilidad técnico-económica. Se buscó identificar los factores que determinan que las ER resulten competitivas en el mix de generación, así como las estrategias a seguir para su exitosa incorporación, mediante el análisis del proceso llevado a cabo en Uruguay que determinó una exitosa incorporación de ER en su matriz de generación con el propósito de comparar esta experiencia con la situación actual de Ecuador y Colombia, a efectos de determinar la aplicabilidad de un proceso análogo en dichos Países, así como posibles barreras y diferencias existentes entre ellos. Así las cosas, se podrán identificar mecanismos y alternativas que hayan sido exitosos en Uruguay para luego plantear recomendaciones que se puedan aplicar a Colombia y Ecuador.

Los objetivos específicos comprenden: identificar los factores que determinaron una incorporación exitosa de ER en Uruguay, explorar la situación actual de Ecuador y Colombia en lo relativo a su matriz de generación y recursos existentes, regulación, políticas de promoción de ER, fuentes de financiación disponibles, licitaciones o subastas que ya se hayan realizado, así como vacíos existentes en la normativa, y los cambios y tendencias actuales, así como identificar posibles puntos en común y/o diferencias entre estos países y la situación de Uruguay, que determinen si entre los mismos pueda resultar competitiva o no en una futura incorporación de ER, con el propósito de analizar si los factores que

determinaron una incorporación exitosa en Uruguay son aplicables a dichos países.

Adicionalmente por la naturaleza de esta investigación se presenta el marco teórico, que incluye las principales definiciones y conceptos que sustentan este tipo de investigación, y el marco de referencia, en el cual se incluye la descripción, cifras y características claves frente a los potenciales, capacidades instaladas y beneficios de utilizar distintos tipos de recursos energéticos por país.

Los factores que contribuyeron para que un país latinoamericano consiga en aproximadamente 10 años un alto componente de generación renovable (convencional y no convencional) en su matriz de generación, fueron: consenso y voluntad política, evaluación completa e imparcial del recurso, trabajo reglamentario que se enfoque en establecer normas claras, viabilización económica de los proyectos, disponer de herramientas de optimización y despacho, y una adecuada infraestructura en lo que hace a la red eléctrica y vial.

METODOLOGÍA PROPUESTA

A efectos de dar respuesta a la interrogante planteada se utilizó el método de observación, que nos permite obtener información sobre la penetración de energías renovables convencionales y no convencionales en Uruguay, cantidad de proyectos implementados en los últimos 10 años, tipo y esquema de contratación elegido, así como su incidencia en la matriz de generación.

Esto permite relacionar dicha penetración con la presencia de los factores enumerados en

las hipótesis, a efectos de estimar su posible incidencia.

Asimismo, dicho método permite analizar la situación actual de Colombia y Ecuador, y la presencia o posible implementación de los factores identificados como relevantes para un desarrollo exitoso de energías renovables no tradicionales en dichos países en los próximos 10 años.

El análisis comparativo tendrá un alcance limitado a ciertas tecnologías para la generación de electricidad a gran escala (grandes parques y plantas); las tecnologías consideradas son: solar fotovoltaica y eólica.

HIPÓTESIS

El elevado componente de generación renovable (convencional y no convencional) en la matriz de generación que presenta actualmente Uruguay pudiera estar condicionado a diversos factores tales como: los económicos y coyunturales, estructurales, institucionales, jurídicos, los mecanismos de contratación, estatales, de promoción y apoyo, además de otros como los naturales, normativos, políticos y tecnológicos.

En el presente estudio se analizó la situación actual de Colombia y Ecuador, y su proyección para los próximos años, a efectos de verificar la presencia o no de estos factores, así como su aplicabilidad y posible incidencia en los respectivos contextos nacionales, a efectos de impulsar el desarrollo de las energías renovables en estos países.

En el caso de Uruguay se analizó lo ocurrido en los últimos 15 años, esto es en el período 2002-2017. Para Colombia se analizó la evolución de la regulación en los últimos 15 años (resaltando los hitos principales) y con base en lo ocurrido previamente, se plantearon hipótesis de lo que podrá suceder y evolucionar en los próximos 5 años. Finalmente, para el caso de Ecuador se analizaron las perspectivas para los próximos 10 años, considerando el horizonte 2018-2028.

MARCO TEÓRICO

Las teorías formuladas a través de los años sobre las fuentes no convencionales de energía constituyen los cimientos conceptuales y formales de las investigaciones en temas de fuentes no convencionales de energía, así mismo, estas inciden en el marco legal y en los instrumentos útiles para el aprovechamiento de tales fuentes energéticas. A continuación, se exponen en términos generales los conceptos fundamentales que orientan al lector a homogenizar los conceptos diversos que pueda tener sobre las fuentes de energía no convencionales. Es decir que se abarca desde la generalidad los conceptos y las teorías hasta las formulaciones políticas y planes energéticos de un país.

Cada país necesita de un complejo suministro energético para sostener los diversos sectores económicos, como por ejemplo el residencial, comercial, industrial y transporte, entre otros. Las fuentes energéticas son diversas, y pueden ser catalogadas según diferentes criterios. Si consideramos la disponibilidad de los recursos en el largo plazo, entonces podemos hablar de dos tipos de fuentes: no renovables porque son finitas y se agotarán en algún momento (petróleo, gas, carbón, nuclear) y renovables porque como su nombre lo indica, se renuevan de forma natural (hidroenergía, solar, eólica, biomasa, geotermia, mares, etc.). En términos tecnológicos, las tecnologías de energía renovables son aquellas que transforman los flujos de energía que se presentan en la naturaleza. Esta definición permite relacionar de manera directa a las energías renovables con el clima porque son estos flujos de energía los que se presentan y modelan el clima [3]. Por lo tanto, existe una relación intrínseca con el clima de nuestro planeta¹.

Es el clima entonces un elemento fundamental para el desarrollo y crecimiento de las fuentes

renovable y, por lo tanto, el cambio climático tiene que afectarlas, positiva o negativamente.

En términos prácticos, el cambio climático se entiende aun como una teoría que intenta explicar mediante observaciones y modelos el comportamiento futuro del clima global del planeta, usando a menudo enfoques teóricos para corresponder a los datos del clima pasado, proyecciones futuras y asociar las causas y efectos del cambio climático [4].

Como estrategias de mitigación a los efectos climáticos, los gobiernos alrededor del mundo han adoptado marcos regulatorios que promuevan y aprovechen las fuentes no convencionales de energía.

En caso de Colombia, el Congreso de la República, a través de la Ley 1715 del 2014 [5] y que, sumada al interés de diversos actores comerciales, reguló la integración de energías renovables al sistema energético nacional, anunciando un acelerado crecimiento de estas tecnologías en los próximos años [1].

En el caso de Uruguay, los distintos actores políticos consensuaron un documento de Política Energética 2005-2030, donde se establecieron, entre otros lineamientos, metas concretas de incorporación renovable en el corto, mediano y largo plazo [6] así como líneas de acción que posibiliten alcanzar las mismas.

Estructura del sector energético colombiano

En Colombia se cuenta con un esquema que involucra las entidades que producen la energía, transportan, venden, coordinan a todas las anteriores, establecen las políticas generales, hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes [7]. En la figura 2 se presenta el mismo en forma esquemática.

1 El único tipo de energía renovable que no se afecta por el clima es la geotermia

Figura 2. Estructura del sector energético colombiano [7].



Fuente: CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>

Ministerio de Minas y Energía. Entidad rectora de la política energética del país; define la política sectorial. Tiene adscritas entidades como la CREG, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Tiene como funciones:

- Planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros.
- Es el administrador del libre acceso al Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Elaborar y actualizar el plan nacional minero, el plan energético nacional, el plan de expansión del sector eléctrico, y los demás planes sub-sectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar

el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio. Tiene como funciones:

- Realizar la función de regulación del Estado frente a energía eléctrica y gas combustible (gas natural y gas licuado de petróleo).
- Promover la competencia donde sea pertinente, y regular los monopolios naturales.
- Establecer las fórmulas tarifarias para los usuarios regulados.
- Promover que los servicios se presten al menor costo posible para los usuarios, garantizando la calidad, cobertura y expansión y con una remuneración adecuada para las empresas.

- Desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural.

Agentes. Llevan la energía al usuario final. Son: generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores.

Usuarios. Se subdividen en:

- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG (tarifas reguladas). Aquí están la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.
- Usuarios No Regulados: Persona natural o jurídica que pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores

(Potencia > 0.1 MW, Energía > 55.000 KWh/mes).

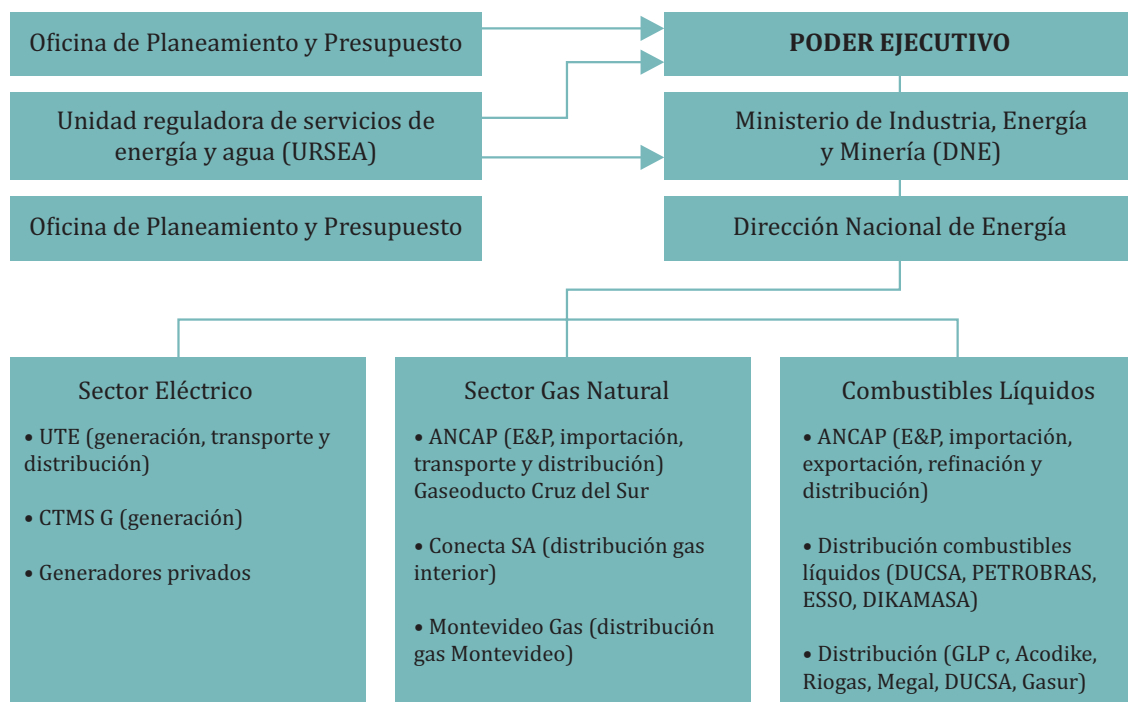
Supervisión y Control. Está en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas. Tiene las siguientes funciones:

- Ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- Tiene a su cargo la administración del sistema de información de las empresas del sector, para lo cual ha desarrollado el Sistema Único de Información del sector de servicios públicos domiciliarios.

Estructura del sector energético uruguayo

En Uruguay el sector energético se divide en: eléctrico, combustibles líquidos y gas [8]. Un esquema del mismo se muestra en la figura 3.

Figura 3. Estructura del sector energético uruguayo [8].



Fuente: MIEM, Sector Energético en Uruguay, http://www.dne.gub.uy/invierta-en-energia-en-uruguay/-/asset_publisher/G1lQ59b7RjDv/content/sector-energetico-en-uruguay

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). La unidad responsable de la proposición y coordinación de la política energética nacional es la Dirección Nacional de Energía (DNE), unidad ejecutora del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). Entre sus principales obligaciones se encuentran la de coordinar y orientar las acciones de los actores que operen en el sector de la energía y la de participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas.

Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA). Es el organismo regulador del sector, creado como órgano desconcentrado del Poder Ejecutivo, con competencia de control de actividades del sector tales como el mercado eléctrico, de gas y de hidrocarburos. Es una institución estatal, creada con el fin de defender a los usuarios, y contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua [9].

Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP). Es una unidad ejecutora de la Presidencia de la República. Uno de sus principales cometidos consiste en asesorar al Poder Ejecutivo en la definición de la estrategia económica y social del Gobierno, en la elaboración del Presupuesto Nacional y Rendición de Cuentas, así como en el análisis y evaluación de los presupuestos, planes de inversión y tarifas de las Empresas Públicas, entre ellas UTE (electricidad) y ANCAP (combustibles) [10].

Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Es una persona pública no estatal, creada por el Artículo 4 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997, que establece el nuevo Marco Regulatorio legal para el sistema Eléctrico Nacional [11]. Administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, el que para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) se ajustará a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo, las que deberán garantizar la transparencia,

razonabilidad y equidad de sus resoluciones, contemplando los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiéndose por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores.
- b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según criterios y valores establecidos en la ley 16.832.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Es una empresa propiedad del Estado uruguayo, fundada en 1912, que se dedica a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría [12]. Para satisfacer la demanda de un millón doscientos mil clientes ubicados en los 176.215 km² del territorio nacional, UTE cuenta con centrales de generación hidráulica, eólica y térmica. La producción se complementa con la energía proveniente de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande (emprendimiento binacional entre Argentina y Uruguay) y con la energía proveniente de plantas de generación propiedad de terceros. Además de ser el principal generador, junto con Salto Grande, cumple el rol de trasmisor, distribuidor y comercializador, no existiendo otros actores participando actualmente con los roles de trasmisor o distribuidor en el país. La tasa de electrificación (total país) alcanza actualmente el 99,7%.

Comisión Técnico Mixta de Salto Grande (CTM-SG). Es un organismo binacional creado mediante un Tratado firmado en 1946 por la República Argentina y la R.O. del Uruguay con el fin de realizar lo necesario para el aprovechamiento de los rápidos del río Uruguay en la zona de Salto Grande. Tuvo a su cargo los estudios, proyectos y más adelante la construcción (año 1974) y puesta en servicio del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande (1.890 MW), que fue el primer

aprovechamiento hidráulico de uso múltiple en América Latina. Su misión es producir y suministrar energía eléctrica mediante una efectiva administración de dicha central [13].

Generadores Privados y Autoproductores. La mayor parte tiene su energía comprometida con UTE, quien la compra mediante contratos a largo plazo producto de licitaciones públicas o bien negociaciones entre partes. Una pequeña parte vende su energía en el Mercado Spot. Los Generadores deben tramitar ante el MIEM un permiso de generación y formalizar su registro como Participante Generador del Mercado Mayorista ante ADME. Los Autoproductores deben tramitar autorización ante el Regulador. Actualmente se cuenta con generadores privados eólicos, solares fotovoltaicos, en base a biomasa (forestal, residuos de aserradero, cáscara de arroz, bagazo de caña), en base a biogás y cogeneradores, instalados en territorio Nacional. La mayoría de generadores privados de energía eléctrica ubicados en el territorio uruguayo, se encuentran nucleados en una Asociación civil sin fines de lucro, AUGPEE [14].

Usuarios. Se subdividen en:

- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por el Poder Ejecutivo (tarifas reguladas). Se trata de consumidores cautivos que deben comprar su suministro al Distribuidor. Aquí se encuentran la mayoría de usuarios residenciales, comerciales e industriales.
- Grandes consumidores (potenciales): Persona natural o jurídica que pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. Deben ser titulares de un suministro con una potencia contratada ≥ 250 kW. En este nivel de consumo se encuentran algunos usuarios industriales y comerciales. Deben formalizar su registro como Participante Gran Consumidor del Mercado Mayorista ante ADME.

Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

En Ecuador, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Registro Oficial 418 del 16 de enero de 2015 [15], en sus artículos 9 y 10 establece la estructura institucional y empresarial del sector eléctrico, la que se muestra esquemáticamente en la figura 4.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Entidad planificadora y rectora de la política del sector eléctrico del país (definen la política sectorial), en cuanto a la planificación es responsable de elaborar el Plan Maestro de Electricidad “PME” y el Plan Nacional de Eficiencia Energética “PLANEE”. Tiene adscritas entidades como: ARCONEL, CENACE, Instituto de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), Corporación Eléctrica del Ecuador.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Organismo técnico administrativo encargado de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final. Entre las más relevantes, tiene como funciones:

- Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general,
- Dictar las regulaciones a las que deberán ajustarse las empresas eléctricas; el CENACE y los usuarios finales; sean estos públicos o privados, observando las políticas de eficiencia energética,
- Establecer los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público,
- Coordinar con la Autoridad Ambiental Nacional los mecanismos para la observancia

al cumplimiento de la normativa jurídica, por parte de las empresas eléctricas, relacionada con la protección del ambiente y las obligaciones socio ambientales, determinadas en los títulos habilitantes.

Operador Nacional de Electricidad (CENACE). Actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector. Administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, sin ejercer actividades empresariales en el sector eléctrico. Opera y administra el Centro Nacional de Control de Energía (Despacho de Carga), y entre sus funciones, destacan:

- Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazos para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible,

optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional,

- Coordinar la operación en tiempo real del S.N.I., considerando condiciones de seguridad, calidad y economía (mínimo costo posible),
- Administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito mayorista,
- Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico,
- Coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión,
- Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico.

Figura 4. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano



Fuente: Elaboración propia con base en la información de la Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica, <http://www.regulacioneolica.gob.ec/leyes/>

Agentes (Participantes del Mercado). Llevan la energía al usuario final. Son: generadores, transportadores y distribuidores y comercializadores.

Usuarios. Se subdividen en:

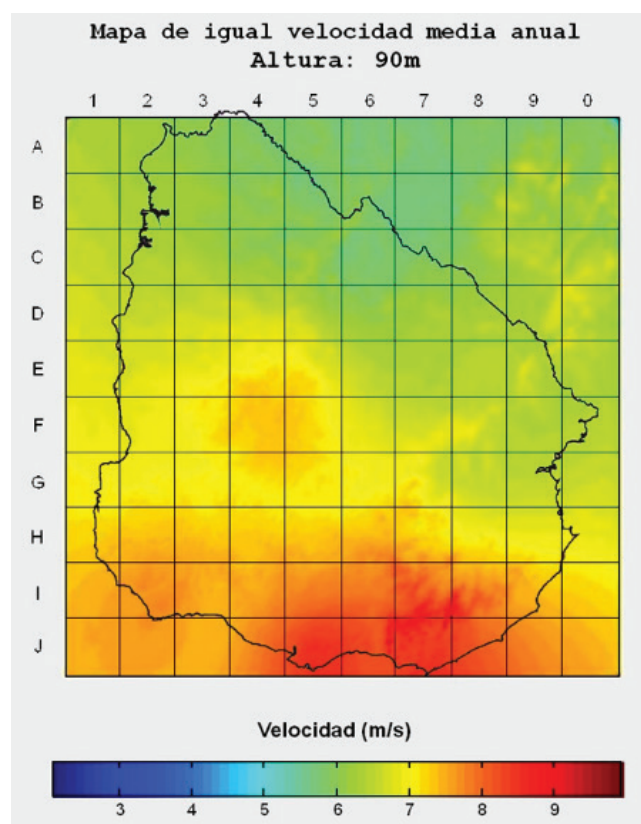
- Usuarios Regulados: Persona natural o jurídica que mantiene un contrato de suministro con la empresa eléctrica de distribución y que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- Grandes Consumidores: Personas jurídicas, debidamente calificadas como tales por el organismo competente (ARCONEL), cuyas características de consumo le facultan para actuar a través de contratos bilaterales. Las características de consumo serán definidas a través de la respectiva regulación.

MARCO DE REFERENCIA

Potencial en Uruguay

En lo concerniente al **recurso eólico**, se elaboró un Mapa Eólico (figura 5) en base a las series de medidas de viento disponibles de 27 estaciones de medición dispersas en diversos puntos del país, aplicando un modelo numérico de conservación de masa que permitió extrapolar estas mediciones a todo el territorio nacional. El Mapa Eólico [16] fue realizado por la Facultad de Ingeniería (Universidad de la República, con el apoyo del Proyecto de Energía Eólica del MIEM) y presentado públicamente en septiembre de 2009. La red de estaciones de medición fue ampliándose y cuenta en la actualidad con más de 50 estaciones, muchas de ellas con mástiles de alturas cercanas a los 100m, a efectos de un correcto relevamiento del potencial a la altura que es aprovechado por los aerogeneradores. Se cuenta en la actualidad con **1.480 MW operativos** de generación eólica de gran escala.

Figura 5. Mapa de velocidad de viento para Uruguay [16].

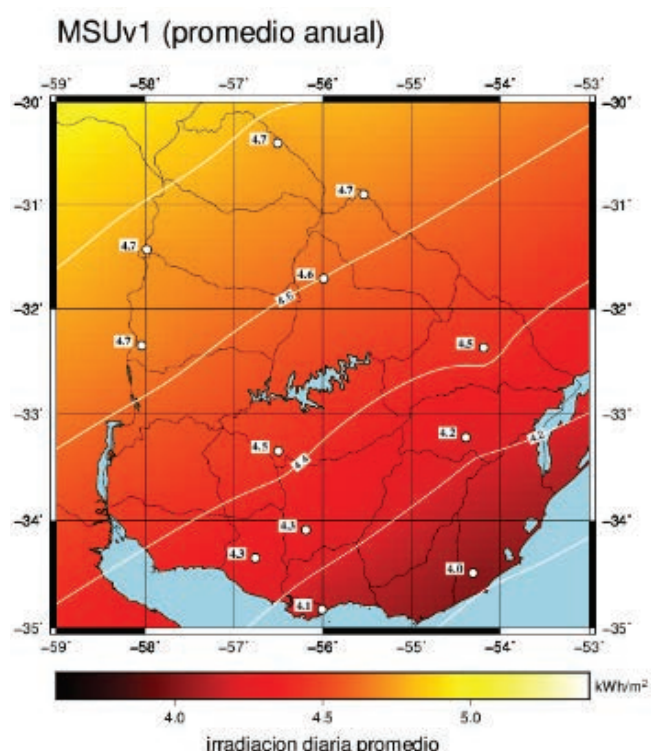


Fuente: MIEM, Proyecto de Energía Eólica (9/2009). Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energieaolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>

Algo similar ocurrió con el relevamiento del **recurso solar**, en los años 2008-2009 se realizó el primer relevamiento del recurso solar a nivel nacional por parte de la Facultad de Ingeniería (Universidad de la República, con el apoyo del Proyecto de Eficiencia Energética del MIEM) que culminó con la publicación de la primera versión del Mapa Solar[17] en mayo de 2010 (figura 6). Se obtuvo un promedio anual de irradiación global diaria que varía entre 4.0 y 4.8 kWh/m² aumentando desde la zona sureste del país hacia la zona noroeste, lo que vuelve a ésta la zona más propicia a efectos de la instalación de plantas de generación SFV. Esta primera versión

de mapa solar se perfeccionó mediante el uso de datos satelitales con series de irradiación horaria disponibles a partir del año 2000, obteniéndose así la segunda versión del Mapa Solar, la cual se encuentra aún en elaboración y se espera su próxima publicación para el año 2018. Se cuenta en la actualidad con **225 MW operativos** de generación SFV de gran escala.

Figura 6. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) diaria promedio para Uruguay [17].



Fuente: MIEM, Proyecto de Eficiencia Energética (5/2010). Plan Solar, <http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/investigacion-e-innovacion/recurso-solar/mapa-solar>

Uruguay no cuenta con **recursos geotérmicos** relevantes factibles de explotación económica para su uso en generación eléctrica.

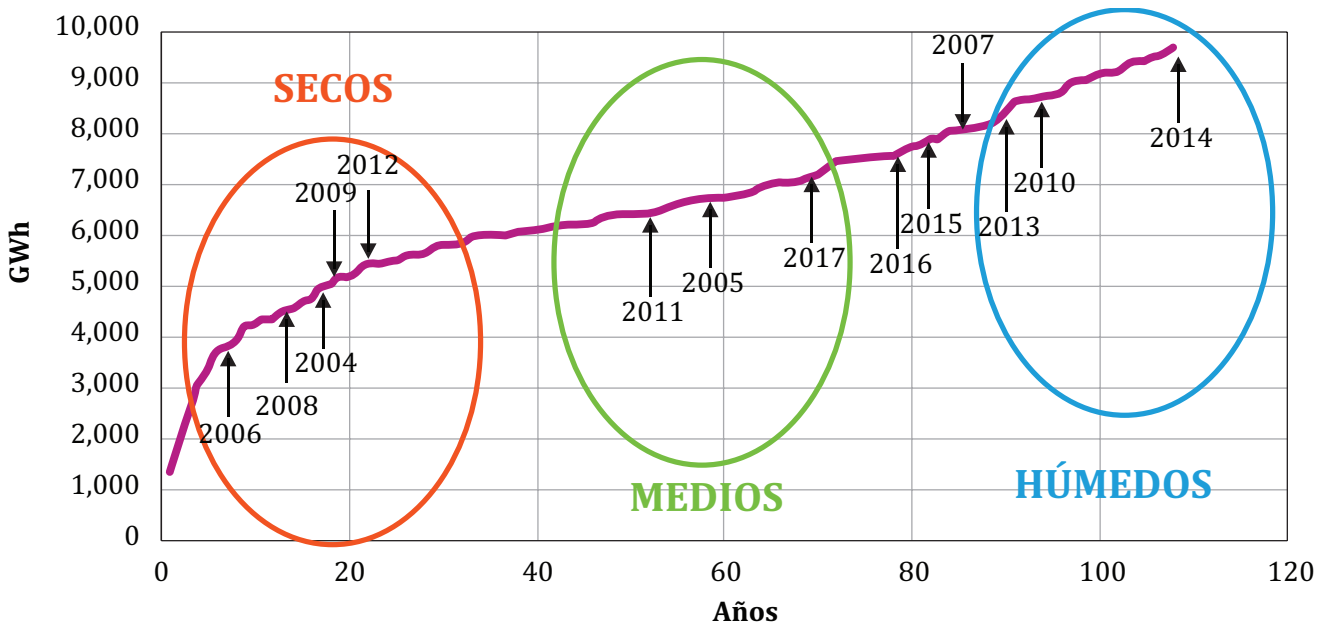
En lo que respecta al **recurso hidroeléctrico** el mismo se encuentra ya plenamente explotado en lo que hace a las grandes centrales hidroeléctricas, todas de salto hidráulico medio a bajo (menor a 35m) debido a la orografía del

país. Los ríos más importantes y caudalosos del país son el Río Uruguay (en el límite de frontera occidental con Argentina) sobre el que se encuentra instalada la central binacional de Salto Grande de 1.945 MW compartida con Argentina, y el Río Negro que atraviesa el país de este a oeste (desembocando en el Río Uruguay) sobre el que se encuentran instaladas en cascada tres centrales hidroeléctricas: Gabriel Terra o Rincón del Bonete (160 MW), Rincón de Baygorria (108 MW) y Constitución (Palmar) (333 MW). Se encuentra en estudio una posible repotenciación de la central Rincón del Bonete, la cual cuenta además con la mayor capacidad de embalse del país, de 8,8 km² situado a 80m s.n.m. En lo concerniente a PCH se llevó a cabo un relevamiento por parte de la Facultad de Ingeniería en el año 2013 identificándose más de 70 sitios de interés para la posible instalación futura de pequeñas centrales hidroeléctricas [18].

Entre las posibles barreras que pudieran limitar la expansión de las ERNC, se cuentan: alta disponibilidad de recursos de otras fuentes renovables e incluso fósiles, sobre capacidad de potencia, bajo crecimiento de la demanda, precios de energía eléctrica bajos debido a la alta participación de ER en la matriz de generación, y cantidades de energía a subastar y plazos.

Se muestra en el gráfico de la figura 7 la generación hidroeléctrica correspondiente a los 109 años de los que existen registros históricos de aportes a caudales de las represas, habiéndose estimado la misma en base a simulaciones para los años en que dichas centrales no se encontraban operativas. Puede observarse allí la gran variabilidad interanual que presenta dicha generación; se resaltan en el mismo los últimos 14 años (período 2004-2017):

Figura 7. Generación hidroeléctrica anual para el período 1909-2017, ordenada desde los años de menor (parte izquierda del gráfico) a mayor pluviosidad (parte derecha)



Fuente: Elaboración propia con base en datos reales y registros de aportes históricos.

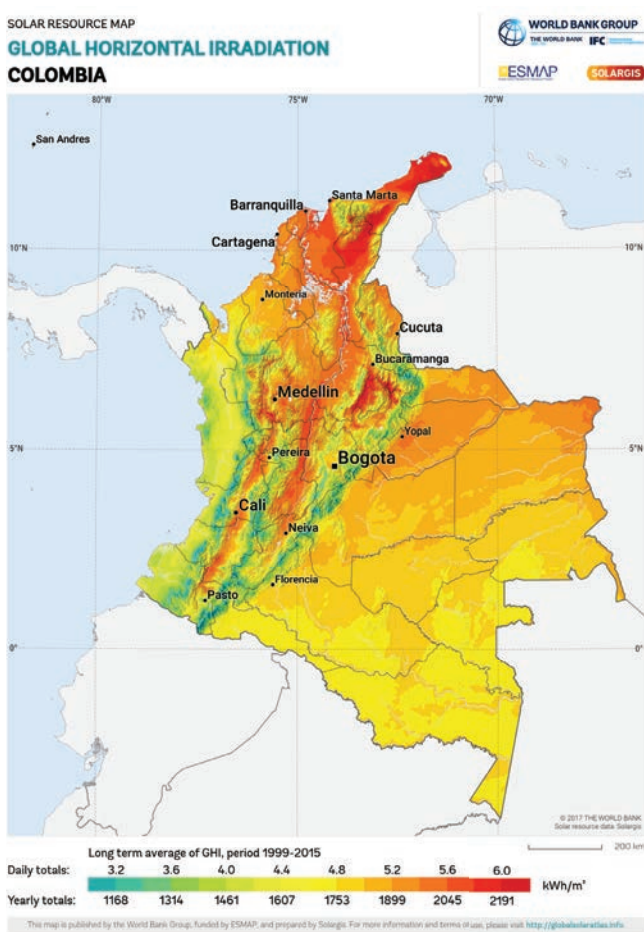
Potencial en Colombia

De acuerdo con la Ley 1715 de 2014² que promueve la utilización y el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía renovable (o ERNC) en Colombia, se definen como ERNC aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal. Se consideran ERNC: biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares [5].

La disminución sostenida de los precios internacionales de equipamiento para generación renovable eólica y SFV, su disponibilidad, junto con el rápido y continuo desarrollo tecnológico que presentan las ERNC, han permitido su masificación y también las ha vuelto competitivas frente a otras fuentes de generación tradicionales, convirtiéndolas en una opción atractiva para los inversores.

² La Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional

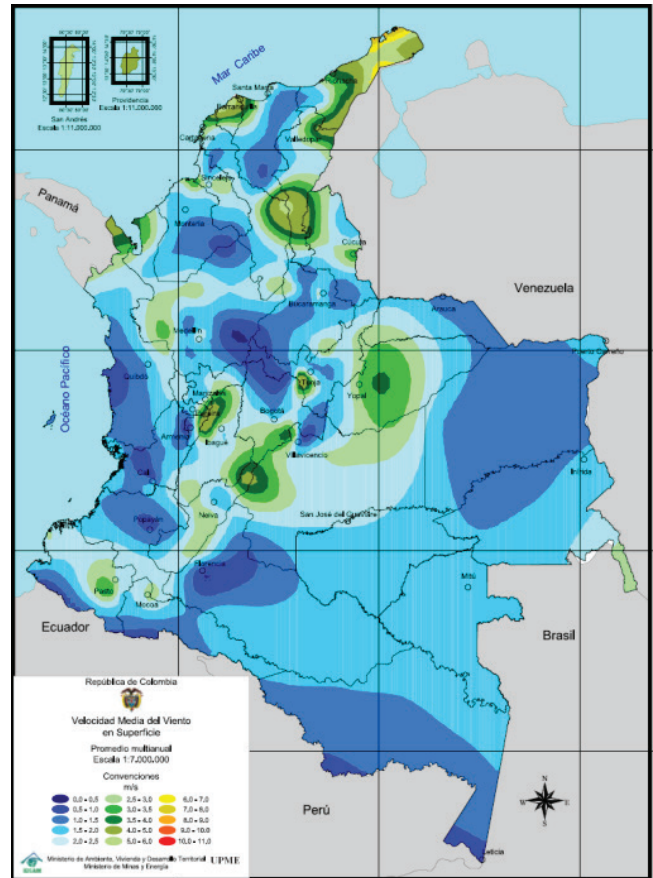
Figura 8. Mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI) para Colombia [19].



Fuente: SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>

El **recurso solar** en Colombia se distribuye como lo muestra la figura 8. Allí se observa que la concentración del recurso se focaliza en zonas centrales y norte del país [19]. A pesar del potencial existente en el país, aun en Colombia no se tienen grandes parques solares operativos (existen instalaciones pequeñas), sin embargo, gracias a los avances regulatorios, la reducción de los precios de la tecnología se espera que a futuro esta situación cambie. Otro aspecto ventajoso para Colombia es la estabilidad del recurso a lo largo del año al ser un país que no cuenta con estaciones.

Figura 9. Mapa de velocidad de viento en Colombia.

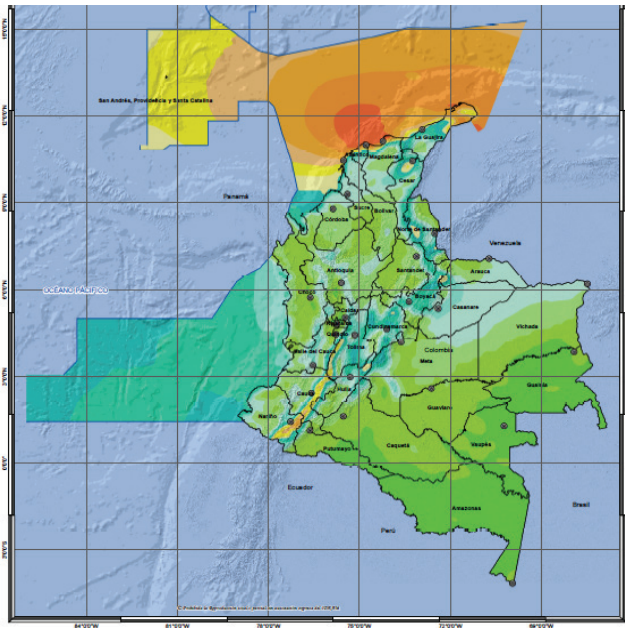


Fuente: SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>

El **recurso eólico** en Colombia se distribuye como lo muestra la figura 9, donde se grafican las diferentes velocidades de viento en superficie. Allí se observa que zona con mayor potencial eólico en el país es en la Guajira (extremo norte), donde actualmente se encuentra el único parque eólico del país (Jepirachi) con una capacidad instalada de 19.5 MW y que está operando desde el 2004 [20].

Además de esta información publicada por UPME, el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y estudios Ambientales) publicó en 2015 un mapa con la velocidad de viento promedio a 150 metros de altura en m/s. En la figura 10 se resalta mejor el potencial eólico en otras zonas del país (o incluso mar adentro).

Figura 10. Velocidad del viento promedio a 150 metros de altura, unidades: m/s.



Fuente: IDEAM.

Actualmente se están explorando múltiples proyectos en el país y se espera aumentar pronto la capacidad instalada para aprovechar este recurso que según el informe de la UPME para la integración de energías renovables en Colombia podría tener las siguientes expectativas:

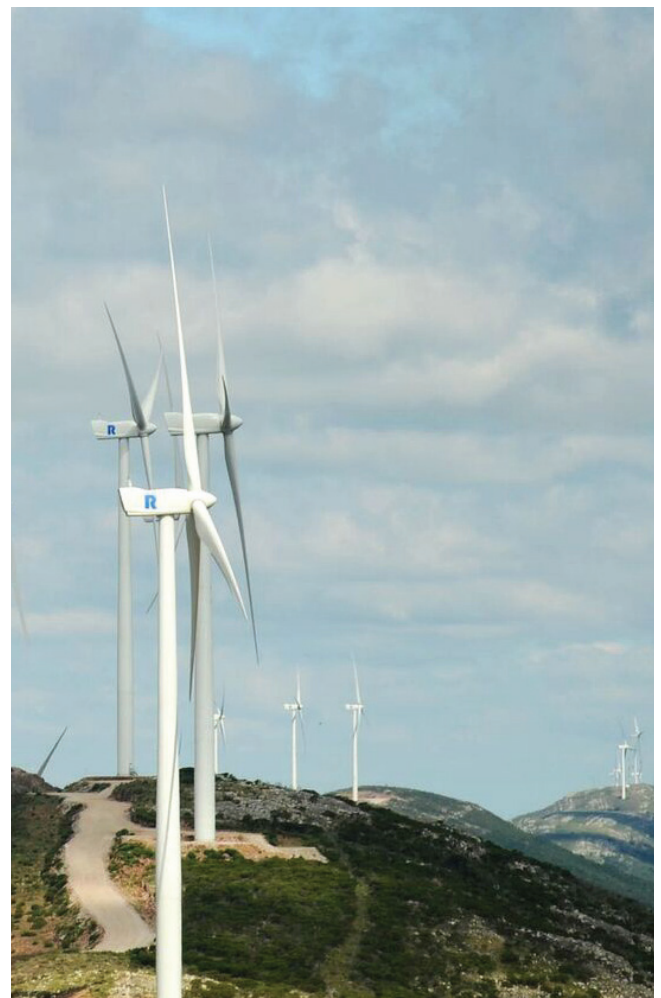
Tabla I. Potencial eólico para diferentes regiones del país [1].

Área	Potencial Eólico (MW de capacidad instalada)
Costa Norte	20.000
Santanderes	5.000
Huila	2.000
Risaralda-Tolima	1.000
Boyacá	1.000
Valle del Cauca	500

Fuente: UPME, U. d. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.

Como generalmente sucede es difícil estimar una cifra de potencial de generación por país y usualmente estas cifras tienden a ser muy optimistas frente a las que efectivamente los países logran aprovechar. Para el caso de Colombia se escucha hablar de potenciales eólicos del orden de 15 GW³ o incluso 30 GW como se menciona en la tabla I y para el tema solar se habla de 42 GW.

No obstante, lo anterior, y remitiéndose a los proyectos registrados ante UPME, según el borrador del plan de expansión de referencia de UPME entre 2017 y 2031, se tiene una mirada más delimitada, pero aún bastante optimista, de los proyectos que pueden entrar a generar en dicho horizonte temporal. Los mismos se muestran en la tabla II.



3 <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/06/30/colombia-tiene-un-potencial-solar-de-42-gigavatios/>

Tabla II. Distribución de proyectos por zonas y tecnología que están registrados ante UPME para hacer parte de la posible expansión de Colombia entre el 2017 y 2031, unidades en MW

Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1,504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cuaca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	50
GCM			660		8	4,127	4,430	60	
THC	45						116	35	
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
NSant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	1,699	302	2,010	475	161	4,127	5,888	732	50

Fuente: Borrador plan de expansión de UPME.

Potencial en Ecuador

En lo concerniente al **recurso solar**, en el año 2008 el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC (actualmente ARCONEL), presento el Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica [21] (ver figura 11), el cual fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE. La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas fue generada por el National Renewable Energy Laboratory - NREL de los Estados Unidos, el NREL desarrolló el modelo CRS (*Climatological Solar Radiation Model*), que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 km x 40 km alrededor del mundo. La CIE uso la información generada por el modelo CRS, y usando un SIG convirtió las referencias geográficas al sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transverse de Mercator, WGS84, Zona 17 Sur. Se obtuvieron datos promedio mensual y anual de insolación difusa, directa y global, para la insolación promedio anual global se obtuvo el valor de 4.8 kWh/m²/día.

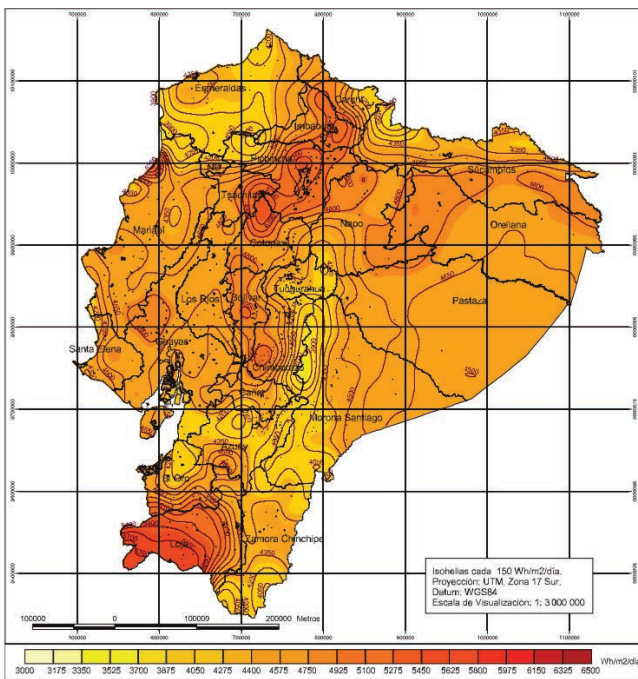
Si bien es cierto que el potencial de esta energía en el país no es muy alto, el mismo posee la ventaja de tener intensidad homogénea durante todo el año, lo cual reduce el problema de variabilidad y si se complementa con otro tipo de tecnologías (también renovables) se constituiría en una fuente significativa.

En la actualidad se cuenta con **26,48 MW operativos** de generación SFV y no se tiene previsto (al menos en corto plazo) incorporar potencia adicional de este tipo de tecnología.

En cuanto al **recurso eólico**, se elaboró el Atlas Eólico del Ecuador (ver figura 12) con fines de Generación Eléctrica en base a técnicas de modelización mesoescales y microescales [22], combinadas con la utilización de un sofisticado modelo de simulación atmosférica, permitió identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos. A partir de estas consideraciones, se

estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1670MW y un Potencial Factible a Corto Plazo de 884MW. El Atlas Eólico fue realizado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con la consultora AWS Truepower y con el apoyo del BID, fue presentado en el año 2003. El Atlas no ha sido actualizado.

Figura 11. Mapa de Insolación Global Promedio para Ecuador [21].



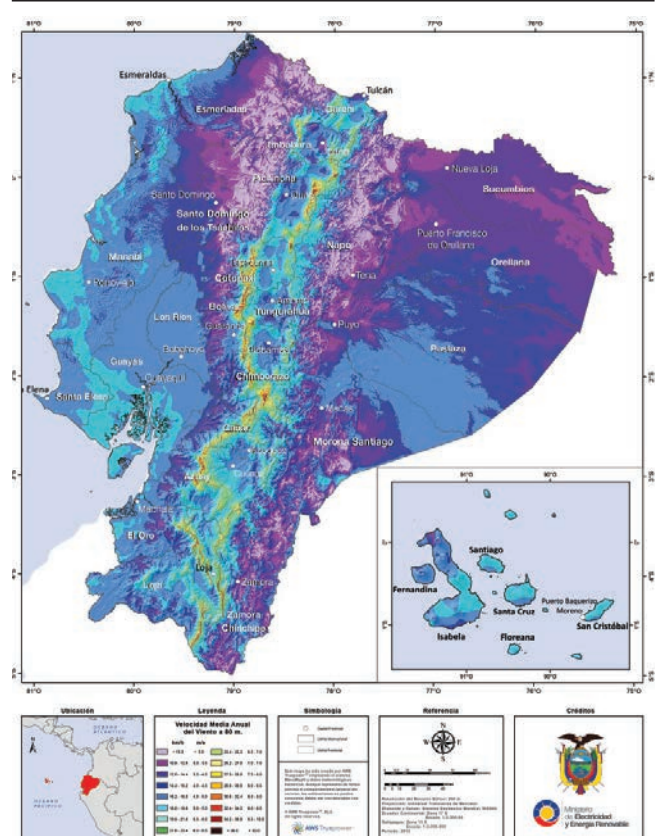
Fuente: Consejo Nacional de Electricidad, Consultora CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://energia.org.ec/cie/energia-solar/>

Se debe indicar que para determinar con mayor precisión el potencial eólico en el país es necesario realizar evaluaciones técnicas específicas y a nivel local en sitios concretos, porque una de las características de este tipo de energía es su alta variabilidad y su bajo factor de planta (promedios globales están entre 20-40%).

En la actualidad se cuenta con **21,15 MW operativos** de generación eólica y sin que por ahora se prevea instalar potencia adicional de este tipo de tecnología. Las centrales eólicas

son: Villonaco (16,5 MW) ubicada en Loja y El Tropezón (2,40 MW) y Baltra (2,25 MW), ubicadas en las Islas Galápagos. Es importante mencionar que, en el año 2015, Villonaco fue reconocida por GOLDWIND (fabricante de turbinas eólicas) como el parque eólico con el factor de planta más alto del mundo, pues en dicho año alcanzó el 52%.

Figura 12. Mapa de Velocidad Media del Viento a 80 m de altura para Ecuador [22].



Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Consultora AWS Truepower con el apoyo del BID (2003). Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>

Se puede afirmar en cuanto a los **recursos geotérmicos** relevantes factibles de explotación económica que hay 4 proyectos geotérmicos de alta entalpía: Chachimbiro, Chacana y Chalpatán que han llegado a la etapa de prefactibilidad avanzada, mientras que el proyecto Tufiño-Chiles está actualmente bajo investigación. Estudios de

aprovechamientos de este tipo datan del año 1978 con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL. En el año 2015 el INER presentó el Plan de Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia, el cual no es un inventario del recurso, pero presentó conclusiones importantes para futuras investigaciones considerando que el potencial geotérmico estimado para el país es superior a 1000 MW.

El **recurso hidroeléctrico** ha incorporado en el año 2016, 6 centrales hidroeléctricas sumando un total de 2039,6 MW de potencia, destacándose la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW. En cuanto al potencial, se estima que el país cuenta con 31000 MW de potencial técnicamente factible y 22000 MW de potencial Económicamente factible (en 11 cuencas hidrográficas). Una vez que se incorporen todos los proyectos hidroeléctricos que se encuentran actualmente en fase de construcción, se llegará a una potencia efectiva hidroeléctrica de 5401 MW; con lo cual, el porcentaje aprovechado será del 24,55%.

Así también se cuenta con un inventario que clasifica a los proyectos hidroeléctricos en: de gran capacidad (mayor a 50MW), de mediana

capacidad (10 a 49MW) y pequeña capacidad (1 a 9 MW). De los primeros destaca el proyecto Zamora Santiago G8 que aprovecharía el caudal del Río Santiago (provincia de Morona Santiago, cantones Tiwintza y Limón Indanza) con una potencia estimada de 3600 MW.

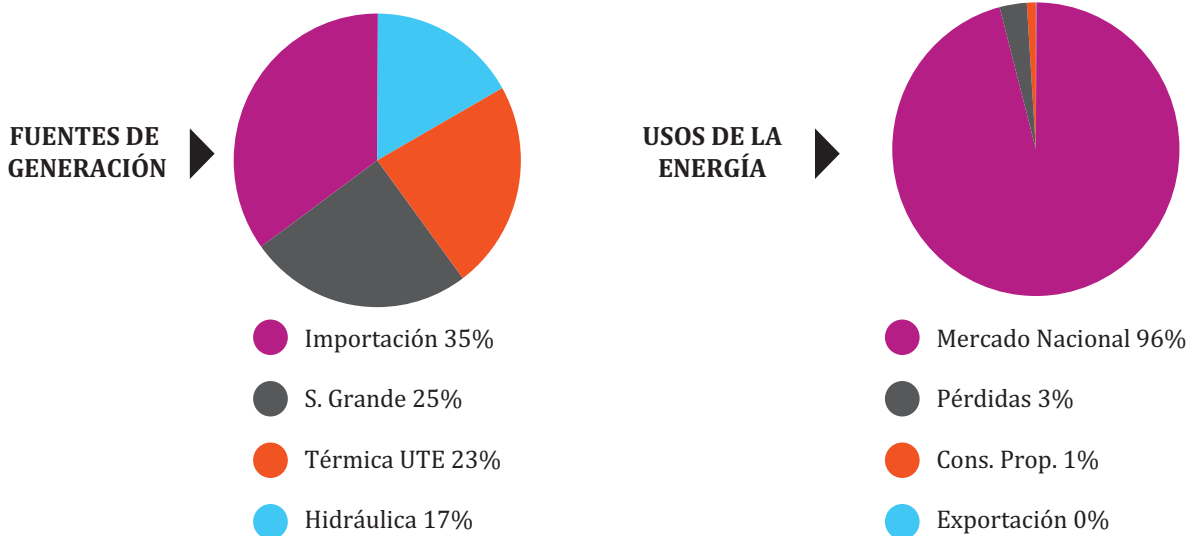
RESULTADOS

La matriz de generación representa una fotografía del estado actual de cada país en cuanto a los recursos utilizados para abastecer su demanda en un año determinado. En países con alta penetración de energías renovables para la generación eléctrica, dicha matriz puede presentar variaciones considerables según el año que se considere, principalmente debido a la influencia de la alta variabilidad hidrológica. La misma es un buen indicador de la incidencia que tienen los recursos renovables en el abastecimiento de la demanda de un país.

URUGUAY - Matriz de Generación

Se muestra en la figura 13 la matriz correspondiente al año 2006, cuando no se contaba aún con generación proveniente de ERNC instalada en el país:

Figura 13. Matriz de generación en Uruguay en el 2006 [23].

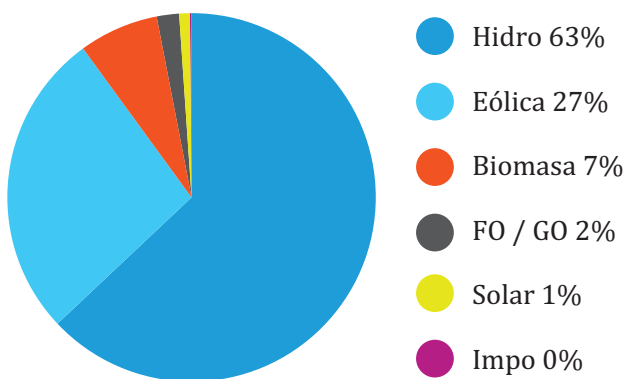


Fuente: UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informaci%C3%B3n-econ%C3%B3mica-y-financiera/ute-en-cifras>

Puede observarse que para el año 2006, año seco a consecuencia del fenómeno de La Niña, con una generación hidroeléctrica de tan solo 37%, la generación térmica resulta insuficiente para completar el abastecimiento de la demanda (23%), debiendo recurrirse a importación de los países vecinos (35%). A la derecha, la Matriz de Usos muestra que no existieron excedentes de exportación, como es esperable en un año con dichas características.

El año 2016 en cambio fue un año de pluviosidad elevada, a consecuencia del fenómeno del Niño, además de contarse ya con una fuerte presencia de generación con ERNC instalada en el país; esto se observa al analizar la matriz de abastecimiento de la demanda del SIN (figura 14).

Figura 14. Matriz de abastecimiento de la demanda del SIN en Uruguay, año 2016.

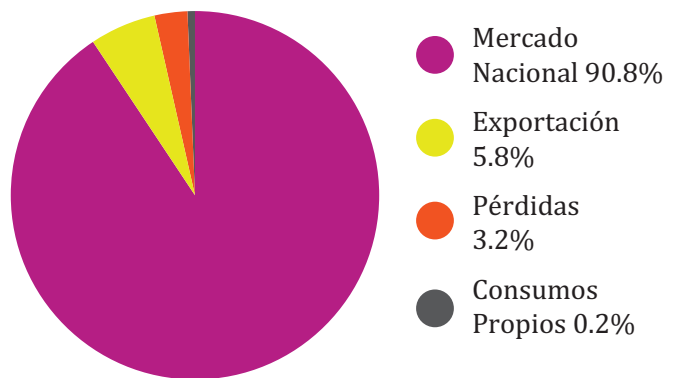


Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ADME.

Puede observarse en la figura 14 que la matriz 2016 es 98% renovable, habiéndose recurrido a la generación térmica con Fuel Oil (FO) o Gas Oil (GO) solamente a efectos de abastecer un 2% de la demanda, principalmente en horas del pico de consumo que se produce

a primeras horas de la noche. El resto de la demanda se abasteció principalmente con generación hidráulica y eólica, algo de biomasa y una pequeña fracción de SFV (solar fotovoltaica). Dicho año hubo asimismo exportaciones de energía (hidráulica y térmica, por un 5.8% del total generado) a los países vecinos (Argentina y Brasil), como puede observarse de la Matriz de Usos de la Energía mostrada en la figura 15.

Figura 15. Matriz de usos de la energía en Uruguay, año 2016 [23].

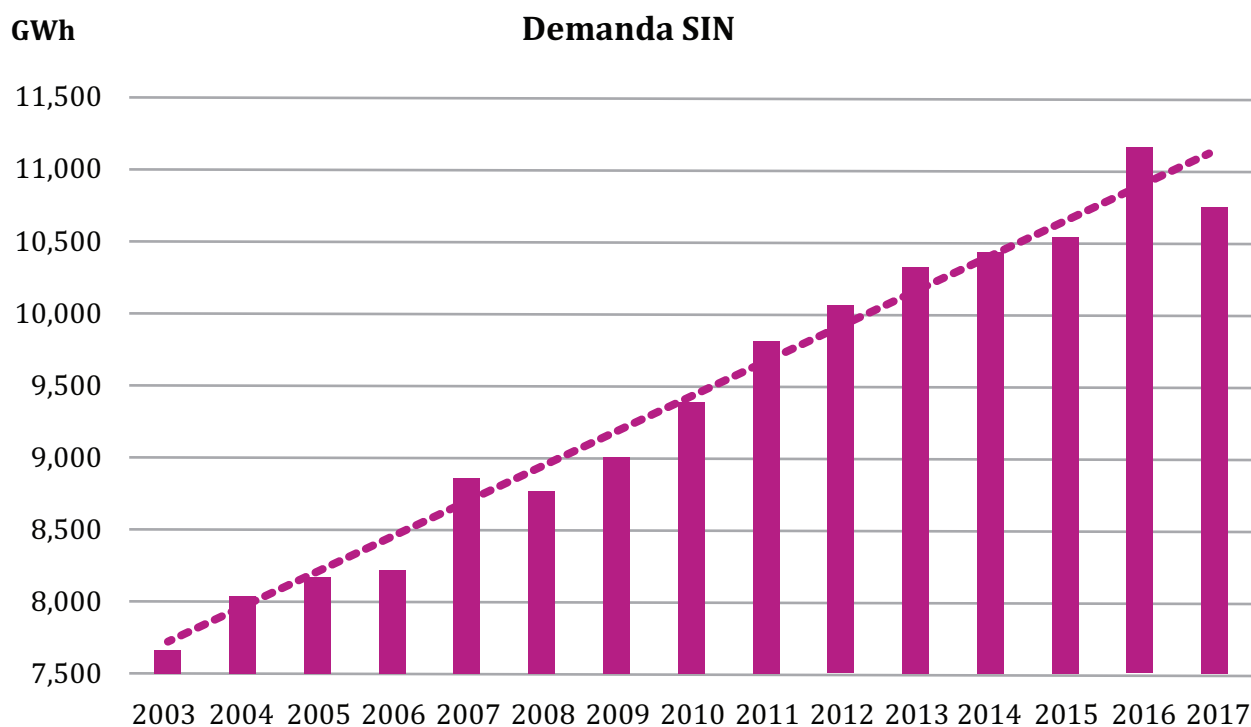


Fuente: UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informacion-economica-y-financiera/ute-en-cifras>

Demanda de energía

A continuación, se muestra en la figura 16 la gráfica de la evolución de la demanda nacional en el período analizado 2003-2017, la cual presentó una tendencia de crecimiento sostenido del 2,9% promedio anual, con oscilaciones interanuales debidas mayormente a las variaciones en la temperatura (inviernos fríos como por ejemplo el 2016, implicaron un mayor crecimiento, que se compensa luego con decrecimiento en el año inmediatamente siguiente):

Figura 16. Evolución de la demanda en Uruguay en el período analizado 2003-2017. En punteado se indica la línea de tendencia. Se considera la demanda neta en bornes de generación; esto es la misma incluye las pérdidas de trasmisión y distribución, pero no incluye la demanda interna de autoprodutores.

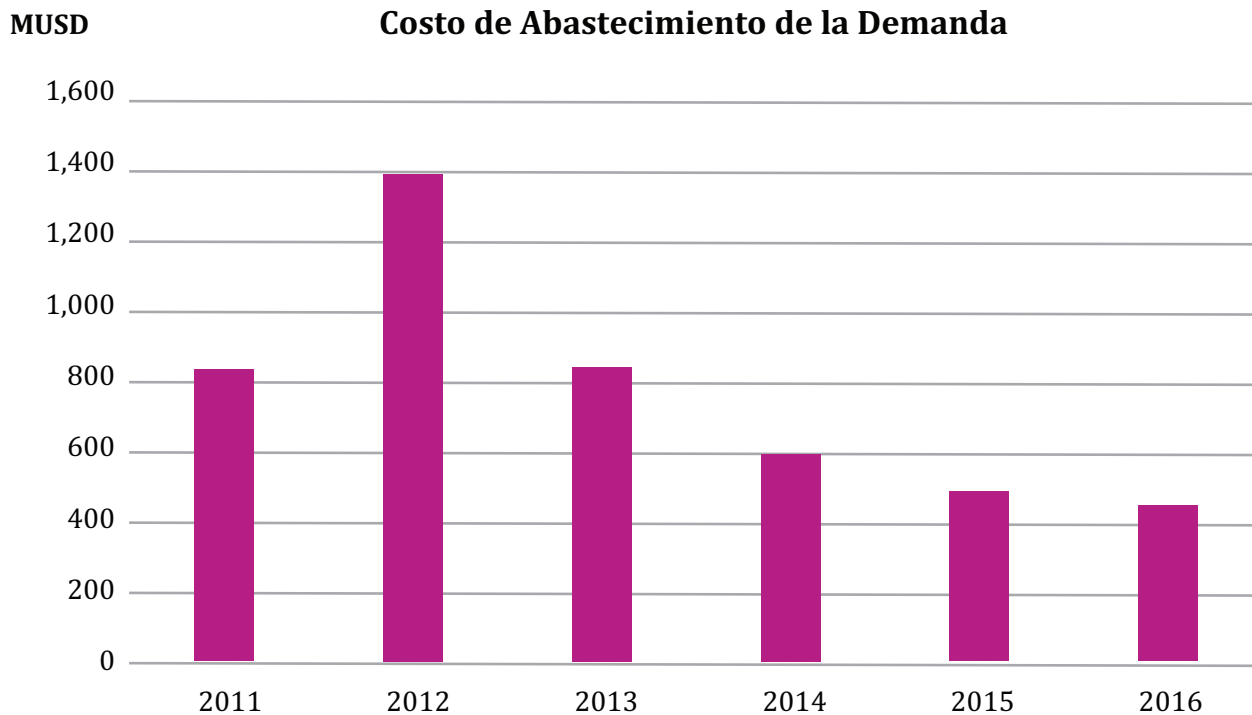


Fuente: Elaboración propia con base en los datos de UTE.

Se muestran a continuación en la figura 17 los Costos de Abastecimiento de la Demanda (en MUSD) para el período 2011-2016; el mismo se compone de la suma de todos los costos variables de generación, incluidos los pagos a las ERNC (eólicas y SFV), el pago a la CTM-SG por la energía hidroeléctrica de S.Grande y gastos de funcionamiento de CTM, así como algunos costos varios (arrendamiento de tanques de combustible, pagos por leasing de algún parque eólico gestionado en dicha modalidad, canon por uso de las dos Conversoras de frecuencia, por líneas de interconexión con Brasil y por gasoducto Cruz del Sur con Argentina):



Figura 17. Costo de Abastecimiento de la Demanda (en MUSD, IVA incluido) en Uruguay para el período 2011-2016.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ADME y UTE.

Puede observarse que los mismos presentan un valor notoriamente elevado para el año 2012, por tratarse de un año de baja pluviocidad (aunque la misma resultara superior al año “seco” 2006 ya mencionado); en dicho año la penetración de ERNC era aún muy escasa. Los años 2013 a 2016 fueron años de buena pluviocidad (ver Fig.7), resultando el año 2014 el año de mayor lluvia en el período de 108 años históricos de los que se cuenta con datos. A pesar del crecimiento sostenido de la demanda en el período, y particularmente para el año 2016 como se mostrará más arriba, el costo de abastecimiento de la misma resultó notoriamente decreciente, para estos 4 años de pluviocidad buena y similar (2013-2016), debiéndose esto a la creciente

incorporación de energías renovables, dado que el uso del térmico resultara residual en dichos años, por lo que sus costos no afectan mayormente la comparación.

En la tabla III se muestra la generación con ERNC (MW) que se encontraba instalada y operativa al final de cada año; puede observarse que en el período 2014-2017 se instalaron del orden de 350MW adicionales por año de generación eólica, duplicándose prácticamente la generación por biomasa entregada al SIN (por la instalación de una segunda planta de procesamiento de celulosa) a lo que se agrega a partir del año 2015 el comienzo del desarrollo de la generación SFV:

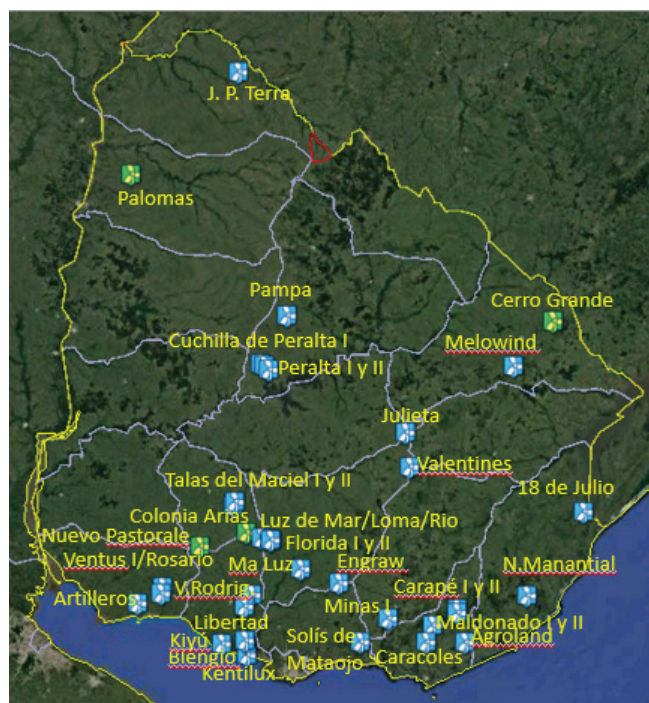
Tabla III. Potencia eólica y SFV de gran porte instalada a finales de cada año para el período 2011-2017. Para la generación con biomasa se muestran los MW medios entregados al SIN (no se contabilizan consumos propios, esto es, el autoabastecimiento de dichos emprendimientos, el cual tampoco se contabiliza en la Demanda del SIN, Fig.16).

	MW eólicos	MW SFV	MW biomasa
2011	43	0	59
2012	47	0	64
2013	56	0.5	64
2014	411	0.5	84
2015	834	58	110
2016	1189	78	110
2017	1480	225	110

A continuación en las figura 18a, 18b y 18c se muestran mapas con los emprendimientos de generación eólica, SFV y en base a biomasa

instalados y operativos en la actualidad (año 2018) en Uruguay:

Figura 18a. Parques eólicos operativos en Uruguay a fines de 2017 [24].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

Figura 18b. Plantas SFV operativas en Uruguay a fines de 2017 [24].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

Figura 18c. Plantas de biomasa y de biogás (señaladas en verde y naranja respectivamente) operativas en Uruguay a fines de 2017 [24].

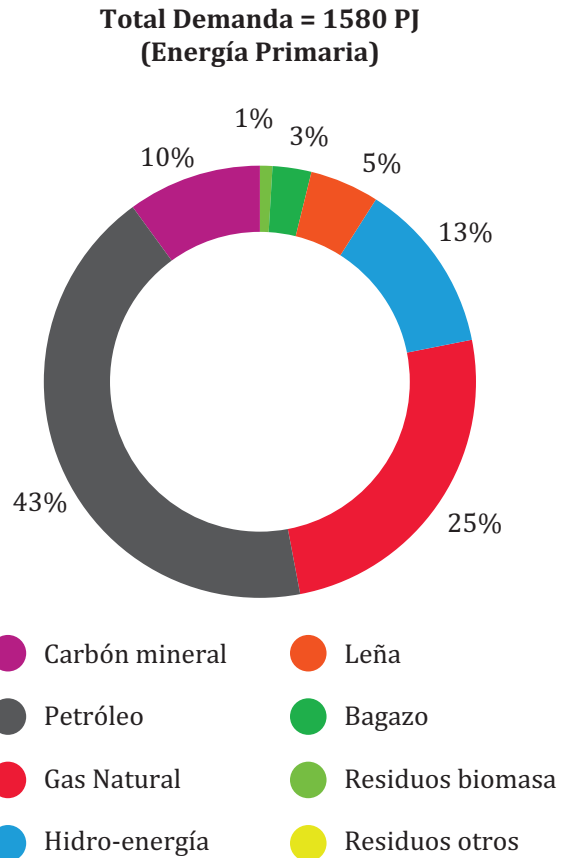


Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

COLOMBIA - Matriz de Generación

Como se muestra en la figura 19, cerca del 78% de la energía que se consume en Colombia proviene de derivados del petróleo y el 22% restante se produce con fuentes renovables [1]. No obstante, los principales consumidores de petróleo y gas natural son el sector transporte e industrial con consumos correspondientes al 35% y 30% respectivamente, de la energía total consumida en el país (ver figura 20). Adicionalmente del total de energéticos consumidos en Colombia, el 18% corresponde a electricidad (ver figura 21), según lo reportó el Director de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) en el Programa de formación de líderes energéticos [2].

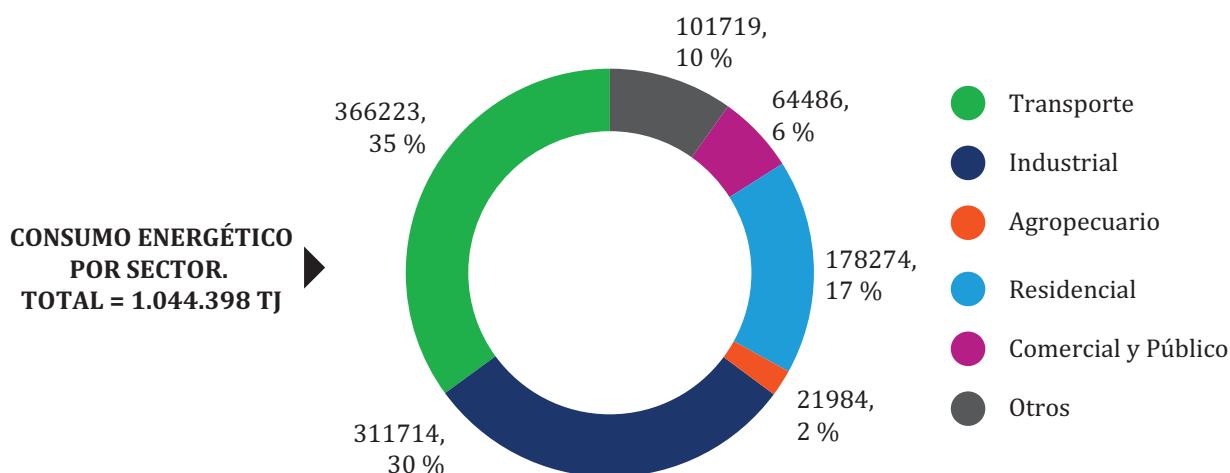
Figura 19. Demanda interna de recursos energéticos primarios en el año 2012 [1].



Fuente: MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>

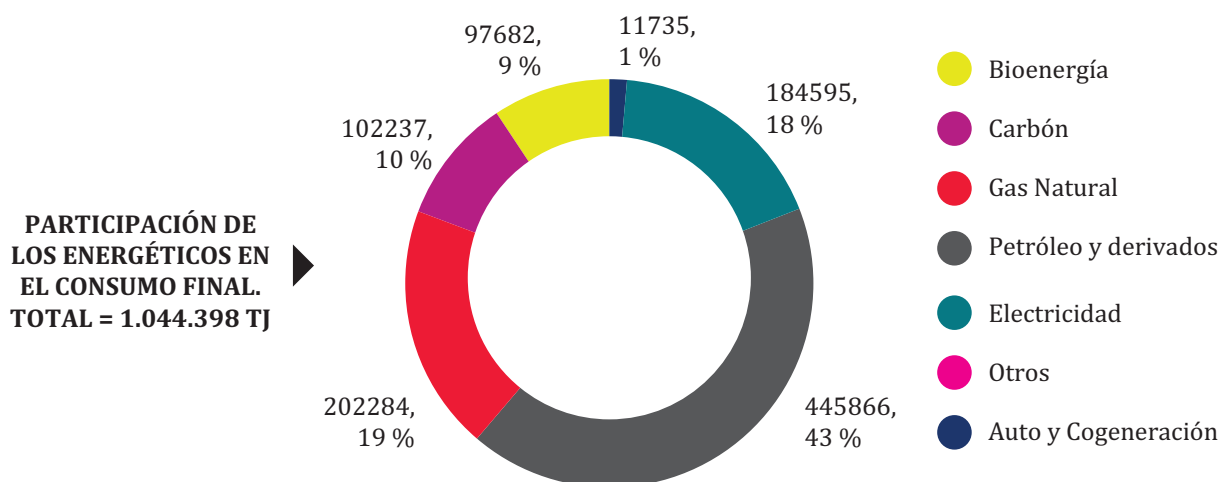


Figura 20. Consumo energético por sector en el año 2014 [2].



Fuente: E[1] Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Figura 21. Consumo final por energético 2014 [2].

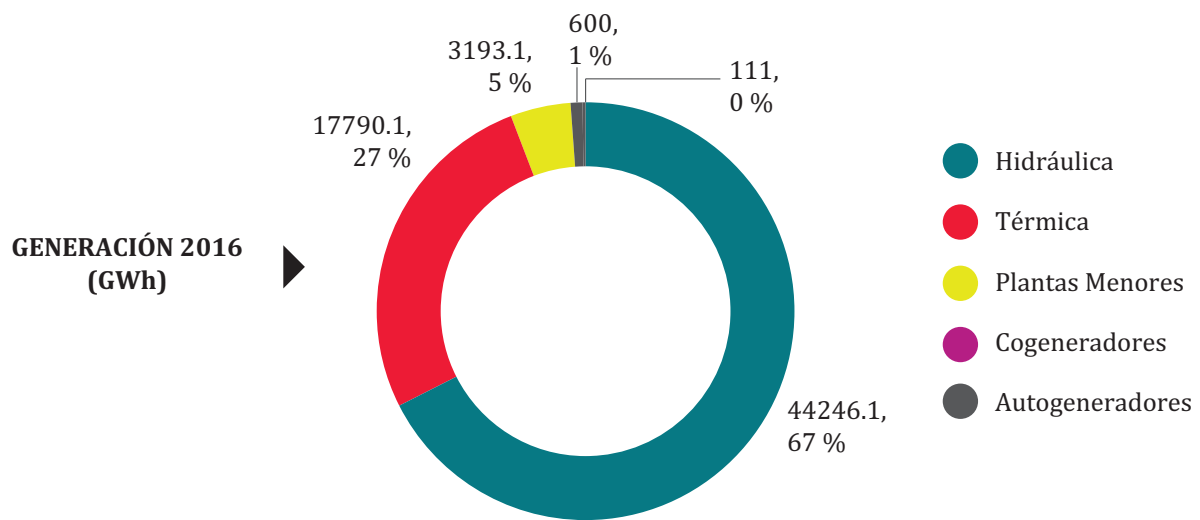


Fuente: [1] Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>

Al remitirse únicamente a electricidad la matriz de generación tiene 70% de hidroelectricidad y 29% de fuentes fósiles (ver figura 22 y tabla IV), según lo reporta el operador de red (XM) en su informe anual de operación para el

2016 [25]. Es así como Colombia, es un país que en su generación de electricidad tiene una huella de carbono relativamente baja respecto a otros países en el mundo, pero a su vez es bastante vulnerable al fenómeno del Niño.

Figura 22. Generación de electricidad en 2016 [25].



Fuente: XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín

Tabla IV. Capacidad Instalada en plantas de generación de electricidad en Colombia (al 31 de diciembre de 2016) [25].

Recursos	Capacidad instalada 2016 (MW)	Participación (%)
Hidráulicos	10.963	66.6
Térmicos	4.728	28.49
Gas	2.128	
Carbón	1.339	
Fuel-Oil	---	
Combustóleo	187	
ACPM	774	
Jet 1	46	
Gas-Jet A1	264	
Menores	771.52	4.65
Hidráulicos	648.10	
Térmicos	105	
Eólica	18.42	
Cogeneradores	99.60	0.60
Autogeneradores	32	0.20
TOTAL SIN	16594.52	100%

Fuente: XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín

Como se mencionó anteriormente, Colombia dispone de diferentes fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) que aún no están siendo aprovechadas y teniendo en cuenta la reducción de los costos de la tecnología, la necesidad de diversificar la canasta energética y las políticas de promoción de ERNC en Colombia, se espera que dichas fuentes se integren pronto a la canasta con un mayor porcentaje de participación.

Por otra parte, es importante resaltar que se está construyendo la mayor central hidroeléctrica del país: Hidro Ituango, con una potencia de 2400 MW. Este aspecto evidencia que Colombia aún dispone de recursos hidroeléctricos por aprovechar; no obstante, son cada vez más notorias las posiciones opuestas al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas en el país y por lo tanto los nuevos desarrollos hidroeléctricos (al menos en el corto plazo) podrían limitarse a PCHs (pequeñas centrales hidroeléctricas).

Demanda de energía

En Colombia el comportamiento promedio de la demanda de electricidad, hora a hora, se muestra según la figura 23, donde se resalta que existe una tendencia dependiendo del

tipo de día, (ordinario: de lunes a viernes y un comportamiento diferente el sábado y domingo). Adicionalmente, existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país [26].

El operador de red (XM) realiza el despacho económico día a día para asignar la generación de energía eléctrica basado (entre otros) por el pronóstico de consumo para cada una de las subáreas del país y tiene además en cuenta los precios ofertados por los generadores y las demás restricciones, eléctricas y operativas, que se puedan presentar en el sistema [26].

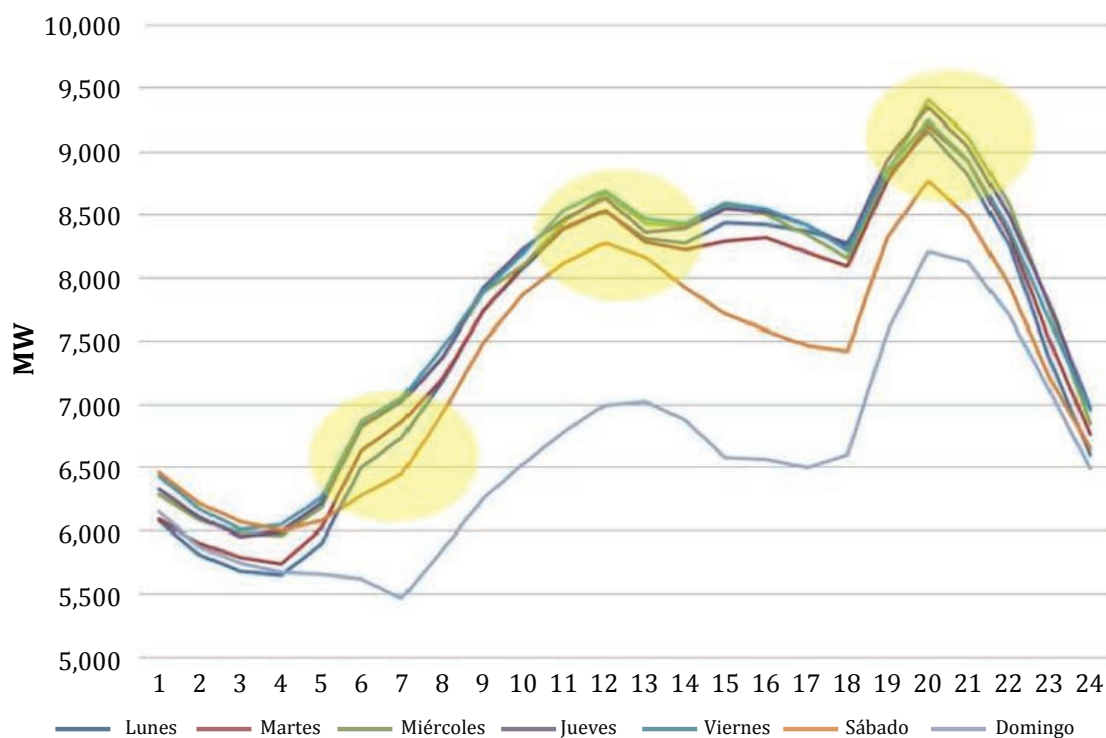
La demanda al 2016 de energía en Colombia reflejó los efectos del fenómeno de El Niño, el más agresivo desde 1950, (asociado a altas temperaturas) en el primer trimestre del año, donde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó los mayores crecimientos del año con

valores de 5.7% y 4.4%. Lo anterior, llevó al país a la aplicación de la resolución CREG 029 de 2016, para establecer tarifas diferenciales para promover el ahorro voluntario de energía (campaña “Ahorrar paga”, impulsada por el Gobierno Nacional) [25].

En Colombia en el año 2016 la demanda de energía eléctrica decreció 0.2% respecto al año 2015, con un consumo de 66,315 GWh. La figura 24 muestra el comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, desde el 2005 al 2016, donde se permite observar que la tendencia continua a crecer se vio fuertemente impactada por el reciente fenómeno del Niño.

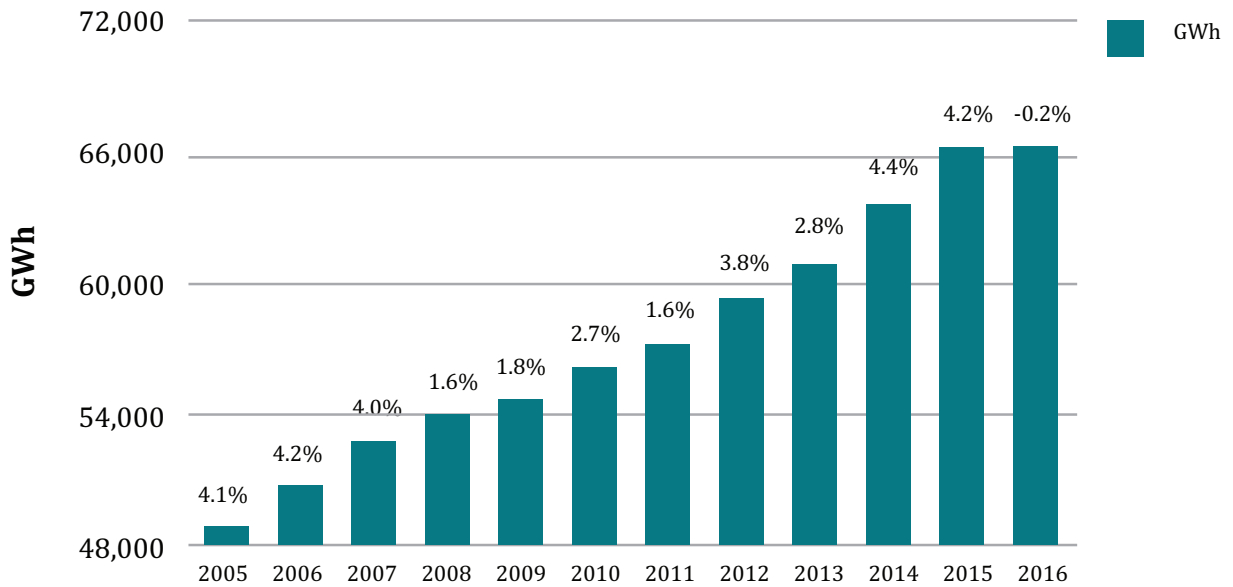
La figura 25 muestra también las desviaciones existentes entre los tres escenarios de proyección de demanda realizados por la UPME respecto al valor real de demanda mensual, dejando una evidencia clara de que se deben ajustar dichas proyecciones siendo conservadores respecto al crecimiento de la demanda.

Figura 23. Comportamiento promedio horario de la demanda de electricidad en Colombia [26].



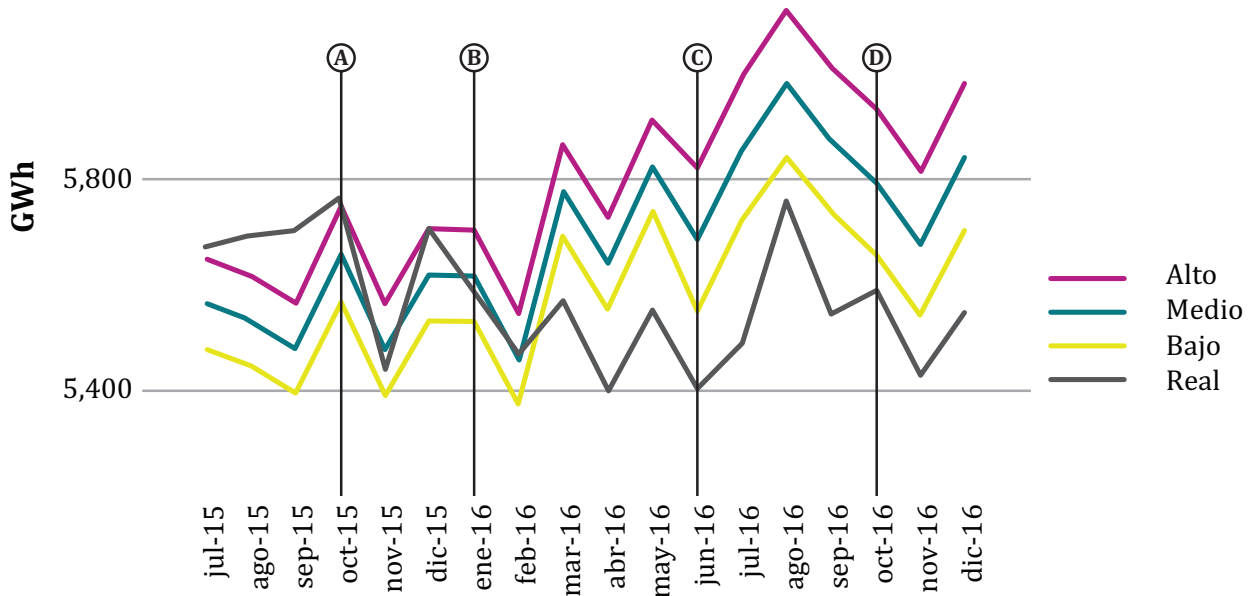
Fuente: XM. Históricos de demanda, <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>

Figura 24. Comportamiento histórico de la demanda de energía eléctrica en Colombia [7].



Fuente: CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>

Figura 25. Diferencia entre las proyecciones de demanda dadas por la UPME y la real.

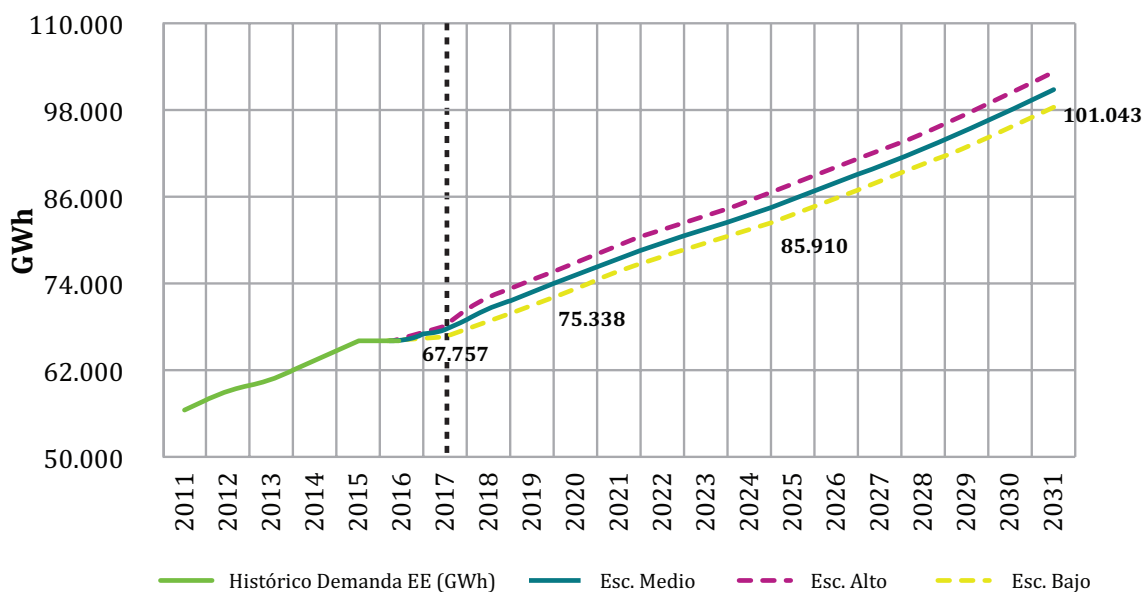


Fuente: UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031.

De acuerdo con el Plan de expansión preliminar de la UPME para el 2017 al 2031 [27], la proyección de la demanda nacional de electricidad tendrá un crecimiento promedio anual (en el escenario medio de proyección) de 2.85% (ver figura 26).

Sin embargo, este valor podría verse como optimista según lo ocurrido en proyecciones anteriores (como la planteada en la figura 25) y se deben tener en cuenta los impactos de la eficiencia energética y la autogeneración.

Figura 26. Escenarios de Proyección de demanda de la UPME [27].

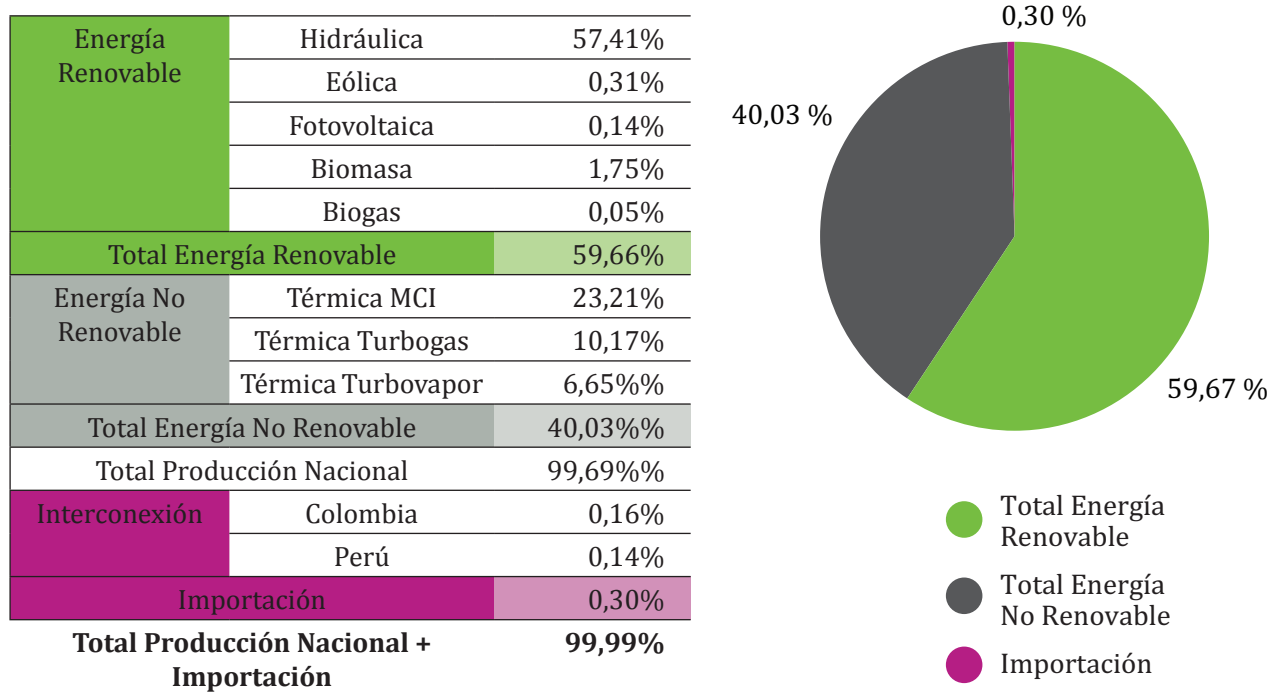


Fuente: UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031.

ECUADOR - Matriz de Generación

En el año 2016, la producción total de energía eléctrica renovable alcanzó los 16.202 GWh, esta representó un 59,67 % del total; la no renovable 10.870 GWh con un valor de 40,03 %, como puede apreciarse en la figura 27.

Figura 27. Balance Nacional de energía eléctrica de Ecuador (12/2016).



Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica, 2016.

El sector eléctrico en los últimos años ha experimentado una profunda transformación y se ha priorizado la utilización de fuentes de energías renovables, en este contexto se ha reemplazado aproximadamente 600 MW de generación térmica.

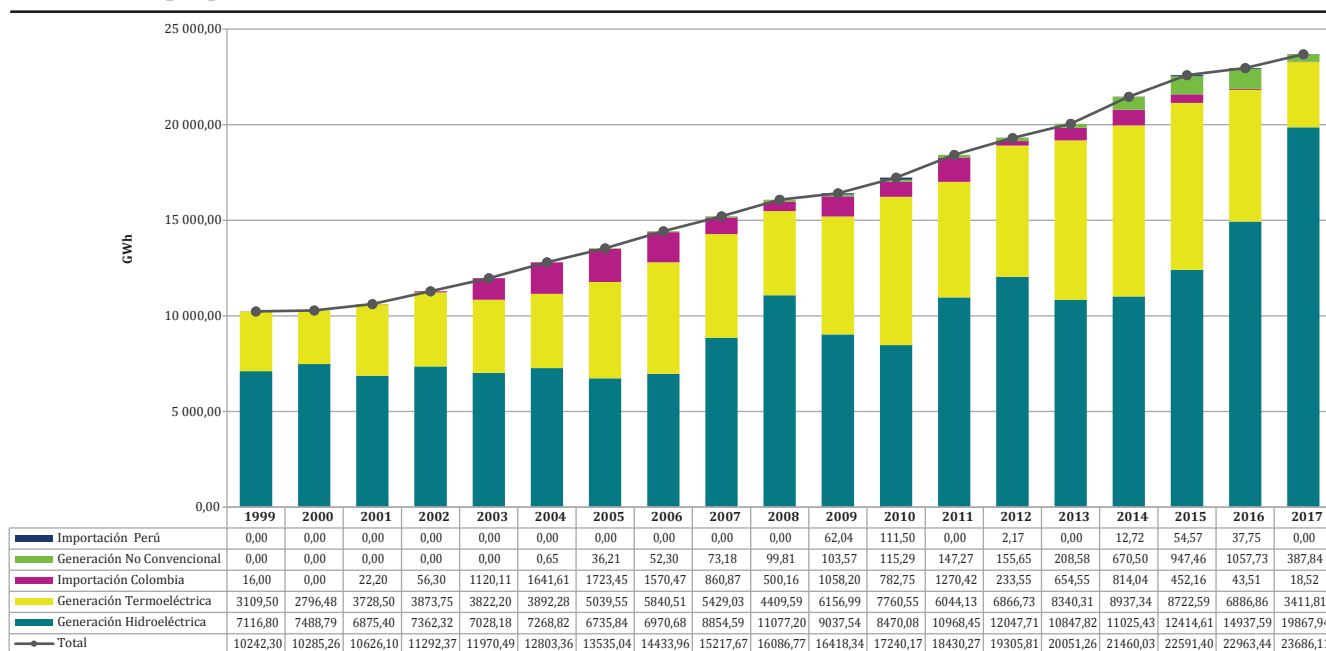
La variación en cuanto a la potencia instalada de hidráulica, eólica y solar fotovoltaica, comparada con el año 2006 fue de: 54% (de 2057 MW a 4446 MW), 89% y 100% respectivamente.

Para el año 2017 se verificó lo siguiente (ver figura 28):

- 83,88% de la producción corresponde a generación hidroeléctrica,
- 14,40% generación termoeléctrica,
- 1,64% generación no convencional y
- 0,08% importación de Colombia.

A pesar de dicha transformación, sigue constituyendo un objetivo el modificar la matriz energética actual mediante la incorporación de centrales de generación hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y centrales eficientes de generación termoeléctrica.

Figura 28. Producción Neta Total de Energía del Sistema Nacional Interconectado para el período 1999-2017 [28].



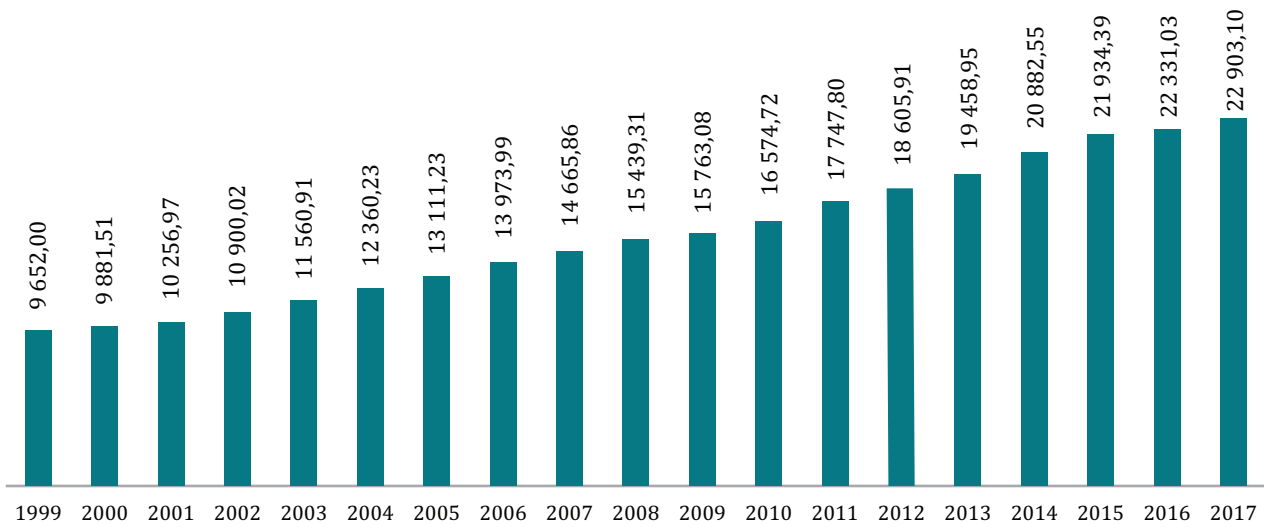
Fuente: CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinanuales&Itemid=1

Demanda de energía

Durante 2017 la demanda de energía de las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en subestaciones de entrega y consumos propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú, fue de 22.903,10 GWh; lo cual representa un incremento de 2,56% con relación a 2016 (ver figura 29).

En promedio el crecimiento (anual) de la demanda ha sido de 4,9%. Para el estudio de la demanda, en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 (elaborado por el MEER) [29] se muestran las variables utilizadas y la metodología empleada; el estudio es útil para planificar la expansión y se han planteado 5 hipótesis:

Figura 29. Demanda de energía eléctrica en Ecuador para el período 1999-2017 [28].



Fuente: CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanauales&Itemid=1

Hipótesis 1.- Crecimiento tendencial (línea base),

Hipótesis 2.- H1 + Cargas Singulares: industrias minera, cementera, siderúrgica, transporte (metro de Quito, tranvía de Cuenca),

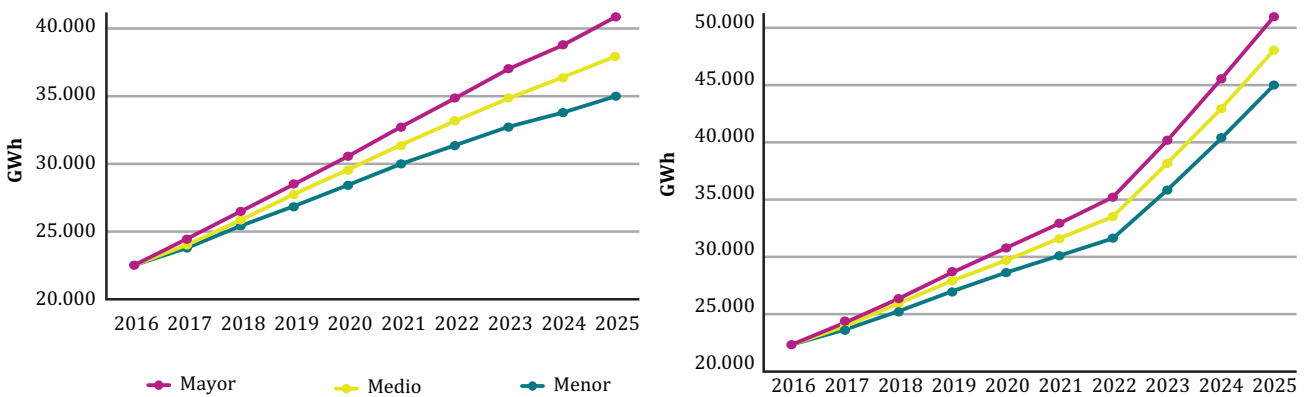
Hipótesis 3.- H2 + Programa de Eficiencia Energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad “PEC”,

Hipótesis 4.- H3 + Refinería del Pacífico “RDP” Eloy Alfaro,

Hipótesis 5.- H4 + Matriz Productiva que prevé la implementación de industrias básicas.

En la figura 30 se muestran los resultados de las proyecciones correspondientes a los escenarios H3 y H5.

Figura 30. Resultados de las Hipótesis 3 y 5. H3: se observa un crecimiento promedio del 6,04% en los resultados de la proyección de demanda de energía en bornes de generación. H5: A partir del 2023, se observa un incremento de la proyección de demanda de energía y potencia en bornes de generación, comportamiento que obedece a las Industrias Básicas y Refinería del Pacífico; con un crecimiento del 13,4% en energía y del 12,4% en potencia [29].



Fuente: Plan maestro de electricidad 2016 - 2025, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017.

RESULTADOS

Uruguay

Es posible inferir que el éxito obtenido por Uruguay en la incorporación de energías renovables, se debe a una serie de factores, sin los cuales el mismo no hubiera sido posible.

Uruguay dio un primer paso, que culminaría mucho más adelante en la incorporación de generación renovable, mediante la actualización de su **marco jurídico-normativo**, desmonopolizando las actividades de generación y comercialización, cumplidas hasta el momento por la empresa estatal UTE. En el año 1997 se promulga la **ley 16.832** [30], la cual establece un nuevo Marco Regulatorio legal para el Sistema Eléctrico Nacional.

Mediante dicha ley se crea un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, compuesto por:

- Mercado de contratos.
- Mercado spot con precio spot fijado con criterio marginalista.

Asimismo, se define la generación como actividad a desarrollarse en libre competencia, la cual podrá ser realizada por cualquier Agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros.

Se crean instituciones que garanticen un correcto funcionamiento del Mercado:

UREE: Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (actualmente URSEA) que brinda garantías a todos los actores (Agentes, Consumidores, etc.) siendo el encargado de dirimir ante posibles controversias.

ADME: Administración del Mercado Eléctrico, a quien asigna la operación y administración del Despacho Nacional de Cargas (DNC), con independencia de cualquier Agente, lo que garantiza la transparencia en las decisiones de despacho.

Redefine asimismo algunos cometidos de UTE, la empresa eléctrica estatal, que ostentaba hasta ese momento el monopolio de la generación, transmisión, distribución y comercialización, la cual continuará siendo una empresa integrada verticalmente, conservando solamente el monopolio de las actividades de transmisión y distribución.

En el año 2002 mediante el **Decreto 276/002** [31] se aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional y mediante el **Decreto 360/002** [31] se aprueba la versión final del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (R.MM.EE.), vigente actualmente, con algunas modificaciones. El mismo tiene por objeto establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE).

El mencionado marco normativo, si bien de carácter genérico (el mismo no tiene en cuenta aún la posible incorporación de energías renovables no convencionales), abre las puertas a la introducción de generación privada, crea un mercado mayorista de energía eléctrica y crea las instituciones necesarias para garantizar su funcionamiento. Sin la existencia del mismo, no hubiera sido posible la participación de generadores privados en el sistema de generación, lo que favoreció la posterior incorporación de energía renovable. Éste se complementa con un marco técnico normativo existente (Reglamento de Trasmisión y de Distribución) que, junto con los detallados requerimientos técnicos publicados en cada pliego de licitación, especifica los requisitos que deben cumplir los generadores que se instalen, a efectos de no generar perturbaciones en la red existente.

Por otra parte, la existencia de un importante **potencial del recurso** a explotar, en particular eólico, pero también solar, fue comprobada

mediante un adecuado relevamiento del mismo, y la confección del mapa eólico y del mapa solar [14] [15], llevado a cabo por un organismo independiente como la Universidad de la República, con el impulso del MIEM, que brindó a los interesados la información necesaria en lo que hace a cuantificación y ubicación del recurso, en forma transparente, a efectos de posibilitar la concreción de las inversiones privadas.

En el año 2005 se comenzó a trabajar en la elaboración de un documento de **Política Energética** [6] con metas a corto, mediano y largo plazo, entre las cuales se cuenta la incorporación de generación de origen renovable, consensuado por todos los partidos políticos representativos, como forma de garantizar continuidad en las acciones emprendidas, más allá de los cambios de Gobierno que ocurran en el período analizado; dicho documento se publicó en el año 2008 y culminó con acuerdos multipartidarios en el año 2010. Esto en el marco de un ambiente de **estabilidad** política, institucional y jurídica que presenta el país, donde existe independencia entre los poderes del Estado (Ejecutivo, Legislativo y Jurídico), lo cual brinda garantías a los potenciales inversores nacionales y extranjeros.

La presencia de factores **económicos y coyunturales**, como ser la elevada dependencia del país del recurso hidrológico, el cual presenta una alta variabilidad intrínseca. Junto a eso una fuerte dependencia de los combustibles fósiles para poder hacer frente a los períodos de sequía, unida a la carencia de recursos fósiles propios, habiéndose tenido un elevado y creciente precio del petróleo en el contexto internacional en los años previos a la incorporación de las ERNC en Uruguay, coincidiendo además con varios años casi consecutivos de sequía (2004, 2006, 2008, 2009, 2012) (ver Fig.7), los que implicaron un elevado sobre costo en el abastecimiento de la demanda nacional (ver Fig.17). Todo esto además en el marco de una crisis internacional que a partir del año 2009 determinó la disponibilidad de equipamiento para generación renovable eólica a un menor costo, existiendo un surplus

disponible en mercados que ya no lo absorberían, junto con una sostenida disminución de los precios internacionales del equipamiento para generación SFV, y el rápido y continuo desarrollo tecnológico que presentan las energías renovables no tradicionales, que implican la rápida aparición en el mercado de modelos que cuentan cada vez con mayores rendimientos en la conversión de energía, con la marcada caída de precios que lo acompaña, aceleraron el proceso de incorporación de las ERNC, volviendo su desarrollo masivo cada vez más viable y volviéndolas competitivas frente a otras fuentes de generación tradicionales, y una opción atractiva para los inversores.

Las metas fijadas en la Política Energética 2005-2030, así como la situación energética del país en su dependencia de factores externos, con incertidumbre en el abastecimiento energético acompañada por un crecimiento sostenido de la demanda, desencadenaron un intenso trabajo en la elaboración de un **marco normativo** [32] promocional a efectos de incentivar y viabilizar los proyectos que conlleven la incorporación de generación renovable no convencional:

- Decretos 389/005, 77/006, 397/007, 296 y 299/008 (promulgados en el período 2005-2008) de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE a generadores privados, que produzcan energía de fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas o mediante cogeneración. Se fijó inicialmente un tope de 60MW en total para las nuevas incorporaciones.
- Decretos 228 y 229/007 de jun/2007 establecen la metodología de cálculo y los valores de los cargos por el uso del Sistema de Trasmisión (peajes para la red de 500 y 150kV) y paramétrica de ajuste para los mismos.
- Decreto N° 354/009 (ago/2009) que brinda exoneraciones impositivas a la renta en actividades que comprendan la instalación

de generación renovable no convencional, cogeneración, uso eficiente de la energía y utilización de energía solar térmica.

- Decreto N° 403/009 (ago/2009) de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE de fuente eólica, con un tope de 150MW.
- Ley N° 18.585 de set/2009 de Promoción de Energía Solar Térmica, que declara de interés nacional la investigación, desarrollo y formación en su uso, concediendo exoneraciones fiscales para la fabricación, implementación y utilización efectiva de la misma. Asimismo, establece obligatoriedad de su uso en determinados porcentajes en el calentamiento de agua para determinado tipo de edificaciones (centros de asistencia de salud, hoteles, clubes deportivos, construcciones nuevas del sector público, nuevos emprendimientos industriales y agroindustriales, piscinas climatizadas, etc.).
- Ley N° 18.597 de set/2009 de Eficiencia Energética que declara de interés nacional el uso eficiente de la energía, encomendando al Poder Ejecutivo el desarrollo de políticas de corto, mediano y largo plazo que promuevan el mismo, así como la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética.
- Decreto N° 567/009 de dic/2009 que reglamenta el Despacho de Centrales Eólicas, puesto que el R.MM.EE no contempla en forma explícita dicha generación, lo que hace necesario establecer la modalidad de despacho aplicable a las mismas.
- Decreto N° 173/010 de jun/2010 que autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable (mini y microgeneración), pudiendo intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución, la cual será comprada por UTE.
- Decreto N° 367/010 de dic/2010 de Promoción a la Generación con Biomasa, que encomienda a UTE la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo con proveedores que produzcan energía eléctrica a partir de biomasa con centrales de hasta 20MW de capacidad.
- Ley N° 18.719 de dic/2010, que en su art.773 crea un Fondo de Estabilización Energética (FEE) con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y sobre las finanzas públicas globales.
- Decreto N° 159/011 de may/2011 de incorporación de Energía Eólica, adicional al Dec. 403/009, a efectos de completar la meta fijada en la Política Energética de contar con 300MW de generación eólica privada contratada para el año 2015.
- Decreto N° 424/011 de dic/2011 incorporación de restantes ofertas Eólicas no adjudicadas en la convocatoria dada por Dec.159/011, en el entendido que la explotación del recurso eólico como fuente autóctona y renovable de generación eléctrica puede contribuir además al desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales, existiendo una amplia disponibilidad del recurso en territorio nacional.
- Decreto N° 442/011 de dic/2011 que aprueba el Reglamento que define los criterios con los cuales se efectuarán los aportes, la administración y la utilización de los recursos del Fondo de Estabilización Energética.
- Decreto 451/011 de dic/2011 reglamenta lo establecido en la ley Solar Térmica.
- Decreto N° 50/012 de feb/2012 creación del Plan Solar con objeto de promocionar y financiar la adquisición de equipamiento de Energía Solar Térmica (EST).

- Decretos N° 136 y 138/012 de abr/2012 de actualización de los cargos por el uso de Sistemas de Trasmisión y metodología de cálculo y valores de los cargos de la Red de Subtrasmisión (peajes para la red de 63 y 31,5kV).
- Decreto N° 158/012 de may/2012 promueve la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica entre UTE y consumidores industriales que produzcan energía eléctrica a partir de fuente eólica, considerando entre otras cosas que la generación eólica a escala industrial constituye una práctica de eficiencia energética.
- Decreto N° 105/013 de abr/2013 que actualiza los costos de las unidades de falla y el nivel de racionamiento asociados establecidos en el R.MM.EE.
- Decreto N° 113/013 de abr/2013 que reglamenta el Despacho de Centrales SFV, puesto que el R.MM.EE no contempla en forma explícita dicha generación, lo que hace necesario establecer la modalidad de despacho aplicable a las mismas.
- Decreto N° 133/013 de may/2013 de promoción de contratos de compraventa de energía eléctrica a largo plazo por parte de UTE de fuente solar fotovoltaica, estableciendo 3 franjas para plantas de hasta 1MW, 5MW y 50MW de capacidad, con un tope de 1MW, 5MW y 200MW respectivamente.
- Decreto N° 114/014 de abr/2014 modifica las definiciones de Suscriptor y de Participante Consumidor contenidas en el R.MM.EE a efectos de incluir en la definición de suscriptor a los que instalen centrales de generación de energía eléctrica para consumo propio sin volcar excedentes a la red.
- Decreto N° 43/015 de feb/2015 que realiza ajustes al R.MM.EE. a efectos de regular la instalación de centrales de energía eléctrica aisladas de la Red de Interconexión o, que estando conectadas a dicha red paralela no inyecten energía a la Red de Interconexión, caso no contemplado en el R.MM.EE.
- Decreto N° 59/015 de feb/2015 que establece explícitamente el pago de la energía eléctrica de fuente renovable no gestionable (eólica o solar fotovoltaica) que el generador eventualmente se encontrara en condiciones de generar, pero que no resulte despachada por restricciones operativas establecidas por el DNC, al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa. La misma se determinará en base a las medidas disponibles del recurso, mediante un procedimiento realizado por ADME. Asimismo, encomienda a ADME a implementar un sistema de generación de pronósticos de viento, temperatura, radiación y demanda de corto plazo para su utilización en la programación de la operación y proyección operativa de la generación eólica y solar fotovoltaica.
- Decreto N° 217/015 de ago/2015 modifica el R.MM.EE a efectos de definir al “Exportador Spot” y reglamentar sus condiciones de operación, dado el importante desarrollo de nuevas fuentes de energía que implica la posibilidad de exportación de energía eléctrica con carácter interrumpible.
- Entre otros (ver [32]).

Como puede verse de lo anterior, la incorporación de energías renovables ocurrió en su mayor parte en el marco de procesos licitatorios de libre competencia, encomendándose a la empresa estatal UTE, como brazo ejecutor de las políticas definidas por el Gobierno, la contratación de determinados cupos de energías renovables por períodos del orden de los 20 años, con garantía de pago por parte del Estado, todo lo cual vuelve a los proyectos atractivos para los inversores, que ven su renta garantizada en el largo plazo, y así mismo al tratarse de procesos competitivos por precio, garantiza al sistema que se obtengan los

precios más bajos, siempre exigiendo el estricto cumplimiento de los requisitos técnicos detallados en los pliegos de condiciones. Los pliegos por lo general incluían cláusulas promocionales con incentivos por la entrada temprana de los proyectos. Esto no obstó la incorporación adicional de algunos proyectos de energías renovables para su venta en el Mercado Spot o para exportación, en las condiciones establecidas en el R.MM.EE.

El MIEM, como encargado de la ejecución de la Política Energética, promovió, en algunos casos con el apoyo del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), **programas de apoyo institucional** a efectos de actuar como facilitadores para la incorporación de energías renovables no tradicionales en la matriz de generación, a saber: el Programa de Energía Eólica (PEEU) [33], el Programa de Energía Solar [34], el Proyecto de Producción de electricidad a través de Biomasa (ProBio) [35] y el Proyecto BioValor (generando valor con residuos agroindustriales) [36], implementando asimismo incentivos fiscales para las industrias y comercios que incorporaran la generación con energías renovables en su portafolio (ver [32]).

La existencia de una adecuada **infraestructura eléctrica**, en lo que hace a las redes de transmisión y distribución, facilita la entrada de nueva generación en gran parte del territorio nacional [37]. Se cuenta con una interconexión fuerte en CA (2.000MW) con el sistema argentino, el cual es de mucho mayor tamaño que el uruguayo, lo que brinda un soporte en la regulación de frecuencia de la red [38]. Adicionalmente se realizaron adecuaciones al Sistema de generación uruguayo de forma de dotarlo de mayor flexibilidad que garantizara la mínima alteración de corto plazo posible en el flujo de interconexión, con la instalación de un AGC (Control Automático de la Generación) en el centro de control del Despacho de Cargas de UTE, en el año 2016 [39] [40] así como la realización de adecuaciones en la red, tomando diferentes acciones para aumentar su capacidad de transmisión, como ser la aplicación de cargabilidad dinámica en líneas de transmisión

y el uso de aplicaciones específicas sobre SCADA que permiten p.ej. identificar y desconectar automáticamente un exceso de generación eólica [39]. Asimismo, el centro de control del Despacho de Cargas dispone de la posibilidad de enviar consignas de potencia activa al 85% de la potencia eólica instalada (parques de gran tamaño), así como de realizar en tiempo real una estimación de la generación eólica reducida en caso de resultar ésto necesario, a efectos de evaluar las necesidades de reserva [39]. En paralelo a esto último, se comenzaron a realizar ofertas semanales de oportunidad a grandes consumidores, con importantes descuentos, a efectos de optimizar el uso de excedentes y favorecer la regulación de potencia [39]. Por otra parte, en el centro de control del Despacho de Cargas se dispone de la posibilidad de establecer el modo de funcionamiento de cada parque eólico (V , Q , $\cos \varphi$) y la consigna asociada, a efectos del control de tensión y de potencia reactiva, lo cual es usado frecuentemente lográndose así un mejor desempeño de la generación eólica ante fallas, en el pico y disminuyendo los efectos dados por su variabilidad intrínseca [39].

Por otro lado, una adecuada **infraestructura vial** y portuaria permitió el transporte de los elementos necesarios (torres, generadores, palas, maquinaria, etc.) hasta los sitios de interés a efectos de permitir la ejecución de los proyectos.

El desarrollo nacional por parte de la Facultad de Ingeniería, de la Universidad de la República (Udelar), con el apoyo de la ANII (Agencia Nacional para la Investigación y Desarrollo) de una **herramienta para la optimización y simulación** de la operación de sistemas de generación eléctrica (SimSEE, [41]), que contempla de forma adecuada las fuentes renovables, modelando la aleatoriedad de su generación, fue asimismo un impulsor para la incorporación de dichas fuentes de generación, permitiendo a los todos los actores involucrados (instituciones gubernamentales, potenciales inversores, generadores privados, etc.) realizar las simulaciones necesarias de los distintos escenarios de posible evolución del

sistema, tratándose de un software libre. Es asimismo la herramienta que utiliza actualmente la ADME a efectos de realizar el despacho de la generación, así como a los efectos del cálculo de las Restricciones Operativas. Dicha herramienta llena un vacío, puesto que las herramientas utilizadas anteriormente, provenían de desarrollos de décadas anteriores, y no tenían en cuenta las fuentes renovables con sus características de aleatoriedad.

Asimismo, se implementaron **pronósticos de generación** eólica y solar fotovoltaica, disponiéndose de diferentes fuentes de pronósticos y con distintos horizontes (semanal, diario, y en tiempo real (6 horas)) [39]. El proyecto PRONOS, que fuera desarrollado por ADME por encomendación del Dec.59/015 y culminara en mayo de 2017, realiza pronósticos de potencia horaria eólica y solar [42]. Estas herramientas son utilizadas por el DNC (Despacho Nacional de Cargas) al momento de realizar la programación semanal, diaria y el despacho de los recursos de generación en tiempo real.

Colombia

En 1992 en Colombia se presenta una **crisis energética** debido al fenómeno del Niño [43] y una alta dependencia del recurso hídrico, obligando al país a tomar medidas radicales: racionamiento. En consecuencia, nace la **ley 142 de 1994⁴, de servicios públicos domiciliarios** que busca garantizar la calidad y disponibilidad de los servicios, la ampliación permanente de cobertura, la prestación continua e ininterrumpida, prestación eficiente, participación de usuarios en la gestión y fiscalización de la prestación de los servicios y aplica los siguientes criterios para definir el régimen tarifario: eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia [2].

Hasta el año 2014, en Colombia no se tenían mecanismos de apoyo propios para las ERNC.

⁴ Posteriormente se complementa con la Ley 143 de 1994

Sin embargo, con la expedición de la **Ley 1715 de 2014** [5] se establecieron instrumentos particulares para apoyarlas [1]:

- **Art. 8:** la posibilidad a autogeneradores para entregar excedentes a la red y su reconocimiento como créditos de energía (medición bidireccional) para el caso de proyectos de pequeña escala que generen con ERNC, así como el reconocimiento de beneficios proporcionados por la generación distribuida y lineamientos para su remuneración;
- **Art. 10:** la creación de un Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (el FENOGE), destinado a financiar programas y proyectos en dichas áreas a partir de recursos aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, y organismos de carácter multilateral e internacional;
- **Art. 11 a 14:** la disposición de cuatro incentivos fiscales explícitos: (a) posibilidad de deducir de la renta gravable hasta el 50% de la inversión en proyectos con ERNC, hasta por 5 años (Art. 11), (b) exclusión del IVA (Art. 12), (c) exención arancelaria (Art. 13), y (d) depreciación acelerada (Art. 14);
- **Art 15 a 23:** apoyos generales para la biomasa, la energía eólica, la geotermia, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía de los mares y más detallados para la energía solar.

Cabe resaltar que en la actualidad aún están pendientes por reglamentarse varias disposiciones de esta ley para su posible implementación.

En Colombia la expansión de sistema de generación se rige por subastas de energía firme (asociadas al esquema del Cargo por Confiabilidad CxC) para cubrir las necesidades de firmeza que requiera el sistema para atender los aumentos de demanda bajo condiciones críticas de abastecimiento. Este esquema ha demostrado ser

exitoso para promover la expansión de un sistema de generación hidrotérmico convencional, con dos subastas realizadas en 2008 y 2012.

A abril de 2018, se estudiaba un **proyecto de decreto** que buscaba definir los lineamientos de política pública para la **contratación a largo plazo** de proyectos de generación de energía eléctrica, entre otros, basándose en:

- La necesidad de diversificar la canasta energética (altamente dependiente en el recurso hídrico, con limitantes en la disponibilidad del gas natural y combustibles líquidos, y la vulnerabilidad ante el fenómeno del Niño),
- Los compromisos COP21,
- El CxC fue diseñado en el contexto de la generación convencional, y no es instrumental para acomodar el ingreso de las energías renovables no convencionales (solar y eólica), que por definición son intermitentes y por lo tanto requieren otro instrumento para aumentar su participación en la matriz de generación. Además, se resalta la competitividad esperada en costos de estas tecnologías.

A pesar de que la implementación de este mecanismo sería una garantía para la entrada de las ERNC al país, fue difícil obtener un consenso entre los actores del sector debido (entre otros) a:

- Los impactos en las tarifas de electricidad (usuarios finales) que estarían condicionados a las características definidas en la(s) subasta(s) durante tiempos largos, a sabiendas que los costos de estas tecnologías siguen reduciéndose.
- Se busca que se mantenga la condición de libre competencia, que ha primado en Colombia, y que la subasta no esté limitada por tecnología de generación. De esta manera, la entrada de las ERNC en Colombia no debería

condicionarse a subsidios o esquemas especiales, considerando las experiencias dadas en otros países.

- Se debe analizar con rigurosidad la cantidad de energía a subastar para no afectar la sostenibilidad del sistema y agentes, debido a los impactos en los precios que se tendrán con una entrada masiva de las ERNC.
- Que hoy el sector eléctrico colombiano cuenta con una matriz de generación en su mayoría renovable (limpia) y por lo tanto no se debería justificar la entrada de tecnologías renovables no convencionales bajo el argumento de reducción de emisiones.
- Se subestima la confiabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, en consecuencia, **el pasado 23 de marzo se expide por el Ministerio de Minas y Energía el Decreto 0570** como adición al Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, donde se resalta:

Principales consideraciones en la realización y aprobación del decreto:

- La prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica constituye servicios públicos esenciales y se debe garantizar su calidad, continuidad y eficiencia.
- Necesidad de diversificar la matriz de generación de energía eléctrica colombiana, como medida de mitigación y adaptación frente al cambio climático, fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética del país.
- Compromisos de Colombia frente a la COP21 para reducir sus emisiones de gases efecto invernadero en un 20%.

- Aprovechamiento del potencial y complementariedad entre las ERNC (como solar, eólica y biomasa) con los recursos hidroeléctricos convencionales, especialmente durante periodos estacionales e interanuales de baja hidrología.
- Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios.

Objeto: establecer los lineamientos de política pública, para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica y que sea complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista.

Características del mecanismo:

- Esquema competitivo de asignación.
- Definición de volumen y plazo del producto.
- Cumplimiento de las consideraciones previamente mencionadas.
- Criterios para establecer la gradualidad y periodicidad de su aplicación.
- Esquema de garantías y responsabilidades de los participantes.
- Entidades responsables en su implementación.
- Los costos de la compra de esta energía se trasladarán a la fórmula tarifaria, según lo defina la CREG.

A pesar de que el decreto 0570 de 2018 no es explícito en excluir tecnologías que puedan acceder a este mecanismo, se evidencia que se limitará a tecnologías de generación con fuentes renovables, premiando aquellas que sean complementarias a las actuales, es decir, hidroeléctricas. Aún se desconocen los detalles de las características propias de este mecanismo

y según se definan, será la futura expansión de ERNC en el país.

Ecuador

Es importante comenzar mencionando los cambios institucionales que han ocurrido en el país en los últimos 10 años, para comprender la transformación que el sector eléctrico ecuatoriano ha tenido y cómo esta institucionalidad ayudaría para el fortalecimiento del sector y la penetración de la energía basada en ERNC.

El 9 de julio de 2007, por decreto ejecutivo se escindió el Ministerio de Energía y se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), mismo que recibe todas las delegaciones que hasta ese entonces tenía el denominado Fondo de Solidaridad (FS).

El 13 de mayo de 2008, se expidió el Mandato Constituyente No.9, por el cual se autoriza que el patrimonio del FS se invierta de manera directa en la capitalización de las empresas eléctricas, a manera de complemento el 23 de julio de 2008 se expidió el Mandato Constituyente No.15, por el cual se autoriza al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC, actualmente ARCONEL) a establecer una tarifa única por tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales en generación y sin considerar la inversión para la expansión en transmisión y distribución.

El 20 de octubre de 2008, entró en vigencia la Constitución de la República del Ecuador, que establece que el sector eléctrico es parte de los sectores estratégicos; reservándose para el Estado el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar dichos sectores, de manera tal que se garantice la provisión del servicio público bajo los preceptos de: accesibilidad, eficiencia, calidad, continuidad, regularidad, responsabilidad, uniformidad y universalidad.

El 14 de enero de 2010, se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del

Ecuador (CELEC EP), que subrogó en sus derechos y obligaciones a CELEC S.A. (producto de la fusión de cinco empresas de generación y una de transmisión, creada el 13 de enero de 2009) y a Hidronación S.A.

El 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en sus derechos y obligaciones a CNEL S.A. (producto de la fusión de 10 empresas de distribución, creada el 15 de diciembre de 2008).

El 16 de enero de 2015, mediante registro oficial No. 418, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), derogándose las siguientes normas: Ley de Régimen del Sector Eléctrico (1996) y todas sus reformas, Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (2006) y todas sus reformas, Mandato Constituyente No. 9, Mandato Constituyente No.15, Acuerdo Ministerial No. 151 del Ministerio de Energía y Minas (1998).

El cambio de la matriz energética en Ecuador, propendió el uso de fuentes de energía renovable y el uso eficiente de las fuentes no renovables. La disponibilidad de recursos energéticos, consta en el “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Producción Eléctrica, 2015” [44], que identifica el potencial técnico viable por tipo de fuente, incluidas las ERNC.

En el documento antes mencionado, se dice que el potencial eólico bruto del país es de 1691MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7m/s, pudiendo producir una energía media anual de 2869GWh. A corto plazo se estima un potencial factible de 884MW y energía media anual de 1518GWh. No hay una estimación del potencial solar, pero se menciona que el promedio de insolación global es de 4575 Wh/m²/día.

En cuanto al **marco normativo** que tiene relación directa a efectos de incentivar y posibilitar la incorporación de generación renovable no

convencional, se han dictado algunas resoluciones y regulaciones por el ente regulador ARCONEL:

- Resolución ARCONEL 056/16.- “Participación de Empresas Públicas con Proyectos de ERNC”, establece los Requisitos y Procedimiento General para la obtención del Título Habilitante de Empresas Públicas que desarrollen proyectos de generación con ERNC, entendiéndose por ERNC a los nuevos proyectos de generación hidroeléctricos con una capacidad máxima de 30MW, a los cuales durante un período máximo de 15 años se les reconocerá el precio de 6,58 cUSD/kWh y se las despachará de manera obligatoria y preferente excepto en condiciones extraordinarias o de emergencia del S.N.I.
- Resolución ARCONEL 031/16.- “Derogatoria de la Codificación de la Regulación No. CONELEC 001/13”, resuelve derogar la Codificación de la Regulación No. CONELEC 001/13, “Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, hasta que se expida el nuevo marco normativo de detalle, en función de las disposiciones de la LOSPEE.
- Regulación No. CONELEC 001/14.- “Participación de Auto-generadores en el Sector Eléctrico”, establecer las condiciones técnicas y económicas para la participación de los Autogeneradores privados en el Sector Eléctrico. En su artículo 14 “Incentivos para Autogeneradores que utilicen ERNC”; se menciona que se podrá acceder a los esquemas de incentivos para el desarrollo y producción más limpia, que constan en los artículos 233-235 del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones.
- Regulación No. CONELEC 002/13.- “Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW”, determina el procedimiento que

deben cumplir los proyectos de generación de energías renovables menor a 1 MW, para obtener el Registro ante el CONELEC, así como su tratamiento en los aspectos comerciales, técnicos y de control.

- Regulación No. CONELEC 003/11.- “Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración”, define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables. Para el caso de nuestro interés los plazos para la energía eólica y solar (fotovoltaica) son 25 y 20 años respectivamente.

Es importante indicar que la Regulación No. CONELEC 001/13, “Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, fue la que mayor incentivos consiguió para el fomento de proyectos basados en ERNC, puesto que principalmente estableció precio y despacho preferencial por un período de 15 años y los precios variaban dependiendo del tipo de tecnología empleada.

Actualmente y como se mencionó, está derogada y a espera del nuevo marco normativo en función de las disposiciones de la LOSPEE y demás que busquen el fomento de las ERNC tal como lo han hecho la mayoría de países a nivel mundial.

CONCLUSIONES

El importante desarrollo que han tenido las energías renovables en **Uruguay** no se debió solamente a una buena disponibilidad del recurso, la cual siendo condición necesaria para ello, debe verse acompañada de un consenso y la voluntad política que permita la consecución de metas de mediano y largo plazo de incorporación de ERNC, de una evaluación lo

más completa posible e imparcial del recurso a efectos de permitir a los distintos actores realizar las evaluaciones económicas adecuadas de los proyectos, de un importante trabajo reglamentario que se enfoque en establecer normas claras para todos los actores involucrados en la instalación y despacho de las mismas, de herramientas de despacho que contemplen las características inherentes a estos nuevos recursos a explotar, de la promoción económica mediante la celebración de contratos a largo plazo de compra de energía con garantía estatal de pago, exoneración de peajes por la energía generada, etc., a efectos de viabilizar económicamente los proyectos, de mecanismos de contratación transparentes como ser los procesos licitatorios que garantizando la viabilidad técnica de los proyectos resulten en la implementación de los más económicos para el sistema y más eficientes, de una adecuada infraestructura en lo que hace a la red eléctrica y vial que hagan posible la implementación de los proyectos, así como de interconexiones internacionales que permitan los intercambios de excedentes con países vecinos y brinden estabilidad al sistema, así como de un entorno jurídico e institucional estable que brinde certeza a los inversores.

Puede verse que en Uruguay todo el proceso abarcó un lapso del orden de 10 años, desde el comienzo de las negociaciones políticas en el año 2005, hasta tenerse un desarrollo masivo de las ERNC en el período 2014-2017. El mismo ha requerido sucesivas modificaciones en la reglamentación establecida inicialmente, a efectos de ir contemplando las nuevas situaciones imprevistas que fueron presentándose, así como transitar por una curva de aprendizaje en lo que hace a la contratación, instalación y despacho de estas nuevas centrales. Aún hoy se continúa trabajando en las adecuaciones normativas a efectos de potenciar el desarrollo y la mejor utilización del recurso, pensando en los temas de acumulación y gestión de demanda, así como en el futuro desarrollo del parque automotor eléctrico, como instrumentos para reducir el impacto de las

restricciones operativas. En paralelo se continúa trabajando a efectos de mejorar la integración regional, con miras de poder aprovechar en el largo plazo las complementariedades existentes y optimizar así el uso de los recursos de cada país.

Por otra parte, puede concluirse que el proceso resultó beneficioso para Uruguay, permitiéndole reducir el costo de abastecimiento de su demanda, reduciendo las incertidumbres relativas a su suministro, y convirtiéndolo de un país netamente importador a un país exportador de excedentes.

Así mismo, se evidencia una clara tendencia en **Colombia** a desarrollar políticas e instrumentos que faciliten la penetración de las ERNC al país argumentados en: su complementariedad con la hidroelectricidad (especialmente en periodos secos), su competitividad en precios (como lo evidencian los resultados de las subastas de la región), el alto potencial eólico y solar por desarrollar en el país, el interés de actores internacionales y nacionales en construir parques, etc. No obstante, no ha sido fácil consensuar los términos del novedoso decreto 0570 de 2018 porque en general los agentes del sector consideran que, si bien deben entrar las ERNC para aprovechar sus beneficios, esto debe hacerse con criterios de libre competencia, cuidando los impactos a la matriz actual de generación y con especial atención a las cantidades de energía a subastar y plazos, porque éstos se verán directamente reflejados en la tarifa del usuario final.

Ecuador en el corto y mediano plazo deberá implementar políticas públicas y fortalecer el marco jurídico que fomenten la inversión en ERNC a pequeña y gran escala, puesto que si bien es cierto y en este momento (apoyada en la Constitución, Leyes, etc.) la participación del Estado es activa, pero ha provocado una alta concentración en cuanto a la propiedad, lo que posiblemente no permita la sustentabilidad y el desarrollo experimentado en la última década.

Hasta la derogatoria de la regulación CONELEC 001-13 en Ecuador para fomentar la inversión en ERNC se usó el sistema de tarifas especiales “*feed-in tariff*”, que en resumen fija un precio para las energías renovables, se garantiza la conexión y acceso a la red y se liquida con el pago de una tarifa fija por MWh producido. En Ecuador adicionalmente se impusieron límites de capacidad (a instalarse) por tipo de tecnología; pero en la actualidad se hace evidente la falta de regulación en cuanto a ERNC lo cual denota la falta de una política nacional a largo plazo.

Los aspectos que se deben considerar y limitan la expansión de ERNC en Colombia, son: se cuenta con alta disponibilidad de recursos hídricos y carbón, sobre capacidad de potencia (incluyendo la entrada de Hidro Ituango), no se espera un crecimiento importante de la demanda, precios de energía eléctrica bajos (~60 USD/MWh) debido a la alta participación hidroeléctrica en la matriz de generación.

Se puede afirmar que las ERNC se están desarrollando en los países analizados pero no a la misma velocidad, presentando cada país sus particularidades no necesariamente trasladables a los otros, y también que las mismas se adaptan a las condiciones atmosféricas y recursos naturales de la región. Es por eso que los grandes desarrollos han sido y en algunos casos siguen siendo en torno a la generación hidroeléctrica; la diversificación puede explicarse por la variabilidad e intermitencia de las fuentes de las energías renovables y más aún de las no convencionales. Por tanto y si se trata de garantizar la seguridad energética de los países, se necesita un mix puesto que ninguna de ellas puede por sí misma garantizarla.

Entre los factores que han permitido su mayor participación en la matriz energética se pueden mencionar: competitividad (en cuanto a precio) de las tecnologías, consensos políticos basados en la institucionalidad y regulaciones, establecimiento de objetivos claros de política energética en el

corto, mediano y largo plazo, estos últimos que demuestran un rumbo claro independiente de quienes estén gobernando y dan seguridad a los inversores. El factor medioambiental, que suele ser una barrera, no se ha presentado en escala considerable por cuanto a nivel global hay una mayor concientización sobre el alto impacto de las energías fósiles y la comunidad internacional lucha contra el cambio climático no solamente con la promoción de las energías renovables sino también con iniciativas enfocadas en eficiencia energética.

REFERENCIAS

- [1] UPME, U. d. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. doi:ISBN No. 978-958-8363-26-4
- [2] PFLE (2016). Diagnóstico Energético Nacional, Clase 6. UPME, WEC, Memorias del Programa de formación de líderes energéticos, 6ª edición, <http://lideresenergeticos.energycolombia.org/>
- [3] UPME, (12/2010). Diagnóstico de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en Colombia, http://www.upme.gov.co/sigic/documentosf/vol_2_diagnostico_fnce.pdf
- [4] Wikipedia, Cambio climático, https://es.wikipedia.org/wiki/Cambio_clim%C3%A1tico
- [5] República de Colombia, G. N. (2014). Ley 1715 de 2014. Colombia http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- [6] MIEM. (2008). Política Energética 2005-2030, <http://www.miem.gub.uy/web/energia>
- [7] CREG, Estructura del sector Energía Eléctrica en Colombia, <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/estructura-energia>
- [8] MIEM, Sector Energético en Uruguay, http://www.dne.gub.uy/invierta-en-energia-en-uruguay/-/asset_publisher/G11Q59b7RjDv/content/sector-energetico-en-uruguay
- [9] URSEA, Información Institucional, <http://www.ursea.gub.uy/inicio/Institucional/>
- [10] OPP, Información Institucional, <https://www.opp.gub.uy/>
- [11] ADME, Información Institucional, <http://www.adme.com.uy/institucional/mision.php>
- [12] UTE, Información Institucional, <https://portal.ute.com.uy/institucional/qui%C3%A9nes-somos>
- [13] Salto Grande, Información Institucional, <https://www.saltogrande.org/>
- [14] AUGPEE, Información Institucional, <http://www.augpee.org.uy/index.php/institucional/augpee-info>
- [15] ARCONEL. (2015). Ley Orgánica del Servicio Público De Energía Eléctrica, <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/leyes/>
- [16] MIEM, Proyecto de Energía Eólica (9/2009). Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energieolica.gub.uy/index.php?page=mapa-eolico-de-uruguay>
- [17] MIEM, Proyecto de Eficiencia Energética (5/2010). Plan Solar, <http://www.energiasolar.gub.uy/index.php/investigacion-e-innovacion/recurso-solar/mapa-solar>
- [18] MIEM, Publicaciones y estadísticas (5/2013). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, <http://www.miem.gub.uy/energia/publicaciones-sobre-pequenas-centrales-hidroelectricas-pch>
- [19] SolarGIS (2017). Mapa de Irradiación Horizontal Global para Colombia, <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/colombia/>
- [20] EPM (2017). Parque Eólico Jepírachi, <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/ParqueE%C3%B3lico.aspx>

- [21] Consejo Nacional de Electricidad, Consultora CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://energia.org.ec/cie/energia-solar/>
- [22] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Consultora AWS Truepower con el apoyo del BID (2003). Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>
- [23] UTE. UTE en Cifras, <https://portal.ute.com.uy/institucional-informaci%C3%B3n-econ%C3%B3mica-y-financiera/ute-en-cifras>
- [24] MIEM, Planificación y Balance (4/2017). Mapas Energéticos, <http://www.miem.gub.uy/search/node/mapas%20energ%C3%A9ticos>
- [25] XM (2016). Informe de operación del SIN y administración del mercado 2016. Medellín
- [26] XM. Históricos de demanda, <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- [27] UPME (2017). Plan preliminar de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031.
- [28] CENACE. Informes Anuales, http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanales&Itemid=1
- [29] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2017). PME. Plan Maestro de Electricidad 2016-2025, Capítulo 2, pp. 58-71.
- [30] Parlamento Uruguayo. Leyes promulgadas, <https://parlamento.gub.uy/documentosyleyes/leyes>
- [31] URSEA. Energía Eléctrica, Marco normativo, Decretos, http://www.ursea.gub.uy/inicio/Energia_Electrica/Marco_Normativo/Decretos/
- [32] MIEM. Energías Renovables, Marco normativo, Decretos, <http://www.miem.gub.uy/web/energia/marco-normativo/energias-renovables/decretos>
- [33] MIEM. Programa de Energía Eólica en Uruguay, <http://www.energiaeolica.gub.uy/>
- [34] MIEM. Programa de Energía Solar en Uruguay, <http://www.energiasolar.gub.uy/>
- [35] MIEM. ProBio: Proyecto de Producción de Electricidad en base a Biomasa en Uruguay, <http://www.probio.dne.gub.uy/cms/>
- [36] MIEM. Proyecto BioValor, <http://biovalor.gub.uy/>
- [37] UTE. Conexión de generación a la red de distribución de MT, <https://portal.ute.com.uy/clientes-generaci%C3%B3n-privada/conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-media-tensi%C3%B3n>
- [38] UTE, Portal institucional. Sistema eléctrico, <https://portal.ute.com.uy/institucional-nuestro-patrimonio/sistema-el%C3%A9ctrico>
- [39] Tozzo A. (2017). La operación del sistema uruguayo con alta presencia de eólicas. Latam Wind Power, III Congreso Latinoamericano de Energía Eólica. www.latamwindpower.com/img/presentaciones/10/Andres_Tozzo.pdf
- [40] Naccarino J., Yedrzejewski N. Implementation of AGC in Uruguay - Operational challenges and solution approach. IEEE 2012, <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2012/NY12/NY12.pdf>
- [41] Facultad de Ingeniería, UdelaR. Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), Simuladores, SimSEE, <https://simsee.org/simsee/>
- [42] ADME (5/2017). Proyecto PRONOS, <http://pronos.adme.com.uy/>
- [43] Wikipedia. Crisis energética de 1992 en Colombia, https://es.wikipedia.org/wiki/Crisis_energ%C3%A9tica_de_1992_en_Colombia
- [44] ARCONEL (2015). Inventario de recursos energéticos de Ecuador, <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/inventario-de-recursos-energeticos-del-ecuador/>