

METODOLOGÍA PARA OBTENCIÓN DE MÓDULOS DE POTENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA GESTIONABLE EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

Ulises Manassero^{1,2}, Federico Missio¹, Germán Lorenzón¹, Sebastián Tkaczyk¹

¹Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPE-SF), CP 3000, Miguens 260, Santa Fe

²Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Facultad Regional Santa Fe
Tel. 0342-4505832 e-mail: umanassero@epe.satafe.gov.ar

Recibido 12/08/19, aceptado 15/10/19

RESUMEN: La generación de energía eléctrica mediante biogás posee notables ventajas frente al resto de las energías renovables, principalmente por sus atributos de flexibilidad y control, que permite garantizar una potencia firme, con un alto factor de utilización. La provincia de Santa Fe posee un amplio potencial para el desarrollo de centrales de biogás debido a su matriz productiva de tipo agroindustrial. En el presente trabajo se estudia la inserción de centrales de biogás en redes de media tensión de la provincia de Santa Fe. Se proponen los criterios de admisión de los módulos de potencia de las centrales para operación individual y conjunta. En función a simulaciones de flujo de carga en régimen estático, se obtienen los módulos de potencia de cada central. Los resultados demuestran que la conexión de centrales en nodos de media tensión presenta valores de potencia admisible por nodo que oscilan entre 0,5 y 5 MW y resultan dependientes de la distancia del nodo de conexión a la estación transformadora. La potencia total de integración de centrales de biogás por Estación Transformadora resulta en el rango de 5-45 MW, de acuerdo a la extensión y desarrollo de las redes de media tensión abastecidas por cada estación.

Palabras clave: central de biogás, potencia nominal, fluctuación de tensión, red de distribución

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, a nivel mundial la generación renovable viene desempeñando un rol protagónico en las políticas energéticas tanto de países industrializados como también en aquellos en vías de desarrollo. Los datos estadísticos macro muestran una participación de aporte de energía de fuentes renovables del 20% con respecto al consumo mundial, con un crecimiento sostenido y significativo de la potencia instalada de aproximadamente 150 GW por año, y niveles de inversión cercanos a los 160 billones de dólares (United Nations, 2018).

Entre las tecnologías de fuentes de generación distribuida renovable (GDR), las centrales térmicas a base de biogás (CTB) poseen notables ventajas, principalmente por la posibilidad de generación de energía de manera flexible y controlada, que permite garantizar una potencia firme -similar a una central térmica convencional-, con un alto factor de utilización (Lauer y Thrän, 2017). Este tipo de centrales emergen como una de las opciones de GDR más prometedoras para su instalación en el territorio de la Provincia de Santa Fe. Pues, su matriz productiva de carácter agroindustrial presenta grandes volúmenes de efluentes agrícolas, ganaderos y de industrias alimenticias que pueden utilizarse como materia prima orgánica para obtención de biogás (gas metano) en la CTB, con el valor agregado de mitigar la contaminación ambiental de estos efluentes (Banco Interamericano de Desarrollo, 2017). Por otro lado, la construcción y operación de una CTB promueve la creación de nuevos puestos de trabajo y mejora las condiciones socioeconómicas de poblaciones rurales. Según la Organisation for Economic Cooperation and Development “el impacto de las GDR en la creación de empleo es mayor cuando la energía para el proceso depende de un material más crudo, como es el caso de la biomasa” (Organisation for Economic Cooperation and Development, 2012).

Las adjudicaciones de las rondas Renovar 1.0 y 2.0, correspondientes a la inserción en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de centrales de generación renovable (Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2016; Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2017), demuestran el alto potencial de la provincia de Santa Fe, pues de los 35 proyectos adjudicados de CTB, 10 se ubican en la provincia, con una potencia nominal contratada de 21,6 MW, que representa el 33% de la total adjudicada (65 MW).

Respecto a los estudios eléctricos de acceso a la red de las CTB, en la práctica, debido a que los módulos de potencia técnica y económicamente factibles se presentan en un rango de 1-10 MW, los proyectos de CTB se vinculan generalmente en nodos de media tensión, para lo cual resulta importante analizar los niveles porcentuales de inserción admitidos -según su impacto en los indicadores de calidad de energía- priorizar el acceso de tales proyectos en la red.

En este trabajo se propone una metodología para determinar los módulos de potencia de CTB factible de instalar en redes de distribución de 33 kV y 13,2 kV, de acuerdo a la realización y análisis posterior de estudios eléctricos en régimen estático, de modo de cumplir con los criterios de planificación y operación de los sistemas de distribución y transmisión provincial. El objetivo final del estudio consiste en definir estrategias de promoción de generación a partir de fuentes renovables en la Provincia de Santa Fe. Como red de estudio, se adoptan redes de subtransmisión de 33 kV y distribución de 13,2 kV de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF).

METODOLOGÍA

Los estudios de inserción de CTB se realizaron sobre las redes de subtransmisión en 33 kV y distribución en 13,2 kV pertenecientes a la EPE-SF.

A partir de las simulaciones realizadas en régimen estacionario sobre la red de media tensión (MT) de la EPE-SF, se evalúa el impacto de la CTB sobre diferentes nodos de la red con el objeto de determinar la potencia máxima que es factible integrar para cumplir con los criterios técnicos de planificación y operación.

Adicionalmente, se analizan los niveles porcentuales de variaciones de tensión súbitas en nodos de MT y alta tensión (AT) por maniobras de conexión y/o desconexión de las CTB.

En ambos estudios eléctricos se verifica, en primer lugar, el ingreso individual de cada CTB por nodo de MT y la obtención de su módulo de potencia. Luego, con el conjunto de módulos de CTB obtenidos por cada alimentador de 33 kV y distribuidor de 13,2 kV (uno por cada nodo de demanda que abastece el circuito), se verifica su impacto conjunto en las condiciones de operación de las redes de MT asociadas a las ETs del corredor radial de AT analizado en cada caso.

Subsistemas eléctricos analizados para inserción de las CTBs.

Los criterios adoptados para priorizar las zonas de inserción de los recursos de generación en función a CTB consideraron en primer lugar los subsistemas de 132 kV con topología radial operados por la EPE-SF, que requieren una mayor regulación de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión dentro del rango admisible y generalmente suponen la realización de obras de expansión de corto a mediano plazo (de acuerdo a las proyecciones de crecimiento de la demanda de la zona). Con ello, la energía eléctrica obtenida a partir de biogás y biomasa, constituye una central de generación de tipo gestionable, que puede contribuir a la mejora permanente de las condiciones de operación de tales subsistemas, logrando un retraso en la ejecución de las obras requeridas para la red.

En otro aspecto, las CTB definen generalmente su ubicación en función a la cercanía geográfica a la materia prima requerida para realizar los procesos de digestión anaerobia, combustión o pirolisis (según se trate de una central de biogás o biomasa). Por tal motivo, los subsistemas eléctricos analizados, también presentan una correlación con las matrices de producción agroindustrial de cada región y su potencial de materias primas para producción de energía eléctrica (recursos forestales, desechos agropecuarios y efluentes industriales).

En síntesis, los subsistemas evaluados para inserción de CTB, ordenados en función a su nivel de prioridad, son los siguientes (ver figura 1):

- Corredor Esperanza-Tostado (ESP-TOS)
- Corredor San Carlos-San Jorge (SCA-SJO)
- Corredor Chabás-Rufino (CHA-RUF)

- Corredor Reconquista-Villa Ocampo (REC-VOC)
- Corredor Nelson-San Justo (NEL-SJU)
- Corredor Calchaquí-San Javier (CAQ-SJA)
- Corredor Casilda-Las Rosas (CAS-LRO)

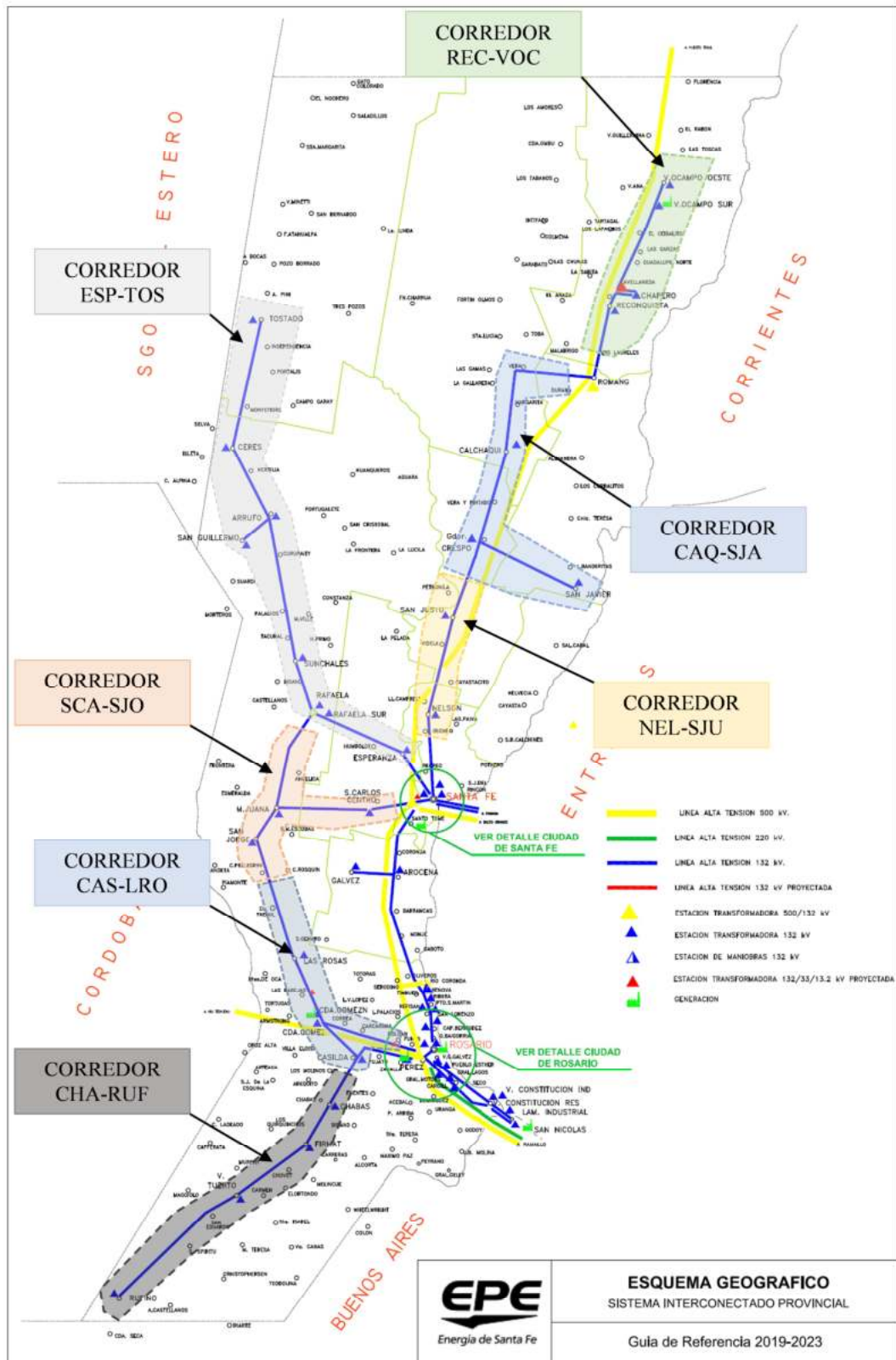


Figura 1: Identificación geográfica de los corredores de 132 kV del sistema interconectado provincial de EPE-SF, en evaluación para inserción de CTB

Hipótesis generales adoptadas en las simulaciones

El estudio se realizó en base a los datos e hipótesis que se detallan a continuación:

- Para el cálculo de flujo de carga se utilizó un software específico de simulaciones de flujos de potencia. Los escenarios de demanda utilizados en el modelado eléctrico de los subsistemas corresponden a Valle de verano 2019/2020 y Pico diurno de verano 2019/2020, publicados en la Guía de Referencia 2019-2023 de EPE-SF.
- Como limitante de la capacidad de transmisión de las líneas se considera el límite térmico de los conductores.
- Se consideraron aceptables los valores de tensión que se encuentren dentro del rango 0,90-1,05 en barras de 132 kV y 0,92-1,08 en barras de 33 y 13,2 kV.
- En todos los casos se considera que la tensión en barras de 33 y 13,2 kV de las Estaciones Transformadoras (ET) de 132/33/13,2 kV es de 1,05 pu.
- Factor de potencia de las demandas igual a 0,85 inductivo.
- Las CTB con potencias mayores a 2 MW poseen, a través de los reguladores de tensión de sus alternadores, capacidad para controlar tensión (reactivo) dentro de una curva de capacidad, con límite de factor de potencia en el rango de 0,80 inductivo a 0,92 capacitivo. Por otra parte, las CTB con potencias menores a 2 MW operan en modo factor de potencia constante y no poseen sistemas de control de tensión.
- Los eventos de conexión y/o desconexión súbita de la CTB no deben ocasionar variaciones de tensión superiores al 4% en nodos de 13,2 y 33 kV y 3% en nodos de 132 kV (GENERFE, 2019).
- Las simulaciones para obtención de las fluctuaciones de tensión en nodos de MT y AT de las redes, debidas a condiciones de conexión/desconexión súbita de la generación, se realizan operando la CTB en modo factor de potencia constante e igual a 1, con el propósito de establecer un escenario conservador.
- Los módulos de potencia de inyección admisible a la red por parte de las CTB se obtienen según el análisis de las siguientes restricciones de operación:
 - Niveles de tensión fuera del rango admisible en nodos de MT y AT para condiciones estáticas.
 - Fluctuaciones de tensión debidas a conexión/desconexión súbita de la generación por encima de los límites admitidos en nodos de MT y AT.
 - Sobrecargas en líneas de MT y/o AT de la red.
 - Sobrecargas en transformadores de potencia 132/33/13,2 kV de las ETs.
 - Estado de carga por encima del 80% de su capacidad nominal en transformadores de Estaciones de Rebaje (ER) 33/13,2 kV.

RESULTADOS

Es dable destacar que los módulos de potencia admisibles de CTB deducidos a partir de los resultados de los estudios eléctricos de sensibilidad constituyen valores de referencia y permiten establecer un conocimiento preliminar del potencial de las redes de 33 kV y 13,2 kV de EPE-SF para la conexión de generación de tipo gestionable. No obstante, en el caso puntual de la factibilidad de acceso de un proyecto de CTB en un nodo en particular, deberán realizarse los estudios eléctricos específicos tal que permitan verificar su acceso a la red, sin ocasionar inconvenientes en la operación de la misma.

Conexión de CTB en el nivel de 33 kV

I) Potencias admisibles por nodo de 33 kV

Los resultados de los análisis de sensibilidad de inyección de potencia de CTBs en nodos de 33 kV, efectuados en cada uno de los subsistemas de 132 kV en estudio demuestran que las relaciones entre la

potencia de cortocircuito (S_{cc}) y la potencia admisible de la CTB (P_{adm}) para nodos de 33 kV se ubican en un rango de 10 a 22, con un valor promedio que ronda los 15.

Luego, las potencias admitidas por nodo quedan generalmente restringidas por las fluctuaciones de tensión en barras de MT de los alimentadores ocasionadas por la conexión/desconexión intempestiva de la generación.

A los fines de adoptar módulos de CTB admisibles en función a la impedancia del nodo de vinculación, se caracterizan tres rangos de distancias del alimentador con sus S_{cc} . Para nodos de muy alta impedancia, ubicados a distancias mayores a 50 km de la ET de vinculación, la demanda mínima del nodo también constituye una variable de restricción, dado que, para el nodo de MT en evaluación, ante relaciones muy altas entre la P_{adm} de la CTB y la demanda mínima del nodo (con valores superiores a 10), el aporte de potencia de la CTB tiene mayores posibilidades de ocasionar sobretensiones en los nodos del alimentador debido a la escasa absorción de potencia en el propio nodo.

En las Figura 2 y 3 se muestran los resultados obtenidos de los estudios de sensibilidad entre la potencia admisible de la CTB, la distancia del nodo de conexión a la ET y la S_{cc} en dicho nodo. Luego, en función a estos resultados, en la Tabla 1 se resumen los módulos de potencia de CTB admisibles para cada nodo, los cuales se ubican en un rango de 0,5 a 5 MW.

Tramo del Alimentador	S_{cc} [MVA]	Demanda Valle del Nodo [MVA]	P_{adm} CTB en nodo [MW]	Control de Tensión
En barra de ET	No Aplica	No Aplica	5,0	Si
1-25 km	Mayor a 60	No Aplica	4,5	Si
	Menor o igual a 60	No Aplica	3,0	Si
25-50 km	No Aplica	No Aplica	3,0	Si
	Mayor a 30	No Aplica	1,5	No
50-150 km	Menor o igual a 30	Mayor a 0,15	1,5	No
	Menor o igual a 30	Menor o igual a	0,5	No

Tabla 1: Resumen de Módulos de P_{adm} de CTB en alimentadores de 33 kV

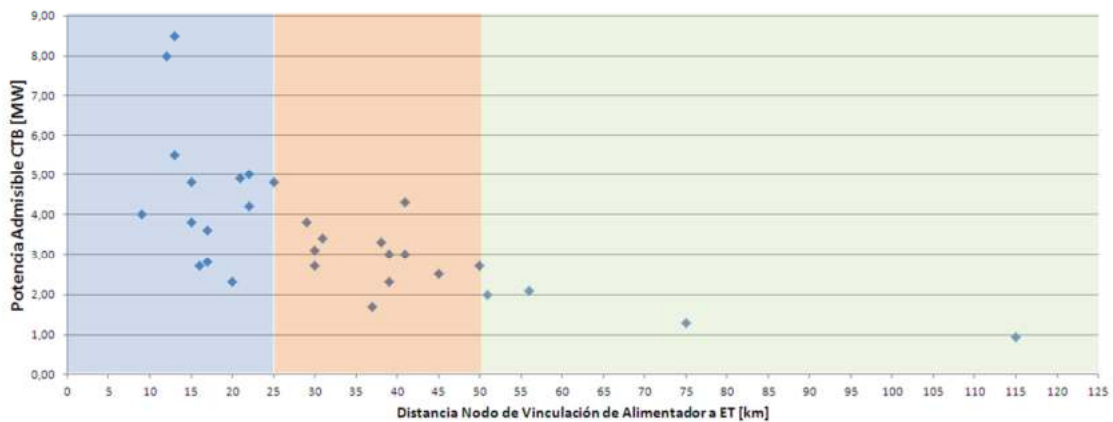


Figura 2. Sensibilidad entre la P_{adm} en la CTB y la distancia del nodo de conexión a la ET

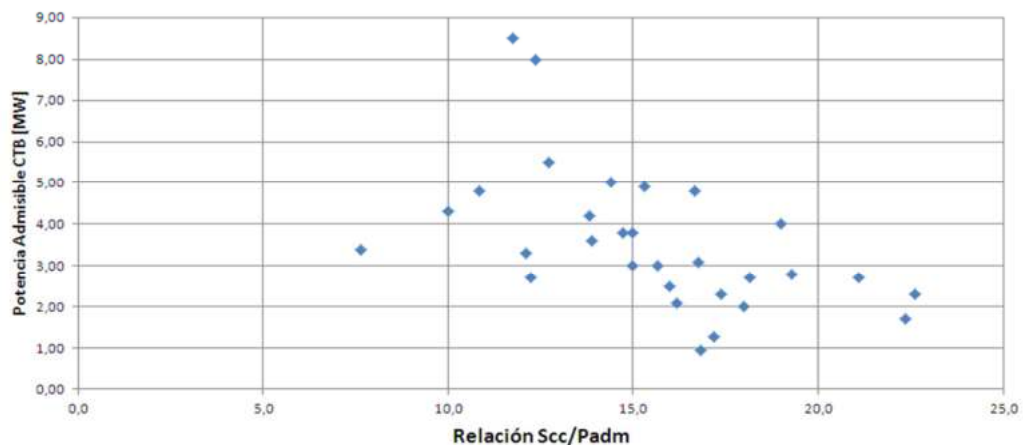


Figura 3. Sensibilidad entre la P_{adm} en la CTB y la relación S_{cc}/P_{adm}

II) Potencia admisible de CTB por alimentador

Los alimentadores de 33 kV que poseen instalados, al menos un juego de reguladores automáticos de tensión (RAT), atenúan los posibles problemas de regulación de tensión en condiciones estáticas que podrían ocasionar el despacho simultáneo de un conjunto de CTB vinculadas a diferentes nodos del alimentador. Pero en aquellos alimentadores que no poseen RAT, con longitudes superiores a los 50 km y niveles de S_{cc} mínimos por debajo de los 35 MVA, las elevadas impedancias de la red provocan sobretensiones, reduciendo la potencia global de inyección de generación en el alimentador a un valor de aproximadamente el 50% del total obtenido según las restricciones individuales por nodo (generalmente fluctuaciones de tensión por desconexión intempestiva de la generación).

III) Potencia admisible por ET

Las potencias globales de CTB admisibles por ET presentan un rango amplio de 5 a 45 MW, con niveles promedio de 22 MW (ver Figura 4). Esta dispersión se debe a las diferentes configuraciones y topologías de las redes de MT que abastecen cada una de las ETs, presentándose un mayor potencial de inserción de potencia en aquellas ETs con varios alimentadores de 33 kV y con longitudes de desarrollo de las troncales de las redes de MT inferiores a los 50 km.

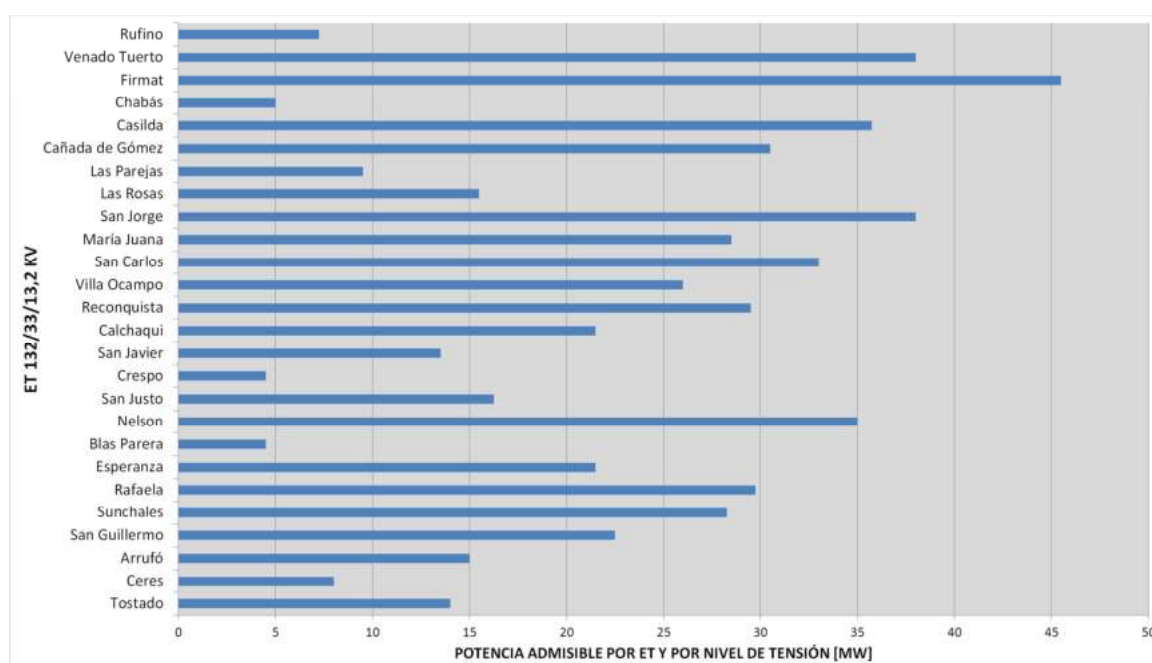


Figura 4. Resumen de los módulos de potencia de CTBs globales admitidos en las redes de 33 kV abastecidas por cada ET

Conexión de CTB en el nivel de 13,2 KV

Para todos los casos, en barras de 13,2 kV de la ET y/o de la ER 33/13,2 kV, las relaciones de S_{cc}/P_{adm} oscilan entre 2-13, con módulos de inyección de potencia admisible restringidos por las variaciones súbitas de tensión en nodos de la red originadas por la conexión/desconexión de la CTB.

En cambio, la inyección de potencia de CTB en líneas de 13,2 kV (considerando líneas rurales estándar de 35 Al de sección y longitudes máximas de 50 km) presenta una relación S_{cc}/P_{adm} que oscila entre 18-20 y la restricción del módulo de la P_{adm} se debe a la potencia de transformación instalada en el nodo.

D) Potencia admisible de CTB por conexión en barras de 13,2 kV

En el nivel de 13,2 kV, las evaluaciones de potencia de conexión de generación solo se realizaron en aquellos nodos de 33 kV que poseen ER.

Para todas las variantes de distancia de conexión de la CTB en el alimentador de 33 kV se asume que la P_{adm} a inyectar en la barra de 13,2 kV no puede superar a las sugeridas para el mismo punto de la red en el nivel de 33 kV. Con esta restricción, se limita la potencia de CTB a inyectar por nodo al 80% de la potencia de transformación instalada en la ER. A su vez, para cada rango de distancia de la línea de 33 kV, se considera una potencia nominal de la ER próxima a la P_{adm} de la CTB sugerida en el nivel de 33 kV. En la Tabla 2 se resumen los módulos de P_{adm} en barras de 13,2 kV de ET y ER.

Tramo del Alimentador	P_{adm} CTB 33 kV [MW]	E.R. [MVA]	P_{adm} CTB 13,2 kV [MW]	Control de Tensión
En barra de ET	5,0	No Aplica	4,5	No
0-25 km	4,5	5,0	4,0	No
25-50 km	3,0	3,2	2,5	No
50-150 km	1,5	1,6	1,3	No

Tabla 2. Resumen de Módulos de Potencias Admisibles de CTB en nodos de 13,2 kV

II) Potencia admisible de CTB vinculada en 13,2 kV por ET

Las potencias globales de CTB admisibles por ET presentan un rango amplio de 4 a 30 MW, con niveles promedio de 13 MW (ver Figura 5). Esta dispersión se debe a las diferentes configuraciones y topologías de las redes de MT que abastecen cada una de las ETs, presentándose un mayor nivel de inserción de potencia en aquellas ETs que combinan la conexión a líneas de 33 kV con longitudes de sus troncales inferiores a los 50 km y a las cuales se vinculan varias ER 33/13,2 kV. En este aspecto, se destacan las ETs San Jorge, Cañada de Gómez, Sunchales, Reconquista y Esperanza, por el extenso desarrollo de sus redes de 33 kV y la gran cantidad de ER.

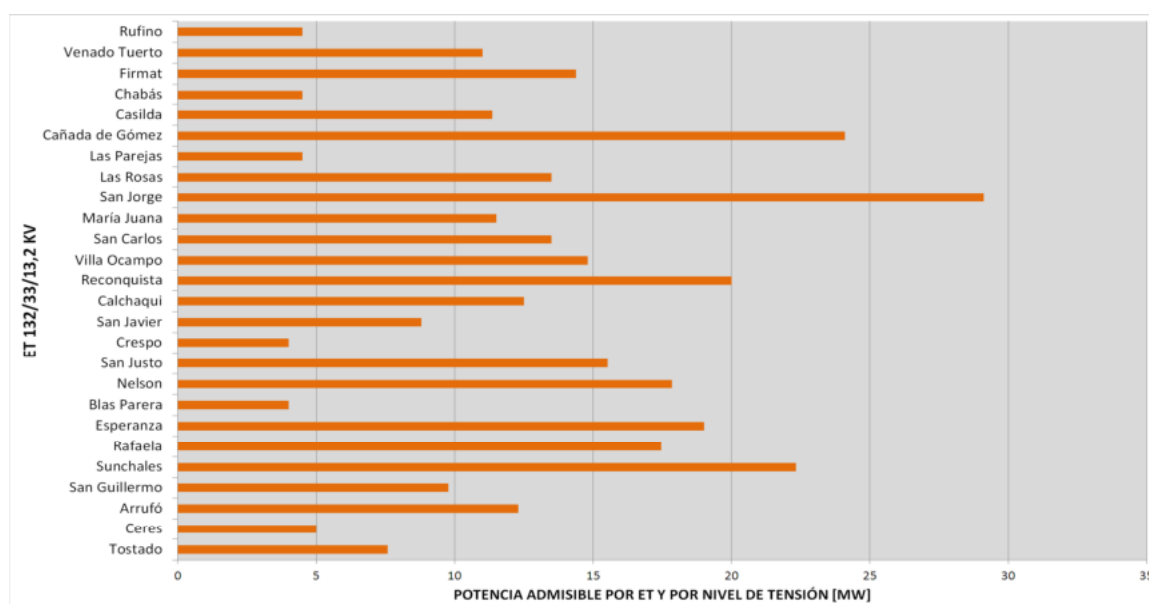


Figura 5. Resumen de los módulos de potencia de CTBs globales admitidos en las barras de 13,2 kV de ER y ET

Síntesis de los módulos de potencia globales de CTB admitidos en el nivel de 13,2 kV y 33 kV por corredor de 132 kV

Los análisis de verificación de inserción global de los módulos de CTB obtenidos para cada nodo de 13,2 y 33 kV, se realizaron en función a las siguientes premisas:

- Despacho a potencia nominal de los 35 MW de generación fotovoltaica y los 10 MW de generación eólica próxima a adjudicar en la convocatoria de generación renovable de GENERFE.
- Inserción consecutiva de los módulos admisibles de CTB por alimentador, desde el nodo más alejado al más cercano: Se verifican posibles condiciones de sobretensión en nodos de MT y/o

sobrecargas en tramos del alimentador para los escenarios de demanda más desfavorables, que corresponden a aquellos de mínima demanda. En caso de no verificar el ingreso conjunto de CTBs por problemas de sobretensión, se aplican despachos en modo control de tensión de aquellas CTBs con módulos de potencia superiores a 2 MW. Si aun así persisten los problemas de sobretensiones y/o sobrecargas, se reducen los módulos admisibles de las CTBs hasta lograr condiciones admisibles de operación.

- Aporte global al corredor de 132 kV en estudio de los módulos de CTB vinculados en nodos de MT: Se verifican posibles sobretensiones en nodos de MT y AT y sobrecargas en los transformadores de potencia 132/33/13,2 kV.

En la Figura 6 se muestran las potencias globales admitidas de CTB por corredor y por nivel de tensión. Debe destacarse, que las capacidades de potencias admitidas en 13,2 y 33 kV por corredor de 132 kV son sustitutivas entre sí y no complementarias.

Por otra parte, a modo de ejemplo, en las figuras 7, 8 y 9 se presentan el mapa de la provincia de Santa Fe, desglosado en zona norte, centro y sur, con la ubicación de los potenciales puntos de acceso de proyectos de CTB en 33 kV, detallando los módulos de potencia admisible en cada nodo.

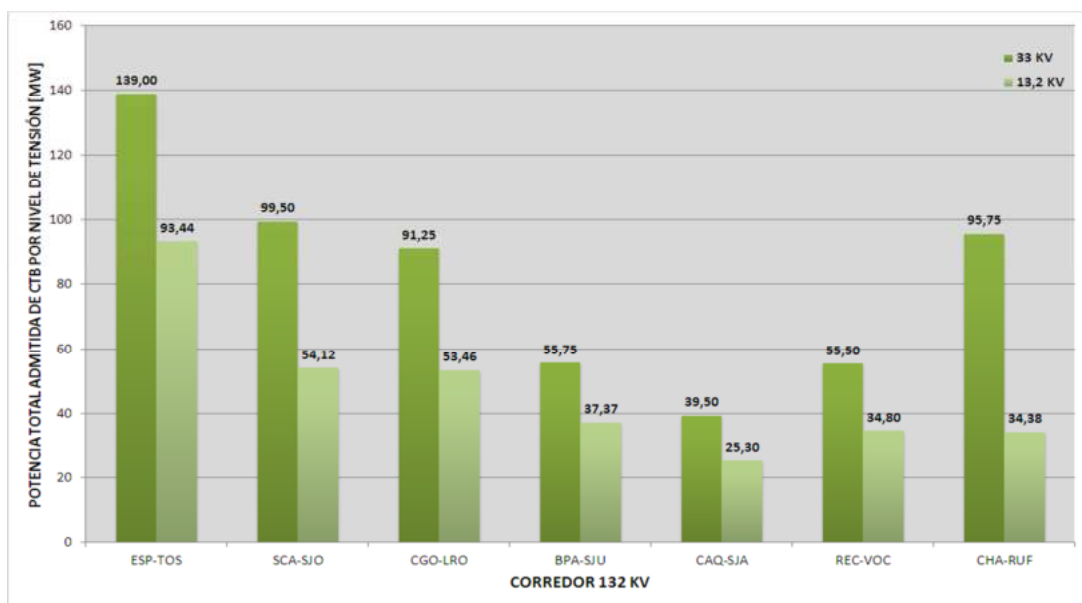


Figura 6. Resumen de capacidad de potencia de CTB admitida en corredores de 132 kV de EPE-SF, según su conexión en redes de 33 y 13,2 kV

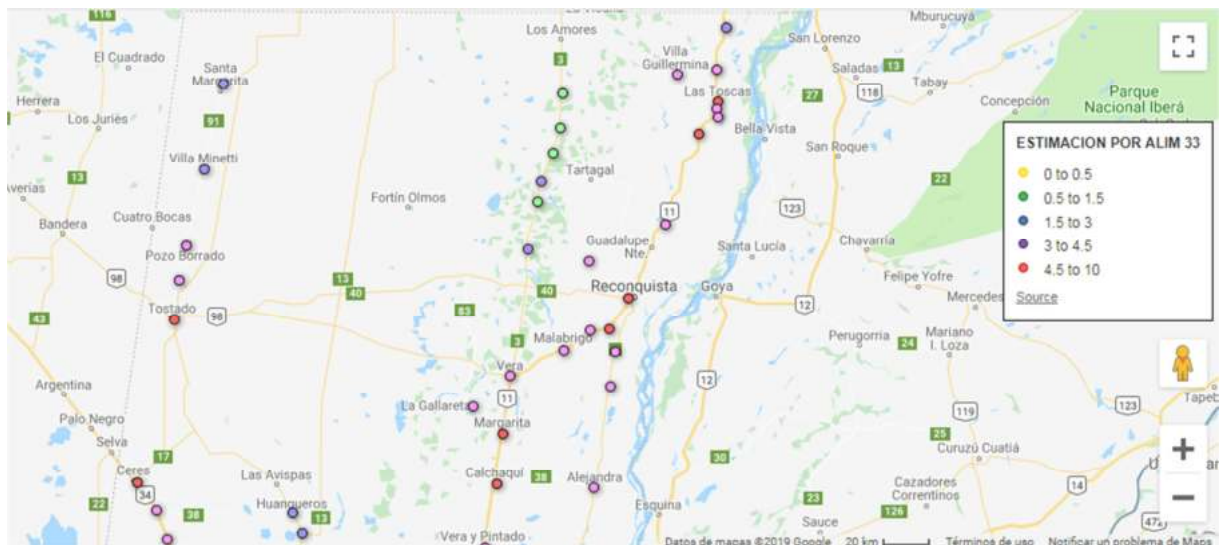


Figura 7. Mapa de la zona norte de la provincia de Santa Fe con localización de los módulos de CTB admitidos para conexión en 33 kV



Figura 8. Mapa de la zona centro de la provincia de Santa Fe con localización de los módulos de CTB admitidos para conexión en 33 kV

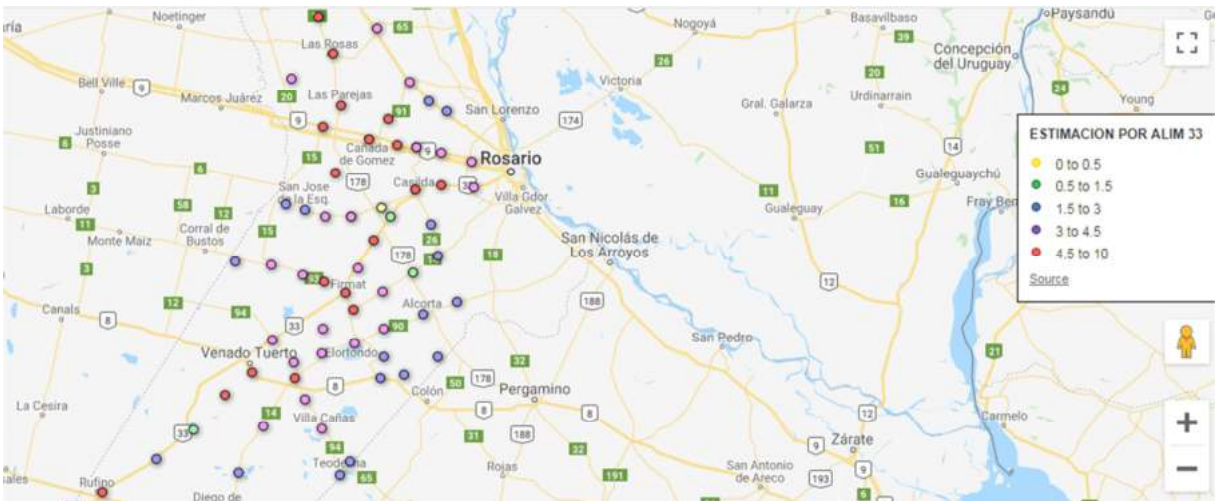


Figura 9. Mapa de la zona sur de la provincia de Santa Fe con localización de los módulos de CTB admitidos para conexión en 33 kV

CONCLUSIONES.

En este trabajo se ha propuesto una metodología práctica para determinar las variables eléctricas que permiten obtener patrones comunes de comportamiento de las redes de MT ante la inserción de generación gestionable, tal que garanticen su funcionamiento normal, tanto en su operación individual, como así también en su integración y operación conjunta.

Los módulos de potencia admitidos presentan diferentes razones de restricción que se deben a los niveles de tensión, cargabilidad de líneas y transformadores, y a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por las maniobras de conexión y/o desconexión intempestiva de la CTB.

Del conjunto de nodos de 13,2 y 33 kV analizados en las redes de MT de EPE-SF para el desarrollo de proyectos de generación a partir de recursos de biomasa, los resultados obtenidos de las simulaciones permiten inferir que:

- Las potencias admitidas se encuentran en el rango de 0,5 a 5 MW por nodo de MT.
- Para todos los casos, en barras de 13,2 kV de la ET y/o de la ER 33/13,2 kV, las relaciones de S_{cc}/P_{adm} oscilan entre 2-13, con módulos de inyección de potencia admisible restringidos por las variaciones súbitas de tensión en nodos de la red originadas por la conexión/desconexión de la CTB.
- En el nivel de 33 kV, las potencias admitidas por nodo quedan generalmente restringidas por las fluctuaciones de tensión en nodos de los alimentadores ocasionadas por la

conexión/desconexión intempestiva de la generación, siendo los módulos de potencia admisibles inversamente proporcionales a la distancia desde el nodo de conexión a la ET. Luego, en función a los resultados de la inserción conjunta de los módulos de CTB admitidos por nodo, la potencia total de integración de CTB por ET resultan en el rango de 5-45 MW para vinculación en redes de 33 kV y de 4-30 MW para conexión en redes 13,2 kV, de acuerdo a la extensión y desarrollo de las redes de MT abastecidas por cada ET,

REFERENCIAS

- Banco Interamericano de Desarrollo. (2017). Generación de electricidad a partir de biogás capturado de residuos sólidos urbanos: Un análisis teórico-práctico.
- Lauer, M. & Thrän, D. (2017). Biogas plants and surplus generation: Cost driver or reducer in the future German electricity system? Editorial: Energy Policy.
- GENERFE. (2019). Abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de EPESF. Anexo II: Requerimientos Técnicos
- Organisation for Economic Cooperation and Development. (2012). Linking Renewable Energy to Rural Development.
- United Nations. (2018). Global Trends in Renewable Energy Investment. Pp1-86
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (2016). Resolución N° 71-2016: Convocatoria Programa RenovAr Ronda 1.
- Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (2017). Resolución N° 275-2017: Convocatoria Programa RenovAr Ronda 2.

METHODOLOGY FOR OBTAINING POWER GENERATOR MODULES DISTRIBUTED MANAGABLE IN HIGH VOLTAGE NETWORKS

ABSTRACT: The generation of electrical energy through biogas has significant advantages over the rest of the renewable energies, mainly due to its flexibility and control attributes, which guarantees a firm power, with a high utilization factor. The province of Santa Fe has a wide potential for the development of biogas plants due to its productive matrix of agroindustrial type. In this paper we study the insertion of biogas plants in medium voltage networks in the province of Santa Fe. The admission criteria of the power modules of the plants for individual and joint operation are proposed. Depending on the simulations of the load flow in static mode, the power modules of each exchange are obtained. The results show that the connection of centrals in medium voltage nodes has admissible power values per node ranging between 0.5 and 5 MW and are dependent on the distance of the connection node to the transformer station. The total integration power of biogas plants per Transformer Station results in the range of 5-45 MW, according to the extension and development of the medium voltage networks supplied by each station.

Keywords: biogas plant, nominal power, voltage fluctuation, distribution network