

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

ANÁLISIS DEL IMPACTO SOBRE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS DE GENERACIÓN RENOVABLE GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE

Integrantes: Marcos M. Cea, Ulises Manassero, Damián Cano, Javier Acosta, Diego López, José L. Torres

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavalse 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina - Tel:342-6310280 - Mail: marcos.cea@live.com.a

Resumen –El incremento de la demanda de energía eléctrica requieren como contraparte ampliaciones del parque de generación de energía para abastecer la misma. A raíz del cambio en los paradigmas, en la actualidad se busca cubrir parte de esta demanda, a partir de recursos renovables e incluso reducir la generación de tipo convencional. Considerando que las inversiones en generación distribuida renovable en una red eléctrica de distribución se producen de manera progresiva y no en forma conjunta, y a su vez, que es requerimiento determinar el impacto de dichos proyectos en el comportamiento y operación del subsistema en el cual ingresan, y, partiendo de estudios previos de factibilidad del ingreso de centrales térmicas de biogás y parques fotovoltaicos, en el presente trabajo se analizan cuáles proyectos son los más beneficios para el sistema interconectado provincial de Entre Ríos. Se definen y estudian tres indicadores técnicos de operación: potencia nominal de la generación distribuida renovable, variación porcentual de tensión promedio en nodos por potencia inyectada y variación porcentual de pérdidas activas del alimentador por potencia inyectada. En función de los indicadores, se asigna un orden de prioridad a cada proyecto propuesto para su ingreso en la red. Finalmente, con simulaciones de flujos de potencia se evalúa el impacto que produce la operación en conjunto de las distintas centrales conectadas a la red, determinando a su vez la capacidad máxima de parques fotovoltaicos y centrales térmicas de biogás admisibles en simultáneo por la red de transmisión y subtransmisión de la provincia de Entre Ríos.

Los resultados dejan entrever que, de la potencia total teórica, es decir, la suma de potencias individuales de generación distribuida renovable admitidas por nodo, el subsistema podría admitir aproximadamente 224,5 MW, de los cuales aproximadamente el 95% corresponde a parques fotovoltaicos y el otro 5% a centrales térmicas de biogás. Pero debido a las restricciones técnicas que impone la red, los valores de potencias nominales de los parques fotovoltaicos se ven reducidos en promedio un 48%, admitiendo la red 112,5 MW totales, de los cuales el 90,7% corresponde a energía solar y el restante 9,3% a energía térmica de biogás. Los módulos de potencia admitidos presentan diferentes razones de restricción que se deben a los niveles de tensión y cargabilidad de líneas, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias, y a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por variaciones rápidas de potencia en los parques solares o la desconexión intempestiva de las centrales térmicas de biogás.

Palabras claves – Generación Distribuida, Parques Fotovoltaico, Centrales Térmicas de Biogás.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

INTRODUCCIÓN

La International Energy Agency (IEA) revela en su reporte “Estado de Energía Global y CO₂” del año 2018, que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial fue cercana al doble de la tasa de crecimiento promedio, alcanzando un 4% y siendo el crecimiento más elevado registrado desde el 2010.

La generación de energía eléctrica mediante Energías Renovables (ER) ha registrado un incremento significativo en los últimos años, sin embargo, no lo suficiente para acaparar el aumento de la demanda, produciéndose así un crecimiento en la generación convencional (GC).

Como consecuencia, se observa un incremento en las emisiones de CO₂ que afectan al medio ambiente, las cuales representan un 38% del total de las emisiones de CO₂ al 2018 (IEA, 2019).

En la actualidad, aproximadamente un 11,4% de la potencia total instalada en Argentina es de carácter renovable (eólica, fotovoltaica, pequeños aprovechamientos hidráulicos -Pnom < 50 [MW]-, biomasa y biogás) y la demanda que se satisface con este tipo de tecnología, de acuerdo con CAMMESA, se ha ido incrementado a lo largo de los años, alcanzando promedios anuales del 6,1% en el 2019, llegando a valores aproximados del 13,1% en el año 2021, mediante la gestión e instalación de nuevos proyectos de Generación Renovable (GR) (CAMMESA, 2021).

Dentro de este contexto, se presenta un escenario en el cual hay una escasa participación de GR en la región del Litoral en comparación con las demás regiones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI); si bien se han adjudicado 58 proyectos de bioenergía con una potencia de 269 MW

aproximadamente, en la provincia de Entre Ríos no existe ningún tipo de proyecto. Por lo tanto, es menester investigar la posibilidad de incorporación de GR, ya que esta provincia cuenta con un gran potencial.

La inserción de Generación Distribuida (GD) en la red de distribución puede impactar de forma positiva como negativa, dependiendo de sus características y las del sistema. Es por esto, que se presentan grandes desafíos técnicos que requieren un estudio detallado, con el fin de evitar posibles problemas relacionados con la calidad de la potencia (armónicos, problemas transitorios, entre otros.), como así también que la introducción de este tipo de tecnología permita mantener condiciones admisibles de operación de la red.

En un estudio previo (Cea et al., 2020), los autores verificaron la inserción en forma individual de posibles proyectos de Generación Distribuida Renovable (GDR), sobre las redes de distribución de Media Tensión (MT) en 33 [kV], abastecidas por los corredores de 132 [kV] “Salto Grande-Los Conquistadores” y “Gran Paraná-El Pingo” pertenecientes a la Empresa de Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA). Para ello, se consideraron dos tipos de GDR: centrales térmicas a biogás (CTB) y parques fotovoltaicos (PFV).

Los resultados parciales dejan entrever que, de la potencia total teórica, es decir, la suma de potencias individuales de GDR admitidas por cada uno de los nodos analizados, el subsistema admitiría 224,5 [MW], de los cuales aproximadamente el 95% corresponde a PFVs y el otro 5% a CTBs.

En la Fig. 1 se resumen la potencia total teórica admitida por ET de 132 [kV], discriminado según el tipo de fuente de GDR (PFV o CTB).

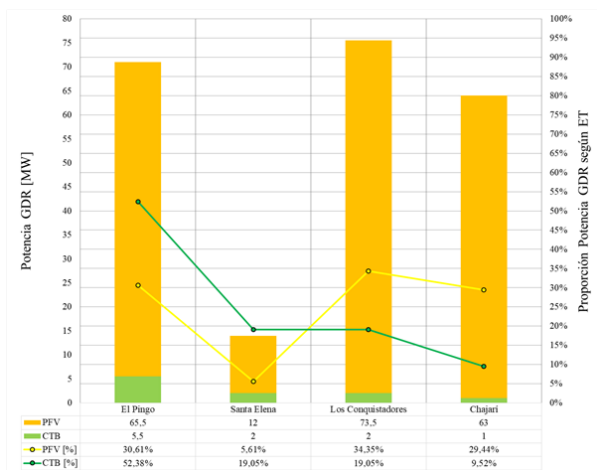


Fig. 1. Resumen potencia total teórica por ET de 132 kV

Partiendo de los resultados obtenidos, en el presente trabajo se plantea por objetivo determinar el orden de prioridad de ingreso de los módulos de GR propuestos por nodo de 33 [kV] a partir de un análisis comparativo de un conjunto de indicadores técnicos. Esto con la finalidad de obtener el conjunto óptimo de proyectos de GR factibles de integrar en alimentadores de 33 [kV], tal que verifiquen condiciones de operación normales de las redes dentro de la zona eléctrica de influencia de los proyectos, determinándose la proporción de cada tipo de tecnología y módulo de potencia.

DESARROLLO

Descripción de la red bajo análisis

Para modelar el subsistema bajo análisis se utiliza software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSS/E en su versión universitaria 34.0.

Se destaca que, el análisis se desarrolla sobre la región noroeste de la provincia de Entre Ríos, precisamente en los departamentos La Paz, Feliciano, Federal, Federación y parcialmente el departamento Paraná, excluyéndose su ciudad de cabecera (Ciudad de Paraná). Esta zona se caracteriza por tener

como principal actividad la producción avícola y ganadera.

El Sistema Interconectado Provincial (SIP) de la región de estudio (ver Fig. 2) consta de una red de transmisión en 132 [kV] conformado por cuatro Estaciones Transformadoras (ETs) de 132/33/13,2 [kV]. En la Tabla 1 se resumen las características principales de cada ET y su ubicación.

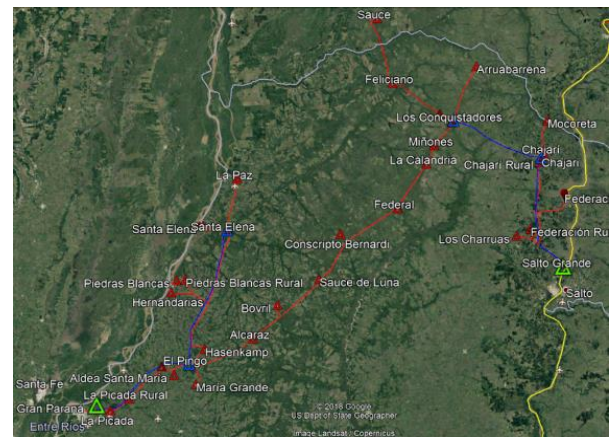


Fig. 2. Imagen Satelital de Zona de Estudio – (Azul 132 kV – Rojo 33 kV)

Tabla 1. Detalles de las ETs 132/33/13,2 [kV] pertenecientes a la red analizada

Departamento	Nombre estación transformadora	P. instal. [MVA]
Paraná	El Pingo	45
La Paz	Santa Elena	30
Federación	Chajarí	60
Federal y Feliciano	Los Conquistadores	30

Los alimentadores de 33 [kV] vinculados a estas ETs abastecen localidades en un radio de cercanía aproximado de 50 [km]. Su configuración de operación es de tipo radial, existiendo en algunos casos, la alternativa de vinculación entre alimentadores.

Consideraciones generales adoptadas para el modelado y simulación

Para el modelado de la red y las sucesivas simulaciones se tienen en cuenta los siguientes supuestos:

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos por el

Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos en el Anexo VI del Contrato de Concesión.

- Adopción como límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas el límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite admisible en condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de la máquina.
- El factor de potencia de las demandas se considera igual a 0,85 inductivo.
- Adopción de un criterio conservador en las condiciones de operación del subsistema en relación con los bancos de capacitores existentes en la red de MT debido a que éstos poseen una alta tasa de falla-principalmente por sobretensiones-, en el modelado de la red, no se consideran 12,6 [MVar] de potencia capacitiva instalada en la red de subtransmisión.
- Las CTB se consideran operando en modo control de tensión, con una curva de capacidad con límites de factor de potencia de 0,85 inductivo a 0,95 capacitivo (CAMMESA, 2014).
- Los PFV poseen capacidad para controlar tensión dentro de su curva de capacidad rectangular con límite de factor de potencia de 0,95 inductivo/capacitivo (CAMMESA, 2017).
- Los porcentajes de variación rápida de potencia en PFV se consideran del 40% para aquellos de potencia superior a 10 [MW], y del 50% para aquellos cuya potencia es inferior a los 10 [MW] (CAMMESA, 2017).

Determinación de potencia admisible en el SIP de Entre Ríos

Se realiza un análisis comparativo de los módulos de potencia individuales obtenidos por nodo, a partir de un criterio de ordenamiento de ingreso de los proyectos en función de los siguientes indicadores técnicos de operación (ITO):

- Potencia nominal de la GDR (P_{nom}): se otorga un mayor puntaje a aquellos nodos que admitan una mayor inserción de potencia, dado que ello implica un mayor volumen anual de aporte de ER.
- Variación porcentual de tensión promedio en nodos por MW inyectado ($\Delta U_{prom-\%}$): se compara la variación de tensión promedio del alimentador en donde se conecta la GDR para casos con y sin GD. Se establece un puntaje mayor a aquellos proyectos que alcancen una mayor $\Delta U_{prom-\%}$.
- Variación porcentual de pérdidas activas del alimentador por MW inyectado ($\Delta P_{perd-\%}$): compara la variación de las pérdidas activas en los componentes del subsistema (líneas y transformadores) para casos con y sin GDR. Se establece un puntaje mayor a aquellos nodos cuyos proyectos logren una mayor reducción de las pérdidas, pues ello implica una red más eficiente.

Una vez determinados los ITO para cada uno de los proyectos de GDR, se evalúa su prioridad de ingreso a partir de la definición de la ecuación 1. En esta ecuación, se reemplazan las puntuaciones que obtiene cada proyecto para cada clasificación

$$N_{téc} = k_1 \cdot NP_{nom} + k_2 \cdot N\Delta U_{prom-\%} + k_3 N\Delta P_{perd-\%} \quad (1)$$

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Donde:

$N_{téc}$: puntaje del proyecto según la clasificación técnica.

NP_{nom} : puntaje del proyecto por módulo de potencia admisible. Rango de 1 a n , siendo n el número total de proyectos.

$N\Delta U_{prom-\%}$: puntaje del proyecto por $\Delta U_{prom-\%}$. Rango de 1 a n , adoptando el mayor valor para proyectos con mayor variación porcentual de tensión por MW.

$N\Delta P_{perd-\%}$: puntaje del proyecto por $\Delta P_{perd-\%}$. Rango de 1 a n , adoptando el mayor valor para proyectos con mayor reducción porcentual de pérdidas activas por MW de inyección de potencia.

k_1 : factor de ponderación por energía inyectada al subsistema. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 0,5, dado que no se considera prioritario el desplazamiento de Generación Térmica Convencional (GTC), ni el abastecimiento de la demanda total del subsistema a partir de los proyectos de GDR.

k_2 : factor de ponderación por compensación de tensión. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 1, dado que la red presenta nodos con gran déficit de reactivo, por lo tanto, niveles de tensión inadmisibles, para lo cual la inserción de los proyectos de GDR, según su nodo de acceso, permite una mejor compensación de reactivo a los fines de garantizar la calidad del producto técnico del subsistema.

k_3 : factor de ponderación por pérdidas activas. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 0,75, dado que no resulta prioritario los problemas asociados a la eficiencia de transmisión y los costos asociados a las pérdidas en la red en estudio.

Una vez obtenido el puntaje total de cada nodo, según la ecuación 1, se procede a

determinar el orden de ingreso de cada proyecto mediante una puntuación en el rango de 1 a n , siendo el mayor puntaje asignado a aquel nodo que posee mayor potencia nominal, menores pérdidas en la red y mayor compensación de voltaje. En la Fig. 3, se resume la secuencia de actividades llevada a cabo para clasificar los diferentes proyectos de GDR a ingresar en el SIP.



Fig. 3. Flujograma de actividades para la clasificación de la GDR según criterios técnicos

En aquellos casos donde dos o más nodos coinciden con el valor final de $N_{téc}$, se opta por priorizar el ingreso en servicio de aquel proyecto de GDR que implique una mayor compensación de tensión en el subsistema –debido al mayor peso establecido para las compensaciones de tensión, en un subsistema con déficits de reactivo y problemas de regulación de tensión–, para lo cual se comparan los valores absolutos obtenidos del indicador $\Delta U_{prom-\%}$.

Luego, con simulaciones de flujos de carga se evalúa el impacto que produce la operación en conjunto de las distintas centrales conectadas a la red, determinando al mismo tiempo la capacidad máxima de PFV y CTB permitida por el SIP.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Resultados de los ITO para PFVs

En la Fig. 4 y Fig. 5 se presentan los resultados obtenidos para los indicadores $\Delta U_{prom-\%}$ y $\Delta P_{act-\%}$ en los diferentes nodos analizados y su relación con los módulos PFVs admitidos por la red, los cuales van desde 0,5 a 23 [MW]. Del análisis, se puede inferir que:

- El ingreso de PFV conlleva aportes de potencia reactiva que se traducen en una mejora global de los perfiles de tensión y por ende brindan soporte de compensación de tensión (valores positivos del indicador $\Delta U_{prom}\%$). Los mayores aportes de reactivo que mejoran perfiles de tensión provienen de proyectos cuyos módulos de potencia rondan valores de 0,5 a 2 [MW], mientras que, para módulos de potencias mayores, si bien contribuyen al aumento de tensión, lo hacen en menor proporción.
- El 62% de los PFV impactan favorablemente en la reducción de las pérdidas activas del subsistema, en mayor o menor cuantía (valores negativos del indicador $\Delta P_{act}\%$). Los módulos de potencia de dichos nodos van desde 0,5 a 2 [MW] aproximadamente, con alguna excepción -el nodo Santa Elena posee un módulo de potencia de 5 [MW]-. Se verifica que aquellos PFV que superan los 4 [MW], producen un aumento de las pérdidas en el SIP.
- Los módulos de potencia que más favorecen al subsistema, es decir, valores positivos del indicador $\Delta U_{prom}\%$ y valores negativos del indicador $\Delta P_{act}\%$, están en el rango de 0,5 a 2 [MW].

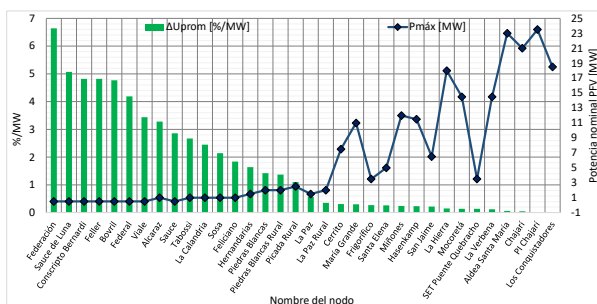


Fig. 4. Indicador $\Delta U_{prom}\%$ vs Potencia Máxima de PFV

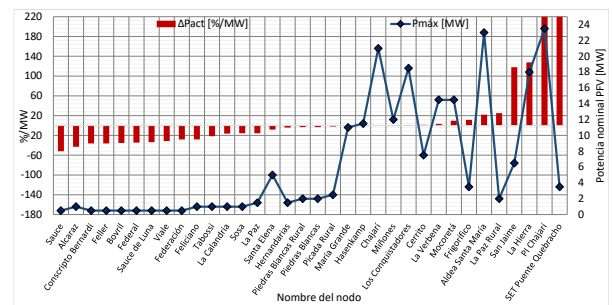


Fig. 5. Indicador $\Delta P_{act}\%$ vs Potencia Máxima de PFV

Resultados de los ITO para CTBs

En la Fig. 6 y Fig. 7 se muestran los valores obtenidos de los ITO $\Delta U_{prom}\%$ y $\Delta P_{act}\%$ para cada nodo analizado y su relación con los módulos de potencia de CTBs admitidos por la red, los cuales están dentro de un rango de potencias que va desde 0,5 a 2 [MW].

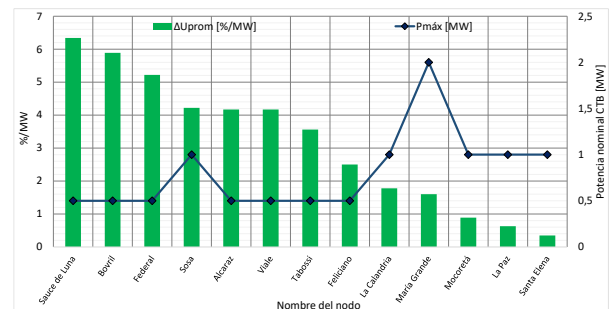


Fig. 6. Indicador $\Delta U_{prom}\%$ vs Potencia Máxima de CTB

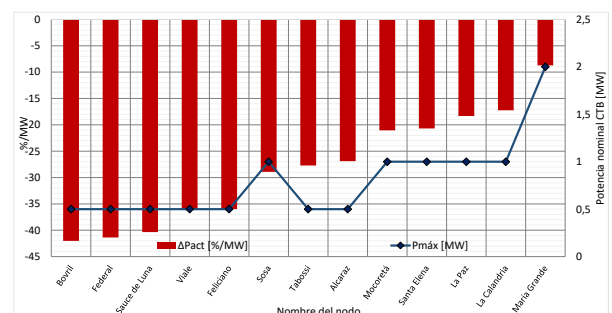


Fig. 7. Indicador $\Delta P_{act}\%$ vs Potencia Máxima de CTB

Con el mismo criterio de análisis aplicado en el acceso de PFV, se detecta que todos los proyectos propuestos contribuyen a la regulación de tensión y disminución de pérdidas del subsistema bajo análisis.

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Determinación Prioridad de Ingreso de GDR

En las Fig. 8 se presentan los valores obtenidos de los puntajes según la clasificación técnica para cada PFV de acuerdo con la ecuación 1, y, en la Fig. 9 se grafica el $N_{téc}$ respetando el orden de prioridad obtenido (léase de izquierda a derecha

a derecha) a partir de la ecuación 1 comparado con la potencia nominal de cada PFV. Por otro lado, en la Fig. 10 se grafican los puntajes para cada una de las CTB y en la Fig. 11 el $N_{téc}$ respetando el orden de prioridad obtenido (léase de izquierda a derecha) a partir de la ecuación 1 comparado con la potencia nominal de cada CTB.

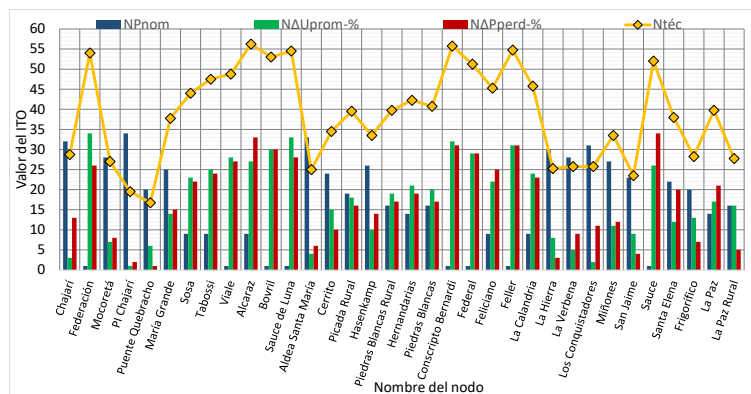


Fig. 8. Puntajes según indicadores técnicos de operación para los proyectos de PFV

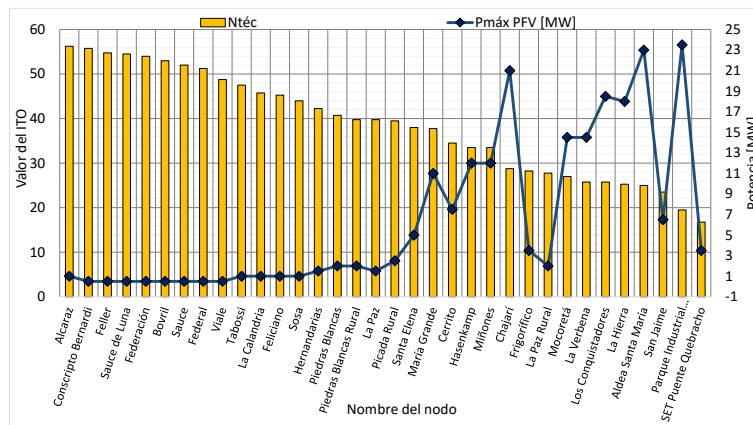


Fig. 9. Gráfica de prioridad de ingreso de proyectos de PFV -Orden de prioridad de izquierda a derecha-

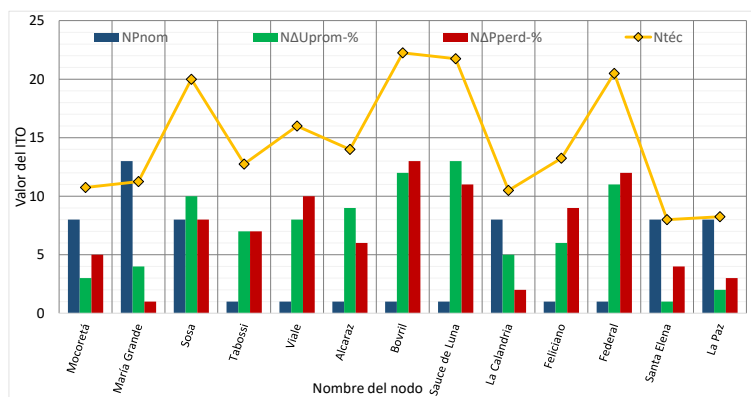


Fig. 10. Puntajes según indicadores técnicos de operación para los proyectos de CTB

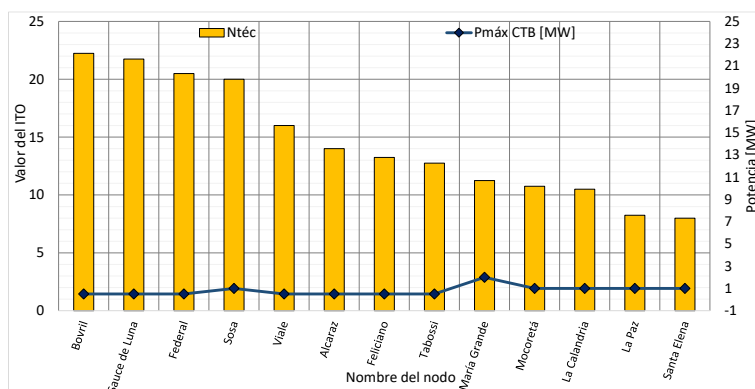


Fig. 11. Gráfica de prioridad de ingreso de proyectos de CTB -Orden de prioridad de izquierda a derecha-

Potencia máxima admisible en el SIP

Considerando que en una red eléctrica de distribución las inversiones en GDR se producen de manera progresiva y no en forma conjunta, ya que, previo a su ingreso, se debe evaluar el impacto sobre la red. Por lo tanto, en función al orden de ingreso definido para proyectos de GDR según tipo de energía primaria, se realizan simulaciones de flujos de carga en régimen estático para condiciones normales de operación y también frente a variaciones rápidas de potencia en aquellos corredores donde solo integran los PFVs, dado que, en el caso de coexistir ambas generaciones, la fluctuación de potencia y, por ende, la variación de tensión será absorbidas por las CTB.

Se analiza el impacto en los indicadores de operación de la red -fluctuaciones de tensión, perfiles de tensión en nodos y cargabilidad de líneas y transformadores-, frente a la inserción en conjunto de los bloques de potencia de generación de PFVs y CTBs. En caso de no cumplir con los requerimientos de red (CAMMESA, 2014), se reduce el módulo de potencia máximo admisible del último proyecto ingresado hasta verificar las condiciones de operación admisibles. Para los análisis de fluctuaciones de tensión en el subsistema, debido a variaciones rápidas de potencia generada (CAMMESA, 2017), se debe tener presente la distancia entre nodos, ya

que si se encuentran distanciados por menos de 40 [km], las variaciones rápidas de potencia responsables deben evaluarse en forma conjunta y simultánea en aquellos PFVs que se encuentran dentro del área de influencia.

Los resultados de flujos de potencia en condiciones estacionarias permiten inferir que a medida que ingresan los distintos proyectos, proporcionan un gran aporte de potencia reactiva, mejorando sustancialmente los perfiles de tensión en todos los nodos analizados. Sin embargo, es dable destacar los incrementos de tensión en aquellos nodos que presentan condiciones inadmisibles de operación en el caso base. A modo de ejemplo, en la Fig. 12 se puede observar que el nodo Viale, perteneciente a la ET El Pingo, tiene un incremento de tensión de aproximadamente 12% respecto del caso base sin GDR. Por otra parte, se observan incrementos de tensión en los distintos nodos a medida que se incorporan los distintos proyectos para el escenario de pico del SIP.

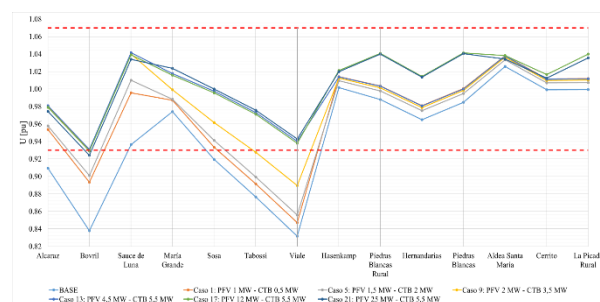


Fig. 12. Perfiles de tensión en ET El Pingo (por simplicidad solo se grafican los nodos analizados más relevantes)

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

Por otro lado, se destaca que el principal factor limitante de la potencia total admisible en la red se debe a la capacidad de los elementos que componen el subsistema bajo análisis, ya que se observan sobrecargas en LMT y en transformadores de potencia. También se manifiestan problemas de la tensión en nodos, ya que se evidencian sobretensiones y elevadas fluctuaciones de tensión por variación rápida de potencia generada. En este aspecto, los PFVs constituyen el tipo de tecnología a la cual se les debe limitar y/o reducir el módulo de potencia para que se cumpla con las condiciones de operación de la red.

Por lo tanto, según la potencia total teórica admitida por ET, en la Fig. 13 y Fig. 14 se presentan las restricciones de potencia de GDR admitida, donde se destaca que:

- Las ETs El Pingo y Los Conquistadores tienen reducciones de la potencia total de GDR admitida por encima del 60%.
- La ET Chajarí posee una restricción del orden del 40%.
- No se presentan restricciones en la ET Santa Elena.

Tabla 2, se resumen los valores de potencia limitados y las causas de dichas restricciones, discriminados por ET y alimentador donde ingresa cada módulo de GDR planteado para el estudio.

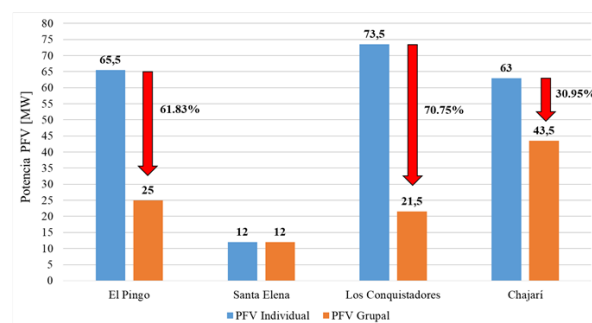


Fig. 13. Comparación potencia total teórica vs potencia total admitida por ET de 132/33/13,2 [kV]

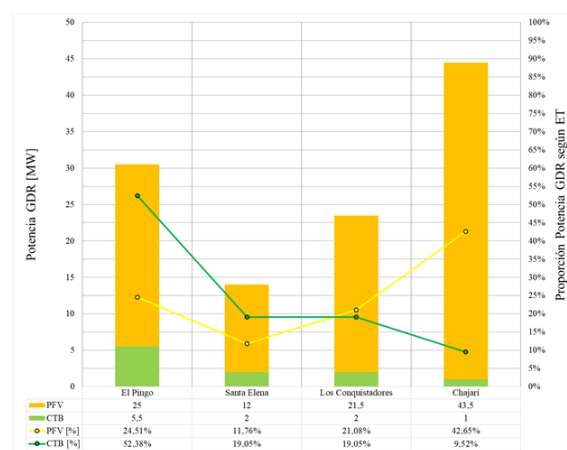


Fig. 14. Potencia total admitida por ET de 132/33/13,2 [kV]

Tabla 2. Resumen de restricciones de potencia por ET

ET 132/33 kV	Alimentador	P _{máx} PFV [MW]		Restricción
		Individual	Grupal	
Chajarí	Chajarí	21	19,5	Sobrecarga LMT ET Chajarí-Chajarí
Chajarí	Chajarí	14,5	-	Sobretensión y Sobrecarga LMT ET Chajarí-Chajarí
Chajarí	Quebracho	3,5	-	Sobrecarga LMT ET Chajarí-Parque Industrial
El Pingo	Hasenkamp	2	1,5	Fluctuación de Tensión
El Pingo	Hasenkamp	12	2	Fluctuación de Tensión
Los Conquistadores	Feliciano	14,5	5,5	Sobrecarga transformadores ET Los Conquistadores
Los Conquistadores	San Jaime	18	-	Sobrecarga transformadores de ET Los Conquistadores y LAT Los Conquistadores-Chajarí

IV CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta

CONCLUSIONES

Los módulos de potencia admitidos presentan diferentes razones de restricción que se deben a los niveles de tensión y cargabilidad de líneas, tanto en condiciones normales de operación como de emergencia, y a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por variaciones rápidas de potencia en los PFVs o la desconexión intempestiva de CTBs.

Los proyectos de GDR con módulos de potencia en el rango de 0,5 a 3 [MW] se correlacionan con nodos débiles y según los criterios de orden de ingreso propuestos, constituyen los proyectos prioritarios, principalmente por su gran impacto en el aumento de los niveles de tensión de la red de 33 [kV] al que se vinculan.

Finalmente se concluye que la metodología aplicada puede ser implementada en otros sistemas de potencia con similares topologías y configuración de operación, constituyendo una herramienta útil a la hora de tomar decisiones orientadas al análisis de inserción de nuevos proyectos de GDR o la elaboración de programas de fomento de inserción de GD.

REFERENCIAS

Cea M., Manassero U., Cano D.,
Fernández J. P., Steinmann I., Gaspoz P.

(2020). Dimensionamiento de módulos de generación distribuida renovable a incorporar en redes de subtransmisión en 33 kV. IX Seminario Nacional Virtual “Energía y su uso Eficiente” - UTN FRGP. Noviembre 2020

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2020). Informe Mensual Principales Variables. Diciembre de 2021. Recuperado de [https://ageera.com.ar/wp-content/uploads/2022/01/Informe-Mensual - diciembre-2021.pdf](https://ageera.com.ar/wp-content/uploads/2022/01/Informe-Mensual-diciembre-2021.pdf)

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2017). Anéxo J del Procedimientos Técnico N°4: Generación Fotovoltaica – Requisitos de Conexión.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2014). Procedimiento técnico N° 4: Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

International Energy Agency (IEA). (2019). Global Energy & CO2 Status Report. The Latest Trends in Energy and Emissions in 2018.