

## CASO DE ESTUDIO: IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

### CASE OF STUDY: IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORKS

Diego Richard Alcócer-Ayala<sup>1</sup>, Yudin Pozo Vallejo<sup>2</sup>, Daniel Felipe Sempértregui-Tapia<sup>1</sup>, Renán Orellana Lafuente<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Centro de Investigaciones Ópticas y Energías (CIOE)  
Universidad Privada Boliviana, Cochabamba – Bolivia

<sup>2</sup>Calidad de Suministro, Gerencia de Operaciones  
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A (ELFEC), Cochabamba - Bolivia  
renanorellana@upb.edu

(Recibido el 30 de junio 2023, aceptado para publicación el 31 de julio 2023)

#### RESUMEN

La apertura a la Generación Distribuida (GD) en Bolivia se dio con la promulgación del Decreto Supremo N° 4477 (marzo de 2021), en este marco, las empresas distribuidoras presentan un nuevo desafío para asegurar la calidad del suministro de energía, considerando inyecciones potenciales a sus redes. Para prever posibles impactos negativos en la red de distribución de la empresa ELFEC en Cochabamba, se estudiaron escenarios de potenciales inyecciones por parte de generadores distribuidos en la ciudad de Cochabamba, para ello se estudiaron las dos instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia en la región, que actualmente funcionan en modo autoconsumo. Los sistemas estudiados fueron: el parqueo solar del campus Julio León Prado de la Universidad Privada Boliviana (UPB) y la instalación de ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) Transmisión. Sobre la base de la potencia instalada y el consumo propio de cada instalación, se estudiaron los flujos inyectados y se observaron cambios en los valores de los parámetros eléctricos de trabajo como: potencia activa, reactiva y voltaje en el nodo cercano y en el transformador de la red de distribución de la empresa, observando así los posibles impactos en el suministro de energía.

**Palabras Clave:** Generación Distribuida, Sistemas Fotovoltaicos, Redes de Media y Baja Tensión, Flujos Potenciales Inyectados.

#### ABSTRACT

The opening to Distributed Generation (DG) in Bolivia came with the promulgation of Supreme Decree No. 4477 (March 2021). Within this framework, distribution companies face a new challenge to ensure the quality of energy supply, considering potential injections into their grids. To anticipate possible negative impacts on the distribution network of ELFEC (Electricity Company of Cochabamba), scenarios of potential injections from distributed generators in the city of Cochabamba were studied. For this purpose, the two most powerful photovoltaic installations in the region were analyzed, which currently operate in self-consumption mode. The studied systems were the solar parking lot at the Julio León Prado campus of the Bolivian Private University (UPB) and the installation of ENDE (National Electricity Company) Transmission. Based on the installed capacity and self-consumption of each installation, injected flows were studied, and changes in electrical working parameters such as active power, reactive power, and voltage at the nearby node and distribution company's transformer were observed. This allowed the assessment of potential impacts on energy supply.

**Keywords:** Distributed Generation, Photovoltaic Systems, Medium and Low Voltage Networks, Potential Injected Flows.

#### 1. INTRODUCCION

La demanda de energía eléctrica en Bolivia ha experimentado un crecimiento sostenido año tras año, lo que ha generado una dependencia significativa de las centrales convencionales de generación para satisfacer las necesidades de suministro a nivel nacional. En dicho contexto, la contribución de las centrales de energías alternativas en la matriz energética nacional sigue siendo limitada, representando solamente el 8.60% de la potencia instalada del país en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la misma que considera solamente las plantas fotovoltaicas y eólicas que inyectan energía en alta tensión (AT). Es importante destacar que la adopción de fuentes renovables de energía en el país ha sido lenta debido a factores como la falta de incentivos y políticas públicas efectivas para su promoción y desarrollo. A pesar de esto, existen avances en la implementación de proyectos de energía renovable, particularmente en

el área de Generación Distribuida (GD) con sistemas fotovoltaicos que pueden inyectar energía en media tensión (MT) y baja tensión (BT), y podrían contribuir significativamente a la diversificación de la matriz energética nacional [1].

Actualmente, las centrales termoeléctricas representan más de 2/3 de la potencia instalada en el país, presentando un 71.03% de participación [1] [6]. Pese a que desde el 2017 el porcentaje de la potencia instalada en el SIN por parte de centrales en base a energías renovables incrementó un 7.16%, la penetración de estas energías aun es muy baja, como se observa en la Figura 1.



**Figura 1:** Potencia Instalada Gestión 2021 – SIN [1].

Al mes de mayo de 2023, según la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), en Bolivia, se cuenta con 17 Generadores Distribuidos registrados con una potencia total instalada de 180 kWp, potencia poco significativa si se compara con la potencia instalada en el SIN que supera los 3000 MW [6].

Con la incorporación de la GD en Bolivia a través del Decreto Supremo N° 4477 del 24 de marzo de 2021, se busca descentralizar las grandes centrales de generación, siendo una oportunidad hacia la introducción de sistemas de generación de pequeño y mediano porte, capaces de reducir los impactos negativos sobre el medio ambiente de las centrales convencionales y reducir las pérdidas en los sistemas de distribución.

En el caso específico de la GD en base a sistemas fotovoltaicos, resulta de gran interés, puesto que la cantidad de radiación solar que recibe el país es uno de los más elevados del mundo y en el caso específico de la ciudad de Cochabamba, se alcanzan valores de alrededor de 2200 kWh/m<sup>2</sup> [2] [3] [4].

En la zona de estudio (La Maica – Cochabamba), se seleccionaron las dos instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de mayor potencia y de las cuales se cuenta con información, las mismas que están ubicadas en la Universidad Privada Boliviana (en el techo del parqueo) y en ENDE Transmisión (en los techos del edificio central, en administración, almacenes y galpones), ambas instalaciones son buenas candidatas para pasar a ser generadores distribuidos, realizando una conexión física a la red. Como se trata de una universidad y una empresa de servicios, respectivamente, se observa que los fines de semana, especialmente los domingos presentan consumo de energía eléctrica muy bajos, por lo que se podría aprovechar la energía excedente para ser inyectada a la red de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC).

Desde el punto de vista de la red de distribución, contar con generadores distribuidos implica, que, en algunos días de la semana y algunas horas del día, existirán inyecciones de energía en sentido contrario al suministro, por lo tanto, podrían presentarse impactos negativos en algunos componentes eléctricos de la red (medidores y dispositivos de protección principalmente) debido al diseño que normalmente se hace de las redes radiales [5] [8] [9]. Consecuentemente, contar con un análisis del comportamiento de la red de ELFEC, ante la inyección de energía eléctrica por parte de generadores distribuidos basados en instalaciones fotovoltaicas, no solo ayudará al distribuidor asegurando la calidad de servicio en la zona, sino también permitirá contar con información sobre los impactos de posibles nuevas conexiones en diferentes puntos de la ciudad [7].

A partir del presente estudio, se busca que en un futuro ELFEC y las otras distribuidoras de Bolivia, utilicen este tipo de análisis siempre que algún consumidor decida conectarse a la red a partir de una instalación de generación renovable para el autoconsumo, para asegurar que no se presentarán fallas en la red por el hecho de tener flujos bidireccionales de energía, además de conocer los puntos críticos de la red para posibles cambios.

## 2. PROCEDIMIENTO

Primero se realizó la caracterización de las redes de media y baja tensión de la red de ELFEC en las zonas de interés para ambos casos seleccionados. Posteriormente, se caracterizan ambas instalaciones fotovoltaicas, que se encuentran a 1.5 kilómetros de distancia la una de la otra (zona La Maica), por lo que una futura inyección de energía podría impactar a las redes de media y baja tensión de la zona. La Figura 2 ilustra el mapa con la ubicación de ambos casos seleccionados y la proximidad entre ambos.

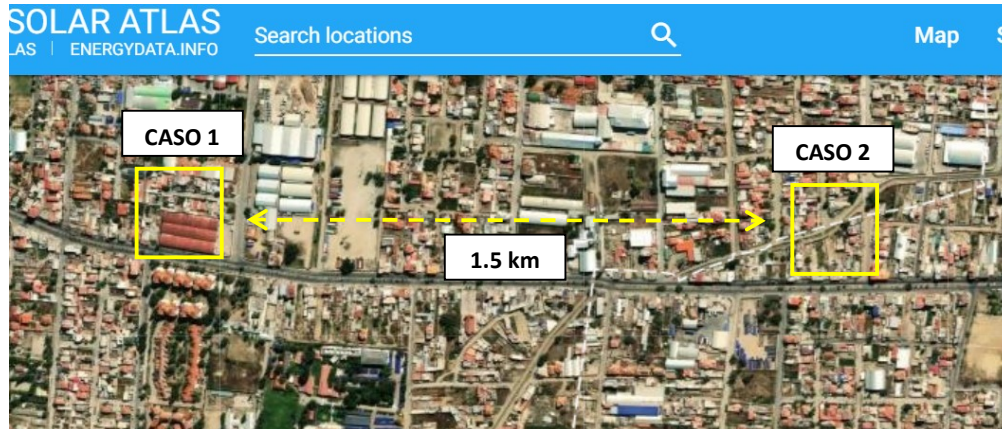


Figura 2: Ubicación de los generadores distribuidos estudiados

### 2.1. Caracterización de la red de ELFEC

#### 2.1.1 Red Caso 1 (Universidad Privada Boliviana)

El caso 1 corresponde a la instalación de autoconsumo existente en la Universidad Privada Boliviana (UPB), que recibe el suministro eléctrico desde el alimentador K-3 de media tensión (MT) proveniente de la Subestación Colcapirhua. En la Figura 3 se puede observar el diagrama unifilar de la subestación:

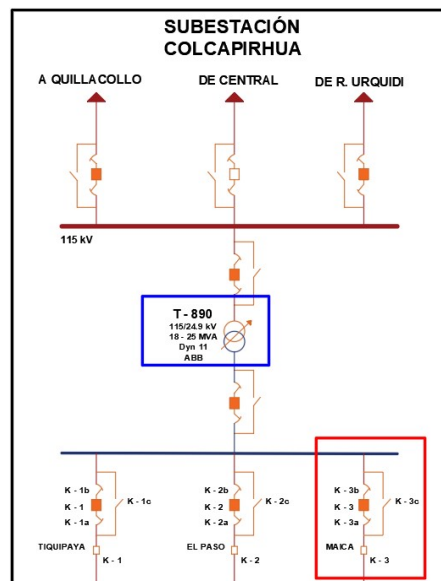
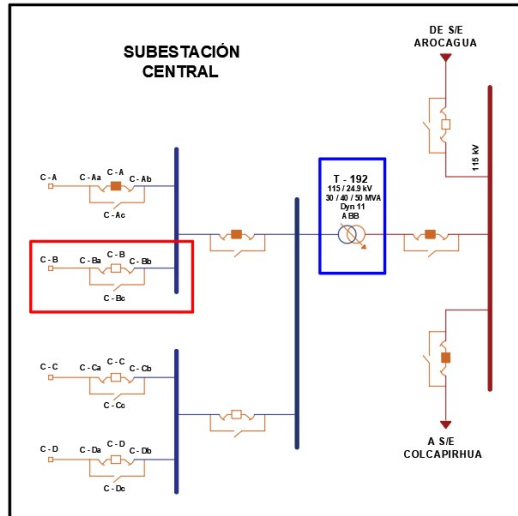


Figura 3: Configuración de la Subestación Colcapirhua [10]

En la Figura 3 también se puede observar el transformador reductor T-890 que reduce la tensión de 115 kV a 24.9 kV para ser distribuida por la red de MT. Por otro lado, se puede observar la salida del circuito K-3 que llega hasta el transformador reductor de la instalación analizada.

**2.1.2 Red Caso 2 (ENDE Transmisión)**

El caso 2, corresponde a la instalación de la empresa ENDE Transmisión, se observa que no comparten la misma red de MT con el caso 1, que significa que la alimentación de energía de la zona llega desde otra subestación que en este caso de la Subestación Central. El circuito que alimenta las instalaciones es el C-B, el cual puede ser observado en el diagrama unifilar de la Figura 4:



**Figura 4:** Configuración de la Subestación Central [10]

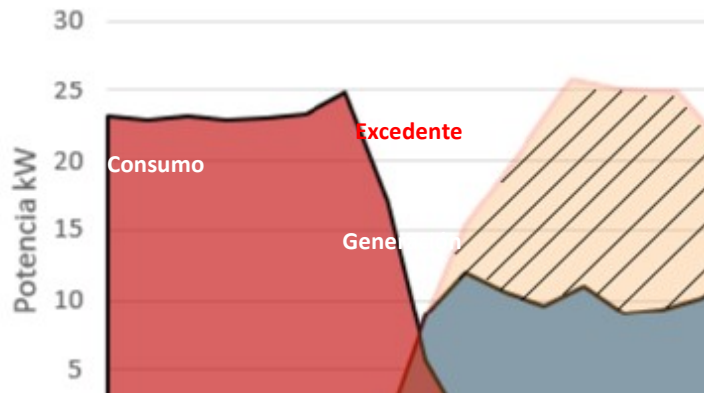
La configuración de la subestación Central presenta el transformador T-192 de MT que permite reducir la tensión de 115 kV a 24.9 kV para su distribución en el lado oeste de la ciudad, en el caso 2 el suministro de energía llegará desde el circuito C-B de la Figura 4.

**2.2. Caracterización de los generadores distribuidos**

**2.2.1. Generación Caso 1 (Universidad Privada Boliviana)**

En el caso 1 se cuenta con un sistema solar fotovoltaico con una potencia nominal de 79.2 kWp, ubicado en el parqueo del campus.

Para observar el posible aprovechamiento de la energía excedente, se graficó el comportamiento de la generación y el consumo el día domingo 10 de abril del 2022, como ilustra la Figura 5.



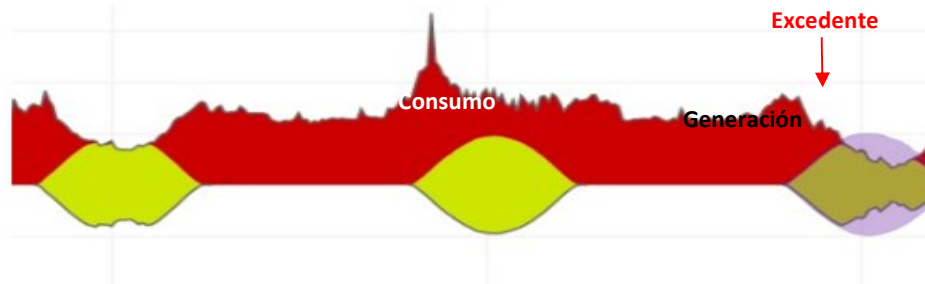
**Figura 5:** Curva de Generación y Consumo Caso 1(10-04-2022) [12]

En la Figura 5 se observa un área amarilla sombreada que representa la energía excedente que se generaría si no existiera la tarjeta de inyección cero. Por lo tanto, se asegura que los fines de semana esta instalación fotovoltaica podría inyectar energía a la red de distribución de la zona.

### 2.2.2 Generación Caso 2 (ENDE Transmisión)

El caso 2, se trata de una instalación fotovoltaica de autoconsumo con una potencia de 180 kWp. La potencia total instalada es la sumatoria de los 3 subsistemas de paneles fotovoltaicos instalados (Edificio Central con 97.2 kWp, Administración Almacenes con 12.96 kWp y Galpones de Almacenes con 69.93 kWp).

En la Figura 6 se muestran las curvas de generación y consumo en una semana del mes de junio de 2022:



**Figura 6:** Curvas de Generación y Consumo ENDE Transmisión (16 al 19-06-2022) [11]

La sombra violeta de la Figura 6, representa la potencia excedente que podría aprovecharse para la inyección a la red de distribución si el sistema fotovoltaico se constituye como generador distribuido.

En ambos casos se puede observar que los fines de semana se generarán energía excedente para la inyección a la red.

## 3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

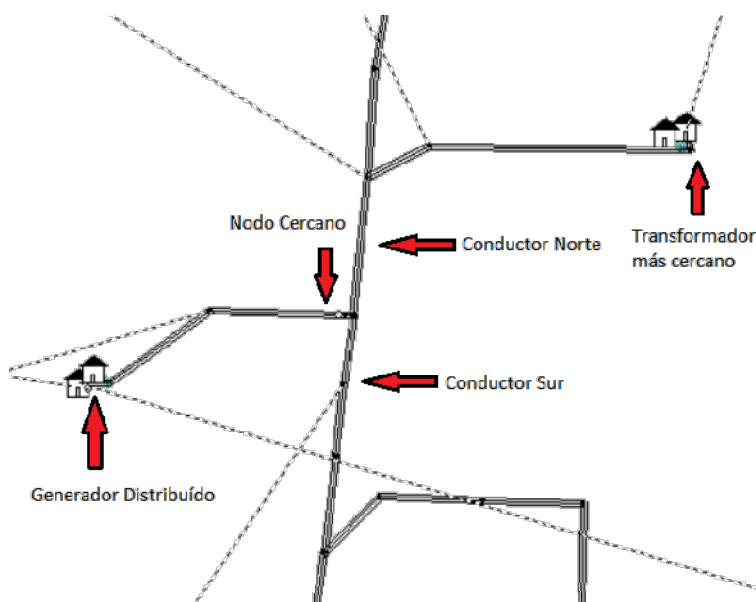
Luego de caracterizar la red de distribución y a los generadores distribuidos se realizó la simulación de los flujos de potencia inyectados a partir de diferentes niveles de inyección que abarquen los diferentes posibles escenarios. Se estudiaron los puntos cercanos a cada uno de los generadores distribuidos, puesto que estos serán los que se verán afectados por las posibles variaciones de los valores de los parámetros de análisis, siendo el más importante el nivel de tensión.

Para el estudio se realizaron simulaciones utilizando el software WindMil 8.7<sup>1</sup>, observando el comportamiento de la red cuando no se cuentan con generadores distribuidos y cuando se presentan inyecciones potenciales del 10%, 20%, 40%, 60%, 80% y 90% de la potencia nominal de las instalaciones. Por lo manifestado anteriormente, considerando el comportamiento del consumo en ambas instalaciones, el análisis se realizó para el día domingo al mediodía, que es el momento donde se presentaría la máxima generación y por tanto el máximo excedente.

### 3.1 Simulación Caso 1

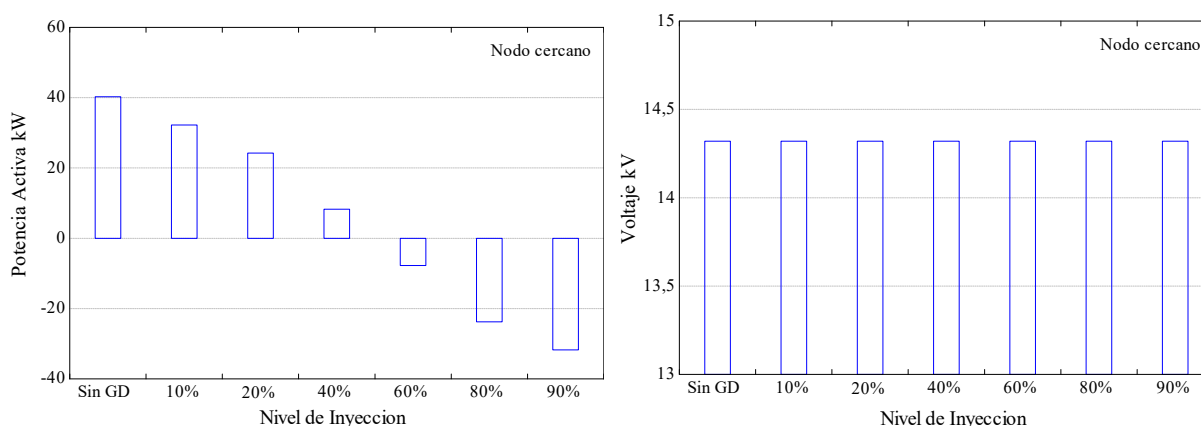
Se consideraron los puntos más cercanos al generador distribuido para el análisis del flujo potencial inyectado. El primer punto de interés se trata del nodo más cercano, como se muestra en la Figura 7.

<sup>1</sup> Para realizar la simulación de los flujos de potencia en la red se utilizó el método de Voltage Drop, el cual se encarga de calcular las corrientes de flujo y niveles de voltaje a partir de la introducción de nuevas cargas o en este caso generadores distribuidos.



**Figura 7:** Puntos de Interés de la red para el análisis del caso – 1 [10].

En este punto se observa el flujo en dirección contraria al suministro de energía. En la Figura 8 se muestran los valores de la potencia activa y del voltaje para los diferentes niveles de inyección.

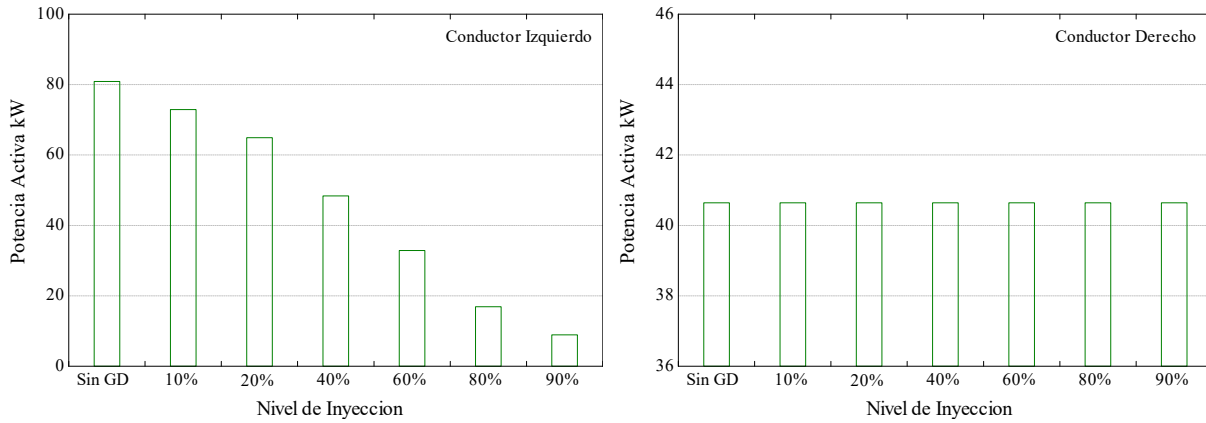


**Figura 8:** Potencia activa y voltaje en el nodo cercano Caso 1.

El cambio de dirección del flujo de la potencia activa se da cuando se supera una potencia inyectada del 40% de la potencia nominal. Como se puede observar en la Figura 8, la tendencia es que a medida que se incrementan los niveles de inyección, se observa un flujo en sentido contrario al suministro normal de la red. En este caso no se observan cambios en las tensiones de línea, esto se debe a que al tener una línea de MT con valor nominal monofásico de 14.4 kV, las inyecciones del generador distribuido no elevan de manera significativa la tensión en el nodo de análisis.

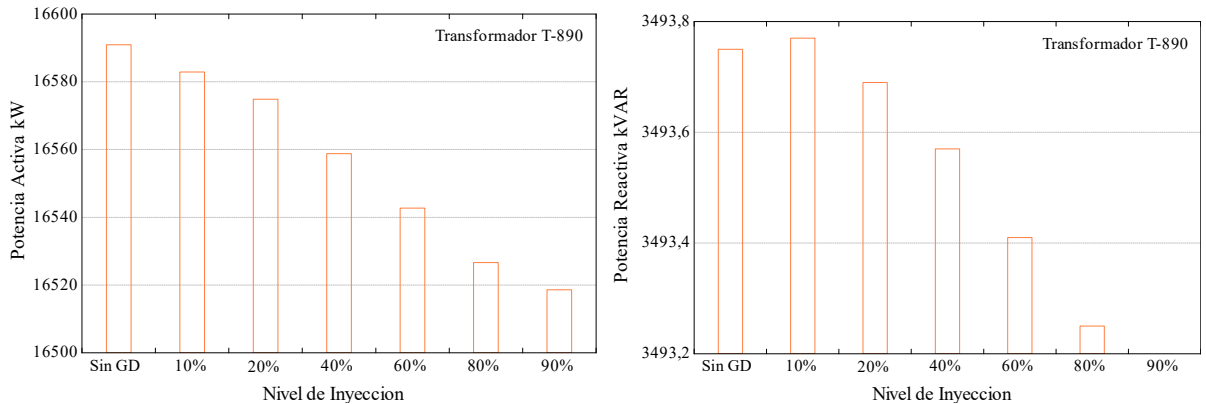
Una vez que el flujo inyectado ha alcanzado el nodo más cercano, se analiza la dirección de este flujo potencial. En este caso se presentan dos conductores adyacentes al nodo, un conductor izquierdo y uno derecho, por ello, se analizaron los valores de la potencia activa en estos conductores. En la Figura 9 se muestran las variaciones de potencia para diferentes niveles de inyección.

La Figura 9 muestra que la potencia activa inyectada por el generador llega a afectar en la potencia del conductor izquierdo, en este caso no se da un cambio direccional en el flujo, pero la tendencia muestra que a medida que la potencia inyectada aumenta, la línea suministra menos potencia activa por lo que en algún punto empezará a recibir energía de otra dirección. Sin embargo, en el conductor derecho, los niveles de inyección definidos no afectan en su comportamiento. Esto quiere decir que toda la potencia inyectada por el generador distribuido pasará por el conductor izquierdo, y en el derecho se absorberá toda la potencia.



**Figura 9:** Potencia activa del conductor izquierdo y derecho - Caso 1.

Una vez observada la dirección del flujo inyectado, se realizó el análisis del impacto de los flujos en el transformador de la subestación (T-890) encargado de alimentar el circuito K-3 que se está estudiando. Para esto se observaron las variaciones en los valores de la potencia activa y reactiva que suministra el transformador a la línea. La Figura 10 presenta estos valores a partir de los niveles de inyección por parte del generador distribuido.



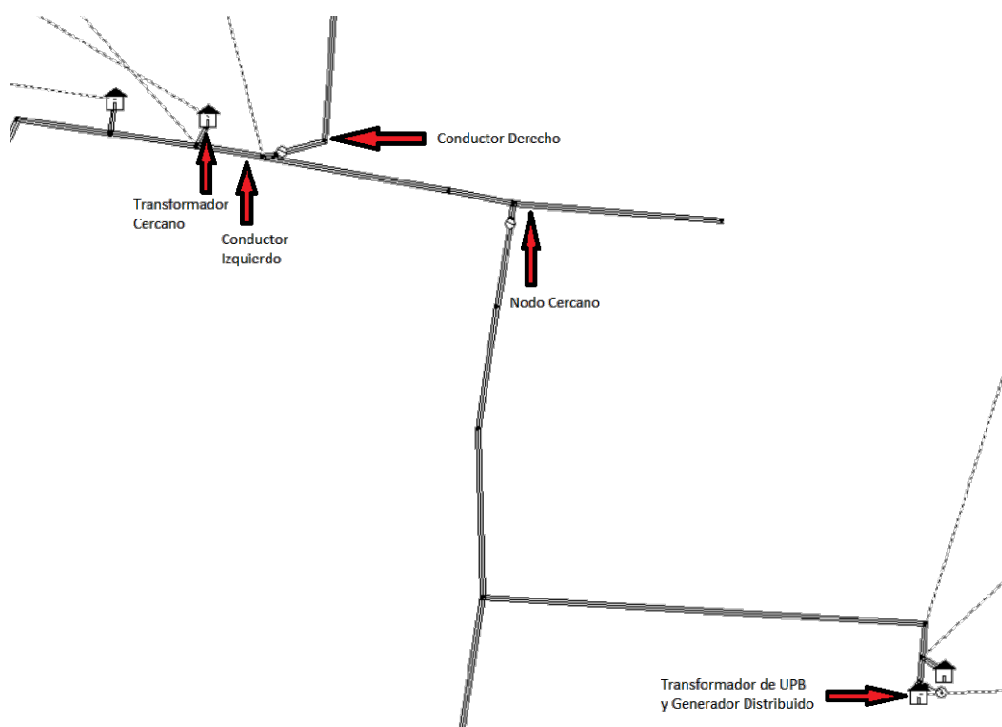
**Figura 10:** Potencia activa y reactiva Transformador T-890 - Caso 1.

En el análisis anterior se puede observar que la cantidad de potencia inyectada por el generador distribuido se ahorra en el transformador, y suministra menos energía a medida que la penetración energética en el circuito alimentado aumenta. En la Figura 9 se muestra que el transformador reduce el suministro de potencia activa en casi 72 kW a niveles de inyección del 90%, mientras que la potencia reactiva se reduce en aproximadamente 630 VAR en su suministro, caso que llega a ser un cambio insignificante debido a que el transformador trabaja en niveles de MVAR.

### 3.2 Simulación Caso 2

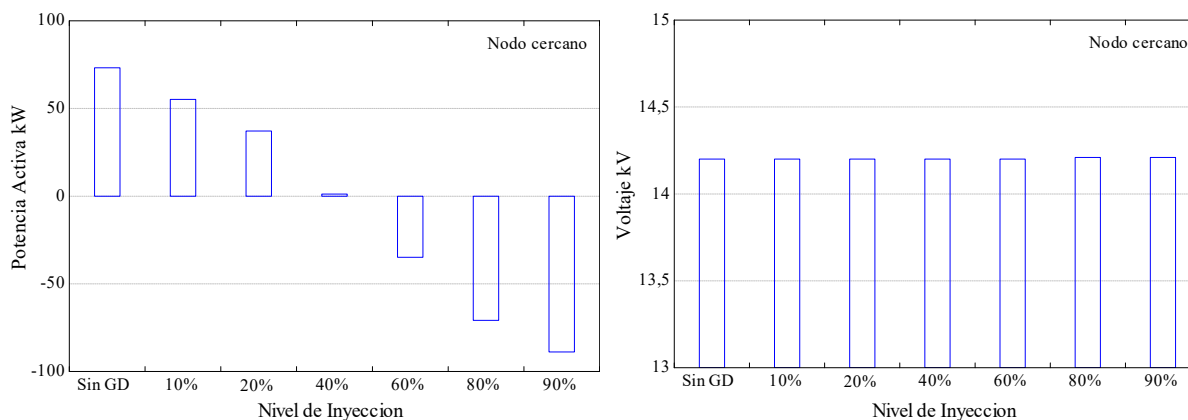
Para observar y analizar los resultados obtenidos, se presentan graficas de los valores de los parámetros más interesantes para el estudio a partir de los diferentes niveles de inyección. El primer punto de interés se trata del nodo más cercano al generador, como se observa en la Figura 11.





**Figura 11:** Puntos de Interés de la red para el análisis del caso – 2 [11].

Este punto será el que observe el cambio en la dirección del flujo potencial. En la Figura 12, se muestra las gráficas de la potencia activa y voltaje.

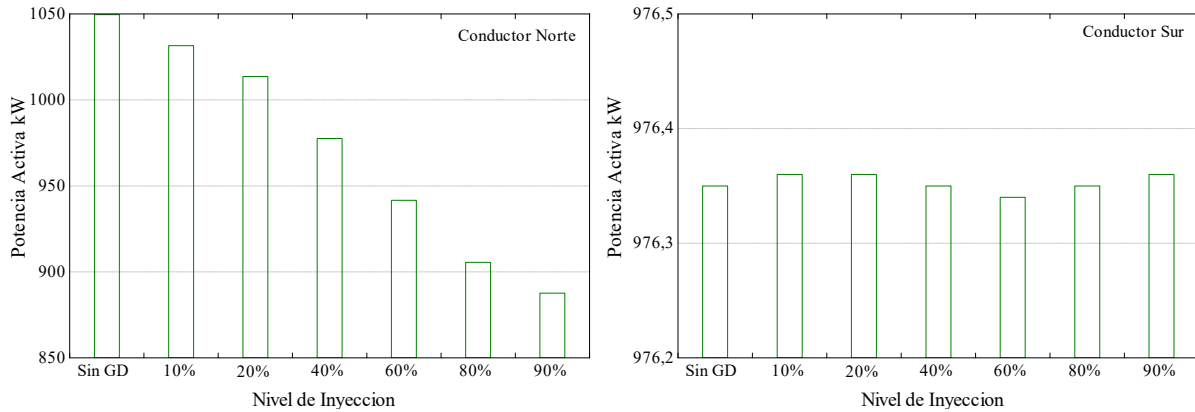


**Figura 12:** Potencia Activa y Voltaje en el nodo más cercano - Caso 2

En la Figura 12 se puede observar que el cambio de dirección de la potencia activa se da cuando la inyección del generador distribuido supera el 40% de su potencia nominal. Al presentar una mayor inyección, el nodo empieza a recibir potencia activa en dirección contraria superando la potencia que tenía cuando no se introducía el generador, esto se puede observar en la figura cuando se inyecta el 90%, alcanzando valores de 88 kW en dirección contraria. En el caso del voltaje, este tiende a incrementarse con los valores de inyección de potencia en la red. Cuando el generador supera un nivel de penetración del 80%, el incremento es de 10 V en cada fase, valor que no llega a afectar al suministro energético, ni a los transformadores cercanos debido a la tensión en dicho punto que es de 14 400 V.

Se observa un cambio de dirección en el flujo inyectado, por lo tanto, si este flujo viaja hacia un conductor norte o sur al llegar a la línea troncal de MT. Para ello, se analizaron las gráficas de potencia activa en los dos conductores adyacentes al nodo, mostrado en la Figura 13.



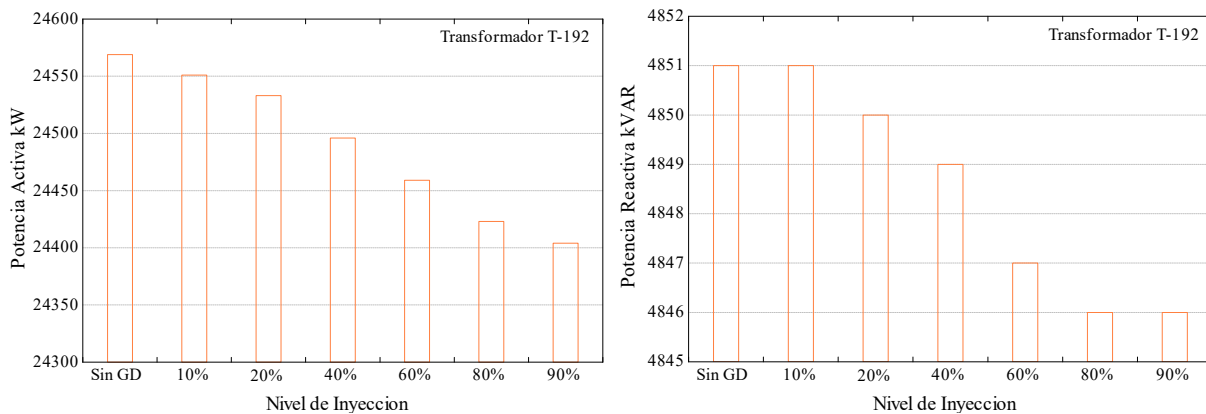


**Figura 13:** Potencia Activa del conductor norte y sur Caso 2.

El conductor norte presenta parámetros de trabajo elevados, alcanzando 1000 kW suministrados por la línea, por consiguiente, la energía inyectada no alcanza a superar estos valores y no se da el cambio de la dirección del flujo. Pero la tendencia de la gráfica muestra que a medida que se incrementan los niveles de inyección, los valores de la potencia activa se reducen suministrando menos energía que en condicionales normales de operación.

Para el caso del conductor sur, se observa que la potencia activa casi no se ve afectada, puesto que solo existe un incremento o reducción de 10 W dependiendo el nivel de inyección. Esto quiere decir que al conductor sur del nodo no le afecta significativamente la inyección, puesto que la energía inyectada se absorbe por las cargas o toma la dirección norte.

Luego de observar el sentido del flujo inyectado, es necesario analizar el comportamiento del transformador de la subestación (T-192) que alimenta el circuito C-B estudiado. La Figura 14 muestra las potencias activas y reactivas observadas en el transformador.



**Figura 14:** Potencia activa y reactiva Transformador T-192 - Caso 2.

Ante la inyección de los diferentes niveles de potencia, el transformador suministra menos potencia, cuando se incrementan los porcentajes de penetración de potencia por parte del generador distribuido.

#### 4. CONCLUSIONES

El presente estudio permitió conocer el comportamiento de la red de ELFEC en MT y BT ante potenciales inyecciones por parte de generadores distribuidos, que en este caso se tratan de instalaciones fotovoltaicas para el autoconsumo. El estudio del comportamiento se realizó gracias a simulaciones de los flujos inyectados en el software WindMil. Previo a las simulaciones, en el programa se cargó toda la base de datos que el distribuidor tiene de la red, para que así los resultados obtenidos fueran lo más cercanos a la realidad.

En el análisis del comportamiento de la GD, se observó que a inyecciones mayores al 40% de la potencia nominal de las instalaciones, se dará el cambio en la dirección del flujo de potencia activa por la acometida. Esto quiere decir que, a mayores niveles de inyección, los circuitos de MT presentarán un flujo potencial en sentido contrario al suministro. Además, se observó que el flujo inyectado tiende a ir en dirección al circuito con más demanda.

Se asegura que este cambio de sentido en los flujos potenciales, con las potencias instaladas de los generadores distribuidos, no afectará a la estabilidad de la tensión por las líneas. Pese a presentar una tendencia de elevar la tensión a medida en que se incrementen los niveles de inyección, se observó que, en los dos casos a potencia máxima, solo se incrementó el voltaje en 10V, lo cual es insignificante comparado con la tensión de trabajo de 14 400 de los circuitos de MT.

Por otro lado, se observó que los transformadores presentan menos pérdidas potenciales, puesto que a medida en que se inyecta energía, el transformador reductor trabaja con una potencia igual a la demanda, menos la potencia inyectada en los circuitos, por consiguiente, trabajan a menor potencia.

Se requieren estudios de cortocircuito y estabilidad en la red y para ver cómo estos parámetros son afectados con los distintos niveles de penetración de la GD.

Finalmente, es necesario que en Bolivia se realicen análisis similares al presente, por parte de los distribuidores de manera que se identifiquen áreas donde podrían presentarse restricciones para la aceptación de generadores distribuidos en sus redes de distribución de BT y MT.

## REFERENCIAS

- [1] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, «Anuario Estadístico 2021,» 2021.
- [2] Fundación Solon, «Situación de la Energía Solar en Bolivia,» 26 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://fundacionsolon.org/2017/06/26/situacion-de-la-energia-solar-en-bolivia/>. [Último acceso: 8 Febrero 2023].
- [3] K. M. Maribu, «Distributed generation in liberalised electricity markets,» 2002.
- [4] Editors of the U.S. Department of Energy, «U.S Department of Energy,» Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 15 Marzo 2005. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/slsc/renewable-energy-distributed-generation-policies-and-programs>. [Último acceso: 17 Septiembre 2021].
- [5] T. Ackermann, G. Andersson y L. Söder, *Electric Power Systems Research*, Stockholm: Elsevier, 2001.
- [6] Ministerio de Hidrocarburos y Energías, «Incorporación y Retibución de la Generación Distribuida,» La Paz, 2023.
- [7] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, «Resolución AETN N° 485/2022,» AETN, La Paz, 2022.
- [8] V. H. Cholota Hurtado, «Impacto de la Generación Distribuida en Redes de Distribución, aplicación central Hidroeléctrica Mira,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.
- [9] H. Isidoro Segura, «Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica,» UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA, Valencia, 2005.
- [10] R. Sanchez L, R. Catorceno y D. Solis, «Diagrama Unifilar Simplificado Existente en el Area de Cochabamba de 24.9 kV,» Empresa de Luz y fuerza Cochabamba S.A., Cochabamba, 2017.
- [11] Sunny Portal, «Balance Energético Instalación Fotovoltaica ENDE TR,» Cochabamba, 2022.
- [12] D. R. Alcócer Ayala, «Curva de Generación y Consumo UPB,» Cochabamba, 2022.