

La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional

La experiencia de Uruguay

Lorena Di Chiara
Adelaida Nogales
Maria Eugenia Sanin
Jesus Tejeda
Michelle Hallack

Departamento de Infraestructura
y Energía/ División de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-01835

La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional

La experiencia de Uruguay

Lorena Di Chiara
Adelaida Nogales
Maria Eugenia Sanin
Jesus Tejeda
Michelle Hallack

Diciembre 2019

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional: la experiencia de Uruguay / Lorena Di Chiara, Adelaida Nogales, María Eugenia Sanin, Jesús Tejeda, Michelle Hallack.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1835)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Water-power-Uruguay. 2. Renewable energy sources-Uruguay. 3. Solar energy-Uruguay. 4. Wind energy-Uruguay. 5. Energy development-Uruguay. I. Di Chiara, Lorena. II. Nogales, Adelaida. III. Sanin, María Eugenia. IV. Tejeda, Jesús. V. Hallack, Michelle. VI. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VII. Serie.

IDB-TN-1835

Códigos JEL: Q4, Q42, Q25

Palabras clave: Energía renovable no convencional, generación de electricidad, integración eléctrica

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2019 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



La complementariedad de la generación hidroeléctrica con las energías renovables no convencionales y la importancia de la integración regional: la experiencia de Uruguay¹

Lorena Di Chiara

Adelaida Nogales

Maria Eugenia Sanin

Jesus Tejeda

Michelle Hallack

¹ Agradecemos la revisión cuidadosa de Cecilia Poseiro Correa.

ÍNDICE

1. Introducción.....	6
2. La interconexión de sistemas como herramienta de integración de fuentes de generación variables.....	8
3. La matriz de generación de América Latina y el efecto de los fenómenos climáticos.....	9
3.1. Régimen de lluvias en América Latina y Caribe	11
3.2. El viento y el sol en América Latina y Caribe.....	14
4. El caso de Uruguay.....	16
4.1. El sistema de generación eléctrica	17
4.2. Variabilidad y complementariedad entre energías renovables.....	18
4.3. El despacho económico: Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	21
4.4. El despacho económico: el valor del agua.....	22
4.5. Modelado del sistema uruguayo.....	23
4.6. Resultados	24
5. Conclusiones.....	27
6. Referencias	29

1. Introducción

El acuerdo de París requiere una disminución drástica en el uso de fuentes fósiles en la generación de energía, así como un aumento en la electrificación de otros sectores, en particular el transporte. Es así como países de todo el mundo han hecho esfuerzos para incorporar energías renovables en su matriz energética. Los costos de las energías renovables no convencionales (ERNC), en particular eólica y solar fotovoltaica, han disminuido en forma exponencial en los últimos 15 años, pero su variabilidad en el corto plazo ha constituido un desafío.

La energía hidroeléctrica también es muy variable, pero a diferencia de la eólica y solar fotovoltaica, su variabilidad es de mediano y largo plazo a causa de fenómenos climáticos. Una forma de lidiar con la variabilidad es integrando los sistemas energéticos, aumentando las interconexiones y la complementariedad entre los sistemas.

En América Latina, la abundancia de energía hidráulica con embalses es un recurso valiosísimo que permite compensar la variabilidad de las energías solar fotovoltaica y eólica, trayendo ventajas comparativas para la transición energética. Por otro lado, estas especificidades traen también desafíos. Uno de los más importantes es la incertidumbre asociada con los impactos de los fenómenos climáticos en la variabilidad del régimen de lluvias, como El Niño y La Niña.

En este documento estudiamos los posibles beneficios asociados a una mayor integración regional para aprovechar los excedentes de generación en un contexto de crecimiento de ERNC e incertidumbre hidrológica. La discusión se desarrolla a partir del ejemplo de Uruguay, donde analizamos la complementariedad del despacho de las ERNC y de la hidroelectricidad tanto para condiciones hidrológicas secas y húmedas.

El documento empieza con una breve discusión de la importancia de la integración de sistemas en el contexto de la adopción generalizada de ERNC y como se está abordando en el contexto europeo, donde hay una política de integración de mercados y de adopción generalizada de renovables. La tercera sección se centra en discutir las especificidades de la matriz energética de América Latina y Caribe (LAC), tanto sus ventajas como sus desafíos, asociados con el cambio climático.

En la cuarta sección analizamos específicamente el caso del Uruguay, sus desafíos y las ventajas que una mayor integración podría generar. Para esto se ha modelado el sistema eléctrico de Uruguay y, mediante el modelo SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica), se han realizado simulaciones de despacho del parque de generación actual con ERNC y sin ERNC. En este modelado, solo se exportan excedentes de generación. Se observa que, para condiciones hidrológicas medias y húmedas, el escenario con ERNC implica generación térmica casi nula y exportaciones de excedentes que alcanzan hasta el 40% de la demanda. Sin embargo, en el escenario sin ERNC y bajo condiciones hidrológicas secas, es necesario despachar generación

térmica por entre 55 y 60% de la demanda y se descartan las exportaciones. Mostramos, un crecimiento del beneficio de la integración en el contexto de ERNC que permite al Uruguay de incrementar aún más sus intercambios de energía con los países vecinos favoreciendo la eficiencia del sistema para todos. En la quinta sección proponemos algunas reflexiones y conclusiones del análisis realizado previamente.

2. La interconexión de sistemas como herramienta de integración de fuentes de generación variables.

Cuando se busca una historia de éxito a nivel mundial de integración de mercados regionales, se suele mirar hacia la Unión Europea y su Mercado Interior de la Electricidad. La integración eléctrica regional se ha ido implementando gradualmente desde 1999 y, aunque presenta todavía retos importantes para su óptimo funcionamiento, ha supuesto sin duda un importante catalizador para la integración de energías renovables. Este hecho ha permitido a la Unión Europea convertirse en uno de los principales impulsores de las políticas globales de descarbonización durante las Conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Su senda de compromisos para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990 alcanza un 20% para 2020, un 40% para 2030, un 60% para 2040 y un 80% para 2050. El cumplimiento de estos objetivos va acompañado de ambiciosos objetivos de generación con energías renovables como, por ejemplo, el establecimiento de una cuota del 32% en el consumo final de energía para el año 2030, cuando en el año 2004 era de apenas el 8,5%².

Si nos fijamos únicamente en la cuota que suponen las energías renovables sobre el total de generación eléctrica, se observa que ésta supuso el 30,75% en el año 2017, y en países como Portugal, Letonia, Dinamarca y Suecia supera el 50%. Además, se puede observar que la producción con energías renovables no convencionales se ha incrementado significativamente. La energía eólica se ha triplicado en la última década, de 16,4 TWh en 2008 a 48,6 TWh en 2017 y la generación fotovoltaica ha aumentado desde 1 TWh en 2008 a 16,7 TWh en 2017, mientras la producción hidroeléctrica se ha mantenido alrededor de los 30 TWh.

La importancia de la interconectividad entre sistemas para mejorar la integración de las energías renovables es evidente para la Unión Europea y, además, ha sido oficialmente reconocida recientemente en las leyes que aspiran a mejorar la integración facilitando el camino hacia un Mercado Único de Electricidad:

- Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo (8): Para alcanzar una mayor integración de los mercados y avanzar hacia una producción de electricidad más volátil se necesita hacer un esfuerzo por coordinar las políticas energéticas nacionales con las de los vecinos y aprovechar las oportunidades que ofrecen los intercambios transfronterizos de electricidad.
- Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo (16): El Consejo Europeo de los días 23 y 24 de octubre de 2014 indicó en sus Conclusiones que la Comisión respaldada por los Estados miembros, ha de tomar medidas urgentes para alcanzar un objetivo mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad existentes, con carácter de urgencia, y a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de energía, que son los

² Datos de Eurostat, la Oficina Europea de Estadística, ec.europa.eu/eurostat.

Estados Bálticos, Portugal y España, y para los Estados miembros que constituyen el principal punto del acceso de esos Estados al mercado interior de energía. Indicó asimismo que la Comisión ha de presentar de forma periódica al Consejo Europeo un informe con el objetivo de alcanzar el 15% en 2030 como máximo.

Adicionalmente, varios estudios muestran que para alcanzar mayores cuotas de renovables hará falta una mayor interconexión entre los países europeos. Por ejemplo, Zappa et al. (2019), muestra que para alcanzar un 100% de producción renovable para 2050, harían falta, al menos, otros 140 GW de capacidad de interconexión adicional sobre los 60 GW existente en 2019.

El potencial beneficio del aumento de la interconexión entre sistemas para mejorar la integración de la generación renovable variable se está explorando en otras regiones en el mundo. Los países del Golfo Pérsico (Arabia Saudí, Kuwait, Bahréin, Catar, Emiratos Árabes Unidos y Omán) junto con Jordania y Egipto están buscando una mayor integración de sus sistemas eléctricos para lograr una utilización eficiente de sus recursos locales y una integración costo-efectiva de la generación renovable variable (S. Hasan et al., 2018). Aumentar la interconectividad entre las provincias chinas puede llevar a un ahorro en el costo de operación del 15% y una reducción de las emisiones de CO₂ de hasta 750 millones de toneladas anuales en el año 2035 gracias a la eliminación efectiva de los vertidos de energías renovables variables (Agencia Internacional de la Energía, 2019). Lograr un sistema 100% renovable en Estados Unidos podría ser hasta un 42% más barato si se integraran las distintas regiones que en la actualidad componen el sistema eléctrico estadounidense (Frew et al., 2016).

A nivel regional, América Latina y Caribe se encuentra en una excelente situación para explotar la complementariedad del potencial eólico y solar fotovoltaico en la región mediante el incremento de la interconectividad como se muestra en el documento “La Red del Futuro” (BID, 2017). En este documento se concluye que con una mayor interconectividad regional se permite alcanzar el objetivo de un 80% de generación renovable a menor costo gracias a una menor instalación de capacidad renovable y térmica, ya que se aprovechan las eficiencias introducidas por la capacidad de interconexión. La siguiente sección explica de manera más detallada de donde proviene este potencial en LAC, y como la importancia de las interconexiones aumenta cuando la incertidumbre de producción hidroeléctrica se ve intensificadas por el cambio climático.

3. La matriz de generación de América Latina y el efecto de los fenómenos climáticos

Los sistemas de generación eléctricos con fuerte participación de hidroelectricidad presentan una vulnerabilidad considerable a los fenómenos causados por el cambio climático. A la hora de planificar la expansión de la generación y el despacho de energía en sistemas con generación hidroeléctrica, se requiere dar un valor al agua³ y determinar los riesgos que el país o la región

³ El valor del agua es un concepto que se explica más adelante en este documento. Como breve introducción, conviene conocer que el valor del agua depende del momento temporal en que se usa. Su

está dispuesto a correr con respecto a la seguridad del suministro eléctrico. Como ejemplo, supongamos un sistema eléctrico con alta participación hídrica en el que con probabilidad del 5% se sufrirían condiciones hidrológicas muy secas y la generación hidroeléctrica podría no ser suficiente para abastecer la demanda. ¿Debería invertirse en la instalación de una central térmica que con una probabilidad de 95% no será utilizada? ¿Debería considerar la posibilidad de importar energía a través de las interconexiones internacionales?

La respuesta a la pregunta anterior es muy dependiente del contexto general de cada sistema y de la definición de seguridad de suministro de cada país. Uno de los errores que suele cometerse en el análisis de un sistema de generación eléctrica es tratar de extrapolar situaciones y/o reglas que fueron exitosas en una región del mundo a otra región en la que pueden ser muy distintos la composición de la matriz de generación, los recursos autóctonos disponibles, las condiciones climáticas, las regulaciones del mercado eléctrico, e incluso la percepción de la población. Todos estos factores deberían ser decisivos a la hora de determinar un plan de expansión de generación.

Por ejemplo, si comparamos la composición de la matriz de generación eléctrica de América Latina con la matriz de la Unión Europea, se observa que la participación hidroeléctrica es mucho mayor en América Latina (alrededor del 45% en el año⁴ 2015) que en la Unión Europea (10,4% en el año⁵ 2017). La **Tabla 1** muestra la capacidad de generación eléctrica existente en América Latina y el Caribe, y la instalada al cierre del año 2017, así como el porcentaje que representa la producción hidroeléctrica sobre el total de generación eléctrica.

valor es cero cuando los recursos hidráulicos son o se espera que sean abundantes y se ha agotado la capacidad de almacenamiento de las represas y es extremadamente alto cuando estos recursos son o se espera que sean escasos.

⁴ Dato de libre acceso del Banco Mundial, datos.bancomundial.org

⁵ Dato de Eurostat, la Oficina Europea de Estadística, ec.europa.eu/eurostat

País	Capacidad total existente 2017 [MW]	Capacidad hidráulica instalada 2017 [MW]	Demanda de Energía eléctrica 2017 (GWh)	Producción hidroeléctrica 2017
Argentina	36.149,95	11.242,82	151.281,96	27,3%
Bolivia	2.610,20	619,40	9.697,03	23,0%
Brasil	157.579,94	100.319,00	589.327,31	62,9%
Chile	23.486,05	6.600,63	74.646,94	29,7%
Colombia	16.837,45	11.725,63	66.639,11	86,0%
Costa Rica	3.529,88	2.328,11	11.210,10	77,4%
Ecuador	7.434,81	4.486,41	28.032,91	71,7%
El Salvador	1.926,92	574,38	5.069,96	33,5%
Guatemala	3.362,30	1.324,02	11.489,91	50,2%
Haití	343,65	61,00	1.063,84	8,5%
Honduras	2.561,21	665,79	9.227,90	32,2%
Jamaica	1.025,10	29,10	4.360,00	3,5%
México	75.685,61	12.642,00	329.164,00	9,7%
Nicaragua	1.482,37	142,45	4.527,47	10,3%
Panamá	3.423,30	1.777,30	11.018,80	65,8%
Paraguay	8.810,50	8.810,00	59.685,33	100,0%
Perú	14.734,77	5.245,93	52.700,05	55,2%
Rep. Dominicana	5.134,87	617,38	19.036,37	11,5%
Surinam	500,50	189,00	2.250,45	46,5%
Uruguay	4.545,79	1.538,00	14.363,89	52,3%
Venezuela	31.911,90	15.136,81	114.657,27	54,7%

Tabla 1. Generación eléctrica en LAC al 2017. Fuente: OLADE (2019)

Como se puede observar en la **Tabla 1**, la producción hidroeléctrica en muchos países en la región supera el 50% del total de la producción eléctrica. Varios de los países de la región, se ven afectados por los fenómenos climatológicos de El Niño y La Niña, que comprometen cíclicamente el suministro eléctrico, llegando a provocar costos muy altos y riesgos en el abastecimiento de la demanda.

3.1. Régimen de lluvias en América Latina y Caribe

El Niño y La Niña son fenómenos cíclicos climáticos que están asociados a la anomalía de la temperatura en la región del Océano Pacífico Ecuatorial. En situaciones críticas, provocan estragos a nivel mundial, siendo varios países de América Latina y zonas de Indonesia y Australia los más afectados. Los ciclos de estos eventos oscilan entre 3 a 8 años. Las anomalías positivas (en temperatura) se denominan eventos de El Niño y las negativas (en temperatura) eventos de La Niña.

En las Figura 1 y Figura 2 se muestra el impacto a nivel mundial del fenómeno de El Niño y La Niña. Se observa que estos fenómenos climáticos no tienen impacto en los países de Europa y el impacto en Estados Unidos y Canadá está restringido al período entre diciembre y febrero (invierno). Esta situación se debe tener en cuenta ya que los patrones climáticos y, en particular, el régimen de lluvias en las regiones de América del Sur y Ecuatorial es muy diferentes a las de Europa y Norte América. Extrapolar las experiencias europeas y norteamericanas, sobre todo en lo que tiene que ver con el despacho de centrales hidroeléctricas y el valor del agua para generación, puede conducir a operaciones ineficientes que causen mayores costos y riesgos en el abastecimiento de la demanda.

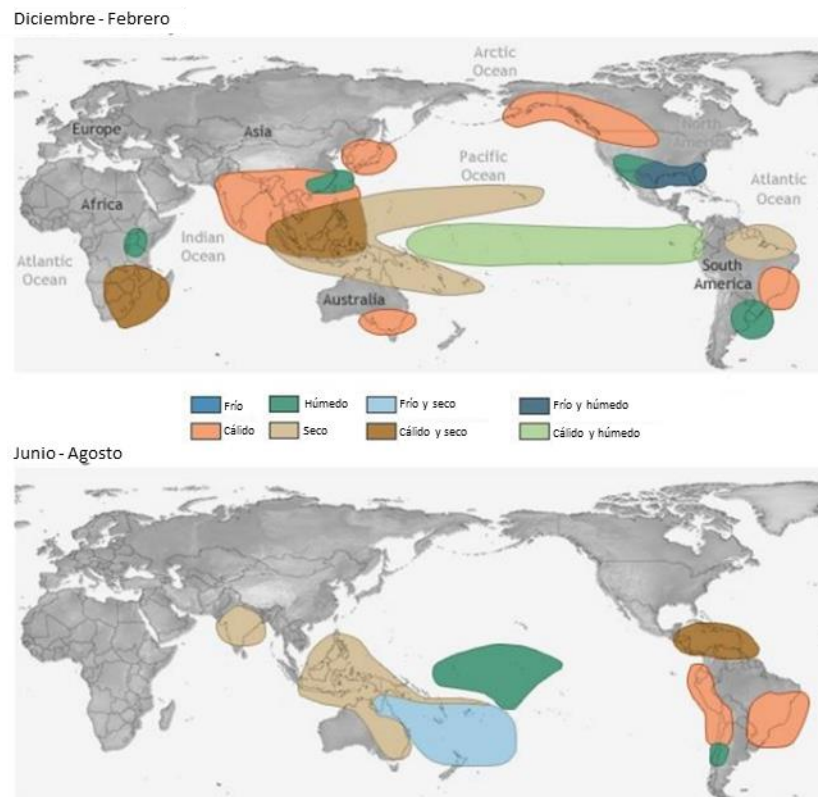


Figura 1. Impacto climático típico de El Niño durante las estaciones de diciembre-febrero y junio-agosto

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

La Figura 1 muestra que, en varias regiones de América del Sur, el fenómeno de El Niño está asociado a una mayor probabilidad de períodos húmedos e inundaciones, además de temperaturas superiores a la media, mientras que en la zona ecuatorial está asociado a una mayor probabilidad de sequías y temperaturas más cálidas. Este tipo de patrón climático hay que considerarlo ya que en los años en que estas anomalías son muy pronunciadas, pueden provocar sequías prolongadas o grandes inundaciones en los países correspondientes en cada zona.

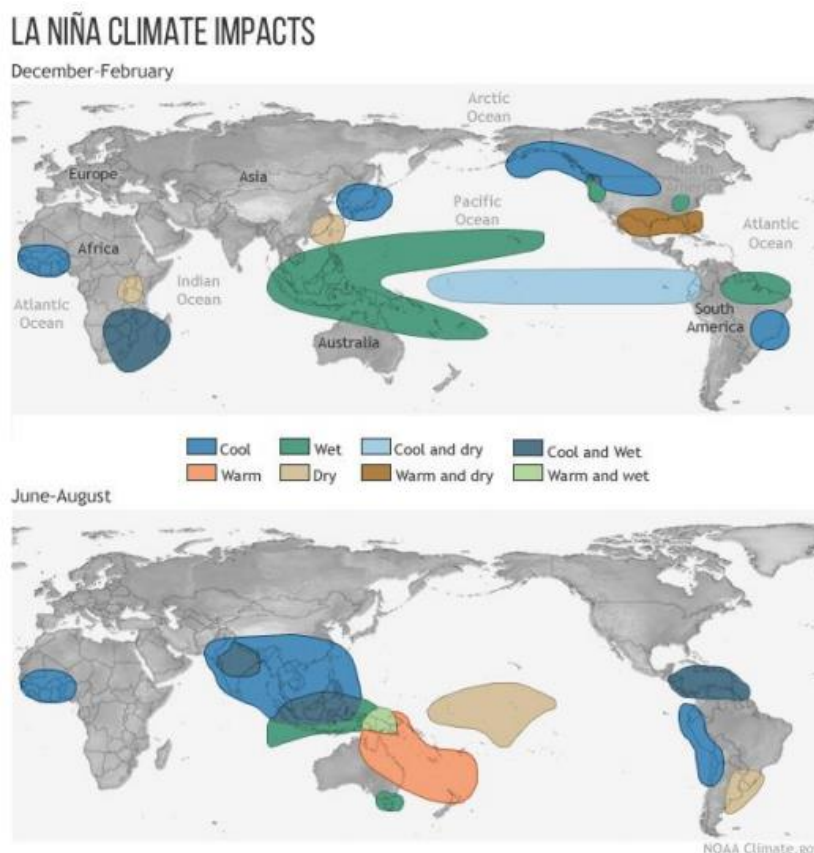


Figura 2. Impacto climático típico de La Niña durante las estaciones de diciembre-febrero y junio-agosto

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

La Figura 2 muestra que el fenómeno de La Niña está asociado a una mayor probabilidad de lluvias en la zona ecuatorial con temperaturas inferiores a la media en el periodo de junio a agosto (invierno), mientras que en otras regiones de América del Sur las temperaturas son inferiores a la media y se reduce la probabilidad de lluvias de junio a agosto (invierno).

Los patrones climáticos de El Niño y La Niña deben ser considerados cuando se realiza la planificación energética, puesto que en los años en que estas anomalías son muy pronunciadas pueden provocar grandes inundaciones o sequías prolongadas que podrían causar problemas de suministro eléctrico en los países afectados.

Varias decenas de instituciones monitorean la probabilidad de ocurrencia de estos fenómenos. Por ejemplo, en el sitio web de la National Oceanic and Atmospheric Administration⁶ (NOOA) se puede acceder a datos históricos y actuales, incluyendo predicciones, con antelación de varios meses. Teniendo en cuenta esta información, cuando hay una predicción de configuración de año de El Niño o La Niña, los países que podrían estar afectados podrían tomar medidas con antelación para mitigar sus efectos, como podría ser almacenar agua en los embalses o

⁶ oceanservice.noaa.gov

incrementar sus reservas de combustibles fósiles. Muchas veces, sin embargo, son necesarias políticas de largo plazo⁷, como la diversificación de la matriz de generación o la interconectividad con los sistemas vecinos, aprovechando la variabilidad en cuanto al régimen de lluvias que conllevan estos fenómenos climáticos.

3.2. El viento y el sol en América Latina y Caribe

Durante la última década, la disminución en los costos y unas mejoras sustanciales en la eficiencia de las energías renovables, principalmente de la generación solar fotovoltaica y eólica, las han convertido en una alternativa de generación muy competitiva.

En la Figura 3, se puede observar que, durante el periodo 2009-2018, se ha incrementado de forma exponencial la capacidad instalada y la producción de energía eólica y solar fotovoltaica en la matriz de generación mundial, lo que ha llevado consigo a una bajada pronunciada en los costos. Este mismo crecimiento exponencial es también observable en América Latina y Caribe, especialmente desde el año 2013 (Figura 4).

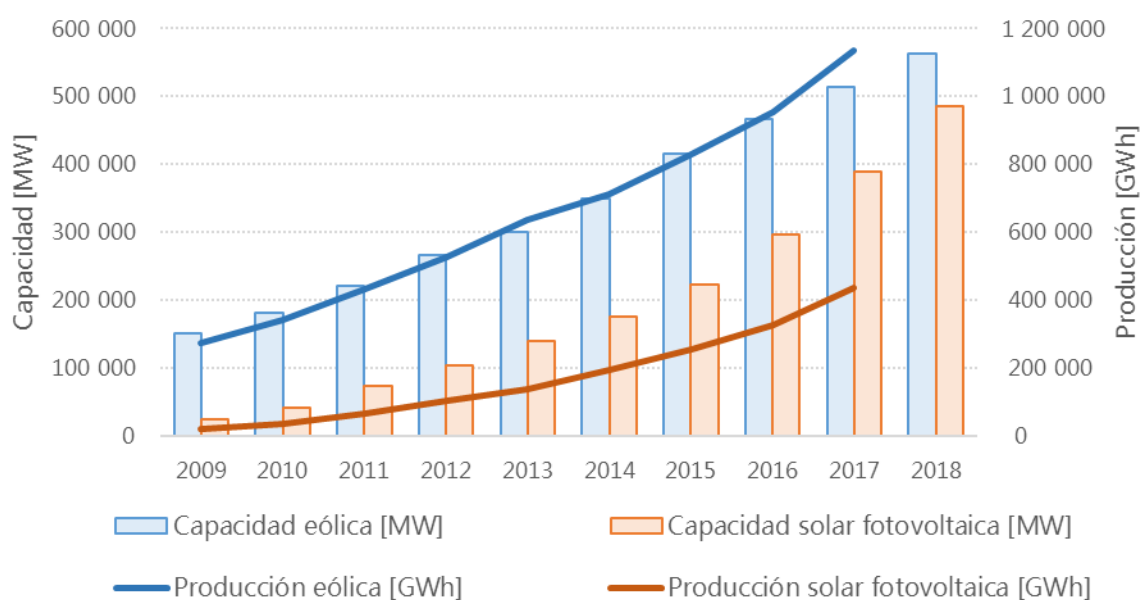


Figura 3. Evolución de la capacidad instalada y la generación eléctrica, eólica y solar fotovoltaica en el periodo 2009-2018 a nivel global. Fuente: IRENA (2019)

⁷ En este trabajo se considera corto plazo al período de tiempo de días, medio plazo hasta 1 o 2 años y largo plazo a partir de 2 años.

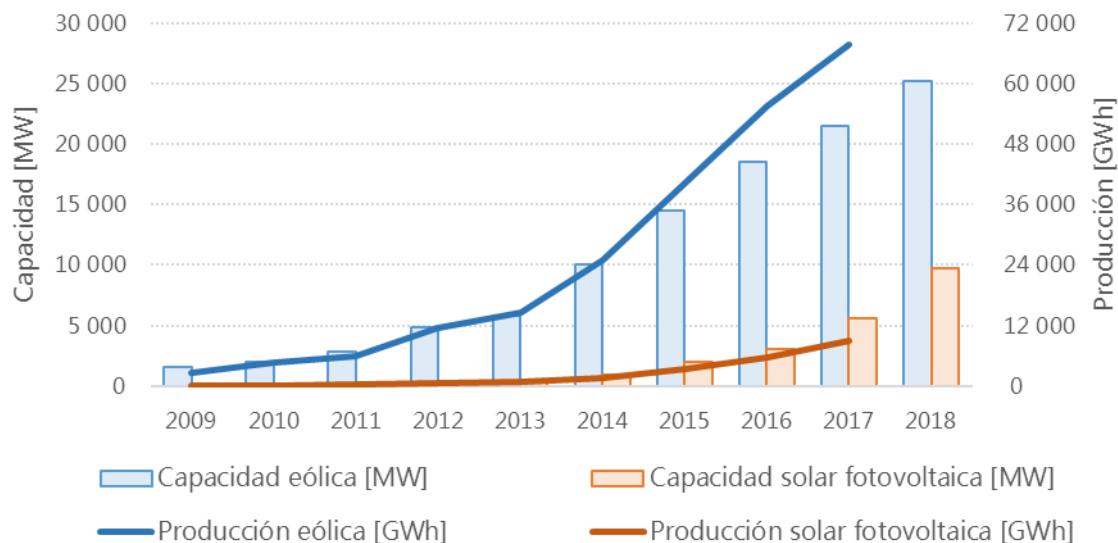


Figura 4. Evolución de la capacidad instalada y la generación eléctrica, eólica y solar fotovoltaica, en el periodo 2009-2018 en LAC. Fuente: IRENA

La integración de recursos renovables basados en las energías eólica y solar, recursos que son altamente predecibles en el mediano y largo plazo, ayudan a mitigar el impacto de los fenómenos climáticos de El Niño y La Niña, que tanto pueden afectar a la generación hidroeléctrica. De manera complementaria, la generación eólica y solar fotovoltaica presentan una elevada variabilidad en el corto plazo que podría ser mitigada con generación hidroeléctrica. En épocas de sequías prolongadas, sin embargo, pueden requerirse otro tipo de soluciones para mitigar el riesgo de cortes de suministro.

Por lo expuesto anteriormente, la variabilidad en el corto plazo de las ERNC, y en el medio y largo plazo de la generación hidroeléctrica son factores muy importantes a tener en cuenta a la hora de realizar una planificación energética que tenga como principios la sostenibilidad, la seguridad energética y la fiabilidad. Como se explica en el siguiente apartado, las interconexiones entre sistemas eléctricos contribuyen a mitigar los efectos adversos de esta variabilidad.

4. El caso de Uruguay

La República Oriental del Uruguay, más conocida como Uruguay, carece de reservas probadas de hidrocarburos. Estuvo importando combustibles fósiles para toda su generación eléctrica hasta 1945, cuando los primeros aprovechamientos hidrológicos comenzaron a explotarse con la entrada en funcionamiento de la Represa Gabriel Terra en el Río Negro. A pesar de ello, el papel de la generación hidroeléctrica fue testimonial hasta la década de 1980 cuando dio un salto cuantitativo, tras la inauguración de la Represa del Palmar en el Río Negro y, especialmente, de la Represa de Salto Grande en el Río Uruguay.

Al igual que las crisis del petróleo de los años 70 empujaron a Uruguay a explotar sus recursos hidroeléctricos⁸, la crisis de 2001 en Argentina fue el catalizador para la instalación de energías renovables autóctonas y la mejora de su seguridad energética, ya que Uruguay dependía de Argentina para sus importaciones de gas natural. Desde la promulgación del Decreto 077/006⁹, en marzo de 2006, la participación de la generación eléctrica renovable para el abastecimiento del Sistema Interconectado Nacional ha aumentado hasta alcanzar el 97% en el año 2018, representando la hidroeléctrica un 49.6%, la eólica un 38%, la biomasa un 6.3% y la solar fotovoltaica un 3.1%¹⁰.

Sin embargo, como se comentó anteriormente, la producción hidroeléctrica en América Latina, y también en Uruguay, está muy influenciada por los fenómenos del El Niño y La Niña (Figura 1 y Figura 2). La elevada producción hidroeléctrica del periodo 2014-2017, siempre por encima de 7.500 GWh coincide con un fenómeno inusualmente intenso de El Niño, que trae años más húmedos a Uruguay. En contraste, la producción hidroeléctrica disminuyó hasta 3.594 GWh en 2006, coincidiendo con un episodio de La Niña, que está asociado a una mayor probabilidad de sequía en Uruguay. La importancia de la producción hidroeléctrica se observa al compararla con la demanda de energía eléctrica anual. Por ejemplo, el año más húmedo (2014) y el más seco (2006) de este milenio habrían podido cubrir un 84% y un 31% de la demanda de 2018, respectivamente¹¹.

Hasta la entrada en servicio de las ERNC, la escasez de generación hidráulica debida a la variabilidad hidrológica se cubría con generación térmica que empleaba principalmente derivados del petróleo e importación de energía desde Argentina. En 2012, un año hidrológicamente seco, bajo la influencia de La Niña, la generación hidráulica fue de 5.077 GWh, mientras la generación térmica con combustibles fósiles alcanzó 3.658 GWh. Durante los últimos años, en cambio, la

⁸ Cabe destacar que en la actualidad el recurso hidroeléctrico a gran escala de Uruguay ya está totalmente agotado, no habiendo accidentes geográficos que permitan el desarrollo de nuevos proyectos.

⁹ Este Decreto básicamente reguló e incentivó la contratación por parte de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE - empresa estatal uruguaya) de capacidad renovable y abrió la puerta de entrada a la inversión privada.

¹⁰ [Informe Anual 2018 – Administración del Mercado Eléctrico.](#)

¹¹ [Series estadísticas de energía eléctrica - Ministerio de Industria, Energía y Minería](#)

fuerte presencia de ERNC, en particular generación eólica, ha desplazado la generación térmica con combustibles fósiles. En un año de condiciones hidrológicas medias como 2018, durante el que se produjeron 6.290 GWh, la generación térmica supuso únicamente 361 GWh frente a 4.708 GWh de producción eólica.

Otro factor relevante de Uruguay es su buena interconexión con Argentina de 2.000MW y con Brasil¹² de 570 MW. Teniendo en cuenta que la demanda máxima histórica de consumo eléctrico de Uruguay ocurrió el pasado 29 de enero de 2019, y fue de 2.121 MW, Uruguay presenta una interconexión con otros países superior al 100% de su demanda en punta. Ante una matriz de generación eléctrica con gran integración de ERNC, los beneficios de una gran interconectividad de Uruguay con sus países vecinos se han visto reflejados en un continuo flujo de exportaciones de ocasión de electricidad por encima del 10% de su demanda, durante los últimos años, especialmente húmedos. El intercambio de energía eléctrica con Argentina y Brasil es únicamente de ocasión y con grandes oportunidades para mejorar las transacciones.

4.1.El sistema de generación eléctrica

El parque de generación de Uruguay está integrado principalmente por represas hidroeléctricas, parques eólicos, generadores térmicos, y en menor medida generación con biomasa y solar fotovoltaica (Ver Tabla 2).

Tecnología	Capacidad instalada en 2019 [MW]
Hidráulica	1.537
Eólica	1.511
Térmica: fueloil, diésel, gas natural	1.192
Solar fotovoltaica	248
Térmica: biomasa –entregado a red	135

Tabla 2: Potencia Instalada en 2019

Uruguay cuenta con cuatro centrales hidroeléctricas. Sobre el Río Negro, se ubican en cascada varias centrales: Gabriel Terra con una capacidad de 152 MW y aproximadamente, cuatro meses de capacidad de embalse¹³; Baygorria que es una central de pasada de 108 MW; y Palmar con una potencia de 333 MW y de 15 a 20 días de capacidad de embalse. Sobre el Río Uruguay, se encuentra la central hidroeléctrica binacional Salto Grande con una capacidad de embalse de 7 a 10 días, que pertenece en partes iguales a Uruguay y Argentina. La potencia total de la central hidroeléctrica es de 1.890 MW, de los que 945 MW pertenecen a Uruguay.

¹² La frecuencia en Brasil y Uruguay es distinta, 60 Hz y 50 Hz, respectivamente. Por ello, la conexión se realiza utilizando convertidores de frecuencia con la complejidad técnica adicional que supone. A cambio, proporciona cierto aislamiento ante apagones, como ocurrió el pasado 16 de junio de 2019, cuando un apagón en Argentina, afectó directamente a los usuarios de Uruguay y Paraguay, pero no al sur de Brasil.

¹³ La capacidad de embalse se mide por la cantidad de tiempo que sería necesario para vaciar el embalse de agua generando electricidad en forma continua.

El parque térmico, basado en combustibles fósiles, está compuesto por plantas que operan con fueloil y diésel. Además, varias de las centrales tienen la posibilidad de operar con gas natural cuando el combustible está disponible. La capacidad térmica con combustibles fósiles representa aproximadamente el 25% de la capacidad actual de generación eléctrica de Uruguay. Debido a que Uruguay debe importar los combustibles fósiles, los costos de estas centrales térmicas son altos y dependen fuertemente de los precios internacionales del barril de petróleo.

Dentro del parque de generación existen 423 MW de capacidad instalada de generación con biomasa, que se usan principalmente en autogeneración en procesos industriales y cuyo excedente de generación se vierte a la red¹⁴. En este documento se considera únicamente el equivalente a la generación con biomasa que es entregada a la red eléctrica. Dentro de los productos utilizados como biomasa se incluyen, cáscara de arroz, subproductos forestales, chips y aserrín, y licor negro.

En cuanto a las energías renovables no convencionales, la capacidad instalada eólica ha aumentado en la última década, alcanzando 1.511 MW y convirtiéndose en la segunda fuente más importante de generación eléctrica con 4.719 GWh, representando 38% de la generación total. La favorable orografía de Uruguay, con zonas llanas, explica el buen desempeño de la generación eólica con un elevado factor de planta¹⁵ que supera el 35%. De igual manera, la energía solar fotovoltaica ha tenido un crecimiento exponencial durante los últimos cinco años, llegando a 248 MW, sin embargo, su contribución actualmente solo cubre del 3 a 4% de la demanda.

La demanda doméstica de electricidad en Uruguay ha venido en aumento, alcanzando hasta 11.511 GWh en 2018. Si se consideran los flujos internacionales, la generación total de electricidad alcanzó 12.575 GWh. Las cargas mínima y máxima durante ese mismo año se movieron entre 729 MW y 951 MW y entre 1.664 MW y 2.063 MW según la época del año, respectivamente. La demanda media se suele situar en el entorno de 1.200 MW a 1.400 MW.

4.2. Variabilidad y complementariedad entre energías renovables

En el caso de Uruguay, se ha podido observar que la variabilidad de los aportes hidrológicos y por tanto, de la generación hidroeléctrica, es mayor que la variabilidad de la generación eólica y solar para un periodo de tiempo anual (Chaer et al., 2014). En la Figura 5, se muestran los

¹⁴ En general, las plantas más pequeñas, con menos de 15 MW de potencia instalada, vierten toda su producción a la red. Las plantas más grandes como UPM (161 MW) o Montes de Plata (180 MW) vierten entre el 20% y el 45% de su capacidad instalada. Se puede consultar más información en [PROBIO](#)

¹⁵ El factor de planta es la razón entre la energía real generada por una central eléctrica durante un periodo de tiempo y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo, conforme a los valores nominales de los equipos.

resultados de las simulaciones con 100 cónicas¹⁶ para diferentes probabilidades de excedencia¹⁷. Se puede observar el desvío en porcentaje de la suma de la energía generada por la generación eólica, solar fotovoltaica e hidráulica respecto de la suma de la energía esperada (*total de la energía generada en un período, menos el valor esperado*¹⁸ del total del mismo período). Se observa que el eje horizontal de la figura correspondiente a la generación eólica y solar fotovoltaica está medido en meses, mientras que el de la hidroeléctrica está medido en años.

A modo de ejemplo, si queremos determinar con probabilidad del 5%, cuánto tiempo se requiere para que el desvío de la energía acumulada respecto a su valor esperado (energía acumulada esperada) sea menor al 10%, se debe realizar la intersección de la curva Pe5% (curva magenta) con el valor 10% del eje vertical. En el caso de la energía eólica, se observa que a partir de 1.5 meses el desvío es menor al 10% y para la generación con energía fotovoltaica se necesitan 2.5 meses, mientras que para el caso de la energía hidráulica deben pasar alrededor de 17 años.

En otras palabras, la cantidad total de energía eólica y solar fotovoltaica generada en períodos de tiempo mayores a un mes es muy predecible. Como referencia, en un trimestre, el valor medio del total de la producción solar fotovoltaica y eólica será muy parecido al de cualquier otro trimestre de la misma serie histórica. Para obtener resultados similares para el total de generación hidroeléctrica deben de transcurrir unos 20 años; es decir, para encontrar dos años hidráulicos similares en producción media, habría que comparar años con ventanas móviles de 20 años.

¹⁶ Las simulaciones se realizan con 100 diferentes realizaciones anuales, que se confeccionan en función de datos históricos de 100 años caudales hidrológicos y 5 años de series horarias de viento y de irradiancia.

¹⁷ La probabilidad de excedencia corresponde a la probabilidad de que un evento definido, o un caudal de crecida, sea igualado o excedido.

¹⁸ El valor esperado es el valor medio del fenómeno aleatorio.

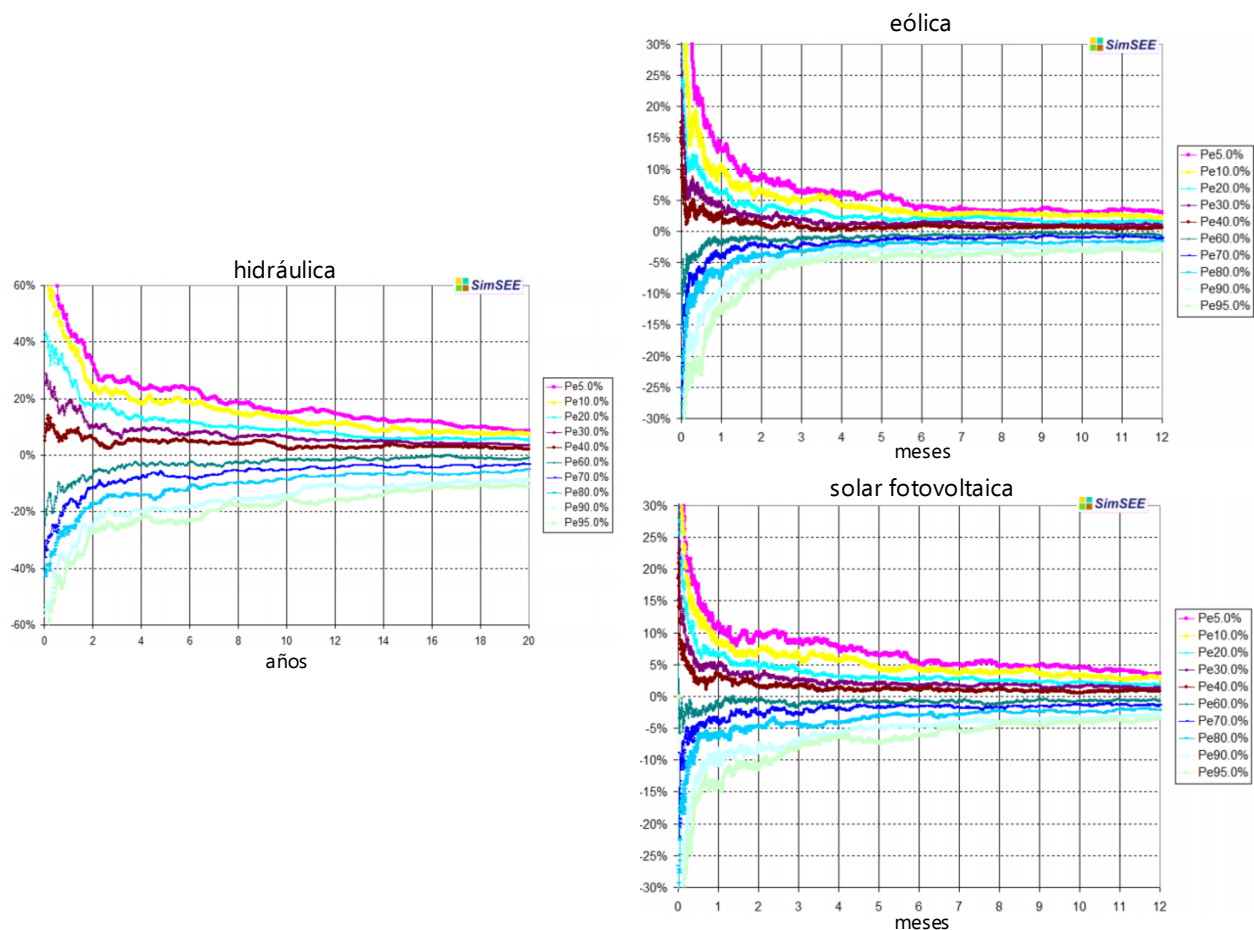


Figura 5. Desvío acumulado respecto a la generación eólica, solar fotovoltaica e hidráulica esperada en Uruguay

Si bien en el mediano plazo, la producción eléctrica de origen eólico y solar fotovoltaico es muy predecible y estable, en el muy corto plazo (horas y pocos días) es variable. Afortunadamente, las represas hidroeléctricas de Uruguay, salvo que se encuentren en situación de riesgo de vertido, tienen la capacidad de desplazar generación durante el día y absorber la variabilidad diaria de las ERNC, y a excepción de la central fluyente de Baygorria en el Río Negro, tienen capacidad de almacenamiento de energía de varios días. De esta manera, es posible mitigar las variaciones de muy corto plazo de las ERNC con generación hidroeléctrica y la variabilidad de mediano y largo plazo de la generación hidroeléctrica con generación de ERNC (muy predecible en el mediano plazo).

En la Figura 6, se muestran los aportes medios mensuales de Terra, Palmar y Salto Grande de 100 años de series históricas, la demanda mensual (730 horas) por unidad del promedio mensual, y los resultados de la simulación de la producción eólica (1.511MW) y solar fotovoltaica (248MW) mensual por unidad, del correspondiente promedio anual (producción mensual (730hr)/producción anual/12). A grandes rasgos se observa que la producción eólica tiene un comportamiento similar al de la demanda, salvo en el período de primavera (septiembre a

noviembre). La producción solar fotovoltaica tiene un comportamiento inverso al de los aportes hidrológicos y a la de la producción eólica.

El período de mayor demanda (junio a agosto) coincide con el de mayores aportes hidráulicos y es un período con muy buena producción de generación eólica. Por otro lado, en los meses de menores aportes hidráulicos, la producción solar fotovoltaica es alta y la producción eólica es media, quedando patente la buena complementariedad de estas fuentes de generación.

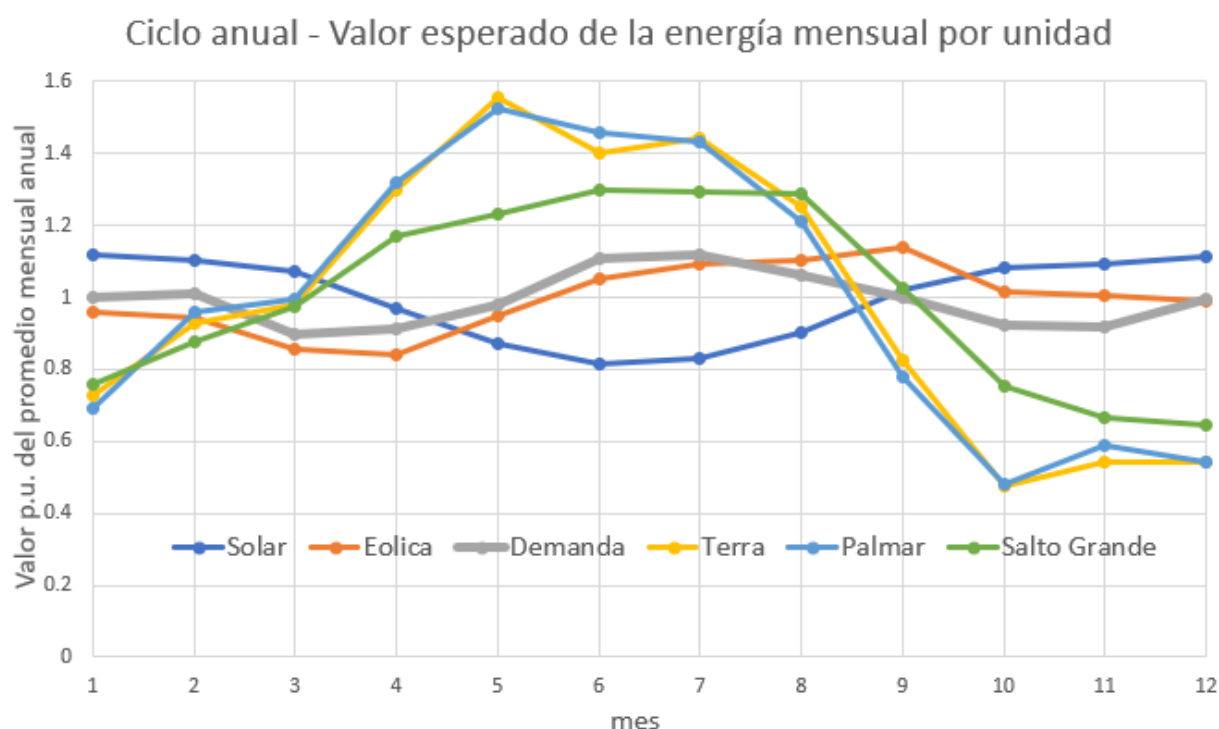


Figura 6. Resultados simulación con 100 cónicas de Uruguay – ciclo anual de la demanda, aportes hidrológicos de Terra, Palmar y Salto Grande y de la producción eólica y solar fotovoltaica en por unidad del promedio mensual anual.

4.3.El despacho económico: Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

El despacho de energía en la mayoría de los países del mundo se realiza por costos variables crecientes. Esto implica que se despacharán las distintas centrales según un orden de mérito establecido en función de sus costos variables, de menor a mayor. El costo variable es la suma del costo asociado al combustible para generar un MWh, más el costo de operación y mantenimiento cuando la central está generando. En el caso de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, como el costo de combustible es cero y presentan costes de operación y mantenimiento bajos, son típicamente las primeras centrales en ser despachadas o, en otras palabras, son las centrales mejor posicionadas en el orden de mérito. Posteriormente, se irán despachando otras centrales en función de sus costos: gas natural, fueloil y diésel. El orden de despacho de las centrales hidráulicas depende del valor del agua en cada instante de tiempo, que se explica en el siguiente apartado.

Para el caso de la ERNC, es importante entender la diferencia en el concepto de costo variable y el pago por energía establecido en los contratos. Los parques de generación eólica y solar fotovoltaica en Uruguay venden mayoritariamente su energía a la empresa eléctrica UTE a través de contratos de compraventa a un precio determinado¹⁹. Al ser las primeras centrales despachadas, toda la energía generada se remunerará al precio establecido en el contrato. La incorporación masiva de ERNC ha obligado a los sistemas eléctricos a utilizar la posibilidad de aplicar “recortes” o “restricciones operativas” a la operación de éstas como forma de gestión del sistema, y se les debe pagar la energía cortada al precio preestablecido en el contrato.

En el caso de Uruguay, la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) realiza el despacho económico del sistema, además envía ofertas de energía a Argentina y semanalmente a Brasil. En los casos en que haya excedentes de generación que no puedan exportarse, ADME aplica restricciones operativas.

Al cierre de cada mes, ADME calcula la energía que fue restringida a cada generador con el objetivo de permitir la liquidación de los contratos entre los agentes.

4.4.El despacho económico: el valor del agua

La operación de un sistema hidrotérmico es un problema de optimización complejo, cuya dificultad está asociada a la posibilidad de almacenar recursos, en particular, agua en los embalses. En otras palabras, a diferencia de otros recursos renovables que no se pueden gestionar como el sol o el viento, el agua es gestionable. El problema, por tanto, consiste en decidir cuánto y cuándo es oportuno usar el agua embalsada. De esta manera, aparece el concepto de valor del agua, que no es más que el costo de oportunidad de su uso.

Para clarificar el concepto de valor del agua supongamos que tenemos un stock de volumen de un recurso almacenable, en este caso, agua embalsada. En general al aumentar el stock de un recurso disminuye su costo futuro, mientras que al utilizar el recurso disminuye el costo presente y se encarece el costo futuro. El agua embalsada, como cualquier otro recurso energético que pueda ser almacenado, tiene un costo de oportunidad, ya que en valor esperado puede ser económicamente más conveniente almacenar agua en un momento dado y utilizarla más adelante.

El objetivo final del despacho económico es optimizar los recursos de generación con el fin de minimizar el valor esperado de la función de costo total sujeto a restricciones preestablecidas, lo que implica abastecer la demanda al menor costo posible en todo el horizonte de tiempo. La solución óptima resultará en emplear el agua embalsada en aquellos momentos en que la energía sea más cara, típicamente, durante el uso de plantas térmicas. Por ello, se dice que el agua hace “peak shaving”, es decir, que sustituye la producción térmica en la punta. En estas ocasiones, el

¹⁹ En el sistema uruguayo, el 95% de la generación renovable está contratada bilateralmente por la empresa estatal UTE. El 5% restante vende su energía al mercado Spot.

valor del agua es igual al costo variable de la central térmica que sustituye. Además, la operación optima minimizará los vertidos respetando los flujos naturales de la cuenca hidráulica. En estas ocasiones, el valor del agua típicamente será cero o muy bajo.

4.5. Modelado del sistema uruguayo

En este estudio, se realizan las simulaciones del sistema eléctrico uruguayo utilizando el modelo SimSEE²⁰. Este modelo es el utilizado en Uruguay por el Administrador del Mercado Eléctrico para realizar el despacho económico por costos variables del país y los estudios de planificación.

Para el modelado, se consideran los datos de potencia instalada eólica y solar fotovoltaica considerados en la Programación Estacional Mayo – Octubre 2017 de ADME, que establecen que se encuentran en servicio 1.424 MW de potencia eólica y 227 MW de solar fotovoltaica. Se asume que no entran en servicio parques eólicos y solares fotovoltaicos adicionales ni se realizan tareas de mantenimiento programado durante 2018, pero sí se realizan los respectivos sorteos de roturas de las unidades de las centrales térmicas, considerando la tasa equivalente de interrupción forzada.

Las centrales hidroeléctricas de Salto Grande, Palmar y Gabriel Terra se modelan con sus respectivos embalses, mientras que Baygorria se modela como central de pasada²¹. Al ser la central hidroeléctrica Salto Grande binacional, compartida entre Uruguay y Argentina, se considera únicamente la mitad de la central hidroeléctrica con la mitad de su caudal, esto es, Salto Grande Uruguay.

Los aportes hidrológicos se modelan a partir de 100 años de series históricas de caudales de paso de tiempo semanal con su respectivo índice de anomalía de la región N3+4. A los efectos de este trabajo se considera que la condición inicial del índice de anomalías de la región N3+4 (fenómeno del Niño) es neutro²². El recurso eólico se modela a partir de una serie histórica de datos de viento diez - minutales de 5 años de duración en 8 puntos geográficos del país. A cada parque eólico se le asocia el punto de la serie que geográficamente se encuentra más cercano y se ingresa la curva de producción potencia – velocidad de viento de cada aerogenerador. Si un parque tiene un único tipo de aerogenerador, se ingresa la curva de producción y la cantidad de unidades iguales. Análogamente, el recurso solar se modela con una serie de irradiancia diez - minutal de 3 años y 8 puntos del país.

²⁰ El modelo ha sido desarrollado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay con financiación del programa de desarrollo tecnológico BID-CONICYT.

²¹ La represa provoca que exista una pequeña capacidad de almacenamiento que se utiliza para regulación técnica y no como embalse propiamente dicho.

²² La condición hidrológica neutra es aquella en que no hay influencia del fenómeno del Niño/Niña. El índice de anomalías en la región llamado N3+4 se considera cero en la simulación.

En esta simulación, solo se permite exportación de excedentes de energía, o sea, ERNC y generación hidroeléctrica cuando hay riesgo de vertimiento.

4.6. Resultados

Debido a la importante participación de las ERNC (eólica y solar fotovoltaica) en el sistema uruguayo, y para determinar su impacto, se va a realizar una comparación de los resultados de simulaciones anuales del despacho del parque de generación hidroeléctrico y térmico actual (incluida generación con biomasa), con la capacidad instalada de ERNC al 2018 y sin ERNC.

La optimización y simulación de ambos sistemas se realiza con 100 curvas de aportaciones hidráulicas (100 resultados distintos), y se considera una condición inicial hidrológica del sistema neutra. Se considera un período de optimización de dos años y medio. Si bien se analiza únicamente el despacho en el primer año, es necesario incluir al menos un año adicional para que los resultados sean independientes del fenómeno de vaciado de los embalses asociados al final del período de optimización.

En la Figura 7, se muestran los resultados de las simulaciones de la generación hidroeléctrica anual del sistema uruguayo con y sin ERNC para diferentes Probabilidades de excedencia²³ (Pe) y la demanda de energía eléctrica del año 2018. En la figura se muestran además los datos reales de producción hidráulica para diferentes años. En 2001 (año húmedo), la generación fue del entorno de 8000 GWh (Pe30%), que corresponde aproximadamente al 70% de la demanda del 2018. Para el año 2006 (seco), la generación fue menor a 3500 GWh (Pe90%) que corresponden aproximadamente al 30% de dicha demanda. Esto muestra que en años muy húmedos se podría cubrir más del 70% de la demanda con energía hidroeléctrica, mientras en años muy secos apenas el 30%.

A grandes rasgos, los resultados de las simulaciones muestran que la generación hidroeléctrica es muy variable en función de la condición hidrológica. Esta variabilidad es un poco mayor en el caso en que no se consideran las ERNC. Se puede observar que la mayor diferencia entre los casos con ERNC y sin ERNC se da para condiciones hidrológicas medias (alcanzando unos 300GWh). Sin embargo, en condiciones hidrológicas muy secas (Pe80% a Pe100%) y húmedas (Pe20% a 0), no hay apenas diferencia en la variabilidad de la generación hidroeléctrica entre el sistema complementado con ERNC y el sistema en el que no se consideran las ERNC.

²³ Probabilidad de excedencia es la probabilidad de que un evento definido sea igual o excedido (superior)

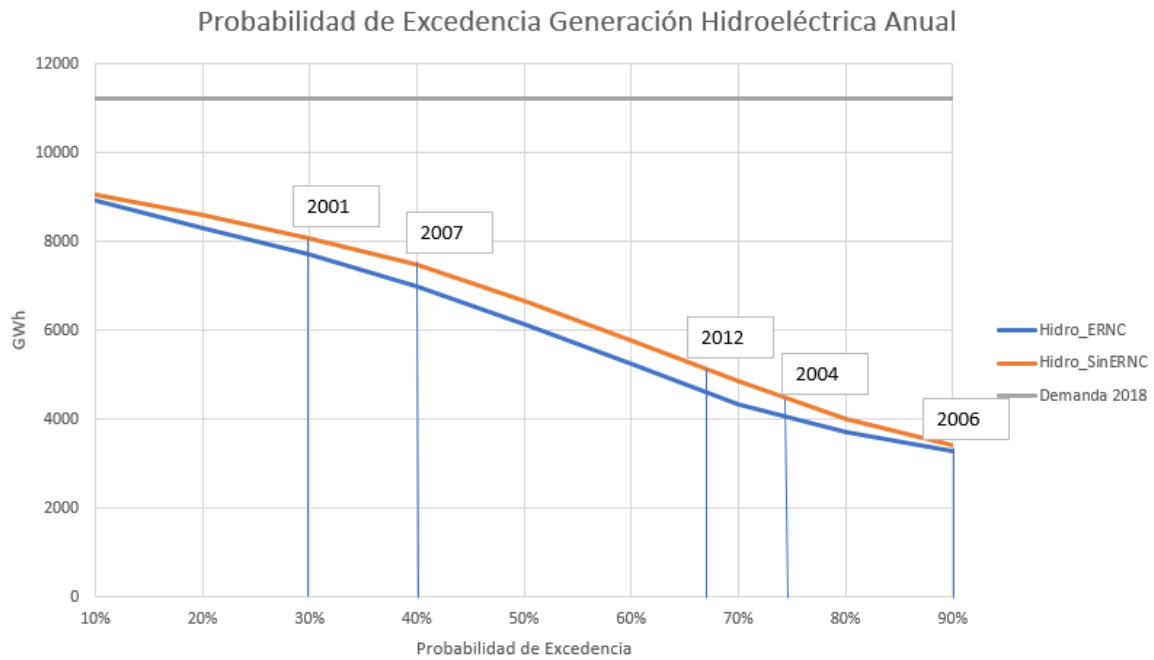


Figura 7. Comparación de generación hidroeléctrica anual para diferentes probabilidades de excedencia. Fuente: elaboración propia, resultados simulación SimSEE.



Figura 8. Comparación de excedentes de exportación anuales para diferentes probabilidades de excedencia. Fuente: elaboración propia, resultados simulación SimSEE.

En la Figura 8, se muestran los resultados de las simulaciones de los excedentes de energía anuales del sistema de generación uruguayo con y sin ERNC para diferentes probabilidades de excedencia. Se observa que para condiciones hidrológicas muy secas (Pe20% o menor), los excedentes de exportación son prácticamente nulos. Sin embargo, conforme aumenta la probabilidad de excedencia, los excedentes de exportación aumentan en el caso con ERNC, mientras que se siguen siendo casi nulos en el caso sin ERNC. En el caso con ERNC, los excedentes llegan a alcanzar unos 4.500 GWh (40% de la demanda) en condiciones hidrológicas muy húmedas (Pe90%). Estos resultados ponen de manifiesto la importancia de las interconexiones en sistemas con gran participación de ERNC.

Por último, en la Figura 9, se muestran los resultados de las simulaciones del despacho de generación térmica anual para diferentes probabilidades de excedencia. Se observa que con Pe50% y menores, en el caso con ERNC el despacho de generación térmica es prácticamente nulo (condiciones hidrológicas medias-húmedas y húmedas), mientras que en el caso sin ERNC es necesario despachar generación térmica para todas las condiciones hidrológicas. Con Pe90% (condición hidrológica muy seca), en el caso con ERNC el despacho de generación térmica es del entorno de 1.800GWh (15% demanda) y sin ERNC es del entorno de 6.500GWh (55 a 60% de la demanda).

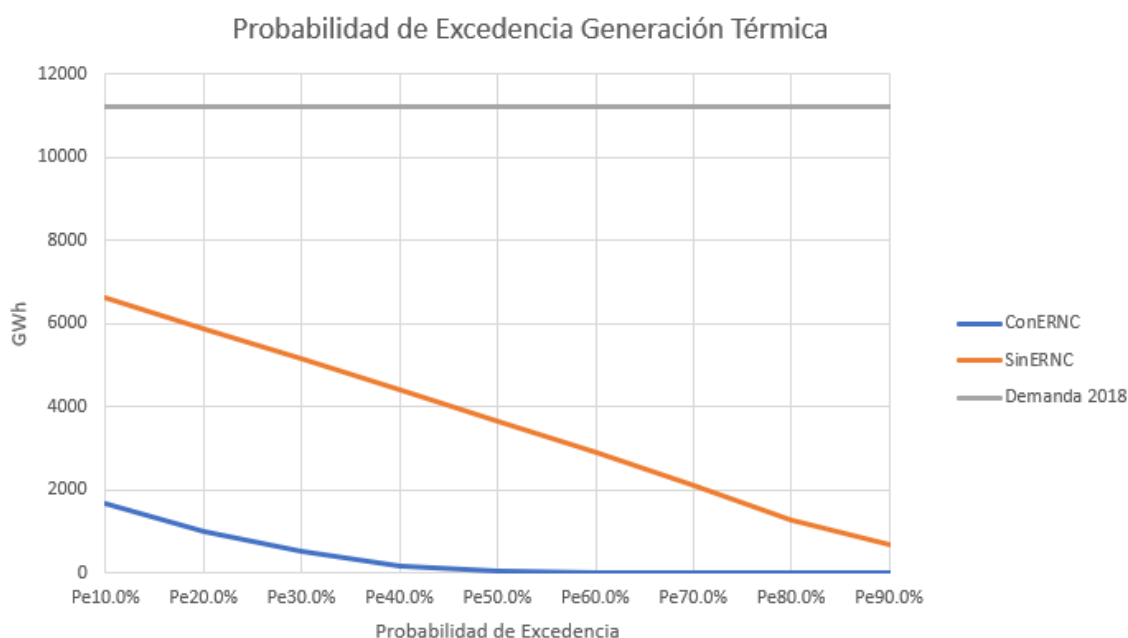


Figura 9. Comparación de la generación térmica anual despachada para diferentes probabilidades de excedencia

De los resultados de las simulaciones en general se observa que la integración de ERNC no produce cambios significativos en la producción hidroeléctrica, pero si se observan grandes diferencias en el despacho de generación térmica sobre todo para condiciones hidrológicas medias y húmedas. Además, para condiciones hidrológicas medias y húmedas habría excedentes de generación en el escenario con ERNC, que es deseable que sean exportados a los países vecinos.

5. Conclusiones

Los efectos del cambio climático aumentan las ganancias de la integración energética entre países, ya que es una herramienta que permite adaptarse en mejor medida a los efectos del aumento de la incertidumbre climática, especialmente en regiones como LAC, con gran capacidad hidroeléctrica.

La integración también es importante como parte del proceso de mitigación al cambio climático. Una de las medidas más importantes de mitigación en energía, impulsado por el acuerdo de París, son los esfuerzos para incorporar ERNC en su matriz energética. Los costos de dichas fuentes han disminuido en forma exponencial en los últimos 15 años, pero su variabilidad en el corto plazo ha constituido un desafío. La integración de los sistemas eléctricos es una herramienta importante para mitigar los efectos de la variabilidad de las energías renovables y disminuir los costos de despacho y riesgos de racionamiento.

Entender como estos efectos impactan en los países, considerando sus especificidades, es central para entender las ganancias de la integración de sistemas energéticos de forma palpable. Entender estos efectos en Uruguay nos permite medir de forma concreta estos beneficios en un país que se ha convertido en ejemplo regional en cuanto a la incorporación de ERNC. El caso es de interés principalmente porque incorpora masivamente la generación de origen eólico en un sistema con alta integración de energía hidroeléctrica muy variable, debido a los fenómenos climáticos de El Niño y La Niña

Al analizar resultados de simulación de energía, se observa que, en el mediano y largo plazo, la producción de la generación eólica y solar fotovoltaica es muy poco variable mientras que la generación hidroeléctrica es sumamente variable y puede cubrir anualmente entre el 30% y el 70% de la demanda de energía eléctrica del 2018.

Por otro lado, del análisis anual de las curvas anuales de generación y aportes hidráulicos, se concluye que la generación solar fotovoltaica es complementaria con los aportes hidrológicos y en la mayoría de los meses de mayor producción solar fotovoltaica, la producción eólica es menor que la media y viceversa, con lo cual, en los meses de verano hay menor producción eólica pero mayor producción solar fotovoltaica, mientras que en los meses de invierno hay mayor producción eólica pero menor producción solar fotovoltaica.

A los efectos del despacho, se observa que la variabilidad del muy corto y corto plazo de las ERNC, es mitigada por la capacidad de regulación de corto plazo de las represas hidroeléctricas (salvo que se encuentren en riesgo de vertimiento). En el mediano y largo plazo, las ERNC mitigan los riesgos asociados a la variabilidad hidroeléctrica, pero aun así en condiciones hidrológicas medias y húmedas hay excedentes de generación de bajo costo que pueden ser exportados a los países vecinos a través de las interconexiones. De hecho, en los últimos 2 años las exportaciones de energía han sido del entorno del 10% de la producción total de energía del país.

En este trabajo se ha modelado el sistema eléctrico de Uruguay con el modelo SimSEE, realizando simulaciones de despacho del parque de generación actual con ERNC y sin ERNC, considerando 100 curvas de aportaciones hidráulicas.

En general, en las simulaciones comparativas se observa que no hay cambios significativos en la generación hidroeléctrica, en el caso con ERNC para condiciones hidrológicas medias la producción hidráulica es 5% menor, debido principalmente a mayores vertimientos.

Se evidencian grandes diferencias en el despacho de generación térmica principalmente en condiciones hidrológicas medias y secas, al incorporar ERNC. En condiciones hidrológicas medias el despacho de generación térmica en el caso con ERNC es prácticamente nulo, mientras que sin ERNC es del entorno del 30% de la demanda, para condiciones hidrológicas muy secas, el despacho de generación térmica con ERNC alcanza el 15% de la demanda, mientras que sin ERNC alcanza al el 55 - 60% de la demanda.

También se observan diferencias en relación con las exportaciones. En el caso sin ERNC los excedentes de exportación son prácticamente cero para condiciones hidrológicas muy húmedas. En este caso, con ERNC con condiciones hidrológicas medias los excedentes son del orden del 7% de la demanda y alcanzan el 40% de la demanda para condiciones hidrológicas muy húmedas. Estos excedentes podrían ser exportados a los países vecinos a través de las interconexiones internacionales.

Se evidencia que la integración de las ERNC, reduce el despacho de generación térmica con combustibles fósiles importados a nivel nacional, en el caso puntual de Uruguay disminuyen los costos de abastecimiento de la demanda y se incrementan los excedentes de generación. Este último resultado remarca la importancia de las interconexiones a la hora de poder comercializar esta energía disponible.

6. Referencias

International Hydropower Association, "2019 hydropower status report – sector trends and insights", disponible online, 2019

Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE

S. Becker, R.A. Rodriguez, G.B. Andresen, S. Schramma y M. Greiner, "Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply", *Energy*, vol. 64, pp. 404-418, enero 2014

W. Zappa, M. Junginger y M. van den Broek, "Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?", *Applied Energy*, vol. 233-234, pp. 1027-1050, enero 2019

S. Hasan, D. Cooke, I. Adjali y Y. Bhatt, "Electricity market integration in the GCC and MENA: Imperatives and challenges", KAPSARC, julio 2018

B.A. Frew, S. Becker, M.J. Dvorak, G.B. Andresen y M.Z. Jacobson, "Flexibility mechanisms and pathways to a highly renewable US electricity future", *Energy*, vol. 101, pp. 65-78, abril 2016

Agencia Internacional de la Energía, "China Power Transformation – Assessing the benefit of optimised operations and advanced flexibility options", febrero 2019

D.A. Hagos, A. Gebremedhin y B. Zethraeus, "Towards a flexible energy system – A case study for Inland Norway", *Applied Energy*, vol. 130, pp. 41-50, octubre 2014

Banco Interamericano de Desarrollo, "Red del futuro: desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para America Latina", diciembre 2017

Ministerio de Industria, Energía y Minería, "Series estadísticas de energía eléctrica", online: <https://www.miem.gub.uy/energia/series-estadisticas-de-energia-electrica>

Dirección de Planificación Oficina de Planeamiento y Presupuesto, "Presente y futuro de las energías renovables en Uruguay", marzo 2019

R. Chaer, "Fundamentos de modelo CEGH de procesos estocásticos multivariados", Reporte Técnico: IEE-FING-UDELAR, diciembre 2011

R. Chaer, M. Gurin, E. Cornalino, M. Draper, R. Terra, G. Abal y R. Alonso, "Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad", Reporte final: INE/ENE/RG-T1886-SN5, septiembre 2014