FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE SOLUCIONES ANTE FALLA EN AISLADORES DE TRANSFORMADOR DE 220 KV DE MINERA CERRO NEGRO NORTE

Profesor guía:

Jonathan Agüero Ferrera

Iván Ariel Díaz Larenas

Alexander Gabriel Olivares Páez

Copiapó, Chile 2025

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE SOLUCIONES ANTE FALLA EN AISLADORES DE TRANSFORMADOR DE 220 KV DE MINERA CERRO NEGRO NORTE

Proyecto de titulación para optar al título de Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor guía:

Jonathan Agüero Ferrera

Iván Ariel Díaz Larenas

Alexander Gabriel Olivares Páez

Copiapó, Chile 2025

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a mi familia y, en especial, a mis padres, cuyo apoyo constante, consejos oportunos y ejemplo de integridad han sido el cimiento de mi formación personal y profesional. Gracias por inculcarme disciplina, perseverancia y amor por el conocimiento; por las oportunidades que me brindaron y por creer en mí incluso cuando el camino se tornó difícil. Este logro refleja su esfuerzo, sus sacrificios silenciosos y los valores que me han guiado para alcanzar mis objetivos y seguir persiguiendo mis sueños.

Ivan Diaz Larenas.

AGRADECIMIENTO

Nos gustaría agradecer a nuestro profesor guía Jonathan Agüero F. por todo su apoyo, paciencia y orientación a la hora de confeccionar el presente proyecto de titulación.

También agradecemos a la empresa, en la cual trabajamos y en especial a nuestro líder de mantenimiento, el Sr. Eduardo Chuy-Kan G. quien nos brindó las facilidades y herramientas necesarias para trabajar en nuestro proyecto de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTO iii

RESUMEN viii

ABSTRACT ix

CAPITULO| I INTRODUCCIÓN. 1

1.1. Objetivo general 3

1.2. Objetivos específicos 3

1.3. Planteamiento del problema. 3

1.4. Alcances 4

1.5. Cambio o mejora 4

CAPÍTULO II ANTECEDENTES TÉCNICOS 6

2.1. Antecedentes Técnicos 7

2.1.1. Transformadores de Potencia en Sistemas Eléctricos de Alta Tensión 7

2.1.1.1. Bushings de Alta Tensión 10

2.1.2 Datos del transformador y bushing en estudio 13

2.2. Herramientas contables 16

2.3. Normativa aplicable. 17

CAPÍTULO III COMPARATIVA DE PROPUESTAS 19

3.1. Consideraciones de la comparación 19

3.2. Criterios de homologación y supuestos 19

3.3. Trabajos asociados al cambio y reparación de bushing 20

3.4. Transformador nuevo y repuestos de bushing adicionales 23

3.5. Lectura integral de los resultados 25

3.6. Limitaciones y normalizaciones aplicadas 26

3.7. Depurado de propuestas. 26

CAPITULO IV ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO 27
4.1. Estudio Técnico 27
4.1.1. Evaluación de la criticidad de las pruebas. 27
4.1.1.1. Medición de corriente de excitación. 28
4.1.1.2. Ensayo de barrido de frecuencia. 28
4.1.1.3. Medición de curvas de saturación de los toroides de medida. 29
4.1.1.4. Criterio utilizado. 30
4.2. Estudio Económico. 30
4.2.1. Producción de Minera Cerro Negro Norte. 30
4.2.2. Estimación de la producción por hora. 30
4.2.3. Tiempo medio de reparación (MTTR): 31
4.2.4. Tiempo medio entre fallas (MTBF) 32
4.2.5. Cálculo de la disponibilidad (A) del transformador. 33
4.2.6. Cálculo de la disponibilidad (A) de la planta. 33
4.2.7. Tiempo medio de reparación (MTTR) considerando la mantención programada: 34
4.2.7.1. MTTR añadiendo la mantención de la empresa A. 34
4.2.7.2. MTTR añadiendo la mantención de la empresa D. 34
4.2.8. Tiempo medio entre fallas (MTBF) estimado luego de la mantención programada. 35
4.2.8.1. MTBF añadiendo la mantención de la empresa A. 35
4.2.8.2. MTBF añadiendo la mantención de la empresa D. 35
4.2.9. Cálculo de la disponibilidad de la planta considerando una reparación exitosa. 36
4.2.9.1. Cálculo de la disponibilidad que ofrece la empresa A. 36
4.2.9.2. Cálculo de la disponibilidad que ofrece la empresa D. 36
4.2.10. Pérdidas generadas en caso de una falla crítica 36
4.2.10.1. Cálculo de MTTR con falla crítica en 2025. 37
4.2.10.2. Cálculo de MTBF con falla crítica en 2025. 37
4.2.10.3. Cálculo de disponibilidad en 2025 considerando una falla critica. 37

4.2.10.4. Cálculo de MTTR con falla crítica en 2026. 37
4.2.10.5. Cálculo de MTBF con falla crítica en 2026. 38
4.2.10.6. Cálculo de disponibilidad en 2026 considerando una falla critica. 38
4.2.11. Flujo de caja en la evaluación técnico–económica 38
CAPITULO V RESULTADOS Y RECOMENDACIONES 41
5.1. Análisis de resultados obtenidos. 41
5.2. Propuesta recomendada. 44
CAPITULO Vl CONCLUSIONES 45
GLOSARIO 49
BIBLIOGRAFÍA 50
ANEXO 1. 52
ANEXO 2. 53
ANEXO 3. 54
ANEXO 4. 55
ANEXO 5. 57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 7

Figura 2.2 8

Figura 2.3 9

Figura 2.4 13

Figura 2.5 14

Figura 2.6 14

Figura 3.1 20

Figura 3.2 21

Figura 3.3 23

Figura 3.4 24

ÍNDICE DE TABLAS

Figura 3.1 22

Figura 4.1 39

RESUMEN

El presente proyecto de titulación abordó la falla ocurrida en los aisladores (bushings) de alta tensión del transformador de 220 kV de la subestación principal de Minera Cerro Negro Norte, asociada al sismo del 6 de junio de 2025, y evaluó alternativas de intervención desde una perspectiva técnico–económica. El objetivo general fue determinar la solución que minimiza el riesgo de falla catastrófica y el costo de improductividad, asegurando el cumplimiento de la normativa internacional aplicable al transformador y sus bushings.

El Capítulo I presentó el contexto operativo de la faena, el transformador como activo crítico, la descripción de la falla y el planteamiento del problema, junto con el objetivo general y los objetivos específicos. El Capítulo II desarrolló los antecedentes técnicos sobre transformadores de potencia, tecnologías de bushings (OIP, RIP, RIS), sistemas de aislamiento y aceites dieléctricos, modos de falla, indicadores de mantenimiento (MTTR, MTBF, disponibilidad) y conceptos económicos como el flujo de caja, incorporando normas IEC, IEEE y guías CIGRE. El Capítulo III comparó ocho propuestas de servicio, homogenizó alcances técnicos, plazos, ensayos y costos, y seleccionó las Empresas A y D para intervenir el transformador existente y la Empresa F como escenario límite de falla catastrófica y reemplazo completo. El Capítulo IV desarrolló el estudio técnico–económico, clasificando los ensayos eléctricos entre imprescindibles y complementarios para el cambio de bushings, y modelando MTTR, MTBF, disponibilidad y costo horario de improductividad para las alternativas A, D y F. El Capítulo V integró los resultados técnicos y económicos, mostrando que la Empresa D, con menor tiempo de intervención y cumplimiento técnico adecuado, generó el menor costo total frente a la Empresa A y al escenario de falla catastrófica. Finalmente, en el Capítulo VI se concluyó que en base a los resultados obtenidos en el capítulo anterior, la Empresa D se seleccionó como la alternativa más conveniente, al combinar el cumplimiento normativo con menores tiempos de intervención y menores costos de improductividad.

PALABRAS CLAVE: TRANSFORMADOR DE POTENCIA – BUSHINGS – ANÁLISIS TÉCNICO–ECONÓMICO – MTTR/MTBF – IMPRODUCTIVIDAD.

ABSTRACT

This graduation project addresses the failure of the high-voltage bushings of the 220 kV power transformer at the main substation of Minera Cerro Negro Norte, associated with the earthquake of June 6, 2025, and evaluates intervention alternatives from a techno-economic perspective. The general objective is to determine the solution that minimizes the risk of catastrophic failure and the cost of lost production, while ensuring compliance with the international standards applicable to the transformer and its bushings.

Chapter I presents the operating context of the mining site, the transformer as a critical asset, the description of the failure and the problem statement, together with the general and specific objectives. Chapter II develops the technical background on power transformers, bushing technologies (OIP, RIP, RIS), insulation systems and dielectric oils, failure modes, maintenance indicators (MTTR, MTBF, availability) and economic concepts such as cash flow, incorporating IEC, IEEE and CIGRE guidelines. Chapter III compares eight service proposals, harmonizes technical scope, schedules, tests and costs, and selects Companies A and D to intervene the existing transformer, and Company F as a boundary scenario of catastrophic failure and complete replacement. Chapter IV develops the techno-economic study, classifying electrical tests as essential or complementary for the bushing replacement, and modeling MTTR, MTBF, availability and hourly lost-production cost for alternatives A, D and F. Chapter V integrates the technical and economic results, showing that Company D, with a shorter intervention time and adequate technical compliance, yields the lowest total cost compared with Company A and the catastrophic-failure scenario. Finally, Chapter VI concludes that, based on the results obtained, Company D is selected as the most suitable alternative, as it combines regulatory compliance with shorter intervention times and lower lost-production costs.

KEYWORDS: POWER TRANSFORMER – BUSHINGS – TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS – MTTR/MTBF – DOWNTIME COST

CAPITULO I
INTRODUCCIÓN.

Producto del sismo de magnitud 6,4° en la escala de Richter, ocurrido *el viernes 6 de* junio del 2025 en la región de Atacama, se produjeron fisuras en las bases de los aisladores primarios de las fases 2 y 3 del transformador de poder de la subestación Cerro Negro Norte (CNN). Este transformador es el encargado de suministrar la energía eléctrica que alimenta a la minera Cerro Negro Norte. El lunes de la semana siguiente al sismo que afecto al transformador, se detectó una filtración de aceite en la base del aislador de la fase 3, la cual tenía una cadencia de goteo correspondiente a 1 gota cada 10 segundos, es decir, 864 mililitros de aceite mineral por día. Este tipo de aislador cuenta con un visor de nivel de aceite con capacidad de 6 litros, el cual por seguridad no debe vaciarse, teniendo que intervenir en un límite de tiempo máximo de 7 días. Por lo que el día miércoles se realizó una desconexión forzosa para mitigar la filtración de aceite, lo cual no tuvo mayor éxito. Debido a esto, el viernes se realizó otra desconexión forzosa para intervenir nuevamente el aislador, incluyendo aquí un relleno del aceite perdido, no logrando mitigar completamente la fuga. El jueves de la semana siguiente se hizo un tercer intento de reparación y relleno de aceite, lo que dio mejores resultados, no obstante, la fuga no fue sellada por completo, aun así, el margen de tiempo para intervenir aumentó significativamente.

A mediados del mes de Julio, se detectó que el nivel de aceite del visor de la fase 2 había estado disminuyendo lentamente, lo que indica que este también tiene una filtración de aceite, que, aunque es mucho menor que la fase 3, eventualmente deberá ser intervenido para evitar una falla mayor en el transformador.

Dado este preámbulo, este análisis tiene por objetivo evaluar los distintos tipos de soluciones técnico-económicas para normalizar esta condición subestándar de funcionamiento a largo plazo, a través de la contratación de una empresa externa que se especialice en este tipo de mantenimiento.

Más adelante en este capítulo se incorporarán los apartados dedicados al objetivo general (1.1), los objetivos específicos (1.2), el planteamiento del problema (1.3), los

alcances del estudio (1.4) y el cambio o mejora propuesto (1.5), que ordenarán formalmente el marco del análisis.

En el Capítulo II se desarrollarán los antecedentes técnicos necesarios para el análisis. En el subcapítulo 2.1 se presentarán los fundamentos teóricos asociados a transformadores de potencia, aceites dieléctricos y aisladores (bushings). Posteriormente, en 2.1.1 y 2.1.1.1 se describirán los transformadores de potencia en sistemas eléctricos de alta tensión y las tecnologías de bushings de alta tensión, mientras que en 2.1.2 se detallarán los datos específicos del transformador y de los bushings en estudio que servirán de referencia para el resto del trabajo.

En el Capítulo III se presentará la comparativa de las propuestas de servicio recibidas. En 3.1 se expondrán las consideraciones generales de la comparación y en 3.2 los criterios de homologación y supuestos utilizados para hacer equivalentes los alcances técnicos, plazos y costos. Luego, en 3.3 se describirán los trabajos asociados al cambio y reparación de bushings, y en 3.4 se caracterizará la alternativa de transformador nuevo y repuestos adicionales. Finalmente, los subcapítulos 3.5, 3.6 y 3.7 se dedicarán a la lectura integral de los resultados preliminares, las limitaciones y normalizaciones aplicadas, y el depurado de propuestas que permitirá seleccionar las alternativas que continuarán en el análisis.

En el Capítulo IV se desarrollará el estudio técnico–económico de las alternativas seleccionadas. En 4.1 se abordará el análisis técnico y, dentro de 4.1.1, se evaluará la criticidad de las pruebas eléctricas ofertadas, describiendo en 4.1.1.1, 4.1.1.2 y 4.1.1.3 los ensayos de corriente de excitación, barrido de frecuencia y curvas de saturación, mientras que en 4.1.1.4 se explicará el criterio utilizado para su clasificación. En 4.2 se desarrollará el estudio económico, donde los subcapítulos 4.2.1 a 4.2.11 presentarán la producción de la minera, la estimación de la producción por hora, el cálculo de MTTR, MTBF y disponibilidad del transformador y de la planta, las pérdidas asociadas a diferentes escenarios de falla y el flujo de caja comparativo que estructurará la evaluación técnico–económica.

En el Capítulo V se integrarán y organizarán los antecedentes obtenidos en los capítulos previos. El subcapítulo 5.1 se destinará al análisis de los resultados desde las

perspectivas técnica y económica, mientras que en 5.2 se presentará la estructura de la propuesta recomendada, explicitando los criterios que se utilizarán para fundamentar la elección de la alternativa de servicio más conveniente para el transformador de 220 kV, sin aún desarrollar las conclusiones generales del trabajo.

Finalmente, en el Capítulo VI se presentarán las conclusiones generales del estudio, sintetizando los principales aprendizajes técnicos y económicos derivados del análisis. Además, se propondrán proyecciones y lineamientos para la aplicación futura de la metodología a otros activos eléctricos críticos en contextos similares, así como posibles líneas de trabajo complementarias que podrán explorarse en estudios posteriores.

1.1. Objetivo general

Evaluar las ofertas técnico-económicas propuestas por empresas externas para la recuperación de un transformador dañado, considerando ventajas y desventajas de los costos asociados.

1.2. Objetivos específicos

a) Comparar las propuestas de reparación y reemplazo ofrecidas por las empresas externas.

b) Analizar los costos directos e indirectos de las ofertas realizadas por las empresas externas seleccionadas.

c) Recomendar la alternativa más eficiente desde el punto de vista técnico- económico y operativo mediante el uso de herramientas contables.

1.3. Planteamiento del problema.

Desde que se detectó esta condición, se intentó reparar la fuga en 3 ocasiones distintas, siendo necesaria una detención completa de la planta en cada intervención, pero no se logró detener por completo, además de que, en las últimas inspecciones, se detectó una filtración menor en la fase 2, que a pesar de ser mucho menor que la de la fase 3, no deja de ser una condición crítica. Todo esto sumado a que internamente los aisladores no cuentan con un sensor de nivel de aceite que detecte cuando este disminuya a un nivel crítico, se ha requerido mantener un monitoreo constante del nivel de aceite en el

visor, el cual, a medida que disminuye por debajo del nivel visible, aumenta exponencialmente la posibilidad de una descarga a tierra que inhabilite el transformador, siendo necesario un recambio completo de este, representando una desconexión del suministro eléctrico que podría abarcar de 5 a 12 meses en la faena Minera Cerro Negro Norte.

1.4. Alcances

a) Este proyecto solo abarca el análisis de las opciones de oferta más prontamente viable para la normalización del transformador, o séase, solamente se presentarán las opciones de cambio completo del equipo y la instalación de repuestos de bushing como una referencia en cuanto a costos y tiempo, sin un mayor análisis más que un cálculo de pérdidas generadas por la hipotética falla critica que se busca evitar con las soluciones propuestas, ya que, para estos casos, no se existe margen de decisión, siendo estas adquisiciones a futuro un hecho.

b) Este estudio no abarca temas medioambientales por el manejo de residuos, siendo este aspecto evaluado por un departamento encargado de esta área, el cual, si bien es parte del grupo CAP, se considera un agente externo que solo prestará a apoyo a la empresa mandante dentro de la subestación donde se encuentra el transformador.

c) Los valores de mercado presentados en este análisis corresponde al del concentrado de hierro al 62%, debida a que, si bien la Minera Cerro Negro Norte declara que el concentrado de hierro tiene 68% de ley, no existe valores de mercado disponibles al público para este nivel de concentración.

1.5. Cambio o mejora

Se evaluará entre las posibilidades de mantención correctiva ofertadas por las empresas con las que se está cotizando el servicio. En las que se solicita sustituir el aislador de la fase 3 por uno igual o de similares características, reparar el aislador dañado de la fase 2, e intentar reparar el aislador retirado de la fase 3.

Para todo esto se utilizarán distintos indicadores que ayudarán a determinar la mejor opción, como sería el Tiempo Medio de Reparación (MTTR), Tiempo Medio entre fallas (MTBF), la disponibilidad y confiabilidad, y el flujo de caja.

CAPÍTULO II
ANTECEDENTES TÉCNICOS

El presente capítulo tiene por objetivo establecer los antecedentes técnicos necesarios para comprender el contexto en el cual se desarrolla el análisis de la falla en los aisladores del transformador de potencia de la planta Cerro Negro Norte. Dado que se trata de un equipo de alta relevancia para la continuidad operativa de la faena, resulta indispensable fundamentar el estudio en conceptos, definiciones y normas que aplican al transformador y sus aisladores. Como así también las herramientas contables que serán utilizadas para evaluar las distintas propuestas de las empresas involucradas.

En primer lugar, se presenta la terminología y definiciones y las principales normas técnicas relacionadas con transformadores de potencia, bushings y fluidos aislantes, las cuales constituyen el marco de referencia para el diseño, la operación segura y las intervenciones sobre este tipo de equipos. Posteriormente, se abordan los principales conceptos asociados a los transformadores, los tipos de aceites dieléctricos empleados como medios de aislamiento y refrigeración, y los tipos de aisladores (bushings) utilizados en aplicaciones de alta tensión, junto con sus características más relevantes desde el punto de vista técnico y de confiabilidad.

Finalmente, se introducen los indicadores de mantenimiento (como el MTTR y el MTBF) y los conceptos económicos vinculados al flujo de caja, que permiten cuantificar el impacto de las fallas y de los tiempos de intervención del transformador sobre la disponibilidad del sistema y sobre las pérdidas económicas por improductividad de la planta. De este modo, los antecedentes técnicos desarrollados en este capítulo entrega las bases conceptuales necesarias para sustentar el análisis y las recomendaciones que se presentan en los capítulos posteriores de la tesis.

2.1. Antecedentes Técnicos

A continuación, se dará un mayor detalle sobre los aspectos técnicos concernientes al transformador y sus componentes, enfatizando mayormente en los bushings.

2.1.1. Transformadores de Potencia en Sistemas Eléctricos de Alta Tensión

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica estática que opera en base al principio de inducción electromagnética. Su función es transferir potencia eléctrica entre dos o más circuitos a distintos niveles de tensión, manteniendo la frecuencia prácticamente constante y con pérdidas reducidas. El transformador está constituido por un núcleo magnético, uno o más devanados, un sistema de aislamiento, un tanque y un sistema de enfriamiento, además de diversos accesorios de protección y monitoreo.

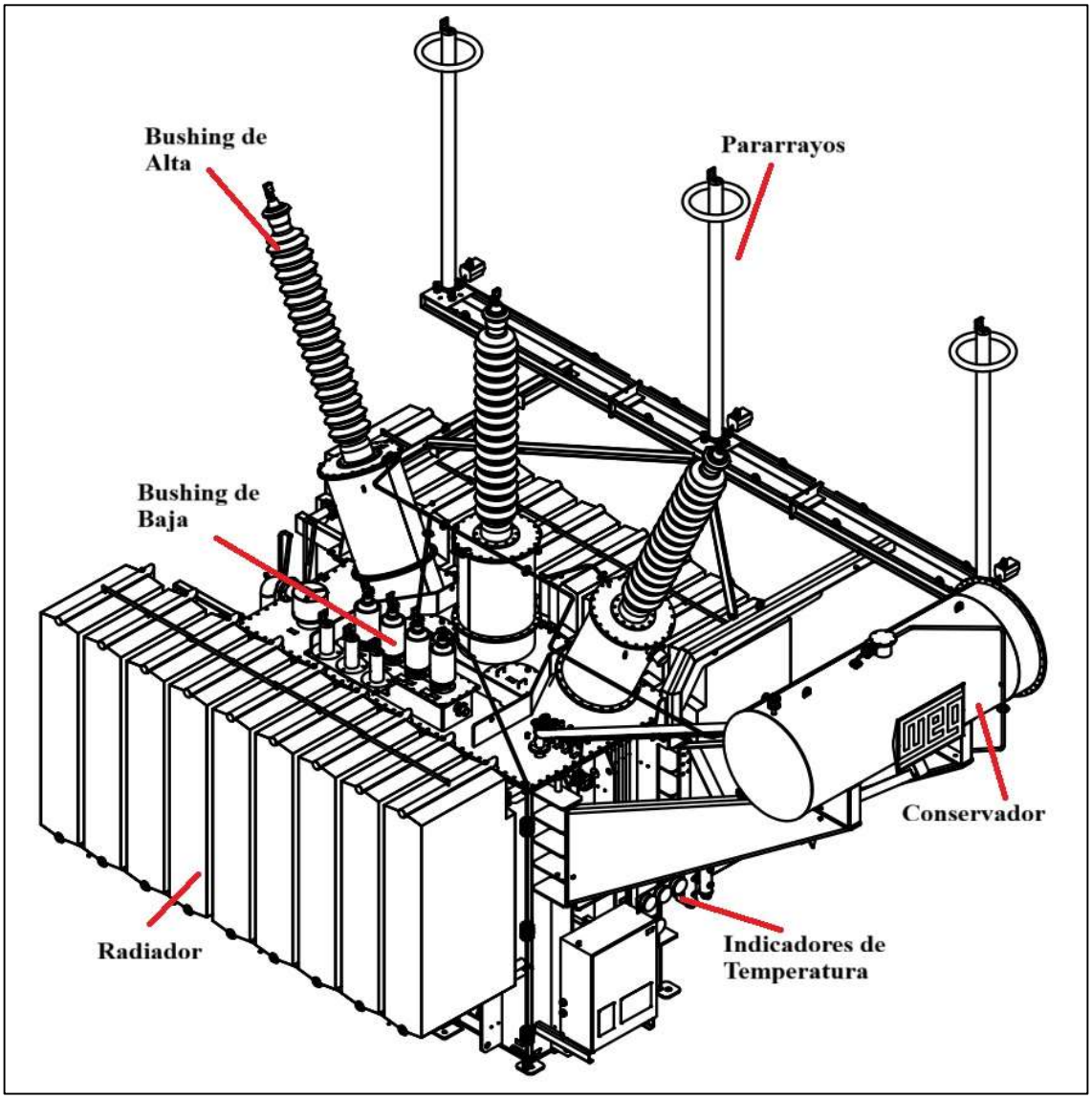
De forma general, los principales componentes son:

- Núcleo magnético: formado por chapas de acero al silicio de baja pérdida, guiando el flujo magnético y reduciendo las pérdidas en el hierro.
- Devanados: bobinas de conductor (cobre o aluminio) dispuestas sobre el núcleo, que reciben la energía (devanado primario) y la entregan a la carga (devanado secundario). Para transformadores de potencia se emplean distintas configuraciones constructivas (cilíndricos, tipo disco, continuo, etc.) según los niveles de tensión y corriente.
- Sistema de aislamiento: combinación de aislamiento sólido (papel, cartón) y aislamiento líquido (aceite dieléctrico o fluidos alternativos) que garantiza el nivel de rigidez dieléctrica requerido entre devanados y hacia tierra.
- Tanque y conservador de aceite: estructura metálica que contiene el conjunto activo y el aceite, incluyendo radiadores y accesorios para la expansión térmica del fluido. como se muestra en la figura 2.1.
- Sistema de enfriamiento: puede ser ONAN, ONAF, OFAF u otros, según la potencia requerida, empleando circulación natural o forzada de aceite y aire/agua.

- Pararrayos: dispositivo conectado entre el borne del transformador y tierra, el cual se encarga de limitar las sobretensiones en el circuito. A tensión normal casi no conduce pero ante una sobretensión su resistencia disminuye bruscamente y desvía la energía a tierra, protegiendo el aislamiento de los devanados/bushings.

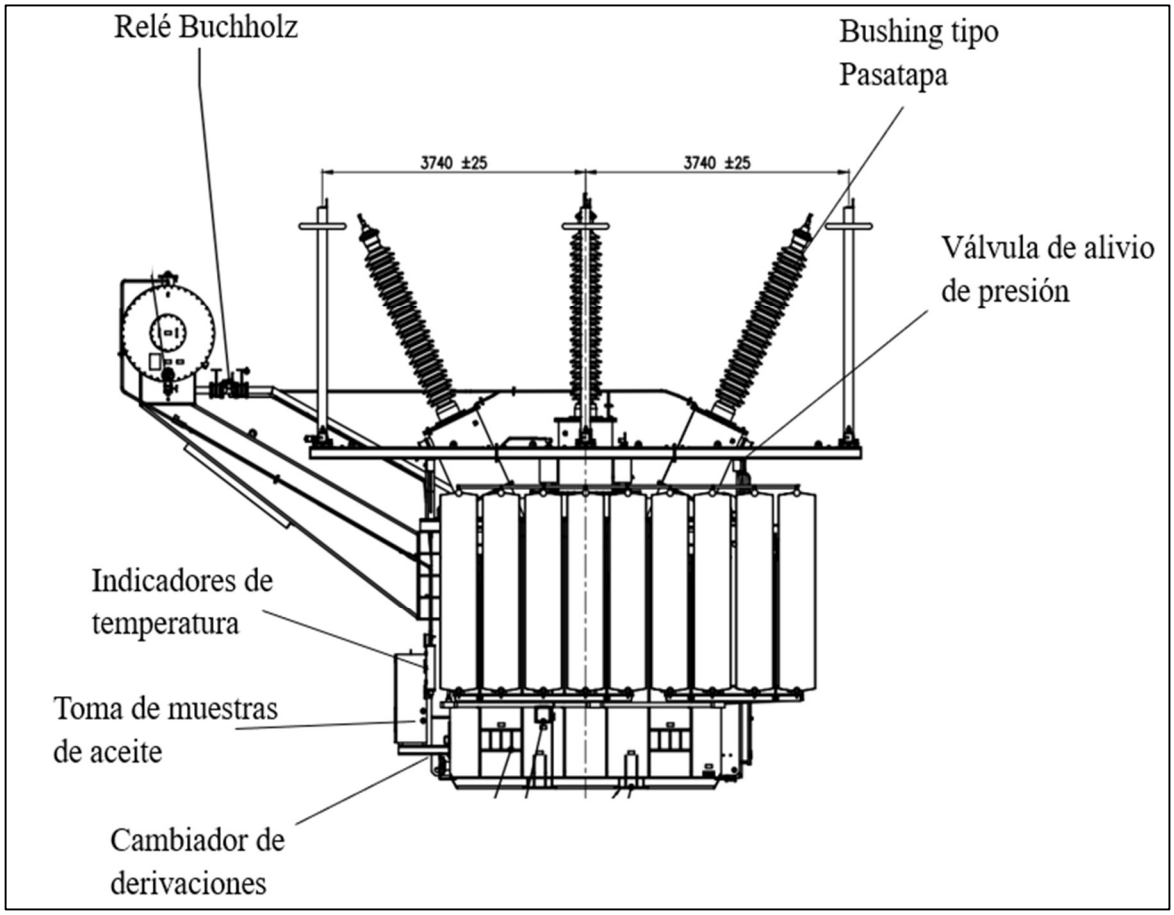
En la figura N° 2.1 se muestran los elementos exteriores anteriormente mencionados.

Figura N° 2.1. Croquis de transformador de poder de la S/E CNN



- Accesorios externos: relé Buchholz, indicadores de nivel y temperatura, válvulas de alivio de presión, cambiador de derivaciones, bushings o pasatapas, tomas de muestras. Como se muestran en la figura 2.2.

Figura N° 2.2. Accesorios externos del transformador de poder S/E CNN



Para más detalles constructivos del transformador, consultar anexo 2.

La serie de normas IEC 60076 “Power transformers” define los requisitos generales para el diseño, fabricación, ensayo y verificación de transformadores de potencia, incluyendo ensayos de tipo, de rutina y especiales, tales como medición de resistencia de devanados, relación de transformación, impedancia de cortocircuito, pérdidas en carga y en vacío, ensayos dieléctricos y ensayos térmicos.

En instalaciones industriales de gran escala, como la faena de Cerro Negro Norte, los transformadores en 220 kV son catalogados como activos críticos debido a que una falla en ellos implica detención total de la línea productiva y pérdidas económicas significativas.

En la figura N° 2.3 se aprecia el transformador instalado en la Subestación Cerro Negro Norte.

Figura N° 2.3. Fotografía del transformador de poder de la S/E CNN

2.1.1.1. Bushings de Alta Tensión

Los bushings son dispositivos que permiten la conexión eléctrica entre el interior del transformador y su entorno externo mediante un conductor que atraviesa la cuba sin comprometer la aislación. De acuerdo con IEC 60137 e IEEE C57.19.00, constituyen elementos críticos, cuya falla puede desencadenar fallas explosivas de gran magnitud (IEC, 2017; IEEE, 2019).

- Tecnologías de fabricación para Bushings

Entre las tecnologías de aislación interna se encuentran:

OIP (Oil-Impregnated Paper): tecnología tradicional basada en papel impregnado en aceite. Es confiable, pero sensible al envejecimiento y vibraciones.

RIP (Resin-Impregnated Paper): papel impregnado en resina epóxica que genera un dieléctrico sólido. Presenta mejor resistencia mecánica y menor susceptibilidad a fugas.

RIS (Resin-Impregnated Synthetic): materiales sintéticos impregnados en resina, con mejores propiedades frente a descargas parciales y envejecimiento.

Estas tecnologías están descritas en literatura técnica reciente y respaldadas por investigaciones de CIGRE, donde se analizan patrones de degradación y comportamiento bajo estrés dieléctrico y mecánico (CIGRE, 2019).

- Materialidad de la envolvente

Los materiales más utilizados para la envolvente son la porcelana vitrificada y los compuestos poliméricos. Los aisladores cerámicos presentan alta rigidez mecánica, mientras que los compuestos poliméricos (silicona sobre FRP) ofrecen ventajas en peso, resistencia a impactos y mejor comportamiento ante contaminación y sismos, conforme a IEC 61462 e IEC 60168 (IEC, 2007; IEC, 2018b).

- Modos de Falla en Bushings de Alta Tensión

Los bushings pueden fallar por fenómenos dieléctricos, mecánicos, térmicos o por envejecimiento. La literatura especializada y los informes técnicos de IEEE documentan que filtraciones de aceite, humedad interna, descargas parciales y rupturas de porcelana figuran entre las causas más frecuentes de falla (IEEE, 2019).

Una pérdida de hermeticidad genera degradación progresiva del dieléctrico interno, aumentando la probabilidad de descargas parciales y fallas súbitas. En tensiones de 220 kV, estas fallas suelen volverse catastróficas, comprometiendo el transformador completo.

Las vibraciones inducidas por eventos sísmicos pueden afectar:

- La base del bushing.
- Los sellos de hermeticidad.
- El gradiente capacitivo interno.
- La alineación mecánica entre cuba y aislador.

Esto coincide con el tipo de daño observado en Cerro Negro Norte, donde posteriores filtraciones de aceite evidenciaron una pérdida de integridad estructural.

- Sistema de Aislamiento y Aceites Dieléctricos

El sistema dieléctrico de un transformador combina aislamiento sólido (papel kraft, resinas) y aislamiento líquido (aceites minerales o ésteres). Su función principal es proporcionar rigidez dieléctrica, disipación térmica y reducción de descargas parciales. La condición del aceite influye directamente en la vida útil del aislamiento sólido, lo cual es ampliamente documentado por IEC 60296 y IEC 60422 (IEC, 2020a; IEC, 2013).

- Tipos de aceites dieléctricos

Los aceites utilizados en transformadores se clasifican en:

- Aceite mineral inhibido o no inhibido, con requisitos definidos por IEC 60296 (IEC, 2020a).
- Aceite mineral reciclado, regulado por IEC 62701 (IEC, 2014).
- Ésteres sintéticos, regulados por IEC 61099 (IEC, 2010).
- Ésteres naturales biodegradables, establecidos por IEC 62770 (IEC, 2024).
- Aceites de silicona para aplicaciones especiales, según IEC 60836 (IEC, 2015).

El desempeño del aceite es crítico para la estabilidad térmica y dieléctrica del transformador, especialmente bajo condiciones severas de carga o en ambientes de alta contaminación y temperatura.

2.1.2 Datos del transformador y bushing en estudio

Los datos del transformador de potencia de la S/E CNN son los siguientes:

- Fabricante: WEG Equipamentos Elétricos S.A. – Transformadores (Brasil, Blumenau–SC)
- Tipo: Transformador reductor trifásico
- Norma de diseño: IEC 60076
- Año de fabricación: 2012
- Número de serie / identificación: 10001356556 (código de placa)
- Potencia nominal: 55 MVA
- Número de fases: 3
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- Tensión nominal AT: 220 kV
- Tensión nominal BT: 23 kV
- Grupo de conexión: Dyn1
- Sistema de enfriamiento: ONAN (Oil Natural Air Natural)
- Líquido aislante: Aceite mineral nafténico
- Capa superior de aceite: 65 °C
- Altitud de diseño: 1300 m s.n.m.
- Masa total del transformador: 92.135 kg
- Aceite total del transformador: 26.230 litros

Para mayor detalle de los datos de placa del transformador, consultar anexo 1.

Los datos del bushing del transformador de potencia de la S/E CNN son los siguientes:

- Elemento: Bushing de Alta m220 kV

- Fabricante: Passoni & Villa
- Año fabricación: 2012
- Procedencia: Italia
- Peso: 282 kg
- Norma: IEC 60137
- Capacitancia C1: 553.1 pF
- Capacitancia C2: 5204.5 pF
- Factor de disipación en 10kV: 0,39

En la figura N° 2.4 se muestra una fotografía de la placa del bushing tomada en terreno.

Figura N° 2.4. Placa de un bushing dañado

En la figura N° 2.5 se evidencia la fuga de aceite en la base de uno de los bushing dañados. Mientras que en la figura N° 2.6. se aprecia el bajo nivel de aceite en el visor superior del mismo bushing.

Figura N° 2.5. Base del bushing dañado con filtracion de aceite

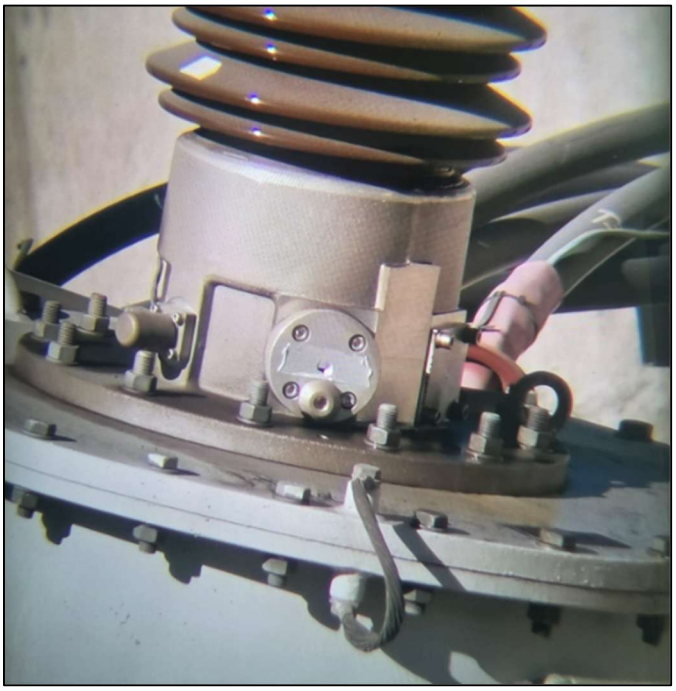


Figura N° 2.6. Visor de nivel de aceite del bushing dañado

Para mayor detalle sobre el diseño constructivo del bushing, consultar anexo 3.

2.2. Herramientas contables

- Indicadores de mantención

MTTR (Mean Time To Repair): tiempo promedio requerido para reparar un equipo (Dhillon, 2011).

MTBF (Mean Time Between Failures): tiempo promedio entre fallas; refleja confiabilidad intrínseca del equipo.

Disponibilidad: definida como A = MTBF / (MTBF + MTTR). Es un parámetro crítico para sistemas donde la detención se traduce directamente en costos, como ocurre en procesos mineros.

Estos indicadores permiten modelar el impacto económico de diferentes alternativas de mantenimiento y son esenciales en la toma de decisiones sobre activos de alta criticidad.

- Estrategias de Mantenimiento en Transformadores

El mantenimiento puede categorizarse en:

Correctivo: aplicado una vez que se ha manifestado una falla. En transformadores, suele implicar un riesgo elevado debido a la velocidad con que las fallas dieléctricas pueden evolucionar.

Preventivo: contempla inspecciones programadas, termografía, análisis de aceite y ensayos periódicos de capacitancia y factor de potencia (tan δ).

Predictivo: incorpora monitoreo en línea de parámetros críticos como descargas parciales, gases disueltos, temperatura y vibraciones, según recomendaciones de IEEE C57.143 (IEEE, 2012).

En zonas sísmicas, el monitoreo de bushings cobra especial relevancia por la sensibilidad de estos componentes a esfuerzos mecánicos. Para más detalles sobre el cálculo sísmico, consultar anexo 4.

Evaluación económica de alternativas de mantenimiento

La evaluación técnica-económica considera:

- Costos directos del servicio.
- Costos indirectos derivados de improductividad.

En plantas industriales, el costo por hora de detención suele ser la variable dominante, por lo que alternativas de mantenimiento con tiempos de intervención más breves, aun con costos directos mayores, pueden resultar significativamente más convenientes desde una perspectiva integral (Barringer & Weber, 1996).

2.3. Normativa aplicable.

IEC 60076-1 – Power transformers – Part 1: General

> Descripción: Norma base para transformadores de potencia. Define términos, condiciones de servicio, tensiones y potencias asignadas, requisitos generales de diseño y los ensayos básicos (relación de transformación, resistencia de devanados, pérdidas, etc.).

IEC 60076-3 – Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.

> Descripción: Establece los niveles de aislamiento (tensiones soportadas a frecuencia industrial e impulso atmosférico) y detalla los ensayos dieléctricos correspondientes, además de las distancias mínimas en aire entre partes en tensión y masa.

IEC 60076-3 – Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air

> Descripción: Establece los niveles de aislamiento (tensiones soportadas a frecuencia industrial e impulso atmosférico) y detalla los ensayos dieléctricos correspondientes, además de las distancias mínimas en aire entre partes en tensión y masa.

IEC 60076-5 – Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit

> Descripción: Define los requisitos para que un transformador soporte sin daño los efectos térmicos y dinámicos de sobrecorrientes por cortocircuito, incluyendo procedimientos de cálculo y ensayos especiales.

IEC 60137 – Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V

Descripción: Norma específica para bushings aislados utilizados en transformadores, y otros equipos en sistemas trifásicos de CA por sobre 1 kV. Define características eléctricas, térmicas y mecánicas, así como los ensayos de tipo, rutinarios y especiales.

IEEE C57.19.00 – General Requirements and Test Procedure for Outdoor Power Apparatus Bushings

Descripción: Establece condiciones de servicio, criterios de diseño y procedimientos de ensayo para bushings de aparatos de potencia montados al exterior, típicamente con BIL ≥ 110 kV.

IEEE C57.19.01 – Performance Characteristics and Dimensions for Power Transformer and Reactor Bushings

Descripción: Define las características eléctricas, mecánicas y dimensionales de bushings para transformadores y reactores.

IEC 60599 – Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis

Descripción: Guía para la interpretación del análisis de gases disueltos (DGA) y gases libres en equipos llenos de aceite mineral, con el fin de diagnosticar el estado del aislamiento y sugerir acciones futuras.

IEEE Std 693-2018 – Recommended Practice for Seismic Design of Substations

Guía para diseñar subestaciones que mantengan integridad y operación ante sismos, definiendo niveles de desempeño, calificación de equipos y métodos de verificación (ensayos/análisis), además de criterios de anclaje y conexiones.

CAPÍTULO III
COMPARATIVA DE PROPUESTAS

En este capítulo se contrastarán las diferentes propuestas entregadas por cada empresa oferente según su alcance y cobertura en la mantención requerida en este caso de estudio. También se presentarán otras propuestas que se presentarán como una alternativa meramente referencial.

3.1. Consideraciones de la comparación

Los valores monetarios expuestos en los gráficos que se mostrarán en este capítulo estarán expresados en dólares, cuyo valor está sujeto a su precio de mercado en la fecha del 28 de julio del 2025, donde 1 USD equivaldría a 957,82 CLP.

Para esta comparativa, se contemplarán ocho empresas que se enlistarán a continuación según el servicio que ofrecen:

- Empresa A: Cambio y reparación de bushing.
- Empresa B: Cambio de bushing.
- Empresa C: Cambio de bushing.
- Empresa D: Cambio y reparación de bushing, venta e instalación de bushing nuevo.
- Empresa E: Cambio de bushing.
- Empresa F: Venta e instalación de transformador de poder.
- Empresa G: Venta de bushing de repuesto.

3.2. Criterios de homologación y supuestos

Para asegurar una comparación justa, las ofertas fueron homologadas según los siguientes criterios:

1. Alcance técnico (qué incluye/no incluye cada oferta): suministro de equipos, actividades de intervención, ensayos en sitio.

2. Magnitud económica comparable: todos los valores se presentan en la misma moneda indicada anteriormente sin incluir impuestos.
3. Plazos/lead time y ventanas de intervención: se registraron tiempos de entrega y ejecución cuando fueron declarados.
4. Condiciones y garantías: período de garantía, respuesta ante falla y cobertura de eventuales retrabajos.

3.3. Trabajos asociados al cambio y reparación de bushing

La figura 3.1 es un gráfico de barras que muestra los distintos costos que existen dentro del itemizado de trabajos ofertados por las empresas A, B, C, D y E, referente al cambio de bushing, incluyendo los trabajos asociados (mano de obra, logística, pruebas y puesta en servicio).

Por otro lado, la figura 3.2 muestra un gráfico del mismo estilo, pero con un alcance diferente, representado solamente las ofertas por reparación de bushing, de las cuales solo las empresas A y D presentaron una cotización, entendiéndose así que las demás empresas no realizan dicho trabajo.

Observaciones preliminares:

- Existe variabilidad de precios entre oferentes para el mismo alcance; las diferencias suelen obedecer a horas-hombre, medios de izaje y ensayos incluidos.
- Los plazos de ejecución pueden afectar la conveniencia real (ver costos de indisponibilidad en el Cap. IV).
- Las garantías y experiencia específica en 220 kV se considerarán más adelante en la evaluación multicriterio.

Figura 3.1. Comparativa de precios por cambio de bushing

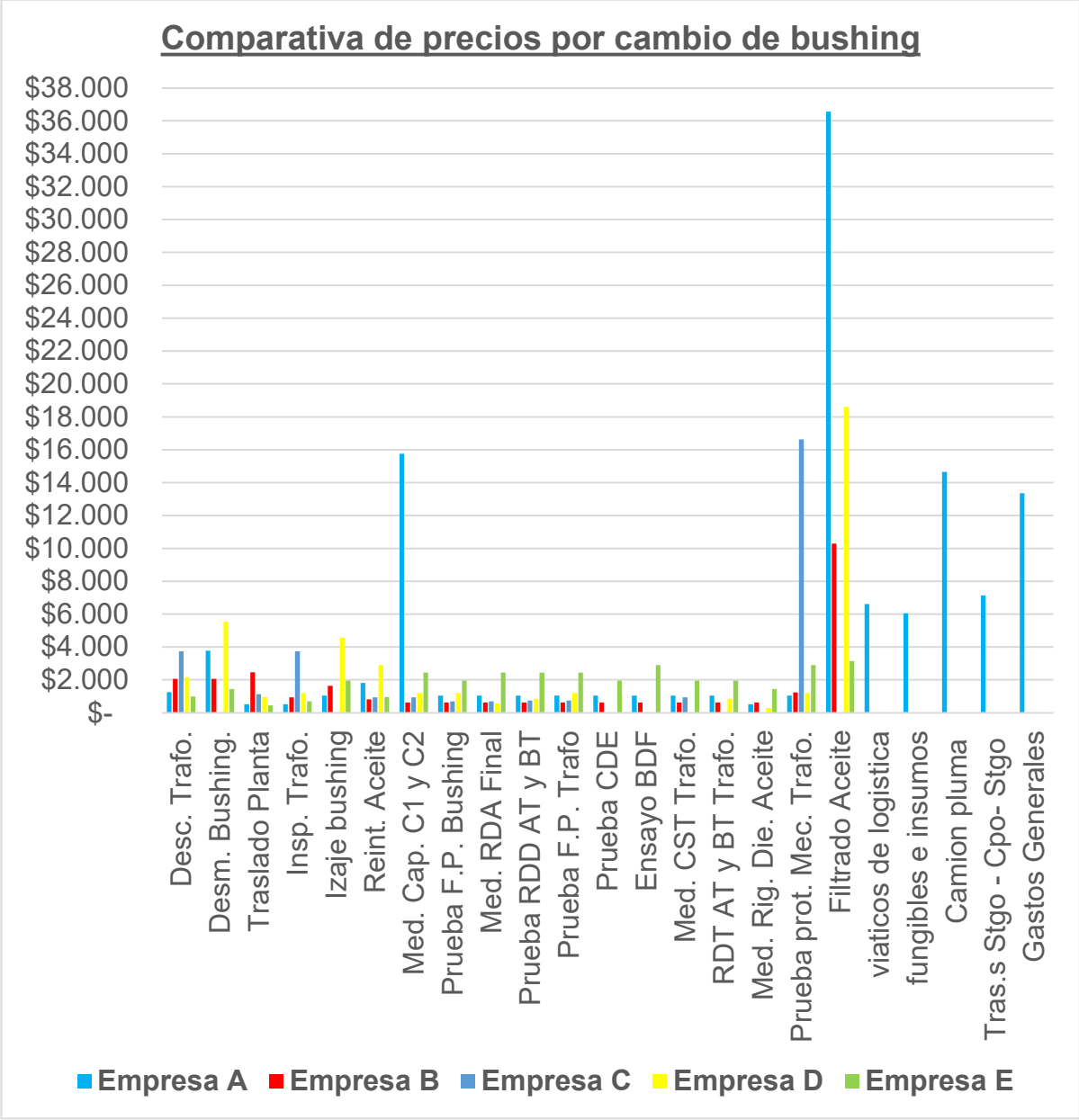
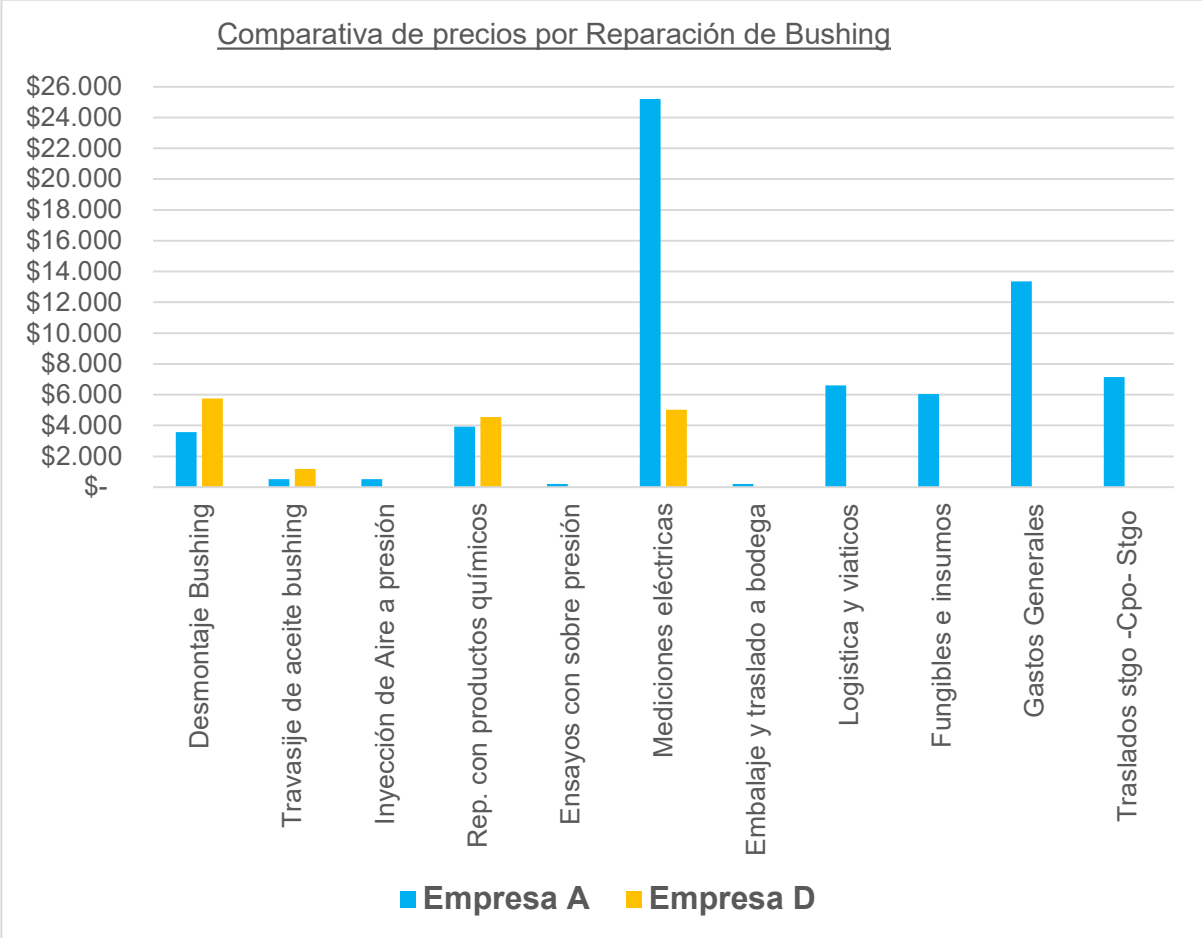


Figura 3.2. Comparativa de precios por Reparación de Bushing



En la tabla 3.1 se muestran datos complementarios a los gráficos de las figuras 3.1 y 3.2, como los plazos de ejecución, garantías y experiencia por empresa.

Tabla 3.1. Datos adicionales de las cotizaciones ofertadas.

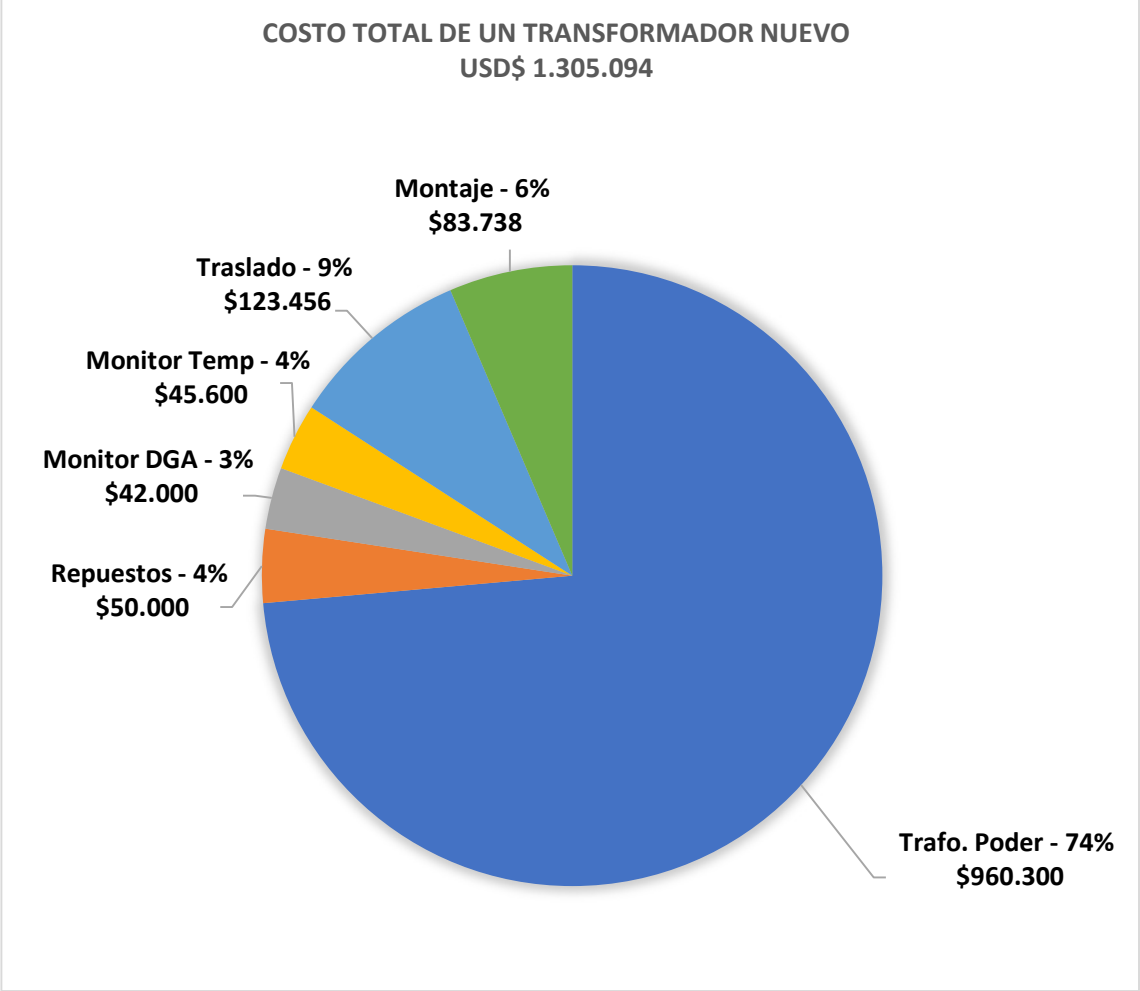
	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Empresa D	Empresa E
Valor Total [USD]	$119.032	$27.711	$30.915	$43.330	$34.500
Plazos de Ejecución [días]	7	14	7	3	10
Garantía [meses]	24	0	0	6	0
Experiencia en trabajos similares	Si	No	No	No	No

3.4. Transformador nuevo y repuestos de bushing adicionales

En la figura 3.3 se muestra una grafico circular compuesto por los ítems que componen la instalación de un transformador de similares características al que se ya se encuentra en la subestación Cerro Negro Norte, ofertado por la empresa F.

La figura 3.4 es un gráfico de barras apiladas que demuestran el coste e instalación de las distintas ofertas de bushing de reemplazo adicionales, ofertados por la empresa D y G.

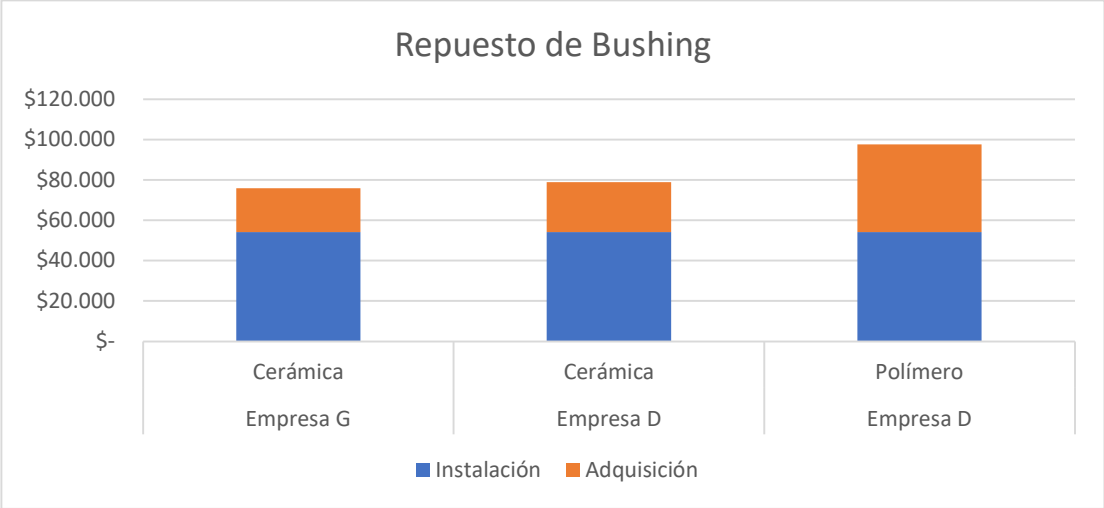
Figura 3.3. Coste de un transformador nuevo ofertado por empresa F.



Para este caso, se tienen en cuenta las siguientes aclaraciones:

- Plazo de entrega de 06 meses (31 de diciembre del 2026).
- Tiempo de retiro del transformador existente de 14 semanas.
- Instalación y puesta en marcha del nuevo transformador: 45 días a partir de la entrega.
- Garantía de 10 años.
- No se consideran costos asociados a la ingeniería del proyecto.

Figura 3.4. Repuestos de bushing – Precio ofertado por empresa.



Datos adicionales y/o aclaratorios:

- La empresa D actúa como proveedor y/o instalador.
- La empresa G solo actúa como proveedor.
- Los tiempos de entrega son de aproximadamente 18 meses.

Observaciones preliminares:

- El transformador nuevo presenta costos de magnitud mayores y plazos típicamente más largos; que si bien su adquisición se llevará a cabo, para fines de este análisis se presentará como un escenario límite útil para tener una referencia de los costos y el tiempo que conlleva la no mantención oportuna de la falla que se está tratando.
- Al considerar un hecho la compra a mediano plazo de un nuevo transformador, se anula la necesidad de adquirir bushing de repuesto para el transformador actual. No obstante, la compra de estos bushing presenta mayor viabilidad para mantener un stock de repuestos para un transformador de similares características que aquel ubicado en Cerro Negro Norte, el cual también pertenece a una subestación de la empresa mandante. Además, siendo la empresa D también un proveedor de estos repuestos, la preferencia de compra se podría inclinar hacia dicha empresa dependiendo de si resulta seleccionada, y en cuyo caso, la posterior calidad de sus trabajos.

3.5. Lectura integral de los resultados

Para interpretar correctamente los gráficos económicos, se deben considerar los siguientes puntos, que se integrarán cuantitativamente en el Cap. IV:

- Costo total vs. costo de indisponibilidad: una oferta con menor precio directo puede implicar mayor tiempo fuera de servicio, lo que encarece el costo total del proyecto.
- Riesgo de retrabajo: alternativas de reparación pueden requerir nuevas intervenciones si la falla reaparece; esto se modelará como riesgo esperado (probabilidad × impacto).
- Garantías y alcance de pruebas: ofertas con ensayos tan δ/capacitancia, análisis fisicoquímico y cromatográfico del aceite y pruebas post-trabajo reducen la incertidumbre técnica.

- Logística y ventana de mantenimiento: disponibilidad de cuadrillas, equipos de izaje y coordinación con operación inciden en el MTTR real.

3.6. Limitaciones y normalizaciones aplicadas

- En caso de ítems no cotizados o con formulaciones diferentes, se realizó una homologación del alcance.
- Se considerará como una condición imperativa tanto el cambio de un bushing como la reparación del otro, de forma que, en el caso de no cubrir tareas claves dentro de la mantención, se considerará como una condición de descarte para las empresas ofertantes.

3.7. Depurado de propuestas.

Como se ha mencionado en las observaciones preliminares de la figura 3.4.1, la adquisición de un transformador es un caso límite, el cual se usa de referencia en la situación de no tener otra opción más que reemplazar todo el equipo.

De forma similar, en consideración de los largos plazos de entrega para más repuestos del bushing, se contará con el único repuesto existente para el mantenimiento de las 2 fases primarias del transformador, donde se decidirá in situ la reparación del bushing menos dañado, utilizando el repuesto para reemplazar el que tenga menos posibilidad de reparación.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, las empresas que no realizan la reparación de bushing se vuelven inviables, de forma que, al depurar las propuestas en base al requerimiento de reparación, solo las empresas A y D seguirán adelante en el proceso de selección.

CAPITULO IV
ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

4.1. Estudio Técnico.

Dentro del listado de actividades que se ofertan a realizar por ambas empresas, en lo que respecta al ámbito técnico, la principal diferencia entre las empresas A y D radica en la cantidad de pruebas eléctricas a realizar en el transformador de poder, siendo específicamente la medición de corriente de excitación, el ensayo de barrido de frecuencia y la medición de curvas de saturación de los toroides de medida del transformador.

Otros trabajos que conllevan un análisis técnico son presentados por ambas empresas, por lo que para la finalidad de este estudio no representan un factor diferencial entre ellas. Sin embargo, a modo de mención, se consideran críticas aquellas que perjudiquen a largo plazo la integridad del transformador, como lo sería el filtrado de aceite.

Al realizar este tipo de mantenimientos, se suele romper el vacío que sella y separa el aceite del exterior, por lo que la exposición a oxigeno puede causar deterioro en su rigidez dieléctrica a mediano y largo plazo. Esto se debe a que el aceite mineral dieléctrico reacciona con en entornos donde se expone al aire común, en relación a la concentración de oxígeno que exista, por lo que en este caso, al necesariamente tener que vaciar parcialmente el transformador y totalmente el bushing a reparar, se expondrá en cierta medida al oxigeno presente en el medio ambiente, añadiendo gran importancia a la etapa de filtrado de aceite para eliminar los gases generados de la reacción con el oxígeno, antes de que este se reintegre al equipo.

4.1.1. Evaluación de la criticidad de las pruebas.

En la intervención que se busca realizar en este estudio, la zona de influencia de trabajo se limita a la interfase de conexión entre el devanado, el núcleo rígido del bushing y el bushing exterior, priorizando siempre la correcta continuidad entre el devanado y la barra de salida en el extremo exterior del bushing, sin descuidar el aislamiento del pasatapas hacia el estanque. Por lo tanto, las pruebas y ensayos eléctricas

imprescindibles serían los que verifican el aislamiento, continuidad, relación de transformación y la condición del aceite.

Siendo así, se deberá evaluar la necesidad de realizar las tres pruebas mencionadas anteriormente, como se muestra a continuación:

4.1.1.1. Medición de corriente de excitación.

La medición de corriente de excitación se utiliza principalmente para evaluar el estado del núcleo magnético y del circuito de magnetización del transformador. Sin embargo, en una intervención limitada al reemplazo de un bushing de alta tensión, ni el núcleo ni los devanados internos se ven modificados, y las variaciones en capacitancias parásitas o trayectorias de flujo son despreciables desde el punto de vista de la magnetización. En consecuencia, la corriente de excitación antes y después del cambio de bushing debería permanecer prácticamente inalterada, por lo que cualquier desviación relevante obedecería a otros problemas internos ajenos al alcance de esta intervención.

Por lo anterior, resulta más coherente priorizar ensayos directamente vinculados al trabajo realizado, como la relación de transformación (TTR), la resistencia de aislamiento, la medición de tangente δ y capacitancia del bushing, además de la verificación de conexiones. En este contexto, el ensayo de corriente de excitación puede considerarse solo como una prueba complementaria, útil en caso de sospechas previas sobre el núcleo o si se desea aprovechar la detención para un diagnóstico más amplio, pero no como un requisito mínimo asociado exclusivamente al cambio de bushing de alta tensión.

4.1.1.2. Ensayo de barrido de frecuencia.

El ensayo de barrido de frecuencia (FRA) está diseñado para detectar desplazamientos o deformaciones mecánicas en los devanados, el núcleo y las conexiones internas del transformador, incluyendo el cambiador de tomas bajo carga (OLTC). Sin embargo, en un reemplazo correcto de bushing de alta tensión la intervención se limita básicamente a desmontar el pasatapas desde el exterior y reconectar la barra interna al borne del devanado, sin desplazar el conjunto núcleo–devanados ni someterlo a esfuerzos

mecánicos significativos. En este contexto, la respuesta en frecuencia del transformador debiera mantenerse prácticamente invariable, por lo que el FRA no aporta información relevante directamente asociada al cambio de bushing.

En estas condiciones, lo realmente crítico es verificar la correcta continuidad eléctrica entre el devanado y la nueva boquilla (mediante TTR, resistencia de devanados y eventualmente resistencia de contacto) y el adecuado estado del aislamiento del nuevo bushing. Además, si no se cuenta con curvas FRA de referencia previas, la capacidad de diagnóstico del ensayo se ve restringida. Dado que el FRA es una prueba especializada, de mayor costo y típicamente reservada para recepción de equipos nuevos, post-transporte, post-fallas severas o intervenciones internas mayores, en un alcance acotado al reemplazo de bushing su ejecución puede considerarse no imprescindible y catalogarse como un ensayo opcional.

4.1.1.3. Medición de curvas de saturación de los toroides de medida.

Las curvas de saturación de los toroides de medida (TC de bushing) se utilizan para caracterizar su desempeño en protección y medida, en particular para verificar el punto de rodilla y el margen de reproducción de corrientes de falla considerando el burden real. No obstante, en el contexto de un cambio de bushing de alta tensión se presentan dos escenarios típicos en los que este ensayo no resulta imprescindible. Si los toroides no se intervienen —es decir, permanecen en su posición original, sin modificar espiras ni circuito magnético, y solo se reemplaza el pasatapas por encima— sus características de saturación no debiesen verse afectadas. En ese caso, lo crítico es asegurar que las conexiones secundarias no se alteren y verificar continuidad, polaridad y relación mediante ensayos simples de inyección secundaria, sin necesidad de volver a medir la curva de saturación.

Cuando el bushing incluye TC integrados y se reemplaza por otro con la misma relación, clase y datos de placa, el fabricante garantiza las curvas de saturación del nuevo transformador de corriente a través de la documentación técnica. En la práctica, en terreno se suele limitar la verificación a relación y polaridad, continuidad de bobina y aislamiento secundario, reservando la medición de curvas de saturación para condiciones muy exigentes o cuando existen dudas específicas sobre el desempeño de

las protecciones. Mientras la filosofía de protección no cambie, las relaciones y clases de TC se mantengan y las pruebas funcionales de relés sean satisfactorias, la caracterización completa de curvas de saturación puede considerarse un complemento diagnóstico, pero no un requisito mínimo asociado exclusivamente al reemplazo del bushing.

4.1.1.4. Criterio utilizado.

En el contexto del reemplazo del bushing de alta tensión, los ensayos que deben considerarse como imprescindibles son aquellos directamente vinculados con la verificación del aislamiento y de la correcta conexión del nuevo pasatapas. Entre ellos se incluyen la medición de resistencia de aislamiento, la evaluación de tangente δ y capacitancia del bushing, la verificación de la relación de transformación, la medición de la resistencia de devanados y las pruebas funcionales de las protecciones asociadas. Estos ensayos permiten confirmar que el nuevo bushing se encuentra adecuadamente aislado, correctamente conectado al devanado y que el transformador mantiene sus parámetros eléctricos fundamentales para una operación segura y confiable.

4.2. Estudio Económico.

En este punto se calculará un estimado de las pérdidas económicas ocasionadas por las fallas y el impacto que tendría el mantenimiento de cada empresa en los distintos escenarios.

4.2.1. Producción de Minera Cerro Negro Norte.

Minera Cerro Negro Norte produce aproximadamente 4 millones de toneladas de hierro al año. Para mayor detalle, consultar anexo 5.

En vista del fluctuante valor del hierro a nivel global, se considerará un valor promedio anual con los valores que ha tenido desde el 02 de enero hasta el 28 de julio del 2025, lo cual equivale a $100.5 USD por tonelada métrica de concentrado de hierro al 62%.

4.2.2. Estimación de la producción por hora.

Considerando los valores mencionados en el punto anterior, hasta la fecha del 28 de julio se tiene 58,85% del año, por lo que la producción se puede estimar en 2,354

millones de toneladas, lo cual indica que, al evaluar en $100,5 USD cada tonelada, se obtiene un total de $236.577.000 USD producidos en caso de no haber tenido ninguna interrupción en el proceso.

Este valor, al obtenerse de una faena minera que funciona las 24 horas, los 7 días de la semana, se puede determinar que su producción promedio por hora equivale a aproximadamente a $ 46.940 USD, valor el cual se estimará como el producido por hora por el resto del año (hasta el 31 de diciembre).

4.2.3. Tiempo medio de reparación (MTTR):

Para continuar con el estudio técnico se evaluará el tiempo medio de reparación para el transformador de 55 MVA de minera Cerro Negro Norte, a raíz de la falla ocurrida el día 06 de junio del 2025.

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_{reparación,i}}{n}$$

Donde:

- T reparación, i = Tiempo de reparación asociado a la falla i.
- n = número total de reparación en el período analizado.

Listado de detenciones en el transformador:

- Viernes 06 de junio: de 13:15 a 13:59 hrs = 44 minutos, o 0,73 horas.
- Miércoles 11 de junio: de 16:40 a 18:35 hrs = 115 minutos, o 1,92 horas.
- Viernes 13 de junio: de 11:21 a 17:27 hrs = 366 minutos, o 6,1 horas.
- Jueves 19 de junio: de 10:16 a 12:24 hrs = 128 minutos, o 2,13 horas.

$$MTTR = \frac{0{,}73 + 1{,}92 + 6{,}1 + 2{,}13}{4} = 2{,}72\ horas$$

Según lo calculado, el tiempo medio de reparación para el transformador es de 2,72 horas.

El funcionamiento del transformador está directamente relacionado con la producción de la planta. Por lo que, a cada detención se le suma el tiempo de normalización y/o

preparación de la planta, de esta manera el MTTR puede ser usado como una herramienta contable.

Listado de detenciones en el transformador considerando su incidencia en el funcionamiento de la planta:

- Viernes 06 de junio: de 13:15 a 13:59 hrs = 44 minutos + 3,5 horas de normalización.
- Miércoles 11 de junio: de 16:40 a 18:35 hrs = 115 minutos + 1 hora de preparación y 3,5 horas de normalización.
- Viernes 13 de junio: de 11:21 a 17:27 hrs = 366 minutos + 1 hora de preparación y 3,5 horas de normalización.
- Jueves 19 de junio: de 10:16 a 12:24 hrs = 128 minutos + 1 hora de preparación y 3,5 horas de normalización.

Esto en total suma 27,38 horas de detención de la planta.

$$MTTR = \frac{4{,}23 + 6{,}42 + 10{,}10 + 6{,}63}{4} = 6{,}845\ horas$$

Según lo calculado, el tiempo medio de reparación (MTTR) fue de 6,845 horas.

Considerando que la producción por hora dentro de CNN es de aproximadamente $46.940 USD, esto nos lleva a que el valor de improductividad sea del orden de los $321.304 USD por falla.

4.2.4. Tiempo medio entre fallas (MTBF)

Debido a que después del último mantenimiento realizado el 19 de junio se estimó que el equipo podría funcionar ininterrumpidamente hasta mediados del mes de septiembre. Sin embargo, para fines de este estudio se considerará que el periodo para el cálculo del MTBF será a partir del 01 de enero del 2025 hasta el 28 de julio del 2025, lo que nos entrega un total de 5.016 horas, menos las 10,88 horas en las que el transformador tuvo que ser desenergizado.

$$MTBF = \frac{Tiempo\ total\ de\ operación}{Número\ de\ fallas}$$

Donde:

- Tiempo total de operación: suma de todas las horas en que el equipo estuvo funcionando (sin considerar el tiempo detenido por reparación).
- Número de fallas: cantidad de fallas registradas en ese período.

Cálculo del MTBF considerando solo el transformador.

$$MTBF = \frac{5.016 - 10{,}88}{4} = 1.251{,}28\ horas$$

Es decir, en promedio el equipo falla cada 1251,28 horas de operación.

Tiempo medio entre fallas (MTBF) considerando su incidencia en el funcionamiento de la planta.

$$MTBF = \frac{5.016 - 27{,}38}{4} = 1.247{,}47\ horas$$

Es decir, e tempo medio entre detenciones de la planta a causa del transformador es de 1247,47 horas.

4.2.5. Cálculo de la disponibilidad (A) del transformador.

Una vez obtenidos los valores del MTTR y MTBF se puede obtener la disponibilidad (A) del transformador.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

De tal forma que:

$$A = \frac{1.251{,}28}{1.251{,}28 + 2{,}72} = 0{,}9978$$

La disponibilidad operacional (A) del transformador según lo calculado es del 99,78%. Pero la producción de la minera Cerro Negro Norte no depende únicamente de la disponibilidad del transformador, sino más bien de la puesta en marcha de la planta, Por lo que, para calcular la disponibilidad de la producción en sí, se deberán considerar los tiempos de normalización de la planta.

4.2.6. Cálculo de la disponibilidad (A) de la planta.

Con los valores previamente obtenidos, se obtiene que:

$$A = \frac{1.247,47}{1.247,47 + 6,845} = 0,9945$$

De esta forma se determina que la disponibilidad operacional (A) de la planta es del 99,45%.

4.2.7. Tiempo medio de reparación (MTTR) considerando la mantención programada:

Se deben considerar los tiempos estipulados por cada empresa para realizar el mantenimiento correctivo en los bushings dañados del transformador, elevando los tiempos medios de reparación según sea el caso.

4.2.7.1. MTTR añadiendo la mantención de la empresa A.

La empresa A oferta realizar el trabajo en un plazo de 7 días continuos, lo cual equivale a 168 horas de detención del equipo, sumado a las 4,5 horas de preparación y normalización de la planta, esto suma un total de 172,5 horas de detención en la producción total.

Considerando lo mencionado, se obtiene la siguiente ecuación:

$$MTTR = \frac{4,23 + 6,42 + 10,10 + 6,63 + 172,5}{5} = 39,976\ horas.$$

De esta forma, al calcular las pérdidas por improductividad de la faena, teniendo que cada hora produce aproximadamente $46.940 USD, las planta estaría dejando de producir $1.876.473 USD.

4.2.7.2. MTTR añadiendo la mantención de la empresa D.

La empresa D, a diferencia de la empresa A, cotiza una mantención por solo 3 días continuos, lo en otras palabras equivaldría a 72 horas que se sumarían al tiempo de detención para calcular el MTTR como un indicador económico.

De esta forma, la ecuación resultante sería la siguiente:

$$MTTR = \frac{4,23 + 6,42 + 10,10 + 6,63 + 76,5}{5} = 20,776\ horas.$$

Lo que, en otras palabras, al considerar la producción de $46.940 USD por hora, el mantenimiento de la empresa D generaría perdidas por improductividad equivalentes a $ 975.225 USD.

4.2.8. Tiempo medio entre fallas (MTBF) estimado luego de la mantención programada.

Para la comparativa de MTBF de cada empresa, se estimará que las reparaciones en cuestión extenderán lo suficiente la vida útil del bushing que sea reparado hasta que el transformador nuevo pueda ser puesto en servicio aproximadamente el 31 de marzo del 2026. Sin embargo, para homologar los resultados a los estudios que comúnmente se realiza de manera anual, se considerará un periodo sin fallas relacionadas al bushing que abarcaría desde el 01 de enero del 2025 hasta el 31 de diciembre del 2025, comprendiendo un total de 8.760 horas.

4.2.8.1. MTBF añadiendo la mantención de la empresa A.

La empresa A, al realizar una mantención que inhabilite la planta 172,5 horas continuas, sumaría un total de 199,88 horas de detención. Por lo que el cálculo quedaría de la siguiente forma:

$$MTBF = \frac{8.760 - 199{,}88}{5} = 1.712{,}02 \ \ horas$$

De forma que, incluyendo los tiempos de mantenimiento de la empresa A, el promedio de tiempo entre fallas proyectado desde enero hasta diciembre sería de las 1.172,02 horas

4.2.8.2. MTBF añadiendo la mantención de la empresa D.

La empresa D por otro lado, al realizar una mantención que provoque la improductividad de la planta por 76,5 horas continuas, sumaría un total de 103,58 horas de detención. Por lo que el cálculo quedaría de la siguiente forma:

$$MTBF = \frac{8.760 - 103{,}58}{5} = 1.731{,}28 \ horas$$

Siendo así como, al considerar el mantenimiento de la empresa D al cálculo, el promedio de tiempo de entre fallas anual sería de 1.731,28 horas.

4.2.9. Cálculo de la disponibilidad de la planta considerando una reparación exitosa.

La disponibilidad que entregará la exitosa reparación de cada empresa se comparará de forma independiente para las empresas A y D, como se muestra a continuación.

4.2.9.1. Cálculo de la disponibilidad que ofrece la empresa A.

Teniendo que para la empresa A se calculó un MTTR de 39,976 horas y un MTBF de 1.712,02 horas, se obtiene la disponibilidad de la siguiente manera:

$$A = \frac{1{,}712{,}02}{1{,}712{,}02 + 39{,}976} = 0{,}9771$$

De esta forma, se estima que la disponibilidad de la planta hasta el 31 de diciembre del 2025 será del 97,71%.

4.2.9.2. Cálculo de la disponibilidad que ofrece la empresa D.

Teniendo que para la empresa D se calculó un MTTR de 20,776 horas y un MTBF de 1.731,28 horas, se obtiene la disponibilidad de la siguiente manera:

$$A = \frac{1.731{,}28}{1.731{,}28 \ + 20{,}776} = 0{,}9881$$

De esta forma, se estima que la disponibilidad de la planta hasta el 31 de diciembre del 2025 será del 98,81%.

4.2.10. Pérdidas generadas en caso de una falla crítica.

Para contextualizar mejor una referencia de los beneficios de elegir a una empresa capaz de realizar efectivamente el mantenimiento que se requiere, se calculará la afectación que tendría una falla crítica por no corrección de la falla que se desea solucionar.

En este hipotético caso referencial, se utilizarán valores estimativos ya mencionados, como la efectividad de las reparaciones provisionales a los bushings del transformador, empezando a contar desde el 01 de enero hasta el 15 de septiembre donde se estima que fallaría el transformador si no se vuelve a intervenir. Sin embargo, para seguir con la misma línea estimativa que se ha estado utilizando, el calculo se dividirá en dos, por

el año 2025 y el año 2026 respectivamente, debido a que la fecha de puesta en marcha de un nuevo transformador se proyecta para el 15 de febrero del 2026.

4.2.10.1. Cálculo de MTTR con falla crítica en 2025.

Para los cálculos comprendidos para el año 2025, se utilizarán los tiempos de detención considerando los añadidos de preparación y normalización de la planta. De forma que a la ecuación base se le sumaría un tiempo de falla crítica comprendido desde el 15 de septiembre hasta el 31 de diciembre del 2025, lo que equivale a aproximadamente a 2.592 horas:

$$MTTR = \frac{4{,}23 + 6{,}42 + 10{,}10 + 6{,}63 + 2.592}{5} = 523{,}88\ horas.$$

Lo cual en pérdidas económicas promedio por falla equivaldría a $24.590.739 USD.

4.2.10.2. Cálculo de MTBF con falla crítica en 2025.

En este caso, el periodo comprendido abarca desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2025, lo que equivale a aproximadamente 8.760 horas, a lo cual se restaría el total horas de detención (2.619,38 horas), siendo tal que:

$$MTBF = \frac{8.760 - 2.619{,}38}{5} = 1.228{,}12\ horas$$

Lo que en este caso resultaría en un promedio entre fallas de 1.228,12 horas para el año 2025.

4.2.10.3. Cálculo de disponibilidad en 2025 considerando una falla critica.

Al disponer del MTTR y el MTBF para este caso hipotético, se logra calcular cual sería la disponibilidad de la planta para el año 2025:

$$A = \frac{1.228{,}12}{1.228{,}12 \quad + 523{,}88} = 0{,}7009$$

Esto representaría una proyección de disponibilidad del 70,09% de la planta.

4.2.10.4. Cálculo de MTTR con falla crítica en 2026.

Al igual que en la proyección del año 2025, para los cálculos comprendidos del año 2026, se utilizarán los tiempos de detención considerando los añadidos de preparación

y normalización de la planta. De forma que a la ecuación base se le sumaría un tiempo de falla crítica comprendido desde el 01 de enero hasta el 15 de febrero del 2026, lo que equivale aproximadamente a 1.080 horas, y se supondrá una nula reincidencia de fallas relacionadas a los bushings del transformador.

$$MTTR = \frac{1.080}{1} = 1.080\ horas.$$

Lo cual en pérdidas económicas promedio por falla equivaldría a $ 50.695.200 USD.

4.2.10.5. Cálculo de MTBF con falla crítica en 2026.

Nuevamente el periodo comprendido abarca desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2026, lo que es decir, 8.760 horas, a lo cual se restaría el total horas de detención (1.080 horas), siendo tal que:

$$MTBF = \frac{8.760 - 1.080}{1} = 7.680\ horas$$

Obteniendo así un MTBF de 7.680 horas entre fallas del transformador, suponiendo que no haya ninguna otra relacionado a la misma causa durante el año 2026.

4.2.10.6. Cálculo de disponibilidad en 2026 considerando una falla critica.

Al disponer del MTTR y el MTBF para este caso hipotético, se logra calcular cual sería la disponibilidad de la planta para el año 2026:

$$A = \frac{7.680}{7.680 \quad + 1.080} = 0{,}8767$$

Esto representaría una disponibilidad del 87,67% como base para la planta, suponiendo nuevamente que no existan otras fallas relacionadas a la tratada en este estudio.

4.2.11. Flujo de caja en la evaluación técnico–económica

Para complementar el análisis técnico–económico desarrollado en los apartados anteriores, se elaborará un flujo de caja comparativo entre tres alternativas de decisión asociadas al transformador de potencia de la planta Cerro Negro Norte: Empresa A, Empresa D y la alternativa Empresa F, esta última considerada como escenario de falla

catastrófica sin intervención previa sobre el bushing dañado. En la Tabla 4.1 se presenta el resumen de los principales costos involucrados para cada alternativa.

Tabla 4.1. Flujo de caja entre empresas A, D y F.

Flujo de Caja			
Concepto	**Empresa A**	**Empresa D**	**Empresa F (falla catastrófica)**
Tiempo de intervención (días)	7 días	3 días	189 días
Tiempo de intervención (horas)	168 h	72 h	4536 h
Costo del servicio (USD)	$119.032	$46.260	$1.305.094
Costo por improductividad (USD)	$7.980.000	$3.420.000	$212.919.840
Costo económico total (USD)	**$8.099.032**	**$3.466.260**	**$214.224.934**
Ahorro al elegir Empresa D (USD)	—	**4.632.772 menos que A**	—

En este contexto, el flujo de caja se construyó considerando, para cada opción, los desembolsos directos (costo del servicio o adquisición de un nuevo transformador) y las pérdidas económicas por improductividad de la planta durante el periodo de detención. De acuerdo con las estimaciones de la faena, cada hora de improductividad de la planta implica un costo del orden de $46.940 USD, lo que convierte el tiempo de intervención en un factor crítico dentro del análisis económico.

Para las alternativas Empresa A y Empresa D, los flujos de caja negativos se concentran principalmente en un único evento de intervención programada. La Empresa A considera un tiempo estimado de ejecución de 7 días (168 horas), con un costo directo

de servicio de $119.032 USD y una pérdida por improductividad de la planta de $8.099.032 USD. Por su parte, la Empresa D presenta una intervención de 3 días (72 horas), con un costo directo de $46.260 USD y una improductividad estimada de $3.420.000 USD, resultando en un costo económico total cercano a $3.466.260 USD.

La alternativa Empresa F representa un escenario de riesgo extremo, asociado a la decisión de no intervenir el bushing dañado y operar hasta la ocurrencia de una falla catastrófica del transformador, que dejaría sin posibilidad de funcionamiento tanto al equipo como a la planta. Bajo esta hipótesis, se proyecta una improductividad del orden de 189 días, equivalentes a 4.536 horas de detención. Considerando un costo de $46.940 USD por hora, la pérdida asociada a la improductividad de la planta asciende aproximadamente a $212.919.840USD. A ello se suma el costo de adquisición, desmontaje, montaje y puesta en marcha de un nuevo transformador, del orden de $1.305.094 USD, dando como resultado un costo económico total cercano a $214.224.934 USD para la alternativa F.

CAPITULO V
RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

En este capítulo, se analizarán los resultados obtenidos desde los puntos de vista técnico y económico, exponiendo los motivos por los cuales se realizará la recomendación final para este caso de estudio.

5.1. Análisis de resultados obtenidos.

Desde el punto de vista técnico, los ensayos como la medición de corriente de excitación, el barrido de frecuencia (FRA) y la determinación de curvas de saturación de los toroides de medida aportan información complementaria sobre el estado global del núcleo, los devanados y los transformadores de corriente, pero no resultan críticos en una intervención acotada exclusivamente al cambio de bushing. La sustitución del pasatapas no modifica el núcleo magnético ni los devanados internos, no introduce esfuerzos mecánicos significativos sobre el conjunto núcleo–devanados y, en la mayoría de los casos, no afecta el circuito magnético ni las características de saturación de los toroides, siempre que se mantengan las relaciones, clases de TC y esquemas de protección existentes. En consecuencia, el valor diagnóstico adicional que entregan estos ensayos frente a los ensayos básicos de aislamiento, relación de transformación y verificación funcional es marginal para este caso particular.

Bajo estas consideraciones, la omisión de la corriente de excitación, del FRA y de la caracterización completa de curvas de saturación de los toroides puede justificarse técnicamente, siempre que no existan antecedentes de daño interno, cortocircuitos severos o eventos mecánicos que afecten al transformador más allá de la intervención sobre el bushing. De este modo, se optimiza el alcance de pruebas hacia aquellas que realmente están alineadas con el riesgo introducido por el reemplazo del pasatapas, sin comprometer la calidad de la intervención ni la confiabilidad operacional del transformador, y manteniendo un criterio razonable de costo, tiempo de indisponibilidad y profundidad de diagnóstico.

Desde el punto de vista de la confiabilidad y la mantenibilidad del sistema, los indicadores MTTR, MTBF y la disponibilidad operacional resultan fundamentales para

seleccionar la alternativa de servicio más conveniente para el transformador de poder de la planta Cerro Negro Norte. En este contexto, se evalúan tres escenarios: las alternativas propuestas por la Empresa A y la Empresa D, y un tercer escenario asociado a la denominada Empresa F, que representa la condición de una falla catastrófica en el transformador con el bushing dañado al no ser intervenido. Lo cual obliga a la adquisición e instalación de un nuevo transformador.

Para las alternativas de intervención Empresa A y Empresa D, el análisis se centra en sus tiempos de intervención y en el impacto asociado en la improductividad de la planta. La Empresa A estima un tiempo total de ejecución del trabajo del orden de 7 días, equivalentes a aproximadamente 172,5 horas de detención (considerando el tiempo adicional necesario para normalizar la producción de la planta). Por su parte, la Empresa D proyecta realizar la misma intervención en aproximadamente 3 días, lo que se traduce en alrededor de 76,5 horas de detención total.

Considerando que cada detención de la planta implica un costo de improductividad del orden de los $321.304 USD por evento, y que para efectos de este análisis se ha estimado un costo de referencia cercano a $46.940 USD por hora de improductividad, la diferencia en los tiempos de intervención entre ambas empresas se traduce en un impacto económico significativo. En particular, la alternativa de la Empresa A conlleva un costo de improductividad del orden de los $8.097.150 USD, mientras que la alternativa de la Empresa D asciende a un valor aproximado de $3.590.910 USD.

En términos de mantenibilidad, la propuesta de la Empresa D se asocia a un MTTR efectivo menor, al requerir menos tiempo de intervención para restituir el activo a servicio. Al mismo tiempo, una reducción en los tiempos de detención contribuye a una mayor disponibilidad operacional (A) del sistema, de acuerdo con la relación:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Si bien el MTBF del transformador y sus componentes depende de su diseño, de las condiciones de operación y de la calidad de las intervenciones, la elección de un prestador de servicios que minimice el MTTR permite reducir el tiempo total de

indisponibilidad y, en consecuencia, mitigar las pérdidas económicas por producción no realizada.

El tercer escenario, asociado a la Empresa F, fue considerado como una referencia de riesgo extremo y corresponde a la situación en la que no se interviene el transformador con el bushing dañado, permitiendo que el equipo continúe en servicio hasta la ocurrencia de una falla catastrófica. Bajo esta hipótesis, se proyecta una improductividad de 189 días, equivalentes a 4.536 horas de detención de la planta. Dado el costo de $46.940 USD por hora de improductividad, las pérdidas asociadas a este escenario ascienden aproximadamente a $212.919.840 USD. A ello se suma el costo de adquisición, desmontaje, montaje y puesta en marcha de un nuevo transformador, del orden de $1.305.094 USD, alcanzando un impacto económico total cercano a $214.224.934 USD.

La comparación entre las alternativas permite concluir que:

- Las opciones de intervención Empresa A y Empresa D generan costos totales muy inferiores al escenario de falla catastrófica representado por la Empresa F.
- La alternativa de la Empresa D presenta, además, un costo de improductividad significativamente menor que la Empresa A, debido a su reducido tiempo de intervención, y un costo directo de servicio también más bajo.
- El escenario Empresa F resulta económicamente no aceptable, dado el enorme impacto que la falla catastrófica tendría sobre el flujo de caja de la planta, reforzando la necesidad de realizar una intervención oportuna sobre el transformador.

Adicionalmente, desde el punto de vista técnico, la Empresa D cumple de manera íntegra con los requisitos establecidos para la intervención del transformador y sus elementos asociados, ajustándose a las especificaciones de diseño, normas aplicables y condiciones de operación propias del transformador de la planta Cerro Negro Norte. Esto permite concluir que la alternativa de menor tiempo de intervención no implica sacrificar el cumplimiento técnico, sino que, por el contrario, optimiza simultáneamente los criterios técnicos y económicos del proyecto.

5.2. Propuesta recomendada.

En función a lo expuesto en el punto anterior, considerando tanto los criterios de disponibilidad y mantenibilidad (MTTR/MTBF), como el costo horario de improductividad de la planta y el riesgo económico extremo asociado a una falla catastrófica (Empresa F), se recomienda seleccionar a la Empresa D para la ejecución de los trabajos. Esta elección permite reducir de manera significativa el impacto económico asociado a las detenciones, evitar la exposición a escenarios de improductividad masiva y alinearse con el objetivo de maximizar la disponibilidad del transformador y del sistema eléctrico de la faena Cerro Negro Norte.

Desde la perspectiva del flujo de caja del proyecto, la comparación evidencia que las alternativas de intervención preventiva/correctiva (Empresas A y D) generan desembolsos significativamente menores que el escenario de falla catastrófica (Empresa F). En particular, la alternativa de la Empresa D se presenta como la opción más conveniente, al combinar un costo directo de servicio más bajo con un tiempo de intervención reducido, lo que se traduce en menores pérdidas por improductividad y, en consecuencia, en un impacto negativo considerablemente menor sobre el flujo de caja de la planta.

Si bien la Empresa A contempla un mayor número de actividades en su propuesta, la Empresa D ofrece un alcance de trabajo suficiente para restituir el transformador a su condición operativa normal, cumpliendo con los requerimientos técnicos de la faena. Por lo tanto, desde el punto de vista del flujo de caja y del riesgo económico asociado a la continuidad operacional, la alternativa de la Empresa D permite minimizar los costos totales y reducir la exposición a escenarios de alta improductividad, constituyéndose en la opción recomendada dentro del análisis técnico–económico desarrollado en este capítulo.

CAPITULO VI
CONCLUSIONES

En base al análisis técnico-económico realizado por las empresas que fueron seleccionadas luego de la comparativa general, se obtuvieron resultados que, luego de ser interpretados, apuntan hacia la empresa D como la recomendada para realizar el mantenimiento al transformador de poder de 220 kV de la subestación principal de Minera Cerro Negro Norte.

De esta forma, la intervención de los aisladores de alta tensión y la evaluación comparativa de las propuestas permitieron desarrollar un análisis técnico–económico integral del problema, a partir del cual se pueden establecer las siguientes conclusiones extendidas:

1. Condición crítica de los bushings de alta tensión.

El análisis evidenció que el daño en los bushings de alta tensión del transformador de 220 kV, originado tras el sismo de junio de 2025 y manifestado en filtraciones de aceite y pérdida de hermeticidad, constituyó una condición de riesgo crítico para la continuidad operativa de Cerro Negro Norte. Operar en estas condiciones incrementaba significativamente la probabilidad de una falla catastrófica, con posible arco interno hacia masa y destrucción del transformador, cuya consecuencia sería una detención prolongada de la planta y pérdidas económicas de alto impacto.

2. Transformador de 220 kV como activo estrictamente crítico.

A partir de la producción anual de concentrado de hierro y del valor de referencia internacional del mineral, se determinó que la indisponibilidad del transformador de 220 kV se traduce directamente en pérdidas económicas relevantes aun para detenciones de corta duración. Esto permitió confirmar que el transformador debe ser gestionado como un activo estrictamente crítico dentro del sistema eléctrico de la faena, priorizando su confiabilidad y disponibilidad por sobre criterios de costo directo de mantenimiento.

3. Relevancia de los indicadores MTTR, MTBF y disponibilidad en la toma de decisiones.

La aplicación sistemática de los indicadores de mantenibilidad (MTTR), confiabilidad (MTBF) y disponibilidad al caso de estudio permitió cuantificar el impacto de los tiempos de intervención y de las detenciones planificadas y no planificadas del transformador. Se demostró que estos indicadores constituyen una herramienta fundamental para comparar alternativas de servicio, ya que permiten vincular directamente las decisiones de mantenimiento con la disponibilidad efectiva de la planta y con el costo de improductividad asociado.

4. Diferenciación entre ensayos críticos y complementarios en el estudio técnico.

El estudio técnico desarrollado mostró que no todos los ensayos eléctricos ofertados aportan el mismo grado de reducción de riesgo para una intervención acotada al reemplazo de bushings. Pruebas como la medición de corriente de excitación, el barrido de frecuencia (FRA) y la determinación de curvas de saturación de transformadores de corriente se clasificaron como ensayos complementarios, al estar orientados principalmente al diagnóstico del núcleo, devanados y TC, componentes que no fueron intervenidos ni presentaban indicios de daño. En contraste, se estableció que los ensayos de resistencia de aislamiento, tangente δ y capacitancia de bushings, relación de transformación, resistencia de devanados, verificación de conexiones y pruebas funcionales de protecciones son críticos para validar la correcta instalación y desempeño del nuevo equipamiento.

5. Optimización del alcance de pruebas y tiempo de indisponibilidad.

La distinción entre ensayos imprescindibles y complementarios permitió concluir que es posible garantizar un nivel adecuado de seguridad y confiabilidad sin incorporar todas las pruebas avanzadas ofertadas, las cuales suelen requerir mayor tiempo de preparación, ejecución e interpretación. De este modo, se logró optimizar el equilibrio entre profundidad de diagnóstico y tiempo de indisponibilidad del transformador, aspecto especialmente relevante en un contexto donde el costo horario de detención de planta es elevado.

6. Dominio del costo de improductividad en la evaluación económica.

El modelamiento económico realizado, basado en la producción horaria y en el valor del concentrado de hierro, demostró que el costo de la improductividad constituye la variable dominante en el costo total de cada alternativa. Si bien los costos directos de servicio entre las empresas analizadas presentan diferencias acotadas, los tiempos de intervención proyectados generan variaciones muy significativas en las pérdidas por producción no realizada, lo que refuerza la necesidad de considerar el costo global del ciclo de vida y no solo el valor contractual de la oferta.

7. Inviabilidad del escenario de falla catastrófica y reemplazo de transformador.

El escenario límite representado por la Empresa F, asociado a la ocurrencia de una falla catastrófica que obliga a retirar el transformador existente y reemplazarlo por uno nuevo, arrojó tiempos de indisponibilidad de varios meses y pérdidas económicas del orden de 214 millones de USD, a lo que se suma el costo del nuevo transformador y de las actividades de desmontaje y montaje. Este resultado permitió concluir que la estrategia de postergar indefinidamente la intervención y aceptar el riesgo de falla catastrófica es económica y operacionalmente inaceptable.

8. Ventaja técnico–económica de la alternativa de la Empresa D.

La comparación conjunta de los indicadores de confiabilidad y mantenibilidad, de los tiempos de intervención y de los flujos de caja permitió establecer que la alternativa de la Empresa D ofrece el mejor equilibrio entre criterios técnicos y económicos. Esta propuesta cumple con los requisitos normativos y de ensayo considerados críticos para el cambio de bushings, presenta un tiempo de intervención significativamente menor que la alternativa de la Empresa A y genera un costo total asociado a la improductividad considerablemente inferior, manteniéndose muy por debajo del escenario de falla catastrófica.

9. Metodología replicable para la gestión de activos críticos.

La integración de antecedentes técnicos, normas IEC e IEEE, análisis de ensayos, indicadores MTTR/MTBF/disponibilidad y modelamiento de flujo de caja conformó una metodología robusta para la selección de alternativas de mantenimiento mayor en equipos críticos. Esta metodología es extrapolable a otros transformadores de potencia,

reactores y equipos de alta tensión, permitiendo tomar decisiones informadas que consideran simultáneamente el riesgo técnico, la disponibilidad operacional y el impacto económico sobre la operación.

10. Proyección hacia una estrategia de mantenimiento basada en monitoreo y confiabilidad.

Finalmente, los resultados del estudio sugieren la conveniencia de avanzar hacia una estrategia de mantenimiento más proactiva y basada en confiabilidad, que incorpore sistemas de monitoreo en línea de bushings y del transformador (por ejemplo, monitoreo de descargas parciales, análisis de gases disueltos y seguimiento de tangente δ y capacitancia), junto con la actualización periódica de los indicadores de confiabilidad y disponibilidad. La adopción de estas prácticas permitirá reducir la probabilidad de fallas catastróficas, optimizar el uso de los recursos de mantenimiento y mejorar de manera sostenida el desempeño del sistema eléctrico de Cerro Negro Norte.

En síntesis, este análisis demuestra que una intervención técnicamente bien definida, apoyada en normas internacionales y en un análisis económico riguroso, permite seleccionar la alternativa de servicio que maximiza la disponibilidad del transformador y minimiza el impacto económico por improductividad. La elección de la Empresa D, en este contexto, no solo resuelve una condición de riesgo crítico asociada a los bushings dañados, sino que también se alinea con una gestión de activos orientada a la confiabilidad, la seguridad y la sostenibilidad económica de la operación minera.

GLOSARIO

- CAP: Compañía de Acero del Pacífico, conglomerado minero-siderúrgico.
- CMP: Compañía Minera del Pacífico
- CNN: Cerro Negro Norte
- ONAN: Sistema de enfriamiento de transformador basado en la circulación natural de aceite por un radiador cuya única fuente de disipación de calor es el aire natural.
- Bushing: Componente aislante que permite ingresar o sacar un conductor desde el interior de un transformador hacia el exterior sin que pierda su aislamiento, manteniendo la hermeticidad del aceite.
- MTTR: (Mean Time To Repair): tiempo promedio requerido para reparar un equipo
- MTBF: (Mean Time Between Failures): tiempo promedio entre fallas; refleja confiabilidad intrínseca del equipo.
- Improductividad: Carencia o falta de productividad
- Transformador de Potencia: Equipo eléctrico estático que, mediante inducción magnética, convierte niveles de tensión para transferir grandes potencias entre sistemas, normalmente inmerso en aceite y con elementos de regulación, protección y enfriamiento.
- Análisis Técnico-económico: Evaluación integrada que compara desempeño técnico y costos, para elegir una alternativa óptima en términos de confiabilidad y valor.

BIBLIOGRAFÍA

CAP S.A. (2024). *Memoria integrada 2024*. Grupo CAP. https://www.cap.cl/memoria-integrada

CIGRE Working Group A2.43. (2019). *Transformer bushing reliability* (Technical Brochure 755). CIGRE.

Gallegos Londoño, C. M., Viscaíno Cuzco, M. A., & Raúl, S. (2020). Estudio de fiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad aplicado a grupos electrógenos prime. *ConcienciaDigital, 3*(3), 44–61. https://doi.org/10.33262/concienciadigital.v3i3.1266

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). *IEEE recommended practice for seismic design of substations* (IEEE Std 693-2018). IEEE.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2023). *IEEE standard for general requirements and test procedure for power apparatus bushings* (IEEE Std C57.19.00-2023). IEEE.

International Electrotechnical Commission. (2024). *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance* (IEC 60422:2024). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2024). *Fluids for electrotechnical applications – Unused natural esters for transformers and similar electrical equipment* (IEC 62770:2024). IEC.

Mehdi, I., Boudi, E. M., & Mehdi, M. A. (2024). Reliability, availability, and maintainability assessment of a mechatronic system based on timed colored Petri nets. *Applied Sciences, 14*(11), 4852. https://doi.org/10.3390/app14114852

Newnan, D. G., Eschenbach, T. G., Lavelle, J. P., & Lewis, N. A. (2020). *Engineering economic analysis* (14th ed.). Oxford University Press.

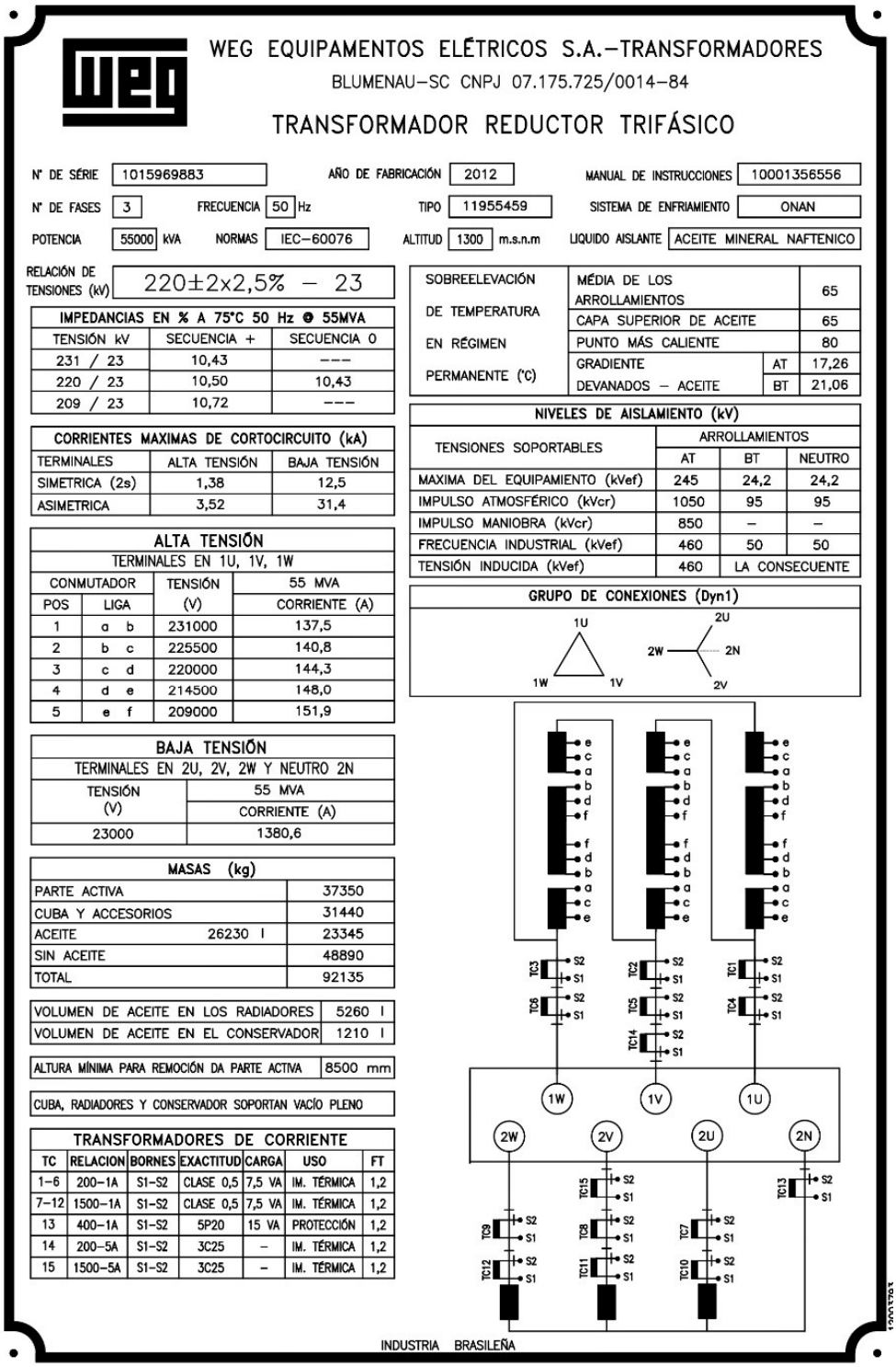
Park, C. S. (2016). *Contemporary engineering economics* (6th ed.). Pearson.

Sagharidooz, M., Soltanali, H., Farinha, J. T., Raposo, H. D. N., & de-Almeida-e-Pais, J. E. (2024). Reliability, availability, and maintainability assessment-based sustainability-informed maintenance optimization in power transmission networks. *Sustainability, 16*(15), 6489. https://cienciadigital.org/revistacienciadigital2/index.php/ConcienciaDigital/article/view/1266

Trading Economics. (n.d.). *Iron ore – Price – Chart – Historical data – News*. Recuperado el **28 de julio de 2025**, de https://tradingeconomics.com/commodity/iron-ore

ANEXO 1.

Placa del transformador de poder.



WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.–TRANSFORMADORES

BLUMENAU–SC CNPJ 07.175.725/0014–84

TRANSFORMADOR REDUCTOR TRIFÁSICO

N° DE SÉRIE	1015969883	AÑO DE FABRICACIÓN	2012	MANUAL DE INSTRUCCIONES	10001356556		
N° DE FASES	3	FRECUENCIA	50 Hz	TIPO	11955459	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	ONAN
POTENCIA	55000 kVA	NORMAS	IEC–60076	ALTITUD	1300 m.s.n.m	LIQUIDO AISLANTE	ACEITE MINERAL NAFTENICO

RELACIÓN DE TENSIONES (kV): 220±2x2,5% – 23

IMPEDANCIAS EN % A 75°C 50 Hz ⊜ 55MVA		
TENSIÓN kV	SECUENCIA +	SECUENCIA 0
231 / 23	10,43	---
220 / 23	10,50	10,43
209 / 23	10,72	---

SOBREELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN RÉGIMEN PERMANENTE (°C)			
	MÉDIA DE LOS ARROLLAMIENTOS		65
	CAPA SUPERIOR DE ACEITE		65
	PUNTO MÁS CALIENTE		80
	GRADIENTE DEVANADOS – ACEITE	AT	17,26
		BT	21,06

CORRIENTES MAXIMAS DE CORTOCIRCUITO (kA)		
TERMINALES	ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
SIMETRICA (2s)	1,38	12,5
ASIMETRICA	3,52	31,4

NIVELES DE AISLAMIENTO (kV)			
TENSIONES SOPORTABLES	ARROLLAMIENTOS		
	AT	BT	NEUTRO
MAXIMA DEL EQUIPAMIENTO (kVef)	245	24,2	24,2
IMPULSO ATMOSFÉRICO (kVcr)	1050	95	95
IMPULSO MANIOBRA (kVcr)	850	–	–
FRECUENCIA INDUSTRIAL (kVef)	460	50	50
TENSIÓN INDUCIDA (kVef)	460	LA CONSECUENTE	

ALTA TENSIÓN			
TERMINALES EN 1U, 1V, 1W			
CONMUTADOR		TENSIÓN (V)	55 MVA
POS	LIGA		CORRIENTE (A)
1	a b	231000	137,5
2	b c	225500	140,8
3	c d	220000	144,3
4	d e	214500	148,0
5	e f	209000	151,9

BAJA TENSIÓN	
TERMINALES EN 2U, 2V, 2W Y NEUTRO 2N	
TENSIÓN (V)	55 MVA
	CORRIENTE (A)
23000	1380,6

MASAS (kg)	
PARTE ACTIVA	37350
CUBA Y ACCESORIOS	31440
ACEITE 26230 l	23345
SIN ACEITE	48890
TOTAL	92135

VOLUMEN DE ACEITE EN LOS RADIADORES	5260 l
VOLUMEN DE ACEITE EN EL CONSERVADOR	1210 l

ALTURA MÍNIMA PARA REMOCIÓN DA PARTE ACTIVA	8500 mm

CUBA, RADIADORES Y CONSERVADOR SOPORTAN VACÍO PLENO

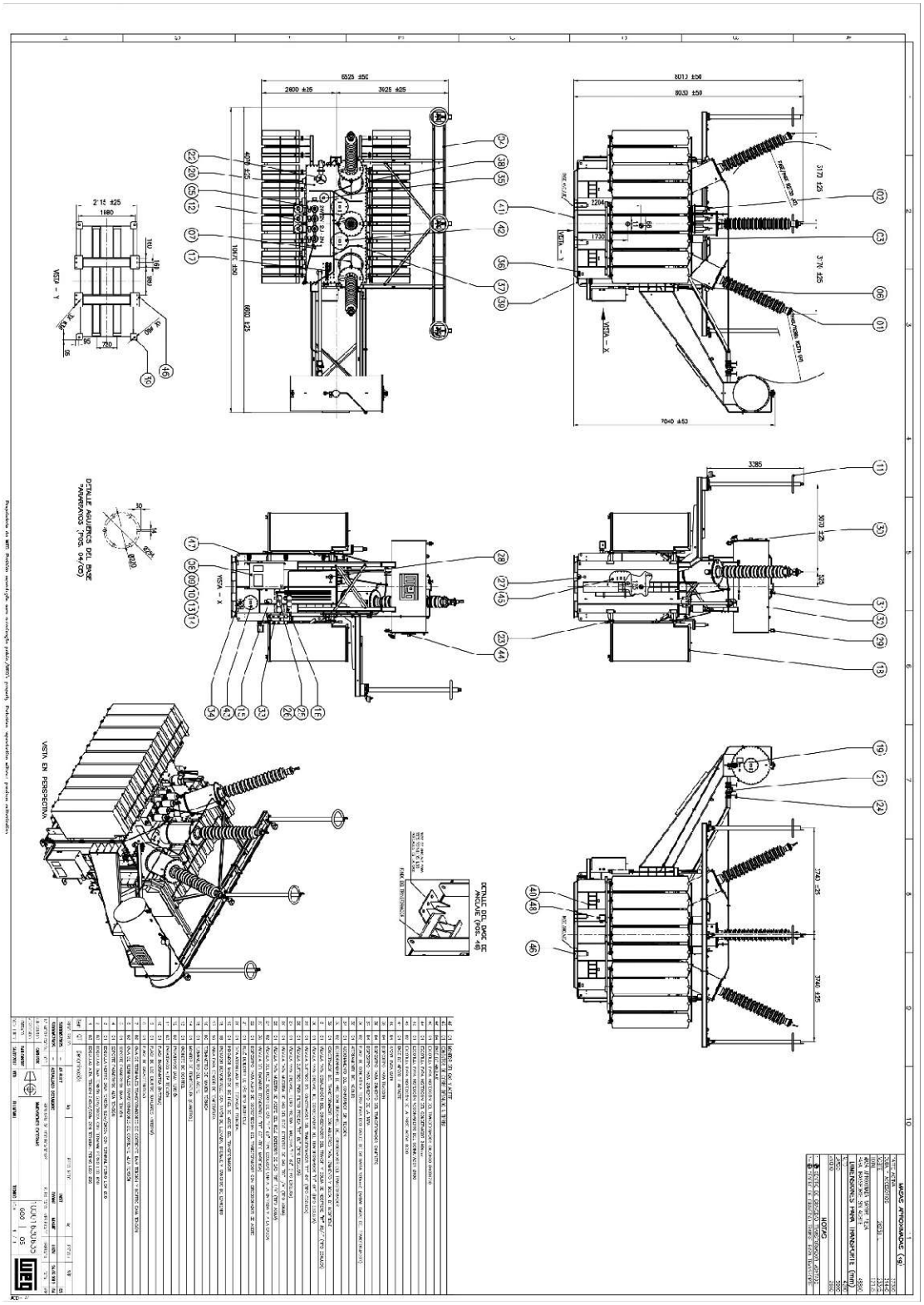
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE						
TC	RELACION	BORNES	EXACTITUD	CARGA	USO	FT
1–6	200–1A	S1–S2	CLASE 0,5	7,5 VA	IM. TÉRMICA	1,2
7–12	1500–1A	S1–S2	CLASE 0,5	7,5 VA	IM. TÉRMICA	1,2
13	400–1A	S1–S2	5P20	15 VA	PROTECCIÓN	1,2
14	200–5A	S1–S2	3C25	–	IM. TÉRMICA	1,2
15	1500–5A	S1–S2	3C25	–	IM. TÉRMICA	1,2

GRUPO DE CONEXIONES (Dyn1)

INDUSTRIA BRASILEÑA

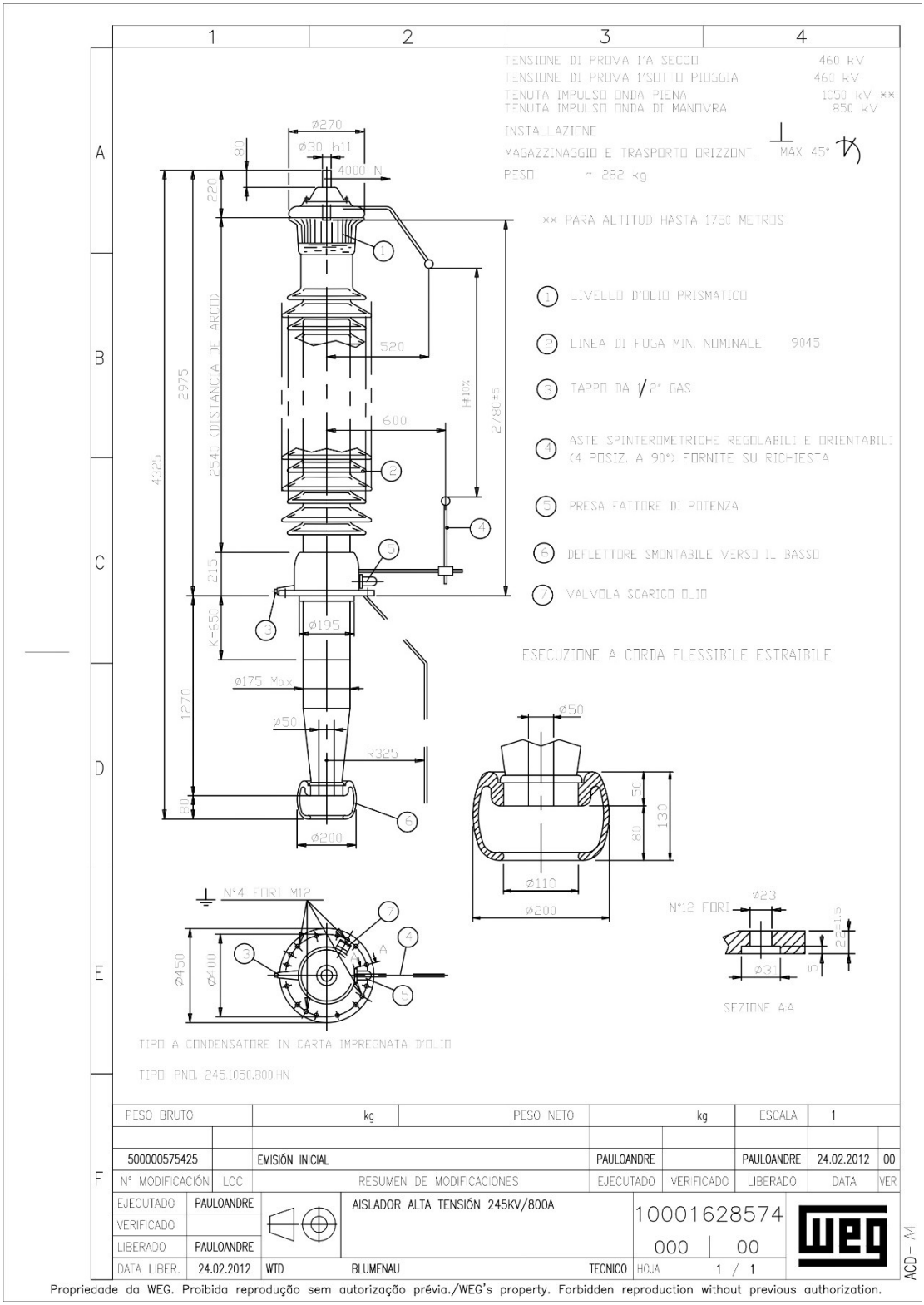
ANEXO 2.

Dimensiones del transformador de poder.



ANEXO 3.

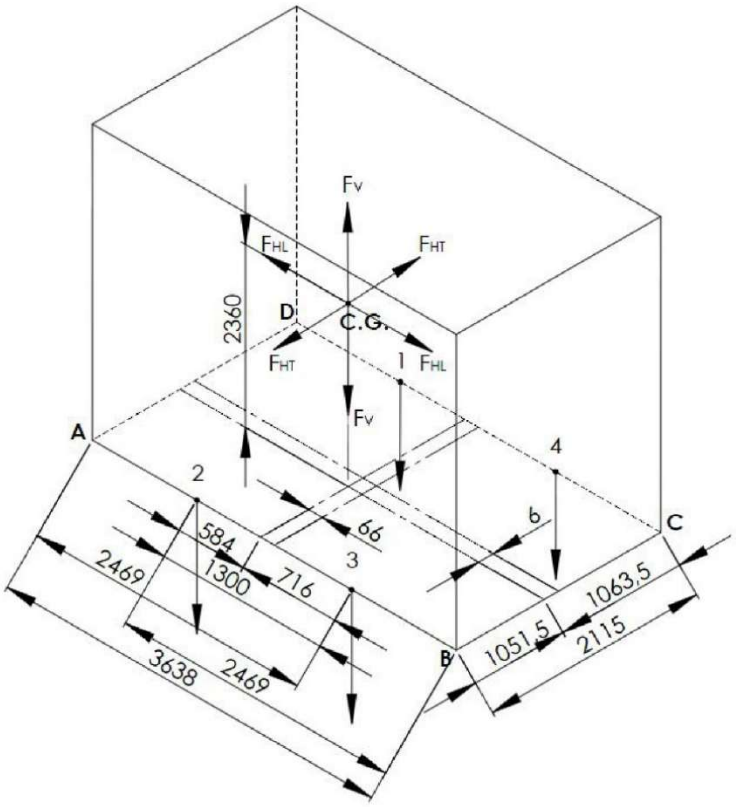
Plano de bushing primario.



ANEXO 4.

Extracto Memoria de Cálculo Sísmico.

3. Calculo de las fuerzas en los elementos de anclaje



Notas: - medidas en milimetros;
- C.G. = Centro de gravedad;
- Masa total del transformador: $m = 92135\ kg$;
- Anclaje en los puntos 1 a 4.

3.1. Fuerzas actuantes en el centro de gravedad

P = Peso del transformador

$P = m \times g = 92135 \times 9{,}81$

$P = 903844\ N$

$$F_{max} = \frac{720}{0{,}00540} + 43081 = 176414\ N$$

σ_P = Tensión en los pernos

$$\sigma_P = \frac{F_{max}}{A} = \frac{176414}{561}$$

$$\sigma_P = 314\ N/mm^2$$

$$\sigma_P < \sigma_{lim}$$

3.8. Conclusión

El efecto de la precarga es dar a las partes en compresión una mejor resistencia a carga de tracción externa y aumentar la fricción entre las partes para soportar la fuerza cortante. La fuerza cortante no afecta a la tración final sobre los pernos y portanto puede ser olvidada en el calculo del efecto de la carga externa en la fuerza resultante en el perno.

El esfuerzo de precarga $F_{PC} = 131810\ N$ necesario para el desprecio del efecto de la fuerza cortante F_H es mayor que el esfuerzo de tracción $F_T = 76230$ N producido por las condiciones sísmicas.

Los piernos M30 especificados con $\sigma_e = 400\ N/mm^2$ son adecuados para resistir a los esfuerzos de precarga y a la maxima tracción producida por el abalo sísmico.

ANEXO 5.

Extracto Memoria Integrada Grupo CAP 2024

Calidad y sostenibilidad
Lo que distingue a CMP es que produce hierro magnético y con hasta un 68,5% de fierro (Fe). El hierro magnético contribuye a la sostenibilidad del proceso siderúrgico al requerir una menor cantidad de energía en la producción de acero, lo que deriva en menores emisiones al ambiente.

COMPLEJOS MINEROS DE CMP

Mina Cerro Negro Norte
En operaciones desde 2014, se localiza en la región de Atacama, específicamente en la comuna de Copiapó. Su producción anual es de ~4 millones de toneladas de Pellet Feed, que es transportado en un concentraducto hasta las instalaciones portuarias de Punta Totoralillo, en la Comuna de Caldera, donde se realiza el embarque hacia su destino final.

Mina Los Colorados
En operaciones desde 1998, se encuentra aproximadamente a 30 kilómetros al noroeste de Vallenar. Su principal objetivo es abastecer de preconcentrado de hierro y Sinter Feed a Planta de Pellets, ubicada en Huasco.

Minas El Romeral
En operaciones desde 1956, está ubicada a 22 km al noreste de La Serena. Los productos que se obtienen del procesamiento de los minerales son Granzas, Finos y Pellet Feed.

PLANTAS DE PROCESAMIENTO

Planta Magnetita
En operaciones desde 2007, se localiza en la región de Atacama, específicamente en la comuna de Tierra Amarilla, es una faena productora de concentrado de hierro (Pellet Feed) a partir de los relaves provenientes de la planta concentradora de cobre de Minera Candelaria, logrando recuperar el mineral de hierro mediante diversos procesos de concentración magnética. Es uno de los procesos de economía circular más relevantes a nivel nacional.

Planta de Pellets
En operaciones desde 1978, está localizada a 5 kilómetros del puerto de Huasco, el mineral alimentado al proceso proviene desde Mina Los Colorados, donde es sometido a diversas etapas de chancado y concentración magnética seca, obteniéndose el producto denominado preconcentrado. En Planta de Pellets es almacenado y homogenizado en las canchas de recepción. Desde allí, es enviado de manera selectiva a los procesos de molienda y concentración magnética vía húmeda para obtener un Pellet Feed adecuado para la peletización.

PUERTOS

Punta Totoralillo
Emplazado a 25 km al norte de Caldera, recibe el material enviado desde las distintas plantas para así finalizar el proceso de embarque hacia su destino final. Durante 2024 se embarcaron 7,0 millones de toneladas desde Puerto Punta Totoralillo.

Puerto Guacolda II
Próximo a Planta de Pellets, al sur de la Bahía de Santa Bárbara, 4 km al sur de Puerto Huasco. En 2024 se embarcaron 6,8 millones de toneladas

Puerto Guayacán
Ubicado al noreste de la boca de la bahía de la Herradura y al sur del Puerto de Coquimbo. En las instalaciones se recibe el hierro proveniente de Minas El Romeral y Pleito, transportado en tren directamente desde la mina, a través de 38 km de vía férrea. Durante 2024 se embarcaron 1,6 millones de toneladas desde Puerto Guayacán.

PRINCIPALES COMPETIDORES

Los principales productores de minerales con los que compite CMP son empresas como ArcelorMittal, Metinvest, Champion Iron, Tacora, IOC, FMG, Sino Iron, Vale, Anglo American y Samarco.