

Análisis energético de proyectos de generación renovable en la red de transmisión de CUYO y COMAHUE

Energy analysis of renewable generation projects in the transmission network of CUYO and COMAHUE

Presentación: 27 y 28 de octubre de 2021

Marcos M. Cea

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavaise 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina
marcoscea28@gmail.com

Damián Cano

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavaise 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina
damian_cano_77@hotmail.com

Juan Marcos Banegas

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavaise 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina
jmbanegas@frsf.utn.edu.ar

Javier Acosta

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavaise 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina
jaacosta@frsf.utn.edu.ar

Pablo Gaspoz

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavaise 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina
pgaspoz@gmail.com

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivos analizar la potencia máxima de generación renovable a ingresar en las redes de transmisión de las regiones de CUYO y COMAHUE y la evaluación de la integración de los parques eólicos y fotovoltaicos en el desplazamiento de generación distribuida térmica convencional.

La metodología empleada parte del análisis de energía de cada uno de los proyectos de generación renovable intermitente. A su vez, se estima la curva de carga anual de las regiones bajo estudio y se indaga su tasa de crecimiento interanual. Finalmente, se evalúan montos de energía No Suministrada en un período de 15 años.

La inserción de la nueva generación optimiza el abastecimiento de la energía mediante el aprovechamiento de los recursos renovables de la región, de modo que responda a las necesidades de la demanda, minimizando el aporte de energía por generación convencional y de energía No Suministrada por condiciones inadmisibles en la red.

Palabras clave: Generación Renovable; Generación Distribuida Térmica Convencional; Energía No Suministrada.

Abstract

The present work aims to analyze the maximum renewable generation power installed in the transmission network of the CUYO and COMAHUE regions and the evaluation of the integration of wind and photovoltaic parks in the displacement of conventional distributed thermal generation.

The methodology used begins with the energy analysis of each of the renewable generation projects. Then, a demand load curve is estimated, and it is investigated how much it will grow in the regions under study. Finally, amounts of Energy Not Supplied are evaluated in a period of 15 years.

In this way, the energy supply is optimized through the potential of the renewable resources of the region, so that it responds to the needs of the demand, minimizing the contribution of energy by conventional generation and of Energy Not Supplied by inadmissible conditions in the net.

Keywords: Renewable Generation, Conventional Thermal Distributed Generation, Power Not Supplied.

Introducción

La continuidad del servicio eléctrico es uno de los aspectos principales de la calidad de los sistemas eléctricos y se refiere a la fiabilidad que se tiene del servicio. Como consecuencia, se tiene que la indisponibilidad del suministro de energía afecta por un lado a los usuarios generando una erogación económica y por el otro, se generan penalizaciones a las distribuidoras debido a la falta de calidad del servicio técnico (Levy y Carrasco, 2020).

Por esta razón, las empresas encargadas del servicio técnico están en constante investigación de alternativas para optimizar el funcionamiento de las redes buscando lograr niveles aceptables de calidad dentro de una gestión sustentable de la red. Es dentro de este marco que, es necesario estudiar cómo se comportan las fuentes de generación renovables en Argentina (Astete Cáceres, 2017).

En un estudio previo (Cea et al., 2021), los autores verificaron la inserción en forma individual y conjunta de proyectos de Generación Renovable (GR), enmarcados dentro de la Resolución 202 E/2016, programas RenovAr y MATER 2.0E (MINEM, 2018). Los resultados, dejan entrever que, sin las obras de infraestructura adecuadas, el acceso a las regiones bajo estudio de los 1194 [MW] de potencia de GR (CAMMESA, ER, 2021), hacen que el impacto favorable en lo que refiere al uso de energías renovables (ER) se vea afectado debido a la dificultad de la red para exportar los excedentes de generación, conduciendo al vertido de energía limpia.

En este marco, se plantean por objetivos del presente trabajo analizar la producción energética individual y global de los distintos proyectos generación renovable intermitente (GRI) a ingresar en la regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE, evaluando su impacto en los requerimientos de despacho de generación convencional (GC) y los montos de energía no suministrada (ENS) al sistema para un período de estudio de 15 años. Finalmente, se realiza la comparación técnica de los escenarios base con GC y con aporte de GR.

Desarrollo

Consideraciones adoptadas en el estudio

Una vez verificados los módulos de potencia admisible de GR a ingresar en la regiones de CUYO y COMAHUE (ver Figura 1), se estima de manera teórica, la producción de energía anual a inyectar en el subsistema bajo análisis, para un período de estudio de 15 años.

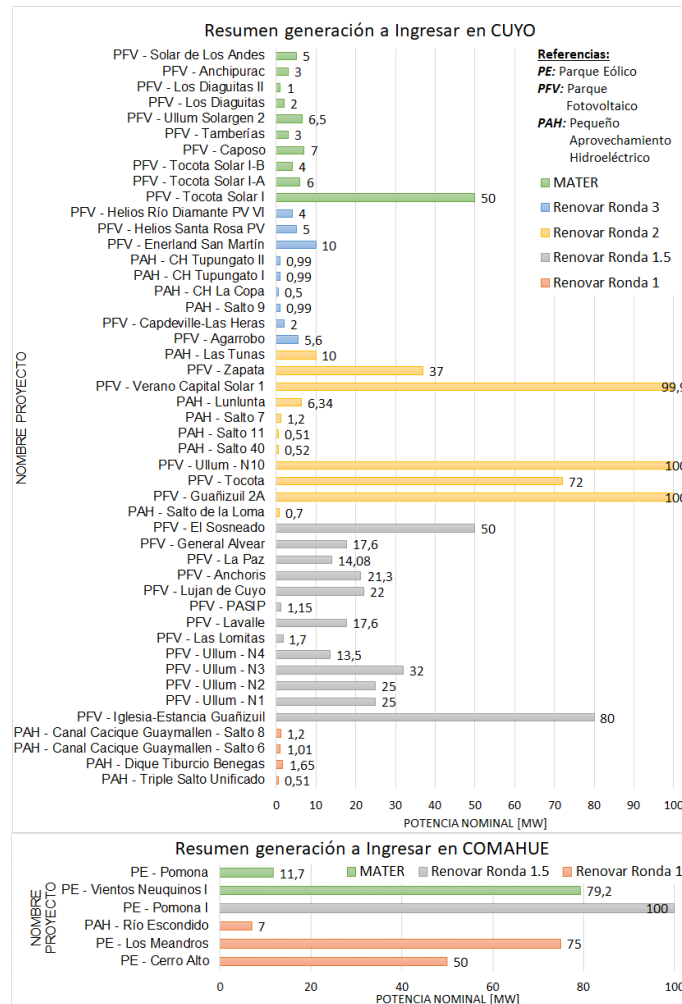


Figura 1. Potencia nominal de los proyectos de GR a ingresar en las regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE.

En el caso de los parques fotovoltaicos (PFV), se calcula las curvas de producción de energía anual teniendo presente los siguientes supuestos:

- ✓ Potencia máxima de los diferentes proyectos de PFVs.
- ✓ Coordenadas geográficas de los lugares de emplazamiento de los PFVs.
- ✓ Irradiación promedio del lugar obtenida del Servicio Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, versión 2 (MERRA-2), la posición óptima y disposición de los paneles fotovoltaicos (GMAO, s.f.)
- ✓ Tipo de celdas que componen a los paneles, considerándose aquellas celdas del tipo monocristalino.
- ✓ Inclinación los paneles FV, en el caso de estudio, se considera una inclinación de 30° y un azimut de 0°, es decir orientados hacia el Norte.

Para los parques eólicos (PE), para determinar su producción anual de energía, se consideran los siguientes supuestos:

- ✓ Potencia máxima de los diferentes proyectos de PEs.
- ✓ Coordenadas geográficas de los lugares de emplazamiento de los PEs.
- ✓ Velocidades del viento a la altura del buje del aerogenerador. Se extrapolan en altura los valores de velocidades del viento promedio a 10 [m] por sobre el nivel del mar obtenidos del Servicio Retrospectivo de la Era Moderna para Investigación y Aplicaciones, versión 2 (MERRA-2) (GMAO, s.f.)
- ✓ Datos técnicos y curva potencia-velocidad de cada tipo de turbina eólica.

Para la estimación del umbral de ingreso de la GC gestionable y su reemplazo por energía renovable se siguen la siguiente secuencia de actividades:

- ✓ Se analiza el comportamiento de la demanda en las regiones de CUYO y COMAHUE y se determina su evolución durante un año.

- ✓ Mediante simulaciones de flujos de carga se determina la potencia demandada por el subsistema que hace necesario el ingreso escalonado de GC en la región. Se tienen en cuenta niveles de tensión aceptables en barras de 500 [kV] dentro del rango de $\pm 5\%$ y en nodos de 220 [kV] y 132 [kV] dentro el rango $\pm 10\%$.
- ✓ Se determina la demanda máxima abastecida del subsistema que se logra al despachar toda la GC del subsistema bajo análisis.
- ✓ Para un periodo de quince años, se estiman los requerimientos energéticos de GC
- ✓ Para un periodo de quince años se estiman los niveles de ENS, consecuencia de la operación de la red fuera de los límites admisibles.
- ✓ Finalmente se analiza el impacto en el abastecimiento de la demanda, y en la reducción de despacho de GC, para un período de quince años, como consecuencia del aprovechamiento de la generación renovable.

Resultados

Determinación de requerimientos de GC

Para el escenario de demanda máxima, ante el despacho de GC, se obtienen restricciones en la operación por niveles mínimos de tensión en nodos de 500 [kV] interconectados a la ET Choel Choel en la región de COMAHUE y restricciones por sobretensiones en nodos de 132 [kV] conectados a la ET Rodeo San Juan en la región de CUYO, de esta manera, la demanda mínima a partir de la cual se requiere el despacho de GC es de 534,10 [MVA].

En la Tabla 1 se muestran los módulos de GC requeridos para evitar condiciones de operación inadmisibles en el subsistema bajo análisis, tal que originen energía no suministrada (ENS). De los resultados de las simulaciones de flujo de potencia, se deduce que el subsistema presenta condiciones de ENS para niveles de demanda superiores a 3.890,87 [MVA].

POTENCIA DE INGRESO GD	POTENCIA CORTE	MODULO GD
534,10	666,69	21
666,69	1401,87	32
1401,87	2359,00	41
2359,00	3267,61	68
3267,61	3890,87	93

Tabla 1. Escalones requeridos de módulos de potencia de GC.

Requerimientos de GC en el corredor de 132 [kV]

Por simplicidad en la presentación de los datos solamente se muestran los resultados correspondientes a los primeros 4 años de análisis. Para abastecer la demanda de la red de transmisión, en estos años, se requiere el aporte de GC de aproximadamente 1.314 [GWh] con un total de 34.980 [hs] en servicio. Como puede observarse en la Figura 2, en el transcurso de tiempo analizado, el despacho de GC aumenta en promedio 4.560 [MWh] por año, manteniéndose prácticamente constantes las horas de despacho durante cada año.

Los factores de utilización de la GC gestionable (en términos de la energía operada por el subsistema), van desde 76,6% para el año 2021, hasta un 79,2% para el año 2024. Por otra parte, estos factores puestos en términos de las horas anuales de despacho van desde un 99,83% hasta un 99,84% (ver Figura 3).

El aporte de energía se ve disminuido en un porcentaje acorde con el aumento de la demanda siendo del 2,6% para el año 2021 y llegando a ser del 2,48% para el 2024 como se ve en la Figura 3. De la energía total demandada por el sistema durante los cuatro años, en promedio, el 97,45% es aportada por la red y el 2,55% lo aporta la GC. Esto denota que, al incrementarse la demanda del subsistema, la participación de la GC disminuye, requiriéndose mayores montos de energía del SADI para abastecer la nueva carga.

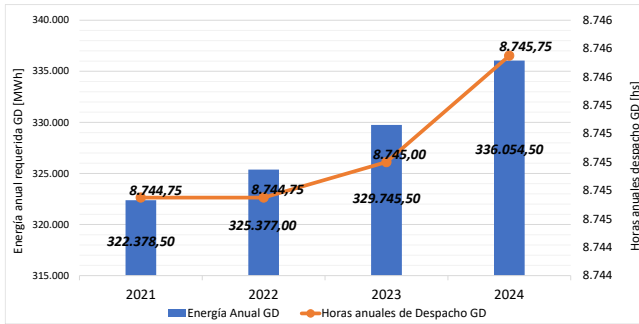


Figura 2. Energía anual y horas de despacho de GC requeridos para la red.

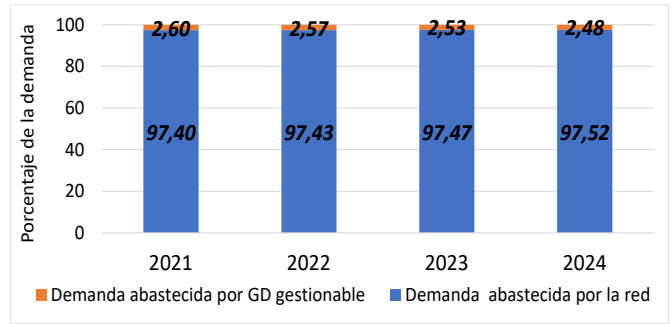


Figura 3. Cubrimiento porcentual de la demanda.

Impacto de la Generación Renovable Intermitente en la red de 132 [kV]

Del análisis de la red, se obtiene un total de 1.011,63 [MW] de GRI factible de ingresar al subsistema CUYO-COMAHUE. Según las velocidades de vientos y de irradiancia solar de la región, se obtiene un volumen anual promedio de energía producida de 2.200 [GWh].

La instalación de la GRI tiene como beneficio la reducción en los requerimientos de GC, como puede observarse en la Figura 4. En este aspecto, con los distintos proyectos de GRI logra reducirse un 10,13% la energía generada a partir de GC y 2,5% las horas totales de operación durante un período de 4 años.

En la Figura 5 se puede apreciar la disminución en la energía entregada a la red y el tiempo de operación requerido de GC para el caso sin y con GRI en servicio.

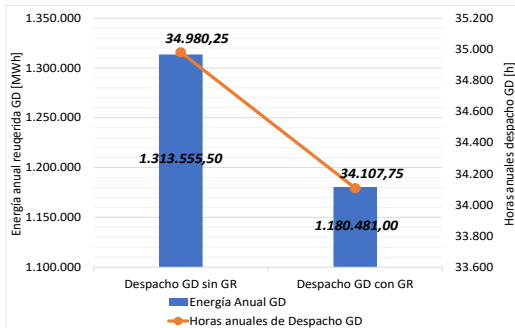


Figura 4. Comparación generación total y horas de servicio de GC

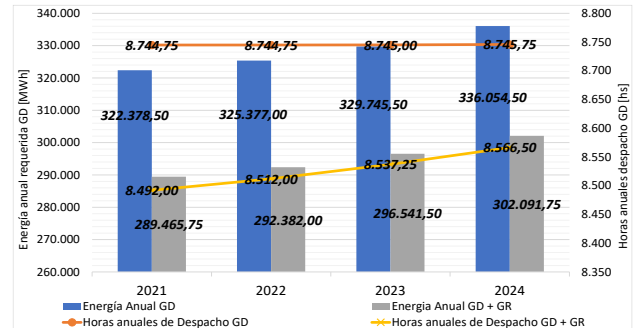


Figura 5. Energía total y horas de despacho de GC con y sin GR

Comparando con la Figura 3, en promedio para un período de 4 años, la inserción de GRI reduce la participación de la GC al 2,26% y la participación de la red al 80,92% promedio para un período de 4 años (ver Figura 6).

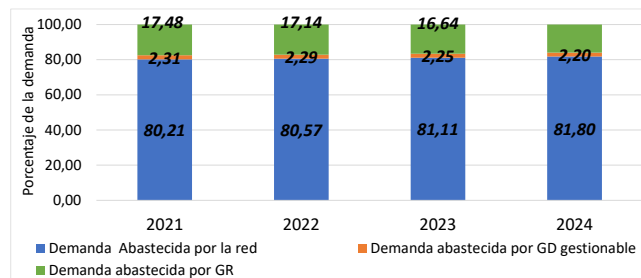


Figura 6. Cubrimiento porcentual de la demanda con los PEs en servicio

En la Figura 7, para el período 15 años, se observa que a partir del noveno año de estudio se origina ENS y se logra reducir la misma aproximadamente un 54% cada año, notándose así los beneficios del aprovechamiento del potencial eólico y solar del área bajo estudio.

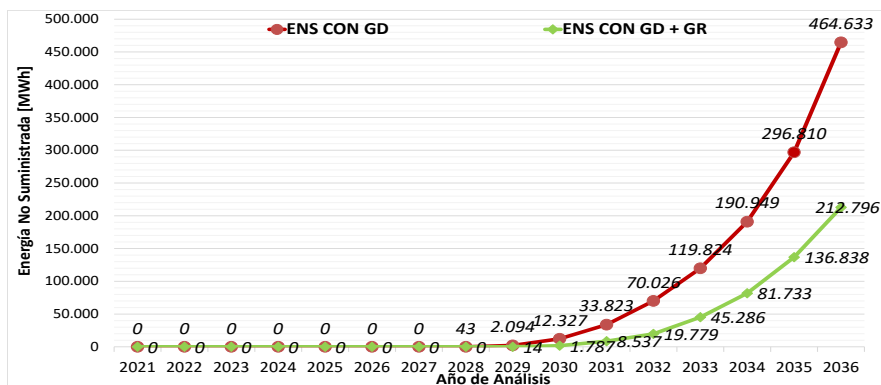


Figura 7. Comparación de ENS para condición de despacho de generación sin y con aporte de GRI.

Conclusiones

Del análisis de la demanda, se verifica que en el corto plazo es suficiente la generación actualmente disponible para operar el sistema dentro de límites admisibles. A partir del noveno año se empieza a operar con ENS durante escenarios de máxima demanda, obligando esto, a que sea necesario tomar medidas sobre las redes, como puede ser la instalación de nueva generación que permita al sistema continuar funcionando dentro de parámetros admisibles, a fin de evitar penalizaciones por demanda no abastecida.

La generación distribuida convencional surge como una buena alternativa en el corto plazo, pero traen aparejados niveles altos en costos de funcionamiento y una gran contaminación en el medio ambiente. Es por esto, que un mayor aprovechamiento del potencial eólico y solar de las regiones trae aparejado ventajas en la disminución de energía aportada por generación convencional, además de beneficios al medio ambiente, debido a la reducción de emisiones de gases contaminantes derivados de la combustión de combustibles fósiles.

Referencias

- Cea, M.; Cano, D; Acosta, J.; Banegas, J.M.; Torres, J.L. (2020) “Estudio del impacto en la red de transmisión de Cuyo y Comahue del ingreso de generación renovable intermitente”. Actas del Congreso de Investigaciones y Desarrollos en Tecnología y Ciencia (IDETEC 2020); ISBN 978-987-4998-68-2. UTN, Facultad Regional Villa María, Argentina. Evento en modalidad Virtual. 21 a 25 de junio de 2021, pp. 247-258.
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA] (2021). Energías Renovables. Disponible de: <https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/>
- Eduardo Felipe Astete Cáceres (2017). “Evaluación de la energía no suministrada, aplicando sistema de gestión eléctrica a microrredes”. Universidad de Concepción, Chile.
- Global Modeling and Assimilation Office [GMAO]. (s. f.). En MERRA-2 tavg1_2d_slv_Nx: 2d,1-Hourly,Time-Averaged,Single-Level,Assimilation,Single-Level Diagnostics V5.12.4, Greenbelt, MD, USA, Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center (GES DISC). Recuperado en mayo de 2020 de <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>
- Levy, A.; Carrasco, J.J. (2020). “Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en américa latina”. Banco Interamericano de Desarrollo. Mayo 2020. Disponible de: <https://publications.iadb.org/es/calidad-y-confiabilidad-de-los-servicios-electricos-en-america-latina>.
- Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. (2018). Potencia renovable a instalar por tecnología del Programa RenovAr. Disponible de: <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina>