

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA CONVERSIÓN DE COMPRESORES ACCIONADOS POR GAS A COMPRESORES ELÉCTRICOS EN ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL**  
**METHODOLOGICAL PROPOSAL FOR CONVERTING GAS-DRIVEN COMPRESSORS TO ELECTRIC COMPRESSORS IN NATURAL GAS COMPRESSION STATIONS**

**Leonardo Rafael Sainz-Vidal<sup>1</sup>, Daniel Felipe Sempértgui-Tapia<sup>2</sup> y Renán Jorge Orellana-Lafuente<sup>1,\*</sup>**

<sup>1</sup>*Facultad de Ingenierías y Arquitectura (FIA)*

<sup>2</sup>*Laboratorio de Energías Alternativas (LEA)*

*Universidad Privada Boliviana (UPB), Cochabamba, Bolivia*

*renanorellana@upb.edu*

(Recibido el 14 de junio 2025, aceptado para publicación el 29 de julio 2025)

## RESUMEN

En Bolivia, el gas natural representa cerca del 80.31% de la matriz energética, siendo fundamental para la generación eléctrica, la industria, el sector residencial y el transporte vehicular. Para satisfacer esta demanda, las estaciones de compresión juegan un papel esencial, sin embargo, todas las estaciones de compresión en Bolivia operan quemando parte del mismo gas que transportan, lo que reduce la eficiencia del sistema. En este contexto, el presente trabajo propone una metodología para la electrificación de dichas estaciones, alineándose con las tendencias globales de eficiencia energética y reducción de emisiones. La metodología incluye el cálculo de potencia requerida en la compresión, el diseño de la conexión eléctrica con la red nacional, la selección del punto de conexión, el trazado de la línea y el cálculo de la caída de tensión, garantizando que esta no supere el 7.5%. Además, se incorpora un procedimiento para evaluar la viabilidad económica de la conversión, que incluye selección de equipos eléctricos, determinación de costos y estimación del ahorro que podría generar la conversión. Finalmente, la metodología es aplicada y validada mediante un estudio de caso en la Estación de Compresión El Dorado, ubicada en Santa Cruz, Bolivia. Los resultados muestran que la electrificación de la estación permitiría incrementar la disponibilidad de gas, reducir las emisiones y mejorar la rentabilidad del sistema. Esta metodología puede servir como referencia para implementar conversiones similares en otras estaciones de compresión a nivel nacional e internacional.

**Palabras Clave:** Compresión de gas natural, Accionamiento eléctrico, Estaciones de compresión

## ABSTRACT

In Bolivia, natural gas represents about 80,31% of the energy matrix, being essential for electricity generation, industry, the residential sector and vehicular transport. To meet this demand, compressor stations play an essential role, however, all compressor stations in Bolivia operate by burning part of the same gas they transport, which reduces the efficiency of the system. In this context, this paper proposes a methodology for the electrification of compressor stations, in line with global trends in energy efficiency and emissions reduction. The methodology includes the calculation of the power required in the compression, the design of the electrical connection to the national grid, the selection of the connection point, the layout of the line and the calculation of the voltage drop, ensuring that this does not exceed 7.5%. In addition, a procedure is incorporated to assess the techno-economic feasibility of the conversion. Finally, the methodology is applied and validated by means of a case study at the El Dorado Compressor Station, located in Santa Cruz, Bolivia. The results show that the electrification of the station would increase the availability of gas, reduce emissions, and improve the profitability of the system. This methodology can serve as a reference for implementing similar conversions in other compressor stations at national and international level.

**Keywords:** Natural gas, Electric-drive compression, Compressor stations

## 1. INTRODUCCIÓN

El gas natural es un pilar fundamental en la economía de muchos países, su infraestructura incluye pozos de extracción, plantas procesamiento, estaciones de compresión y miles de kilómetros de gasoductos, desde los yacimientos hasta su exportación, consumo industrial o distribución local.

Al ser transportado por distancias tan extensas, el gas natural pierde presión debido a la fricción entre el gas y las paredes de la tubería, así como por cambios en la elevación y restricciones en el flujo. Factores como la rugosidad interna de la tubería, la temperatura, la densidad y la velocidad del gas influyen en esta disminución de presión. Para mitigar este efecto, se instalan estaciones de compresión a lo largo del gasoducto.

La estación de compresión cumple un rol importante a la hora de transportar el gas natural ya que mantiene y restablece la presión del gas para garantizar un flujo continuo y eficiente a lo largo de largas distancias. Está compuesta por uno o varios compresores, depuradores y filtros para eliminar el condensado e impurezas y sistemas de enfriamiento como se observa en la Figura 1. El gas natural circula por la estación de compresión a través del gasoducto, recorriendo diferentes filtros para remover líquidos y/o sólidos que pueden estar mezclados en el gas, para posteriormente dirigirse al compresor donde diferentes sistemas electrónicos regulan el caudal y presión de salida. Muchas veces se requieren de compresores en paralelo o en serie para llegar a la presión y caudal requerido. Finalmente pasa por un sistema de enfriamiento ya que como lo estipula la ley de los gases ideales, un gas al ser comprimido, se incrementa su temperatura (por cada 700 kPa de incremento, la temperatura aumenta en 7 u 8 grados) lo que puede llegar a dañar el gasoducto.

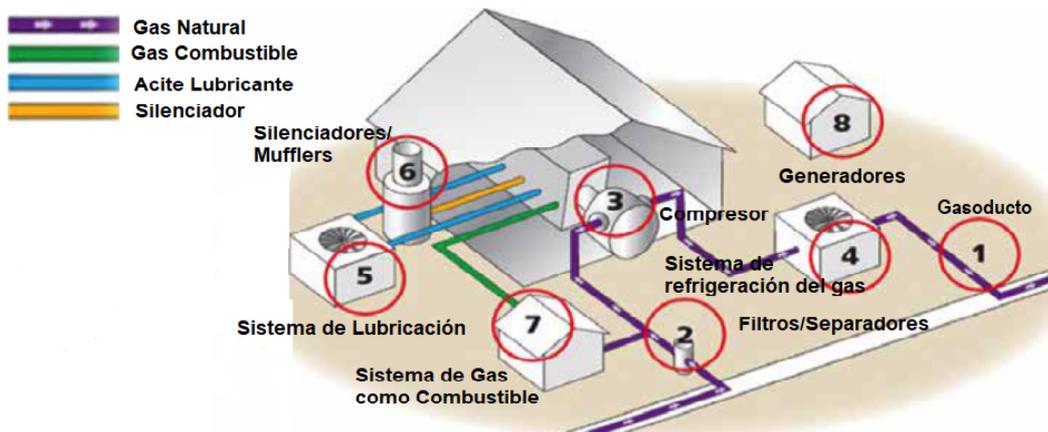


Figura 1: Partes de una estación de compresión.

La mayoría de las estaciones de compresión en Bolivia emplean una fracción del gas que circula por ellas para alimentar los motores que impulsan el compresor, pero algunas de ellas cuentan con un motor eléctrico debido a factores ambientales o de seguridad.

La implementación de motores eléctricos en las plantas de compresión puede generar un ahorro significativo en mantenimiento. A diferencia de los motores de combustión, los motores eléctricos tienen menos partes móviles, lo que reduce el desgaste y minimiza la necesidad de mantenimiento. Mientras que los motores de combustión requieren cambios periódicos de aceite, filtros de aire y bujías, los eléctricos presentan una operación más limpia y eficiente.

Desde el punto de vista de la eficiencia, la diferencia entre ambos sistemas es notable. Los motores de combustión alcanzan una eficiencia inferior al 40%, mientras que los motores eléctricos pueden superar el 95%, lo que los convierte en una opción más eficiente y sostenible para las plantas de compresión. Desde el punto de vista medio ambiental, este se ve beneficiado gracias a la implementación de motores eléctricos ya que estos no producen gases de efecto invernadero como el motor a combustión a gas natural y tampoco generan residuos que, si no son desechados de manera adecuada, pueden llegar a contaminar.

En Bolivia desde el año 2022, mediante Decreto Supremo N.º 4794 se ha restringido el uso de gas natural como combustible para la compresión de gas natural, debiendo los operadores cambiar a compresores eléctricos. [1].

Teniendo en cuenta estos factores, el objetivo de este artículo es ofrecer una metodología para el análisis de conversión de diferentes plantas de compresión de manera que empleen un motor eléctrico para propulsar el compresor.

## 2. ESTADO DEL ARTE

La electrificación de estaciones de compresión ha sido estudiada principalmente en contextos con matrices energéticas diversificadas y bajas en emisiones. En [2] y [3] se han desarrollado modelos avanzados que emplean indicadores financieros (Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno) y análisis de ciclo de vida, partiendo del supuesto de generación eléctrica limpia. Sin embargo, estos enfoques presentan limitaciones significativas al aplicarse a realidades como la boliviana, donde la generación eléctrica depende mayoritariamente del gas natural, creando una paradoja energética en los procesos de electrificación.

Si bien no existen metodologías estandarizadas específicas para contextos con matriz eléctrica gasodependiente, el presente trabajo identifica y supera tres brechas críticas de los estudios convencionales [2, 3]: i) la omisión de las

ineficiencias en la cadena gas-combustión-compresión, ii) la falta de consideración de las limitaciones de infraestructura local, y iii) la desconexión con los plazos reales de transición energética nacional.

Esta revisión sistemática de literatura permite establecer que los enfoques convencionales deben ser significativamente adaptados para proporcionar evaluaciones realistas en contextos con alta dependencia de combustibles fósiles. Los estudios disponibles, aunque valiosos como referencia técnica, requieren modificaciones sustanciales para considerar las particularidades de sistemas energéticos como el boliviano, donde la transición hacia la electrificación debe analizarse en paralelo con la evolución de la matriz de generación eléctrica.

### 3. METODOLOGÍA

Para realizar el análisis de la posibilidad de conversión de la planta, se deben conocer las características de esta, como ser: cantidad de compresores, características de los motores, propiedades del gas a tratar, propiedades de salida y entrada en el gas. La metodología propuesta es ilustrada en el flujograma mostrado en la Figura 2.

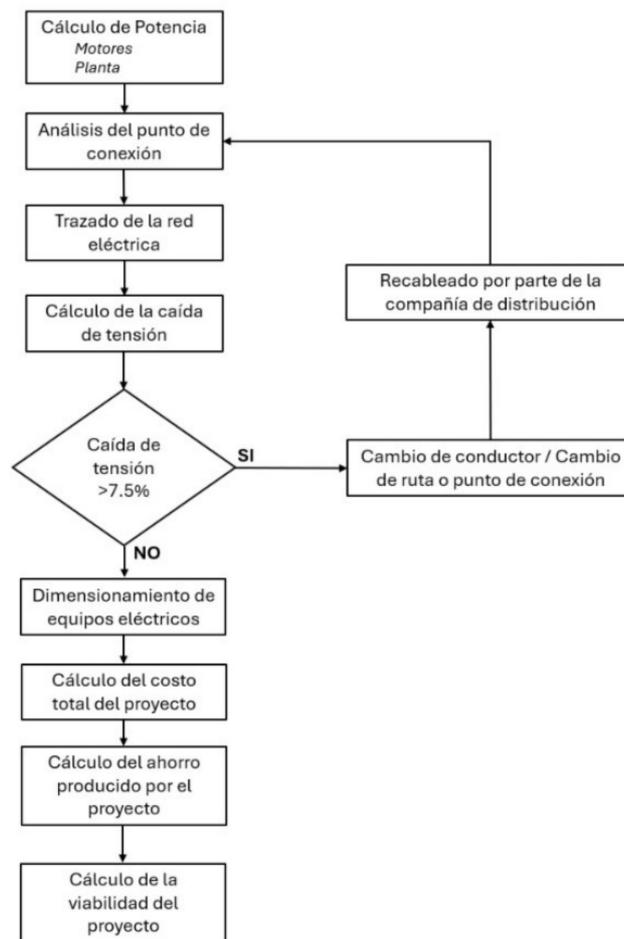


Figura 2: Flujograma de la metodología propuesta.

#### 3.1 Cálculo de potencia

Esta revisión sistemática de literatura permite establecer que los enfoques convencionales deben ser significativamente adaptados para proporcionar evaluaciones realistas en contextos con alta dependencia de combustibles fósiles. Los estudios disponibles, aunque valiosos como referencia técnica, requieren modificaciones sustanciales para considerar las particularidades de sistemas energéticos como el boliviano, donde la transición hacia la electrificación debe analizarse en paralelo con la evolución de la matriz de generación eléctrica

$$P_{Total} = \left( \sum P_{Motores} + P_{Planta} \right) * f_{Sdim} \tag{1}$$

### 3.1.1 Potencia de compresión

La potencia mecánica requerida se estima a través de la ecuación de potencia de compresión de un gas en un proceso isentrópico [4]:

$$\dot{W} = 3.0303 * \frac{Q_{SC} * P_{SC} * T_1 * (Z_1 + Z_2)}{2 * Z_1 * T_{SC}} * \frac{k}{k-1} * \left( r^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \quad (2)$$

Donde,

- $\dot{W}$  = Potencia teórica [HP]
- $Q_{SC}$  = Flujo volumétrico en condiciones estándar [MMSCFD]
- $P_{SC}$  = Presión estándar [psia]
- $T_1$  = Temperatura de entrada [R]
- $T_{SC}$  = Temperatura estándar [R]
- $Z_1, Z_2$  = Factor de compresibilidad en succión y descarga [-]
- $k$  = (Cp/Cv) Relaciones de calores específicos [-]
- $r$  = Relación de compresión [-]

Una vez determinada la potencia mecánica requerida por la bomba se compara con las opciones de motores eléctricos disponibles en el mercado, seleccionando aquel que mejor se ajuste a las necesidades del sistema. Una vez definido el motor comercial a ser empleado, se calcula la energía eléctrica requerida [5]:

$$P_{Electrica} = \frac{\dot{W}}{\eta_{Motor Elec.}} \quad (3)$$

La potencia requerida por los motores es la sumatoria de todas las potencias eléctricas calculadas de todos los motores.

### 3.1.2 Potencia planta

Para encontrar la potencia requerida por la planta se consideran todos los componentes eléctricos que operan en la planta como ser las luminarias, las bombas, equipos de control, etc. Sirviendo como guía los planos eléctricos y el diagrama unifilar se determina la demanda de potencia de la planta o tener un aproximado para el cálculo de potencia total:

$$\sum P_{Lum} + P_{Bombas} + P_{Equipos} + Etc. \quad (4)$$

## 3.2 Diseño de la red de energía eléctrica

Las estaciones de compresión se encuentran en lugares alejados sin acceso a electricidad por lo que se requerirá ampliar la línea de distribución. Para determinar la factibilidad de esta ampliación se deben tomar en cuenta las normativas que se tienen en la región. En caso de que no se requiera ampliar la red también se debe analizar si la línea de distribución disponible es capaz de suplir las demandas o si se puede gestionar un recableado con la compañía de distribución. Las compañías encargadas de la distribución de energía eléctrica tienen alcance regional, por ello se debe acudir a estas para obtener las características propias de la red a la cual se desea conectar como también las reglas estipuladas de conexión.

### 3.2.1 Punto de conexión

Se debe analizar la red eléctrica disponible más cerca (pueden ser uno o varios puntos), las características imprescindibles que se deben conocer acerca de la red son: Tensión nominal, frecuencia, sección del conductor y configuración (trifásico, delta o estrella).

Una vez conocidas las características del punto o puntos de conexión más cercanos se deben analizar los valores para determinar el mejor punto de conexión o si es factible la conexión. Al tratarse de baterías de compresión donde se manejan grandes cantidades de gas se asume que la potencia total es un valor elevado por ende se requiere una conexión trifásica.

### 3.2.2 Caída de tensión

Para determinar la caída de tensión se debe conocer de donde proviene la energía eléctrica que se va a utilizar, para ello se debe conocer la subestación o el punto de generación más cercano. Esta información se puede consultar con el ente encargado de la distribución de energía eléctrica u otros portales de información georreferenciada.

Una vez conocida la ubicación de la subestación más cercana se debe medir la distancia que recorre el conductor desde dicha subestación hasta la estación de compresión en análisis. En base a esta distancia y la sección del conductor se encuentra la caída de tensión mediante la ecuación (5) [6].

$$\%V = P * L * G \quad (5)$$

Donde:

- %V = Caída de tensión porcentual
- P = Carga Acumulada al final de cada tramo en kW
- L = Longitud de cada tramo en km
- G = Coeficiente unitario de caída de tensión % (kW-km)

La caída de tensión máxima admisible depende de cada ente encargado de distribución de energía eléctrica y de la zona donde se encuentre la estación. Usualmente se requiere que la caída de tensión no sea superior al 5% o en áreas rurales no debe ser superior al 7.5% [7]. Si la caída de tensión supera este valor se debe replantear un recableado con la compañía de distribución desde donde sea necesario.

### 3.2.3 Trazado de la red eléctrica

Una vez comprobado que la caída de tensión este dentro del rango, se debe diseñar el trayecto de la extensión de la línea, para ello se debe seguir el reglamento de estacado y dimensionamiento de la compañía de distribución de cada región. En el reglamento se encuentra el tipo de poste a elegir dependiendo del calibre del conductor y del grado de desviación que se tenga, los equipos de maniobra que se requieren dependiendo de la demanda, los puestos de transformación, el diseño de la acometida, el vano y la flecha.

## 3.3 Selección de equipos eléctricos

El siguiente paso es la selección de equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la estación de compresión: motores, transformadores, equipos de control y protección de cada uno de los componentes.

### 3.3.1 Motores

Con la potencia requerida por el motor, se debe buscar un motor que cumpla con esa demanda de potencia y de la velocidad de rotación (RPMs). Se debe verificar el requerimiento de los RPM utilizando la ecuación (6).

$$n = \frac{120 * f}{p} \quad (6)$$

Donde:

- n = Velocidad de rotación [RPM]
- f = Frecuencia de la red AC que alimenta el motor 50/60 [Hz]
- p = Numero de polos

En caso de que la velocidad requerida no coincida con las del motor, se debe emplear un variador de frecuencia.

### 3.3.2 Transformador

En base al voltaje del motor y la potencia requerida por la planta, se debe dimensionar el transformador. El transformador debe poder alimentar a los motores con su voltaje propio, como también debe poder alimentar a la planta con baja tensión (380/220V). Para ello existen dos alternativas, analizar la posibilidad de un transformador con un devanado terciario o tener dos transformadores, uno para alimentar a los motores y otro para alimentar la estación. El transformador que alimenta los motores debe suplir la demanda de estos y tener un excedente por seguridad, el transformador que alimenta la estación debe poder suplir la demanda y tener un excedente por si existen ampliaciones futuras. También tomar en consideración la altura en la que se empleara el motor ya que el país posee una gran variedad de alturas a lo largo de su territorio, la construcción del transformador debe ser apta para la altura a la que se empleara.

### 3.3.3 Centro de control de motores

El centro de control de motores es el encargado de arrancar, controlar, monitorear y proteger el motor. Contiene varios equipos eléctricos como contactores, relés de protección, disyuntores, fusibles y dispositivos de medición, todos estos

componentes se encuentran dentro de una estructura metálica. Todos los dispositivos deben ser correctamente dimensionados para el voltaje y potencia del motor.

**3.3.4 Variador de frecuencia**

El variador de frecuencia cumple un rol importante en el control del motor, ya que, sin él, no podríamos controlar la velocidad del motor eléctrico, y por ende no podríamos controlar la presión de salida y el caudal del compresor. También cumple un rol importante a la hora encender y apagar el motor, ya que este también es capaz de arrancar y detener el motor de manera que no se tengan corrientes de arranque excesivas. Al igual que los anteriores dispositivos, este tiene que estar correctamente dimensionado acorde a las exigencias del motor. Suele ser el componente más costoso de todo el proyecto debido a su complejidad electrónica.

**3.4 Análisis económico**

Respecto la viabilidad del proyecto se analizan los costos y se comparan con los ahorros que conlleva el proyecto a largo plazo.

**3.4.1 Costo de conexión a la red**

Para el análisis del costo de la conexión a la red se debe totalizar la cantidad de postes, contabilizar la cantidad de kilómetros de ampliación y los equipos de maniobra, calculando el vano y la distancia entre postes y su estructura.

En la Tabla 1 se presentan los precios referenciales de labores de extensión de red de 3 diferentes proyectos de ampliación de línea en diferentes departamentos de Bolivia.

**TABLA 1 - COSTOS DE LA AMPLIACIÓN DE RED**

Descripción	Unidad	Precio Unitario \$US.
Instalación de Faenas	GLB	1,537.93
Replanteo Topográfico MT	PZA	375.93
Plantado de Postes	PZA	35.22
Poste VC-1	PZA	568.76
Poste VC-2	PZA	253.10
Poste VC-7	PZA	476.50
Poste VC-8	PZA	377.68
Rienda Simple MT E1-1	PZA	87.81
Ancla MT F3-1	PZA	106.36
Puesta a Tierra con Varilla	PZA	102.73
Seccionador Fusible	PZA	974.27
Malla de Puesta a Tierra	PZA	1,239.59
Cableado ACSR 2/0 AWG	km	2,017.18
Cableado ACSR #2 AWG	km	1,382.79
Cableado ACSR #4 AWG	km	1,065.59

**3.4.2 Costo de equipos eléctricos**

El costo de los equipos eléctricos se obtiene de cotizaciones de los equipos eléctricos dimensionados previamente. El costo de los motores, de los transformadores, los componentes del CCM y el armario, los conductores para el montaje y el variador de frecuencia que es el componente más costoso. Como también se debe considerar el costo de importación si los equipos provienen del extranjero, los impuestos y el costo de entrega en planta. Con todos los costos se calcula el costo total aproximado de todo el proyecto.

$$C_{Equipos} = \sum C_{Motores} + C_{Transf} + C_{CCM} + C_{VF} \tag{7}$$

**3.4.3 Costo de mantenimiento**

Los motores a combustión tienen mantenimientos planeados mayores (overhaul y rectificación) y mantenimientos planeados menores (cambio de filtros, cambio de fluidos y ajustes menores). El mantenimiento de los motores eléctricos consta de mantenimientos planeados menores y no cuenta con mantenimiento planeado mayor debido a la naturaleza de los motores eléctricos. Se debe encontrar el costo de cada mantenimiento y realizar una comparación en cuanto a costos.

$$A_{Mtto} = \sum C_{Mtto\ Combustion} - \sum C_{Mtto\ Electrico} \tag{8}$$

Donde:

- $A_{mto}$  = ahorro en mantenimiento,
- $C_{Mto\text{ combustión}}$  = costo mensual del mantenimiento motores a combustión.
- $C_{Mto\text{ eléctrico}}$  = costo mensual del mantenimiento motores eléctrico.

### 3.4.4 Costo diferido de producción

El costo diferido de producción se refiere al monto económico perdido por causa de los paros programados y no programados que se tengan en la planta cuando la producción cese. En cuanto a mantenimientos planeados menores, se estima que en motores a combustión se deben realizar cada 2000 horas (4.38 veces al año) y en motores eléctricos se deben realizar cada 4500 horas (1.94 veces al año). En los mantenimientos planeados mayores, se estima que en motores a combustión se deben realizar cada 20000 horas (360 hrs cada 2.2 años), sin embargo, en motores eléctricos no se realizan.

En cuanto a mantenimientos no planeados, se recurre a la disponibilidad que maneja cada activo, en este caso los motores a combustión tienen una disponibilidad del 98.5%, y en motores eléctricos se tiene el 99.8% de disponibilidad.

$$A_{CDP} = \sum C_{Perdida\ Prod.Comb.} - \sum C_{Perdida\ Prod.Elec.} \quad (9)$$

Donde:

- $A_{CDP}$  = ahorro obtenido.
- $C_{Perdida\ Prod.Comb.}$  = costo total pérdidas de paradas por mantenimiento motor de combustión.
- $C_{Perdida\ Prod.Elec.}$  = costo total pérdidas de parada por mantenimiento motor eléctrico.

### 3.4.5 Costo de gas combustible/energía eléctrica

Se refiere al costo del combustible que se gasta mensualmente y al costo de energía eléctrica en caso de realizar el cambio a un motor eléctrico. Para el cálculo del ahorro se debe conocer el costo de la energía eléctrica en la región de la estación, el consumo del motor a combustión y el costo del gas. Para el costo de la energía eléctrica se debe tener en cuenta la categoría a la que corresponde el consumo eléctrico como también en que bloques horarios se encuentra el consumo y el costo de la energía dentro de cada bloque.

$$A_{CC} = \sum C_{Gas\ quemado} - \sum C_{Energía\ Elec.} \quad (10)$$

Donde:

- $A_{Cc}$  = ahorro obtenido
- $C_{Gas\ Quemado.}$  = costo total del gas quemado en el motor por la planta
- $C_{Energía\ Elec.}$  = costo total de la energía eléctrica requerida por el motor eléctrico.

### 3.4.6 Valor presente neto

Una vez calculado el costo del proyecto y el ahorro mensual que conlleva este, para garantizar una evaluación financiera rigurosa que considere el valor temporal del dinero, este estudio adoptó el Valor Presente Neto (VPN) como principal indicador de rentabilidad. El cálculo del VPN incorpora tanto los costos iniciales de inversión en equipos e infraestructura como los beneficios anuales derivados de la operación electrificada, incluyendo ahorros en mantenimiento, mayor eficiencia energética y reducción en el consumo de gas. Adicionalmente, se considera un valor residual de los equipos al final del periodo de evaluación. Para asegurar la robustez de los resultados, el análisis incluye pruebas de sensibilidad que examinan el comportamiento del VPN ante variaciones en los parámetros clave, como fluctuaciones en la tasa de descuento ( $\pm 2\%$ ) o cambios en los costos operativos.

$$VPN = \sum \frac{A_{Mto} + A_{CDP} + A_{CC}}{(1 + i)^n} - Costo\ Total\ del\ Proyecto\ [\$US] \quad (11)$$

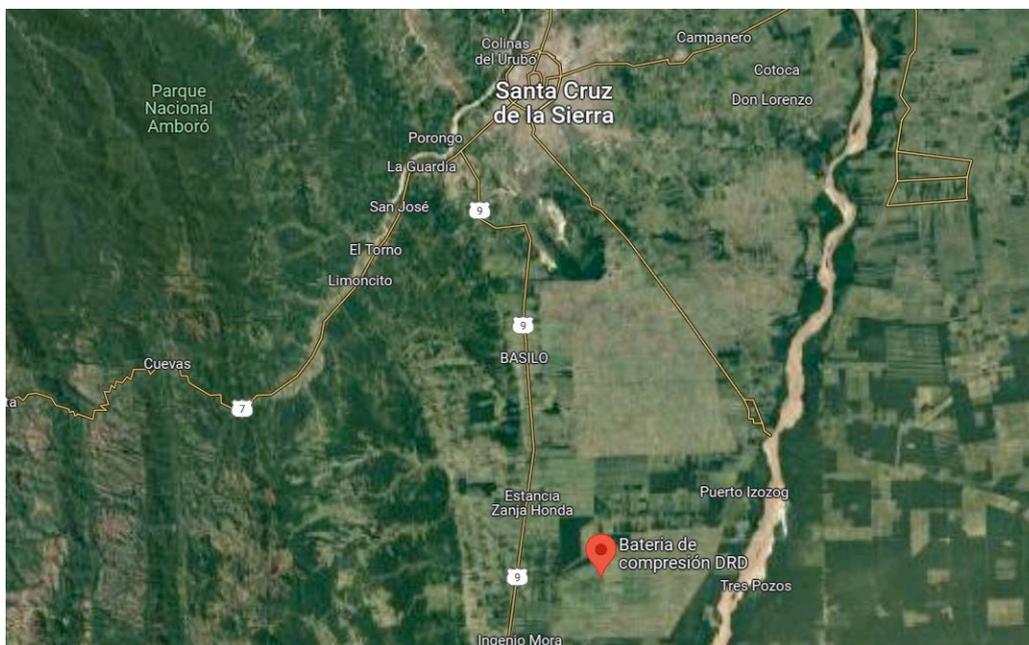
Donde:

- $VPN$  = Valor Presente Neto
- $i$  = Tasa de descuento

La interpretación de los resultados sigue el criterio financiero estándar: un VPN positivo indica que el proyecto genera valor económico neto después de recuperar la inversión inicial y cubrir el costo de capital, mientras que un VPN negativo sugeriría lo contrario.

#### 4. CASO DE ESTUDIO: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología propuesta fue aplicada para el análisis de la viabilidad de la conexión de la Batería de Compresión “El Dorado” ubicada en el departamento de Santa Cruz – Bolivia (Figura 3).



**Figura 3:** Ubicación de la Batería de Compresión “El Dorado” (Latitud:  $-18.385298^{\circ}$   
Longitud:  $-63.096345^{\circ}$ )

##### 4.1 Cálculo de Potencia

Aplicando la ecuación 2 y considerando una eficiencia de 95% de los motores eléctricos, se calculó que cada compresor requiere 663 HP. En conjunto, la potencia eléctrica requerida para los dos compresores es de 1,326 HP, equivalente a 1 MW.

Adicionalmente, el consumo eléctrico de la planta para sistemas auxiliares e iluminación es de 100 kW, sumando un total de 1.1MW. Considerando un margen de sobredimensionamiento del 20% para garantizar operación segura y confiable, se requiere una potencia total de 1.32 MW para el funcionamiento de la estación.

##### 4.2 Conexión a la Red

Para conectar la Batería de Compresión a la red de energía eléctrica se analizaron 3 diferentes puntos de conexión, el punto de conexión ideal requiere la ampliación de la red de 5.53 km (Figura 4a). La distancia de la planta a la subestación más cercana (Brechas) es de 43.84 km (Figura 4b) y tiene las siguientes características: i) Tensión Nominal: 24.9 kV, ii) Frecuencia Nominal: 50 Hz, iii) Conductor de fase y neutro: ACSR 2/0 AWG, iv) Factor de potencia: 0.9.

La caída de tensión máxima permisible es de 5% y del análisis de ampliación de red se obtuvo el valor de 4.57%, por lo que se cumple el requerimiento. Se dimensionaron los conductores requeridos para la ampliación de la red y obteniendo un conductor 2/0 AWG.



**Figura 4:** a) Distancia de Ampliación de Red (5.53 km), b) Distancia a la Subestación (43.84 km)

### 4.3 Selección de equipos eléctricos

Una vez diseñada la conexión al sistema eléctrico de la región, se procedió al dimensionamiento y selección de los principales equipos eléctricos: transformación, control, protección y motores.

Para los compresores, se identificó en el mercado local un motor eléctrico de la marca WEG, modelo W50, con una potencia de 500 kW, 6 polos y una tensión nominal de 3.3 kV. Este valor de tensión define el requerimiento que debe cumplir el sistema de transformación. Dado que la planta opera con dos niveles de tensión, uno para los motores y otro para los sistemas auxiliares, se seleccionaron dos transformadores: uno principal de 1.5 MVA y otro secundario de 100 kVA, capaces de abastecer toda la demanda.

El Centro de Control de Motores (CCM) agrupa los dispositivos de control y protección, garantizando una operación segura tanto del equipo como del personal. Además, se incorporó un variador de frecuencia (VFD) para regular la velocidad del motor eléctrico, lo que permite ajustar la presión y el caudal del compresor según la necesidad operativa, así como realizar arranques y paradas sin generar picos de corriente.

Para simplificar el proceso de adquisición, se contactó a la empresa ABB, a la cual se solicitó una cotización del CCM completo, considerando las dimensiones y especificaciones del motor mencionado (500 kW, 3.3 kV), sin desglosar los componentes por separado.

### 4.4 Análisis económico

Se tomaron en cuenta precios referenciales de otros proyectos mostrados en la Tabla 1 y se obtuvo un costo aproximado de 112 mil \$US.

Los equipos eléctricos tienen un valor de 1.1 millones \$US, donde el motor tiene un costo unitario de 111,500 \$US, el variador de frecuencia 301,400 \$US, el CCM 102,750 \$US y los transformadores 76,700 \$US. El proyecto tiene un costo total de 1,221,000 \$US como se observa en la Tabla 2.

**TABLA 2 - COSTO DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS**

Descripción	Precio Unitario \$US.	Costo de Importación e Impuestos	Cantidad	Costo Total \$US.
Ampliación de la Red	112,000.00	N/A	1	112,000.00
Motor WEG W50 500 kW	111,500.00	N/A	2	223,000.00
VFD. ABB AC5580-MV	220,080.00	81,400.00	2	602,800.00
CCM ABB 3.3 kV	75,000.00	27,750.00	2	205,500.00
Transformador ABB 1.5 MVA	50,000.00	18,500.00	1	68,500.00
Transformador ABB 100 kVA	6,000.00	2,220.00	1	8,220.00
<b>Total \$US.</b>				<b>1,221,000.00</b>

#### 4.5 Ahorro

De acuerdo con la Tabla 3, los mantenimientos planeados mayores para la Batería de Compresión “El Dorado” tienen un costo de 2.86 \$US por HP por mes; y los mantenimientos planeados menores un costo de 2.01 \$US por HP por mes. El mantenimiento de los motores eléctricos tiene un costo de 2.09 \$US por HP por mes en mantenimiento. Por ende, mensualmente se tiene un ahorro de 2.78 \$US por HP, en caso de cambiar el motor a uno eléctrico, anualmente se tiene un ahorro de 33.36 \$US por HP<sup>1</sup>.

**TABLA 3 - COSTO DE MANTENIMIENTO**

	Mantenimientos Planeados Mayores		Mantenimientos Planeados Menores		Total \$US
Motor a Combustión	2480 HP x 2.86\$US/HP x Mes	7,092.80 \$US	2480 HP x 2.01\$US/HP x Mes	4,984.8 \$US	12,077.60 \$US
Motor Eléctrico	1360 HP x 2.09 \$US/HP x Mes	22,842.40 \$US	N/A	0	2,842.40 \$US

El costo de mantenimiento del motor a combustión implica un gasto mensual de 12,077 \$US mientras que el motor eléctrico tiene un gasto anual de 2,842 \$US.

En la Tabla 4 se calcula el costo diferido de producción, el motor a combustión que tiene un valor mensual de 16,875 \$US debido a sus paradas por mantenimiento mientras que el motor eléctrico es de 1,518 \$US.

**TABLA 4 - COSTO DIFERIDO DE PRODUCCIÓN**

Mantenimiento	Motor a Combustión		Motor Eléctrico	
Mantenimientos Planeados Mayores	360 hrs c/ 2.28 años x 2 = 26.28 hrs x mes	8,212.50	N/A	0
Mantenimiento Planeados Menores	4.38 veces x año x 8 hrs x 2 = 5.82 hrs x mes	1,818.75	1.94 veces x año x 6 hrs x 2 = 1.94 hrs x mes	606.25
Mantenimientos No Planeados	131.4 hrs (99.8% disponibilidad) x año x 2	6,843.75	17.52 hrs (98.5% disponibilidad) x año x 2	912.50
<b>Total \$US.</b>		<b>16,875.00</b>		<b>1,518.75</b>

También se analizó el ahorro en cuanto al consumo de energía eléctrica comparado con el consumo de GN y mensualmente se llega a ahorrar 423.31 \$US.

Con este ahorro, considerando un horizonte de 10 años y una tasa de descuento del 12%, se tiene un VPN de 528,000 \$US, mostrando que el proyecto genera valor económico incluso después de considerar el valor temporal del dinero.

Los resultados demuestran que esta transformación es técnica y financieramente viable, con un VPN positivo, este resultado confirma la creación de valor económico. La rentabilidad del proyecto se sustenta principalmente en los ahorros operativos del sistema eléctrico, que alcanzan un 78% en costos de mantenimiento respecto a los motores tradicionales, gracias a la reducción de componentes móviles y la eliminación de cambios periódicos de filtros y aceites. Adicionalmente, el análisis de sensibilidad muestra que el VPN permanece positivo incluso con variaciones de ±2% en la tasa de descuento, evidenciando la robustez de la solución propuesta.

Desde la perspectiva operacional, la implementación de motores eléctricos ofrece ventajas considerables, su mayor disponibilidad (99.8% frente al 98.5% de los motores de combustión) se traduce en menos interrupciones no programadas, lo que a su vez disminuye los costos asociados a paradas de producción. Adicionalmente, la eficiencia energética superior de los motores eléctricos, que alcanza un 95% frente al 40% de sus contrapartes de combustión, permite un uso óptimo de los recursos energéticos. Estos beneficios operativos se complementan con el positivo impacto ambiental de la medida, ya que se eliminan las emisiones directas de gases de efecto invernadero producidas por la quema de gas en los motores convencionales.

La implementación exitosa de este tipo de proyectos depende de varios factores críticos que deben ser cuidadosamente evaluados. La distancia a la red eléctrica existente resulta determinante, ya que ampliaciones muy extensas pueden elevar los costos y afectar la calidad del suministro. En el caso estudiado, una extensión de 5.53 km demostró ser técnicamente viable, manteniendo la caída de tensión dentro de los límites permitidos. Igualmente, la selección adecuada de los

<sup>1</sup> Los costos de mantenimiento fueron proporcionados por la propia batería de compresión “El Dorado”.

equipos, particularmente en lo que respecta a motores, transformadores y variadores de frecuencia, que deben cumplir con los requerimientos específicos de potencia y velocidad de cada instalación.

## 5. CONCLUSIONES

La metodología desarrollada en este trabajo trasciende del caso particular analizado, ofreciendo un marco de referencia aplicable a plantas de compresión que actualmente utilizan este mismo energético y que por razones de regulación de los países, razones ambientales o simplemente por eficiencia energética, deben realizar el cambio del energético utilizado, en este caso a electricidad.

La replicabilidad de la metodología propuesta requiere de un análisis detallado de las características particulares de cada estación de compresión, especialmente en lo que concierne a: ubicación de esta, potencia de los compresores, la infraestructura eléctrica disponible y a las regulaciones locales.

En el caso particular de Bolivia, este enfoque planteado se alinea con las políticas energéticas del país que buscan maximizar las exportaciones de gas natural mientras se aprovecha la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional, el cual actualmente opera con un margen de reserva significativo.

## REFERENCIAS

- [1] Decreto Supremo N° 4794/2022, 7 de septiembre de 2022, Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia, 7 sept. 2022.
- [2] P. Kostowski and W. J. Kostowski, "Energy and exergy recovery in a natural gas compressor station - A technical and economic analysis," *Energy Convers. Manage.*, vol. 105, pp. 1089-1097, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.002.
- [3] P. Silva et al., "Trigenerative solution for natural gas compressor stations: A north Italian test case," *Energy*, vol. 151, pp. 914-929, May 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.02.154.
- [4] K. K. Botros and H. Golshan, "Advances in natural gas compression systems," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 78, p. 103284, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.jngse.2020.103284.
- [5] M. Farzaneh-Gord et al., "Energy efficiency in natural gas compressor stations: Electrification vs. gas turbines," *Energy*, vol. 155, pp. 1-14, July 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.06.123.
- [6] IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book), 1993.
- [7] Ministerio de Hidrocarburos y Energía, "Manual de elaboración y evaluación de proyectos de electrificación rural," La Paz, Bolivia, 2014.