

ESTUDIO DEL IMPACTO EN LA RED DE TRANSMISIÓN DE CUYO Y COMAGUE DEL INGRESO DE GENERACIÓN RENOVABLE INTERMITENTE

Autores: Marcos M. Cea, Damián A. Cano, Javier Acosta, Juan M. Banegas, José L. Torres

Afiliación: UTN, FRSF, Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina, Tel: +54-342-4601579

Resumen: A partir de la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006 y su posterior modificación y ampliación a través de la Ley N° 27.191 sancionada en septiembre de 2015, en Argentina, se produjo un incremento en la incorporación masiva de grandes proyectos de generación renovable intermitente como ser la generación eólica y solar. Estos impactan directamente en la forma en que son operados los sistemas eléctricos de potencia, a su vez que pueden generar inconvenientes en la calidad del servicio técnico debido a la intermitencia del recurso.

En este marco, el presente trabajo analiza y propone obras eléctricas de acceso a los proyectos de generación renovable, enmarcadas dentro de rondas RENOVAR, MATER y Resolución 202, proyectadas para las regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE, en el nivel de tensión 132 [kV]. Se evalúa el impacto de los proyectos de GRI tanto en forma individual como conjunta en las condiciones de operación de la red de transmisión. Finalmente, se evalúan posibles obras de infraestructura de red adicionales, tal que permitan evacuar el excedente de generación, a fin de evitar el vertido energético, maximizando la inyección anual de energía y manteniendo así los índices de confiabilidad del sistema.

Las diferentes simulaciones, requeridas por el estudio, se ejecutan sobre las redes de transporte y transmisión de las regiones de CUYO y COMAHUE. La misma se modela con un software específico de sistemas eléctricos de potencia, utilizándose sus herramientas de simulaciones en régimen estático. A su vez, mediante análisis de flujos de potencia se determinan las curvas P-Q de los diferentes bloques de generación, niveles de cargabilidad de la red y perfiles de tensión en nodos de extra alta y alta tensión, a fin de verificar los códigos de red establecidos por CAMMESA.

Del análisis de los resultados obtenidos para escenarios de demanda máxima y mínima, tanto en condición de red completa como incompleta, se determina que, para superar aquellas condiciones en que la red se torna inoperable se requiere la implementación de obras de infraestructura tanto en el nivel de 500 [kV] como en el de 132 [kV], ayudando esto a mantener los parámetros operativos dentro de márgenes admisibles, conservándose la confiabilidad del subsistema analizado.

Palabras claves: Generación Renovable, Fluctuación de Potencia, Obras de Infraestructura, Flujos de Potencia

1. Introducción

El gobierno argentino ha impulsado el “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” sancionado por la Ley N° 26.190 el 6 de diciembre de 2006 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191 el 23 de septiembre de 2015, la cual estipulaba que se incremente la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica hasta alcanzar un 8% de los consumos anuales totales al 31 de diciembre del año 2017, aumentando dicha participación porcentual de forma progresiva hasta alcanzar un 20% al 31 de diciembre del año 2025. Lo sancionado en las Leyes N° 26.190 y N° 27.191 se materializó a través de la Resolución 202 E/2016 del MINEM, los Programas RenovAr y el Programa Mater 2.0 [1]-[2]-[3].

A fines del año 2018, el conjunto de programas adjudicó un total de 6.050 [MW], con un aporte de energía del orden del 2,5% al consumo anual del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) [4]. Como se puede observar en Figura 1, la generación de energía eléctrica mediante Energías Renovables (ER) ha registrado un incremento importante en los últimos años, sin embargo, no lo suficiente para acaparar el aumento de la demanda, generando a su vez un crecimiento en la generación convencional.

En la actualidad, un poco más del 5% de la potencia total instalada en Argentina es de carácter renovable (eólica, hidráulica < 50 [MW], biogás y fotovoltaica), y la demanda que se satisface con este tipo de tecnología, de acuerdo con CAMMESA, se ha incrementado de un 6,1% promedio anual en el 2019 hasta valores que rondan el 10% para el año 2020. Con la instalación, correcta gestión de los nuevos proyectos de ER y disponibilidad del recurso primario de energía se ha alcanzado un cubrimiento de la demanda máximo del 23,3% en diciembre del 2020 [5].

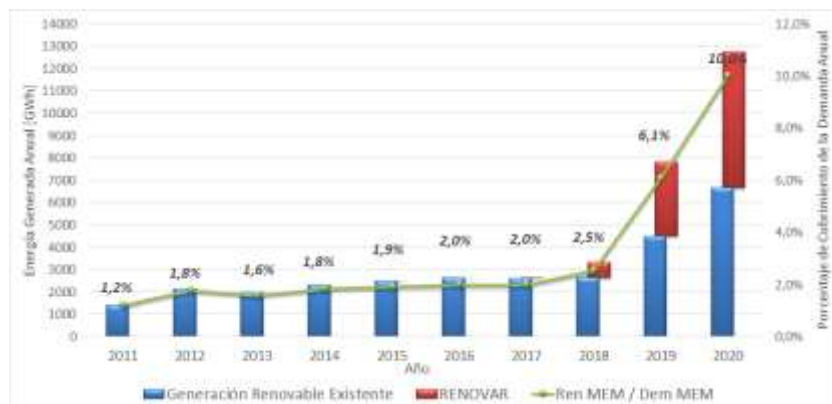


Figura 1. Energía renovable generada en el MEM y su aporte al cubrimiento de la demanda de energía

El panorama a mediano y largo plazo hace prever que la participación de fuentes de ER dejará de ser marginal en la matriz energética, para convertirse en un importante aporte en la generación de electricidad. Debido a este notable incremento de la conexión de Generación Renovable Intermittente (GRI) en las últimas décadas se ha vuelto necesario analizar su impacto tanto en la operación como la estabilidad de los sistemas de potencia [6].

Pero, este incremento de la participación de GRI, como ser parques eólicos (PE) y parques fotovoltaicos (PFV), no ha sido acompañado, en la mayoría de los casos, de las obras de infraestructura necesarias en las redes de transmisión del SADI, tal que permitan el mayor aprovechamiento energético. Por lo cual, en el presente trabajo se pretende analizar y proponer obras eléctricas de acceso a los proyectos de GRI, enmarcadas dentro de las diferentes rondas RenovAR, MATER y Resolución 202 E/2016 [1]-[2]-[3], proyectadas para la regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE, en el nivel de tensión 132 [kV]. A su vez, se estudia el impacto de los proyectos de GRI en forma individual y conjunta en las condiciones de operación de la red de transmisión. Finalmente, se efectúa un análisis de las posibles obras de infraestructura de red adicionales, tal que permitan evacuar excedentes de generación, a fin

de evitar el vertido energético, maximizando la energía anual inyectada y permitiendo mantener así los índices de confiabilidad del sistema.

2. Metodología

2.1. Descripción de la red modelada:

El análisis del impacto de GRI se realiza sobre la red de transporte y transmisión de las regiones de CUYO y COMAHUE, ver Figura 2 y Figura 3. La misma se modela con un software específico de sistemas eléctricos de potencia, utilizándose sus herramientas de simulaciones en régimen estático y de cálculo de cortocircuitos.

Las redes de Extra Alta Tensión (EAT - 500 [kV]) y Alta Tensión (AT - 220 y 132 [kV]) se modelan parcialmente, para lo cual se define la red de potencia infinita en barras de 500 [kV] de Estación Transformadora (ET) Choele Choel 500/132 [kV]. En lo referente a las demás interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se destacan:

- Hacia el norte, se encuentra la Línea de EAT (LEAT) que interconecta la ET Gran Mendoza 500/220/132 [kV] y ET Luján 500/132 [kV].
- Hacia el sur, la LEAT que une la ET El Chocón 500/132 [kV] y ET Puelches 500/132 [kV].

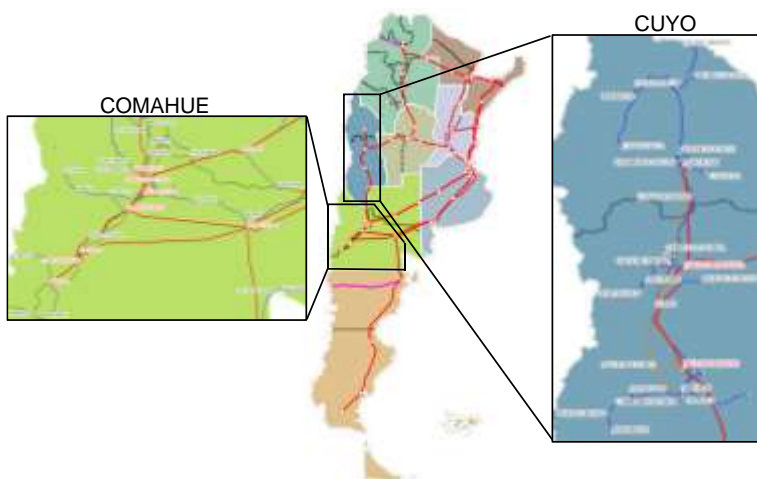


Figura 2. Detalle del subsistema CUYO-COMAHUE bajo análisis.

En lo referente a los proyectos adjudicados y que son foco del presente estudio de acceso a las regiones de CUYO y COMAHUE, en la Figura 4 se detallan los diferentes conjuntos de GR a ingresar, discriminados según región eléctrica donde se modelan (ver Figura 3) y ronda Renovar o resolución mediante la cual se implementan los proyectos, totalizándose aproximadamente 1194 [MW] de GR a ingresar al SADI. Se destaca que hacia el norte del territorio (región Cuyana) se encuentran la mayor cantidad de Pequeños Aprovechamientos Hidráulicos (PAH - Potencia nominal < 50 [MW]) con módulos de potencia entre 0,5 [MW] y 10 [MW], sobre todo en la provincia de Mendoza, debido a que este tipo de proyectos se utilizan principalmente para el control del riego, y en segunda instancia, para la producción de energía eléctrica. Por otro lado, en la provincia de San Juan se encuentran los mayores módulos de PFV con potencias en un rango amplio de 1 [MW] hasta 100 [MW]. Por el contrario, hacia el sur (región del Comahue) se hallan los mayores módulos de PE, con potencias que oscilan entre 12 [MW] y 100 [MW], lo cual tiene estrecha relación con la distribución del recurso energético en nuestro país, ya que, para el aprovechamiento energético, hacia el norte se encuentran las mayores irradiancias solares y hacia el sur las mejores velocidades del viento.

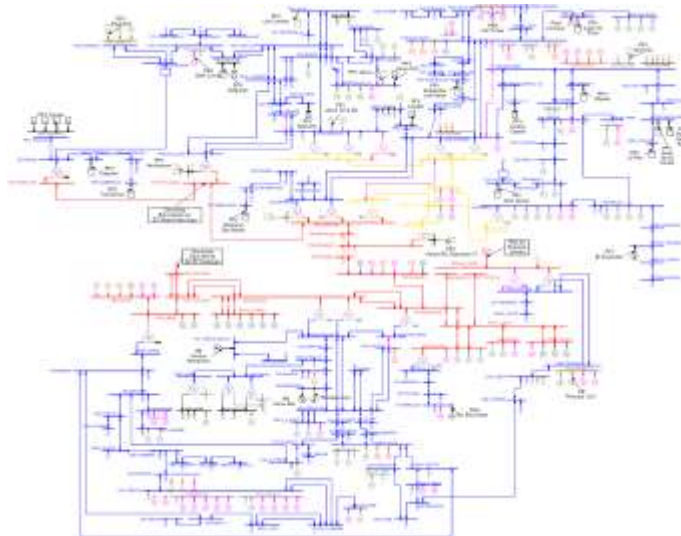


Figura 3. Esquema unifilar de la red bajo estudio – Escenario demanda máxima con GRI-Referencias: Rojol 500 [kV], Amarillo 220 [kV], Azul 132 [kV].

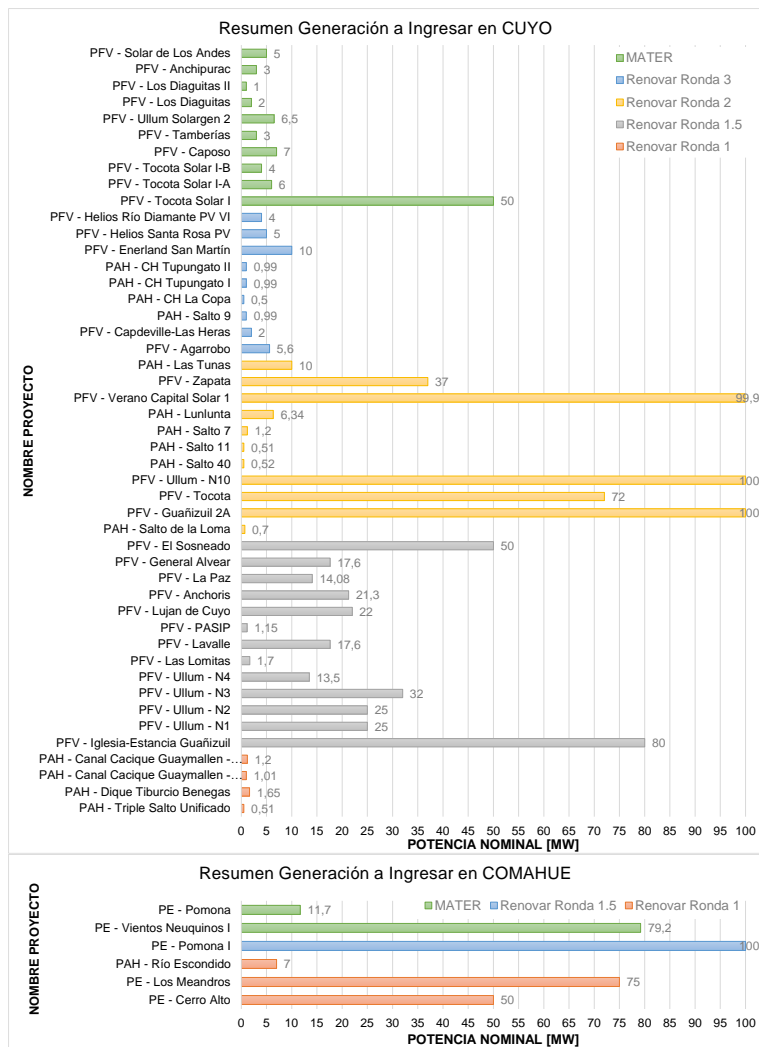


Figura 4. Detalle de la potencia nominal de los proyectos de GR a ingresar en las regiones eléctricas de CUYO y COMAHUE

2.2. Escenarios de estudio y consideraciones para el modelado y simulación de la red

Se plantean dos escenarios de estudio partiendo de la base de datos de CAMMESA, a saber:

- Un escenario de pico de demanda del subsistema a partir de los datos del verano 2018/2019: Correspondiente a pico diurno, día hábil al mediodía, asociado con escenarios de demanda máxima del subsistema analizado
- Un escenario de valle a partir de los datos de invierno de 2019: Correspondiente a valle diurno, domingo o feriado a la mañana, equivalente a un escenario de demanda mínima del subsistema bajo estudio.

En el modelado y simulación de operación de la red de transmisión, se adoptan los siguientes supuestos:

- Modelo de demandas de potencia constante.
- Las líneas se representan con su modelo en π , equivalente a líneas de longitud media o larga según la longitud de las trazas.
- Límite de capacidad de transmisión de potencia de LEAT y LAT según el límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores despreciando sobrecargas de los Transformadores de Intensidad (TI) y Bobinas de Onda Portadora existentes, dado que este tipo de equipamiento de red es fácilmente reemplazable y económicamente no impone restricciones.
- Los reguladores de tensión bajo carga (RBC) de transformadores y bancos de reactivo se simulan con regulación automática.
- Generadores existentes en la red funcionando en modo control de tensión, controlando su punto de conexión con la red de AT.
- En todos los escenarios se considera que la tensión en barras de la ET Choele Choele 500/132 [kV] se mantiene constante en un valor de 1,00 pu, debido a que se adopta el nodo de 500 [kV] como barra de referencia del subsistema (barra de potencia infinita).
- Del análisis de despachos de carga de CAMMESA, se determina que, para los diferentes escenarios planteados, el flujo de potencia siempre es saliente a través de las interconexiones de CUYO y COMAHUE con el SADI. En función de esto, se consideran dichos enlaces como extracciones de potencia, por lo cual se los modela como una demanda constante ajustada en función de cada escenario de carga del SADI.
- Se consideran aceptables niveles de tensión para los diferentes nodos del subsistema bajo análisis, los definidos en los Procedimientos Técnicos de CAMMESA [7]–[9], ver Figura 5.

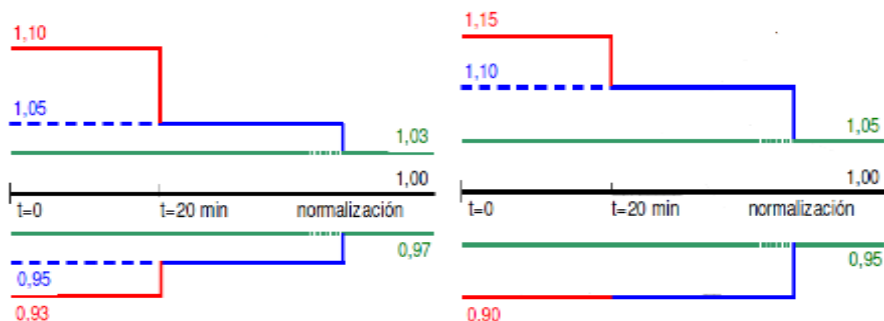


Figura 5. Excursiones de tensión admisibles para nodos cercanos a la GR en condiciones normales de operación y ante contingencias.

- Los PE proyectados se modelan como un solo bloque de generador-inversor equivalente, con una curva P-Q de tipo pentagonal, según lo especificado por CAMMESA para granjas eólicas Tipo A [8], ver Figura 6-a.
- Los PFV proyectados se modelan como un solo bloque de generador-inversor equivalente, con una curva P-Q de tipo rectangular, según lo especificado por CAMMESA [9], ver Figura 6-b.



Figura 6. Curvas de capacidad para PE y PFV especificadas por CAMMESA

2.3. Secuencia de actividades para el análisis

La metodología implementada para realizar el análisis del impacto sobre las redes de transporte y transmisión de la GRI y definir las mejores obras de infraestructura de red a desarrollar, se detalla en la Figura 7. Cabe aclarar que el análisis se realiza en condiciones de red completa (Red N) y en casos de contingencias simples de la red (Red N-1).

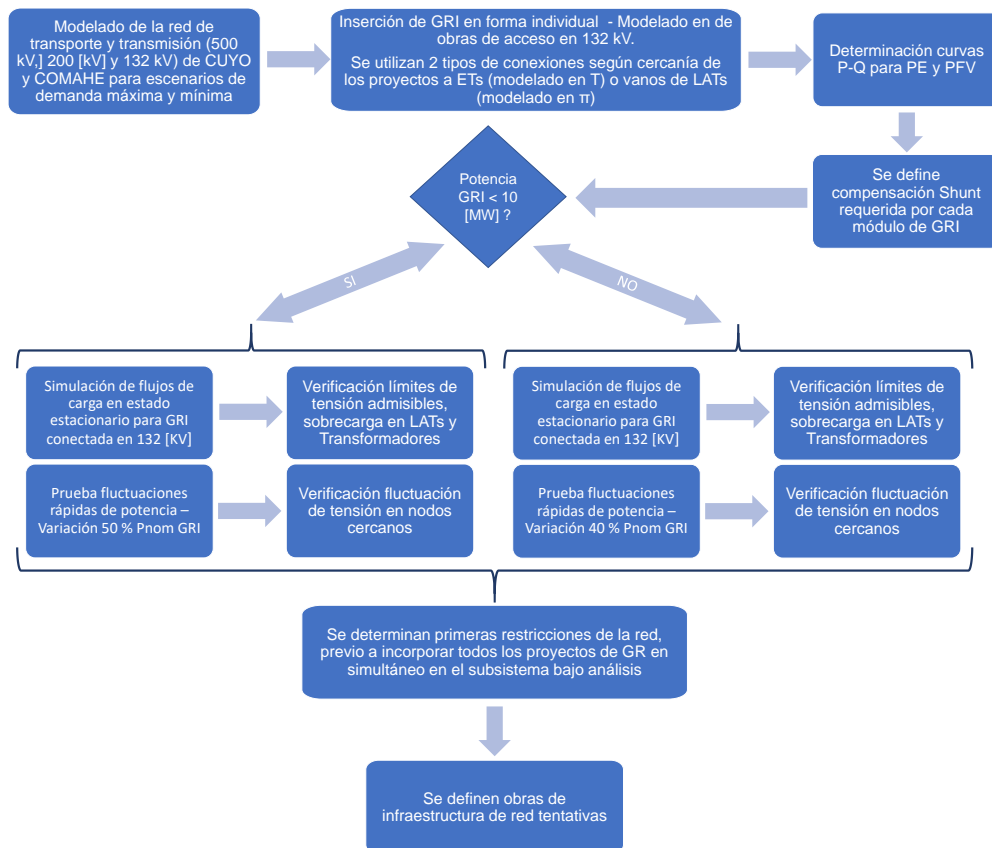


Figura 7. Flujograma de actividades para determinar el impacto sobre la red de los proyectos de GRI

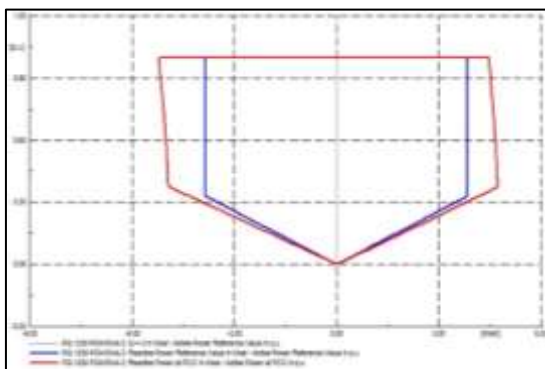
Una vez realizado el análisis individual de cada proyecto de GRI, se procede a realizar el estudio de su inserción conjunta, siguiendo una metodología de análisis similar a la descrita en la Figura 7, a excepción de las pruebas de fluctuaciones rápidas de potencia, ya que en la incorporación en simultáneo de GRI se prueban las variaciones del recurso energético al mismo tiempo en aquel conjunto de PFV o PE que se encuentren dentro de un radio de 50 [km], a fin de considerar la influencia de las condiciones ambientales en las diferentes zonas del territorio donde se incorporan los proyectos.

3. Resultados y Discusión

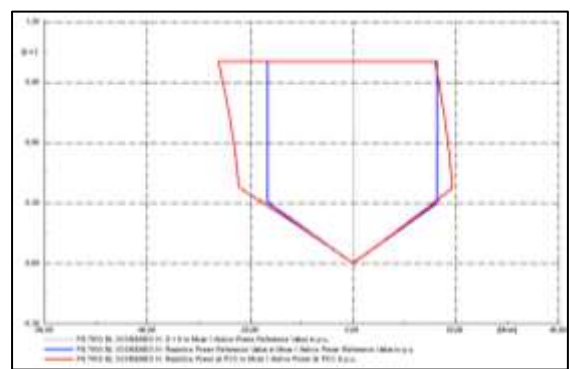
3.1. Resultados de la determinación de curvas P-Q de PEs y PFVs

Previo al análisis del impacto en el subsistema de cada alternativa de GRI en forma individual y conjunta, se determinan las curvas P-Q en el punto de acople con la red (PAR), a fin de determinar si es necesario solicitar inversores de potencia de los PE o PFV de mayores prestaciones (ampliación del rango de reactivo) o instalación de compensación shunt en el PAR.

Los resultados obtenidos demuestran que, en algunos casos las curvas P-Q obtenidas, tanto para PEs como PFVs, no cubren por completo la curva teórica, lo que puede acarrear problemas para el control de tensión en el PAR. A modo de ejemplo, en la Figura 8.a., se presenta las curvas P-Q obtenidas para el PE Pomona, en este caso fue necesario ampliar el factor de potencia del inversor de 0,95 (valor teórico-curva azul) a 0,9 (curva roja) para cumplir con los requerimientos del código de red vigente [8]. Por el contrario, para el PE Sosneado, no es necesario realizar ninguna compensación shunt ni ampliar las capacidades técnicas del inversor equivalente, ver Figura 8.b.

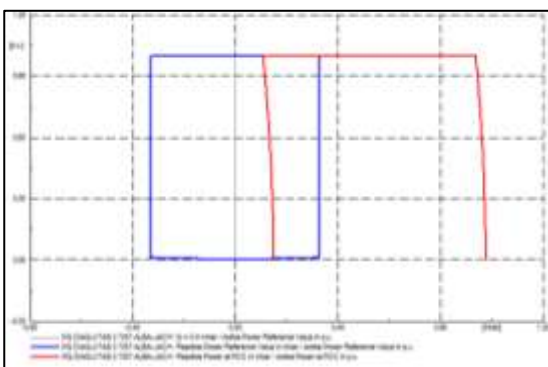


(a) PE Pomona

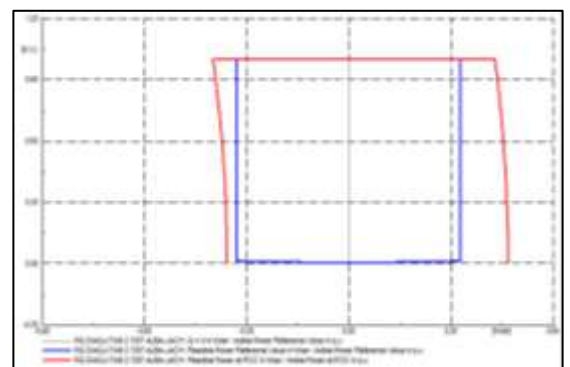


(b) PE Sosneado

Figura 8. Comparación curva P-Q real vs curva P-Q teórica para PEs



(a) Curva P-Q original de PFV



(b) Curva P-Q con banco shunt de 0,5 MVAR

Figura 9. Comparación curvas P-Q para el PFV Diagüitas

Por otro lado, en la Figura 9.a, en color rojo se observa la curva P-Q obtenida para el PFV Diagüitas, donde se demuestra el incumplimiento del código de red de CAMESA [9] (curva azul). Por lo tanto, es necesario instalar un banco de compensación shunt inductivo de 0,5 [MVar] en el PAR, a los fines de cumplir con la curva P-Q (ver curva roja de la Figura 8.b).

3.2. Resultados del análisis de GRI en forma individual y conjunta para condición de Red N

Del análisis de las diferentes simulaciones de flujos de carga para la inserción tanto en forma individual como en conjunto de los diferentes proyectos de PEs y PFVs (ver Figura 4), en la condición de Red N, es decir con todos los elementos de la red en servicio, se determina que el subsistema presenta restricciones por niveles de tensión fuera de los rangos admisibles, como sobrecarga en electroductos.

En función de los diferentes estudios en régimen estático, se determina el requerimiento de dos obras para la región de CUYO y una para el COMAHUE, lo que totalizaría 150 [km] de LEAT y 23,1 [km] de LAT. Las obras propuestas son las listadas a continuación:

1. Transformar la ET de 132 [[kV]] en Rodeo SJ a una ET de 500/132 [kV] con un transformador de 450 [MVA] y construcción de la LEAT Rodeo SJ-Nueva San Juan, con conductor de 300/50 [mm²] Al/Ac y longitud aproximada de 150 [km].
2. Construcción de una segunda terna en 132 [kV] entre la ET Solar Ullum SJ y la ET Punta de Rieles, con un conductor de sección de 240/40 [mm²] Al/Ac y una longitud de 19 [km].
3. Construcción de una segunda terna en 132 [kV] entre la ET Choele Choel y la ET Pomona, con un conductor de sección de 300/50 [mm²] Al/Ac y una longitud aproximada de 4,2 [km].

Es de destacar que, al incorporarse gradualmente en simultáneo los diferentes proyectos de GRI, se detecta que al conectarse el PFV Ullum-N10 (en el escenario de demanda máxima) y el PE Pomona (en el escenario de demanda mínima), la red presenta condiciones inadmisibles de operación, no convergiendo los flujos de potencia, siendo necesario ingresar en servicio la obra número 1 en CUYO.

Por otro lado, si bien se detectan incrementos en las potencias máximas de cortocircuito de la red, en un rango de variación entre el 3% y 36%, en ningún escenario se superan los límites de diseño de las ETs de AT y EAT.

Finalmente, en los estudios de fluctuaciones rápidas de potencia de la GRI, no se detectan variaciones de tensión en nodos cercanos a los PEs o PFVs fuera de los límites establecidos en [5] y [6].

A modo de ejemplo, en la Figura 10, se presentan los niveles de tensión de los nodos de 132 [kV] y 500 [kV] más representativos para el escenario de demanda máxima, destacándose que con la incorporación en simultáneo de toda la GR y las obras mejoran notablemente los perfiles de tensión de todos los corredores, subsanándose aquellos casos donde las tensiones se encuentran por fuera de los valores admisibles.

En la Figura 11, se exhiben los estados de carga de líneas de 132 [[kV]] y 500 [kV] más representativos de los valores obtenidos, puede observarse que, dependiendo de la ubicación de la GRI en la red, la cargabilidad de las LATs varía notablemente encontrándose casos extremos donde la sobrecarga de los electroductos alcanza valores comprendidos entre 117% y 181% (barras naranjas), los cuales se ven subsanados con la incorporación de las obras propuestas (barras verdes). En el resto de LATs y LEATs, los estados de carga no superan el 70% -promedio 27,2%-.

Por otro lado, en la Figura 12, se presentan los estados de carga de transformadores de potencia (TP) de ETs de 500 [kV] y 220 [kV], obteniéndose resultados similares a los de las LATs, a diferencia de que no se detectan sobrecargas en ningún caso, reduciéndose en líneas generales la cargabilidad de los TPs al incorporarse las obras propuestas al subsistema.

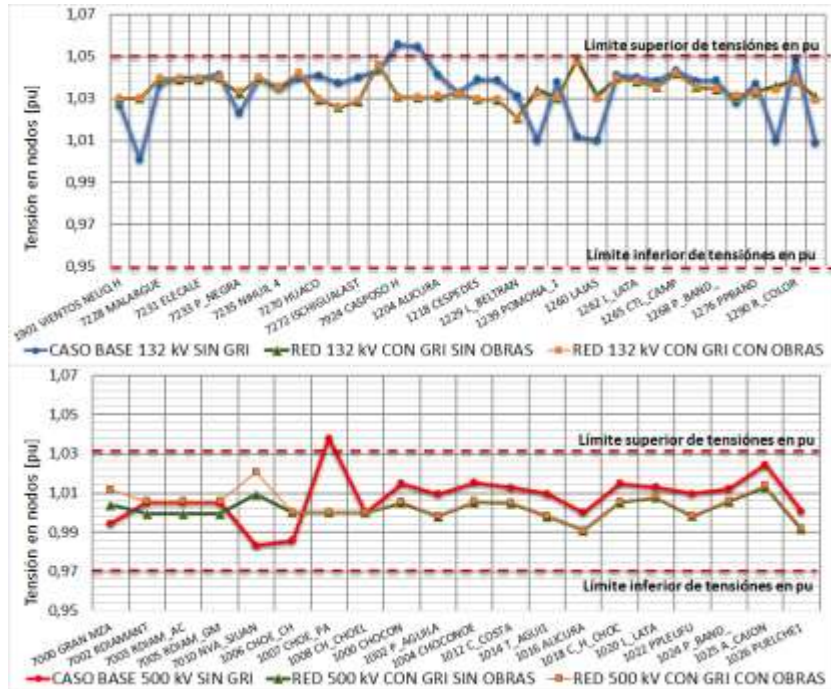


Figura 10. Niveles de tensión en la red de 132 y 500 [kV] de CUYO y COMAHUE

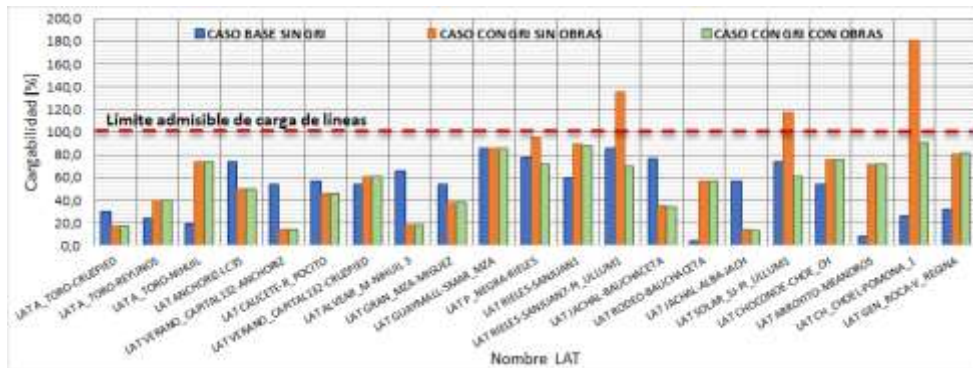


Figura 11. Niveles de cargabilidad de líneas en las regiones de CUYO y COMAHUE

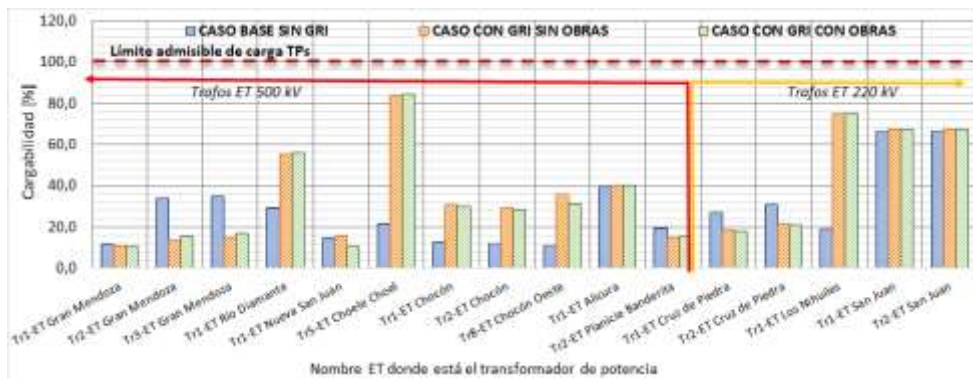


Figura 12. Niveles de cargabilidad en transformadores de potencia de 500 [[kV]] y 220 [[kV]]

3.3. Resultados del análisis en Red N-1 con toda la GRI en servicio

En los estudios de flujos de carga frente a contingencias simples o Red N-1, se busca simular la salida de servicio de aquellos elementos que resulten de interés dentro de la zona de influencia de los proyectos bajo análisis. Los flujos de carga en Red N-1 se plantean como flujos de indisponibilidad del equipamiento de la red. Para ambos escenarios de demanda planteados, se busca sacar de servicio líneas que abren anillos en la red de 132 [kV], 220 [kV] y 500 [kV]. Para aquellas LATs que poseen más de una terna se plantea la salida de servicio de una sola de ellas.

Se destaca que, sin la incorporación de las obras propuestas, en varias de las contingencias planteadas, se detectan condiciones inoperables con colapsos de tensión -perfiles de voltaje menores a 0,8 p.u.- lo que acarrea problemas de estabilidad general de la red. Por este motivo, los resultados que se presentan solamente contienen los valores obtenidos para el escenario con GRI con las obras en servicio.

A modo de ejemplo, se muestran resultados de la pérdida de una de las ternas de 132 [kV] que interconecta la ET El Chocón con la ET Arroyito, en la región del COMAHUE. En este sentido, en la Figura 13 se presentan niveles de tensión en las redes de AT y EAT, observándose que con la incorporación de toda la GRI y las obras se obtienen perfiles de tensión más uniformes y cercanos a valores de 1,02 p.u. en las redes de 132 [kV], 1,03 p.u. en el nivel de 220 [kV] y 1,01 p.u. en los corredores de 500 [kV].

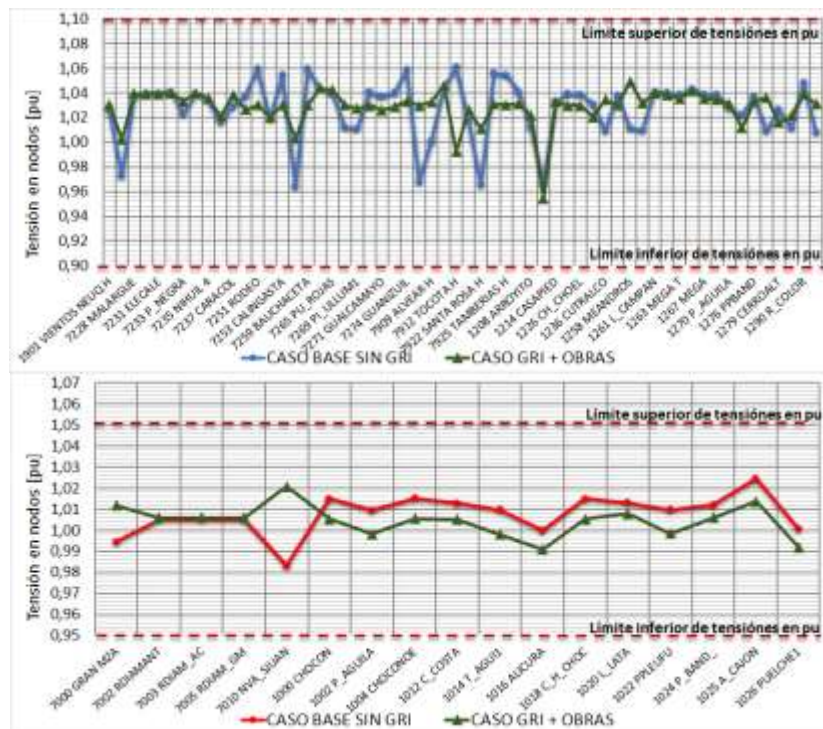


Figura 13. Niveles de tensión en la red de 132 y 500 [[kV]] de CUYO y COMAHUE para Red N-1

En la Figura 14 se presentan los estados de carga de LATs y LEAT, denotándose que con la incorporación de las obras propuestas ante las contingencias planteadas no se sobrepasan los límites de cargabilidad de los electroductos.

En lo referente a TPs, se puede observar en la Figura 15, que al igual que las líneas, ante las contingencias planteadas, no se detectan sobrecargas del equipamiento, encontrándose en la mayoría de los casos niveles de carga por debajo del 80%, denotándose una capacidad remanente del sistema.

Del análisis en régimen estático para condiciones de Red N y N-1, se infiere que las obras propuestas y modeladas acarrearán una mejoría en la operación de la red, permitiendo al subsistema permanecer en servicio ante contingencias simples, reduciéndose así niveles de energía no suministrada.

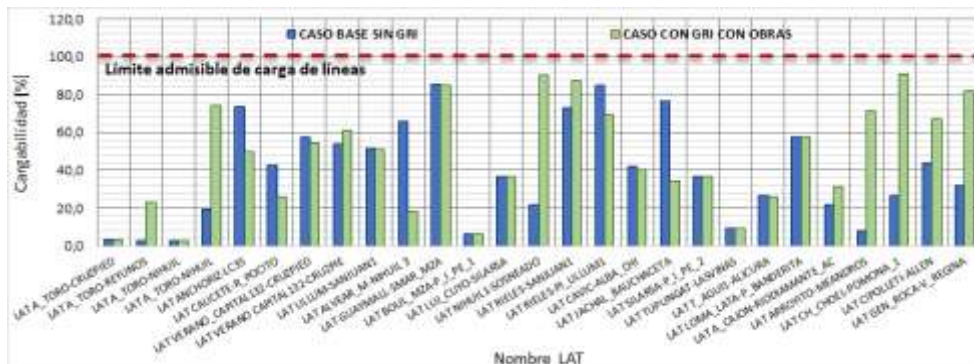


Figura 14. Niveles de cargabilidad de líneas en las regiones de CUYO y COMAHUE para Red N-1



Figura 15. Niveles de carga en transformadores de potencia de 500 [kV] y 220 [kV] para Red N-1

4. Conclusión

El incremento notable en los últimos años de la participación de la GRI en la matriz energética para la producción de energía eléctrica a impactado en forma notoria en el SADI, sobre todo en lo que refiere a la operación y despacho de carga para los diferentes escenarios de demanda. Pero hay que tener en cuenta que, sin las obras de infraestructura adecuadas, este impacto favorable en lo que refiere al uso de ER se ve afectado debido a la dificultad de la red para exportar los excedentes de generación, llevando al vertido de energía limpia.

En función de ello, se enfatiza que la metodología desarrollada para evaluar la inserción de GRI en las regiones de CUYO y COMAHUE, permite determinar las restricciones del subsistema bajo análisis y detectar condiciones críticas de operación. A su vez que permite definir las mejores obras de infraestructura eléctricas tal que permitan reducir y/o evitar el vertido de energía por capacidad insuficiente de la red, manteniéndose así confiabilidad del sistema y reduciéndose niveles de energía no suministrada.

Finalmente, se concluye que la metodología desarrollada es aplicable a cualquier región del SADI ante el ingreso de GRI.

5. Referencias Bibliográficas

- [1] Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. (2018). Potencia renovable a instalar por tecnología del Programa RenovAr. Recuperado de <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina>
- [2] Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. (2018). Zonas de instalación de proyectos adjudicados del Programa RenovAr [Figura]. Recuperado de <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/Preciosadjudicadosaproyectosdeenergiasrenovables-ProgramaRenovAr-MINEMArgentina/PreciosadjudicadosproyectosdeenergiasrenovablesRenovArArgentina>
- [3] Adjudicaciones del Programa RenovAr. (s. f.). En Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación [MINEM]. Recuperado el 06 de noviembre de 2018 de <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>
- [4] Mercado a término de energías renovables [MATER]. (2018). Informe Renovables agosto 2018. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA). Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Recuperado de <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Mater.aspx>
- [5] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. Energías Renovables. Recuperado de: <https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/>
- [6] A. Arenas et al (2013). “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable”. OLADE 2013. Quito, Ecuador, octubre 2013.
- [7] CAMMESA (2012). “Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista”.
- [8] CAMMESA (2014). “Anexo 40: Generación eólica”. Los Procedimientos de CAMMESA, Pérez.
- [9] CAMMESA (2017). “Anexo J: Generación fotovoltaica - Requisitos de conexión”.