

Marsh Specialty

FONAFE-ENOSA

Informe de evaluación de riesgo operacional

FONAFE, Electronoroeste S.A. (ENOSA)
Piura, Perú

Elaborado por:

Gustavo E. Arce
gustavo.arce@marsh.com
Ingeniería de Riesgo Energético Global - LAC

Según:

Visita de evaluación de los activos de Electronoroeste S.A. efectuada los días 12 y 13 de enero de 2023 y conversaciones con el personal de las instalaciones

Historial de revisiones

Revisión	Fecha	Comentarios
1.0	Enero de 2023	Ejemplar original luego de la evaluación de riesgos de enero de 2023



Se reconoce que este informe se basa en el análisis de la información que ha sido proporcionada por personas que no pertenecen a Marsh, y Marsh no hace ninguna declaración o garantía en relación con la exactitud, vigencia o integridad de la información fáctica contenida en el mismo. Este informe no pretende identificar todos los peligros que puedan existir, ni pretende ser una visión exhaustiva de todas las posibilidades o eventualidades.

Cualquier recomendación para la mejora del riesgo contenida en este documento es meramente consultiva, y la decisión y responsabilidad de la implementación recae en la administración del destinatario. Este informe no garantiza, asegura o certifica que el cumplimiento de las recomendaciones eliminará todos los peligros o accidentes, o que el destinatario cumple con las leyes, estatutos, reglamentos o directivas.

El informe está destinado a ser utilizado únicamente por el destinatario previsto y no por un tercero; es una condición para la entrega de este informe que Marsh no será responsable de ninguna pérdida o daño (incluidos los daños especiales, indirectos o consecuentes, pérdida de ganancias o pérdida de ingresos), incluidos los que surjan de o en relación con los datos, cálculos u opiniones expresados en este documento.

Abreviaturas

AC	Corriente alterna	LTMP	Programa de mantenimiento a largo plazo
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero	LV	Baja tensión
ASTM	Sociedad Americana de Pruebas y Materiales.	MCC	Centro de control de motores
BCP	Planificación para la continuidad del negocio	MFL	Pérdida máxima previsible
BI	Interrupción del negocio	MMscfd	Millón de pies cúbicos por día
BoP	Balance de planta	MoC	Gestión de cambios
BS	Estándares Británicos	MV	Media tensión o voltaje medio
C&I	Control e instrumentación	NDT	Técnicas no destructivas
CBM	Mantenimiento en función del estado	MW	Mega (millones) de vatios eléctricos
CCPP	Central eléctrica de ciclo combinado		
CCR	Puesto central de control	NOx	Óxidos de nitrógeno
CCTV	Circuito cerrado de televisión	OE	Ingeniero responsable
CEMS	Sistema continuo de monitoreo de emisiones	NFPA	Autoridad Nacional de Prevención de Incendios
CMMS	Gestión de mantenimiento asistida por ordenador o GMAO	OEM	Fabricante original del equipo
CO	Monóxido de carbono	O&M	Operaciones y mantenimiento
CO2	Dióxido de carbono	OH	Horas de funcionamiento
DC	Corriente directa	OSHAS	Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo
		OS	Sobre velocidad
DCS	Sistema de control distribuido		
DGA	Análisis de gases disueltos	PABX	Central privada automática
EPC	Ingeniería, adquisiciones y construcción	PCC	Centro de control de potencia
ERP	Plan de respuesta a emergencias	P&ID	Diagrama de proceso e instrumentación
ERS	Satélite europeo de teledetección	PERC	Emisor pasivo y contacto trasero
ESD	Apagado de emergencia	PLC	Controlador lógico programable
FO	Fibra óptica	PML	Perdida máxima probable
FOSSL	Enlace de fibra óptica de barco a tierra	POF	Factor de corte de energía planificado
FRP	Plástico reforzado con fibra de vidrio	PPA	Contrato de adquisición de energía
FSRU	Unidad flotante de almacenamiento y regasificación		
GSU	Transformador elevador de generación	ppb	Partes por billón
H2	Hidrógeno	TIL	Carta de información técnica
HAZOP	Estudio de peligrosidad y operatividad	PPE	Equipo de protección personal
HMI	Interfaz hombre-máquina	ppmvd	Partes por millón, volumétricas secas
HP	Presión alta	PQS	Extintor de polvo seco
HSE	Salud, seguridad y medio ambiente	RC	Hormigón armado
HV	Alta tensión (> 1000V)	RH	Horas de funcionamiento
HWP	Permiso para trabajo en caliente	ST	Turbina de vapor
Hz	Hertz (ciclos)	TBC	Revestimiento térmico de barrera
I&C	Instrumentación y control	VGW	Paletas de guía variables
IACS	Sistemas de automatización y control	UPS	Suministro ininterrumpido de energía
IEC	Comisión electrotécnica internacional	VDU	Unidad de visualización
KPI	Indicador clave de desempeño	VHF	Frecuencia muy alta
LEL	Límites inferiores de explosividad	WMS	Sistema de gestión laboral

Abreviaturas específicas de la compañía

FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
OSINERMIG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SAIDI	Índice de duración de interrupción promedio del sistema
SEIFI	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema
ENOSA	Electronoroeste S.A.

Contenido

1. Introducción.....	7
• Objetivos y reconocimientos	7
2. Resumen Ejecutivo.....	8
• Antecedentes	8
• Resumen y descripción	8
• Calidad del riesgo.....	11
• Descripción general de las nuevas recomendaciones	12
• Historial	12
• Conclusión	12
3. Recomendaciones para la mejora de riesgos	14
• Priorización	14
• Detalles de las nuevas recomendaciones	14
4. Descripción del sitio.....	19
• Propietarios	19
• Operador	19
• Modelo de negocio	19
• Descripción del sitio	20
5. Descripción del proceso	27
• Proyectos	38
• Historial de pérdidas.....	38
6. Estado de la planta	39
• Rendimiento operacional.....	39
• Garantías	40
• Problemas técnicos	40
7. Sistemas de gestión	41
• Organización del sitio	41
• Operaciones	42
• Ergonomía y operatividad	44
• Mantenimiento.....	44
• Seguridad.....	48
• Medioambiente.....	49
• Seguridad física	49
• Ciberseguridad.....	50
8. Control de emergencias.....	51

• Funciones de protección contra incendios	51
• Planes de emergencia.....	52
• Respuesta en caso de incendio	52
• Control de fuentes de ignición	53
9. Diagrama unifilar general.....	54
10. Diagrama línea de transmisión	55
11. Organigrama	56

Sección uno

Introducción

Este informe de evaluación de riesgo se ha preparado a solicitud de FONAFE luego de la evaluación que se llevó a cabo in situ en los días 12 y 13 de enero de 2023, para varios activos relacionados a la transmisión y distribución de energía ubicados en el área de concesión de Piura. Esta fue la primera evaluación realizada a las instalaciones por Marsh Global Energy Risk Engineering (GERE). Como se mencionó anteriormente, la compañía Electronoroeste S.A., subsidiaria de FONAFE, administra y mantiene diversos activos para la industria energética peruana. Por razones de tiempo y la dispersión de cada instalación, no fue posible visitar todos los activos.

Objetivos y reconocimientos

Los objetivos principales de este informe son proporcionar una actualización de la información de exposición para el mercado de socios de seguros operativos titulares del proyecto y brindar a Electronoroeste S.A. el beneficio de una opinión independiente sobre el control de pérdidas con experiencia en la tecnología específica adoptada.

La información contenida en este informe se obtuvo según la agenda enviada a la central antes de la visita al sitio. Conversaciones con el personal del sitio en el momento y después de la visita, y observaciones realizadas durante un recorrido por la central que proporcionó más información sobre las operaciones del sitio.

No se realizaron pruebas físicas de los sistemas al momento de esta visita.

La evaluación fue realizada por Gustavo Arce de Global Energy Risk Engineering (GERE).

Agradecemos la contribución de todos los involucrados en la evaluación y, en particular, a las siguientes personas:

William Yarleque Lalangue	-	Control de Activos y Seguros
Erllys E. Jiménez Jiménez	-	Supervisor Unidad de Mantenimiento de Transmisión
César Arismendiz	-	Supervisor Unidad de Mantenimiento de Transmisión
Jhon Jara	-	Supervisor CCO
Luis H Arismendiz Moscol	-	Profesional
José Benjamín Vásquez Alberca	-	Profesional
Gerardo Rodríguez Saavedra	-	Profesional

Quisiéramos expresar nuestro agradecimiento por la asistencia y cooperación brindadas por los profesionales aquí mencionados durante toda la evaluación y, en particular, por la preparación de la información detallada correspondiente, la cual estuvo disponible durante la evaluación.

Sección dos

Resumen Ejecutivo

Antecedentes

Electronoroeste es una compañía pública de servicios eléctricos, de economía mixta que opera en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica. Actualmente, pertenece al grupo Distriluz y forma parte de las compañías que se encuentran bajo el control del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). ENOSA inició sus operaciones en 1958 con la creación de la Compañía de Energía de Piura, que fue transferida a los sectores estatales como política del gobierno militar.

El 10 de diciembre de 1987, con la Ley 2461, Electronoroeste se estableció como la novena empresa pública de servicios eléctricos, para administrar la distribución y comercialización de energía dentro del área de sus concesiones autorizadas incluidas en las provincias de Piura-Sechura, Sullana, Paita, Talara, Ayabaca, Huancabamba y Morropón en el departamento de Piura y en las provincias de Contralmirante Villar y Zarumilla en el departamento de Tumbes.

Finalmente, ENOSA fue autorizada a operar el 13 de abril de 1988 mediante Resolución Ministerial N° 082-88-EM/DGE del Ministerio de Energía y Minas. Su constitución se formalizó como sociedad pública de derecho privado.

La distribución de acciones de la compañía se concentra al 100% en el estado peruano a través de FONAFE. El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), es una empresa pública adscrita al sector de economía y finanzas que se encarga de regular y dirigir las actividades empresariales del Estado, estructurar el presupuesto de las empresas y gestionar los ingresos y dividendos generados por las empresas de la corporación. Actualmente, la corporación posee más de 35 empresas públicas en los sectores de electricidad, finanzas, hidrocarburos, saneamiento, transporte e infraestructura.

Electronoroeste S.A. cuenta con un gran conocimiento, experiencia y reputación con la que genera valor agregado a sus grupos de interés, a través de la gestión sostenible y rentable de los negocios, que contemplan la participación en compañías de la cadena energética desde la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Resumen y descripción

Ubicación

ENOSA cuenta con una superficie concesionada de 667,78 km² en dos regiones del país: Piura y Tumbes. Para fines administrativos y operativos, la compañía subdivide su área en seis unidades de negocio y un servicio principal (Bajo Piura). Además, ENOSA también puede proporcionar servicios de distribución de electricidad en zonas que rodean el área de la concesión.

Planta

Subestaciones

ENOSA opera 25 subestaciones eléctricas, todas en una configuración típica con una estación de distribución y conmutación que también funciona como sala de control local. Todas las unidades están provistas de equipos auxiliares y operadores permanentes.

Los niveles de tensión en las subestaciones varían entre 60 kV y 13.2 kV con transformadores de 60MVA a 3.2MVA. Además, todas las subestaciones tienen sus sistemas de protección de líneas y transformadores. Durante la evaluación se nos informó que existe un plan de contingencia que documenta la estrategia para garantizar la continuidad en la prestación del servicio eléctrico en el área de concesión, esto incluye transformadores de respaldo, generación complementaria con centrales diésel y stock de repuestos.

La topología de las subestaciones ayuda en la continuidad del servicio. La configuración permite la medición permanente independientemente de si hay campos afuera ya sea por mantenimiento u otra razón. Un campo generalmente tiene los siguientes elementos: pararrayos, transformador de potencial (capacitivo en la entrada de línea e inductivo en las barras colectoras), interruptor de desconexión (con y sin conexión a tierra), interruptor de alimentación y transformador de corriente.

No	Subestación	Región	Nivel de tensión (KV)	COD
1	SE Piura Centro	Piura	60	1992
2	SE Sullana	Piura	58	1997
3	SE Paita	Piura	60	1997
4	SE El Arenal	Piura	60	1985
5	SE Tierra Colorada	Piura	58	1997
6	SE Chulucanas	Piura	60	1997
7	SE Tumbes	Tumbes	58	1999
8	SE Zarumilla	Tumbes	58	1999
9	SE Zorritos	Tumbes	33	1980
10	SE Los Cerezos	Tumbes	33	2005
11	SE La Cruz	Tumbes	33	2005
12	SE Sechura	Piura	58	1998
13	SE La Unión	Piura	56	1998
14	SE Constante	Piura	62	1998
15	SE Coscomba	Piura	10	1999
16	SE Puerto Pizarro	Piura	60	1999
17	SE Los Ejidos	Piura	60	2002
18	SE Castilla	Piura	58	2002
19	SE Nueva Malacas	Piura	13.2	2002
20	SE Tumbes1	Tumbes	33	2008
21	SE Poechos	Piura	56	2005
22	SE Morropón	Piura	60	2005
23	SE Loma Larga	Piura	60	2005
24	SE Corrales	Tumbes	33	2007
25	SE Paita Industrial	Piura	58	2020

Líneas de transmisión

La compañía opera 24 líneas de transmisión con niveles de tensión de 60 kV y 33 kV, este documento presentará detalles adicionales. De ser necesario, se pueden proporcionar diagramas de una sola línea.

No	Código de línea	Nivel de tensión (KV)	COD	Subestación de salida	Subestación de llegada
1	L101	60	1992	S.E. Piura Oeste	S.E. Piura Centro
2	L101	60	2017	S.E. Piura Centro	S.E. Castilla
3	L192	60	2005	S.E. Piura Oeste	S.E. Sullana
4	L103	60	1985	S.E. El Arenal	S.E. Huaca
5	L103	60	1985	S.E. Huaca	S.E. Sullana
6	L104	60	1996	S.E. Piura Oeste	S.E. Paita
7	L105	60	1997	S.E. Piura Oeste	S.E. Los Ejidos
8	L105	60	1997	S.E. Ejidos	S.E. Chulucanas
9	L106	60	1997	S.E. Paita	S.E. Tierra Colorada
10	L107	60	1985	S.E. Paita	S.E. Paita Industrial
11	L107	60	1985	S.E. Paita Industrial	S.E. El Tablazo
12	L107	60	1985	S.E. El Tablazo	S.E. El Arenal
13	L128	33	2005	S.E. Charan	S.E. Zorritos
14	L129	33	2005	S.E. Charan	SE Corrales
15	L113	60	1998	S.E. Piura Oeste	Patio Catacaos
16	L113	60	1998	Patio Catacaos	S.E. La Unión
17	L114	60	1998	S.E. La Unión	S.E. Sechura
18	L115	60	1998	S.E. Sechura	S.E. Constante
19	L118	60	1999	S.E. Nueva Zorritos	S.E. Tumbes
20	L121	60	1999	S.E. Tumbes	S.E. Puerto Pizarro
21	L121	60	1999	S.E. Puerto Pizarro	S.E. Zarumilla
22	L124	60	2002	S.E. Los Ejidos	S.E. Castilla
23	L127	60	2005	Nodo Morropón	S.E. Morropón
24	L127	60	2005	S.E. Chulucanas	S.E. Loma Larga

Protección contra incendios

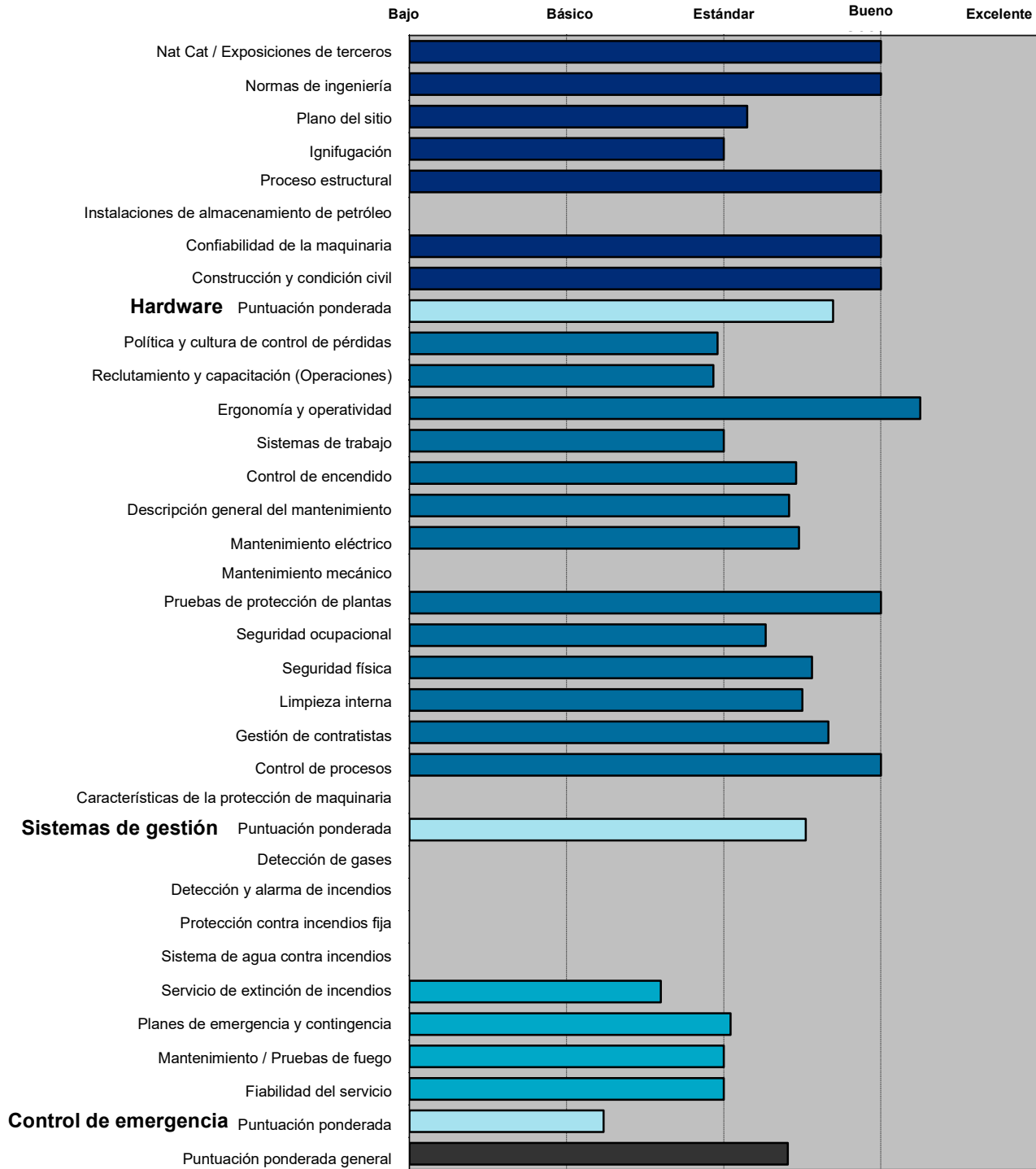
Las subestaciones no están provistas de sistemas fijos de protección contra incendios con agua, todas las unidades cuentan con una buena gama de extintores portátiles. No se proporciona detección de humo en las salas de interruptores de las subestaciones ni en la sala de baterías de DC.

La sala de control central ubicada en la ciudad de Piura está provista de un panel de alarma contra incendios local, detección local de humo y sistema fijo de extinción de incendios. El estándar de la protección contra incendios instalada está en línea con los estándares de la NFPA para la sala de control central.

Todo el personal de O&M está capacitado en el uso de extintores contra incendios y llamarán a los servicios de emergencia de ser necesario. Sin embargo, la atención del cuerpo de bomberos puede considerarse limitada debido a la ubicación de las subestaciones.

Calidad del riesgo

Puntaje ponderado por riesgo individual de ENOSA



Descripción general de las nuevas recomendaciones

Se presentaron a la administración de la instalación ocho nuevas recomendaciones de mejora de riesgos luego de que se realizara la evaluación los días 12 y 13 de enero de 2023, las cuales cubren lo siguiente:

Referencia	Descripción	Categoría
RIR # 23/01/01	Análisis de azufre corrosivo de aceite dieléctrico y DBDS	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/02	Tendencias en el análisis de aceites de transformadores	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/03	Prueba de descarga de batería	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/04	Protección de los activos contra incendios	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/05	Sistema de información de tipo GMAO (CCMS)	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/06	Planes para la continuidad del negocio (PCO)	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/07	Limpieza y aseo en las instalaciones	Categoría B – Moderada
RIR # 23/01/08	Plan de auditoría para contratistas	Categoría B – Moderada

No hay recomendaciones previas, ya que esta es la primera visita del equipo GERE de Marsh a la instalación.

Historial

Pérdidas

No se han reportado pérdidas en los últimos cinco años.

Mejoras

No informó sobre mejoras durante la evaluación.

Problemas técnicos

No se detectaron problemas técnicos durante la evaluación.

Garantías

No hay garantías vigentes al momento de esta evaluación.

Conclusión

Fortalezas

- Experiencia en alta dirección.
- Procedimientos de seguridad y acceso.
- Cultura de seguridad corporativa.
- Buen acceso a la planta.
- Procedimientos probados de respuesta a emergencias.
- Buen conocimiento del equipo que fue entrevistado.
- Plan de respuesta a emergencias.
- Proceso de reclutamiento y capacitación en marcha.
- Siguiendo el proceso de análisis de RCA.

Debilidades

- No existe un sistema de detección de incendios en las siguientes áreas:
 - Transformadores de subestaciones.
 - Sala de protección y control local de las subestaciones.
 - Sala de baterías de las subestaciones.
- No hay tendencias en el análisis de aceites de los transformadores.
- No hay tendencias de análisis de información de mantenimiento.
- No se realizan pruebas de descarga de batería.
- Los sistemas DC de las subestaciones no cumplen con las sugerencias del IEEE (extracción de aire).
- Plan de continuidad del negocio.

Opinión

El riesgo operacional presentado se clasifica como **estándar**. Sobre la base de un impulso continuo para implementar mejoras en los riesgos, se considera factible lograr una mejor calificación.

- **Riesgo básico** con respecto a la respuesta de emergencia y protección contra incendios.
- **Riesgo estándar** con respecto a los sistemas de gestión.
- **Mejor que el riesgo estándar** con respecto a los sistemas de hardware.

En general, en nuestra opinión, la planta puede considerarse como un riesgo "**estándar**" basado en nuestro método de combinar las puntuaciones de clasificación de riesgos individuales y en la opinión del autor.

Sección tres

Recomendaciones para la mejora de riesgos

Priorización

Los criterios utilizados para priorizar las recomendaciones se resumen en la siguiente tabla.

Código	Descripción
Crítico	Riesgo extremo: debe ser atendido por la dirección de la planta e inmediatamente escalarlo.
A	Alta prioridad: requiere la atención de la alta gerencia y la elaboración de un plan de acción con carácter prioritario.
B	Riesgo moderado: requiere acción lo antes posible.
C	Bajo riesgo o menor: oportunidad para iniciativas de mejores prácticas de la industria que proporcionan beneficios a largo plazo.

Como resultado de esta evaluación, se han formulado ocho nuevas recomendaciones que fueron bien recibidas por el equipo directivo. Esta es la primera evaluación que MARSH - GERE ha realizado en las instalaciones, por lo que no hay recomendaciones previas.

Un resumen de las nuevas recomendaciones se muestra en la sección Resumen anterior.

Detalles de las nuevas recomendaciones

Análisis de azufre corrosivo de aceite dieléctrico y DBDS		Categoría B – Alta	RIR# 2023/01/01
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Avería de maquinaria		
Descripción	<p>Se nos informó que todos los transformadores tienen muestreo de aceite sobre una base anual. Las pruebas como DGA (análisis de gas disuelto) y las pruebas físico-químicas se realizan como parte del programa de mantenimiento predictivo. Sin embargo, no se incluyen pruebas para verificar la presencia de azufre corrosivo y DBDS en el aceite.</p> <p>El azufre corrosivo se puede encontrar en el aceite de los transformadores y su presencia puede hacer que los transformadores fallen prematuramente. El azufre corrosivo reacciona con los conductores de cobre, para formar sulfuros metálicos que contaminan el papel aislante.</p> <p>Por otro lado, el dibencil disulfuro (DBDS) como compuesto de azufre puede reaccionar con el cobre (como los bobinados), creando subproductos que atacan el aislamiento. Los niveles más bajos de DBDS pueden ser un problema; los niveles de 3 ppm pueden ser una preocupación para el equipo de mantenimiento de la planta.</p>		

Análisis de azufre corrosivo de aceite dieléctrico y DBDS		Categoría B – Alta	RIR# 2023/01/01
	En ambos casos, la presencia de azufre corrosivo o DBS podría, eventualmente, causar que el transformador falle.		
Recomendación	<p>Sugerimos que las pruebas de azufre corrosivo deben incluir las siguientes tres pruebas: ASTM D 1275B para efectos de cobre desnudo, prueba CCD (deposición de conductor cubierto) para determinar la propensión a formar depósitos en papel (con tubos sellados y de respiración de aire) y DBDS, un compuesto que se considera un contribuyente potencial a fallas de azufre corrosivo.</p> <p>El análisis de azufre corrosivo debe ser parte de la evaluación normal del aceite y las tendencias para esta variable deben estar siempre en su lugar.</p> <p>Nota: si no hay presencia de DBDS, se recomienda realizar la prueba cada cinco años. La contaminación por aceite es probable a lo largo de los años.</p>		
Respuesta del cliente 2023			
Estado 2023	Nuevo		
Tendencias en el análisis de aceites de transformadores		Categoría B – Moderado	RIR# 2023/01/02
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Avería de maquinaria		
Descripción	Se realizan pruebas periódicas de las condiciones fisicoquímicas y gaseosas de los aceites del transformador. Sin embargo, no es evidente que realice un análisis de los datos históricos de los equipos que permita la identificación de desviaciones en los resultados de cada prueba.		
Recomendación	Se recomienda que los valores para cada uno de los gases clave y la variable química puedan tener una tendencia en el tiempo para que se pueda evaluar la tasa de cambio de las concentraciones de las variables. Básicamente, cualquier aumento brusco en un gas clave de la concentración de la variable química es indicativo de un problema potencial dentro del transformador.		
Respuesta del cliente 2023			
Estado 2023	Nuevo		
Prueba de descarga de batería		Categoría B – Moderado	RIR# 2023/01/03
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Avería de maquinaria		
Descripción	La transmisión S/E tiene sistemas de DC que funcionan con bancos de baterías. Durante la visita de inspección se nos informó que se realizan actividades de inspección periódica pero no se realizan pruebas de descarga periódica para garantizar la confiabilidad del equipo al momento de requerir su uso.		
Recomendación	La NFPA 70B Sección 8.9.4 'Baterías estacionarias y cargadores de baterías', Subsección 7.3, recomienda que se realice una prueba de capacidad dentro de los primeros dos años de la instalación y cada tres a cinco años a partir de		

entonces, dependiendo de los requisitos de confiabilidad de la carga y las condiciones ambientales de la instalación. La frecuencia de las pruebas de la batería debe aumentarse a una vez al año cuando la batería alcance el 85 por ciento de su vida útil o muestre signos de deterioro. Una vez que la capacidad disminuye en un 20 por ciento durante la operación prolongada, las celdas deben ser reemplazadas. Cuando se utilizan baterías de ácido de plomo regulado por válvula (VRLA), la experiencia que hay en la industria ha determinado que estas unidades son menos confiables y tienen una menor esperanza de vida.

**Respuesta del cliente
2023**

Estado 2023 **Nuevo**

Protección de los activos contra incendios **Categoría B – Moderado** **RIR# 2023/01/04**

**Fecha en que se
planteó / revisó** Enero de 2023

Exposición del riesgo Incendio

Descripción Los activos inspeccionados no cuentan con sistemas fijos de detección y extinción de incendios.

Recomendación Se recomienda realizar una evaluación para establecer la viabilidad de instalar sistemas de protección en activos críticos.
Por ejemplo:
- Transformadores de alta tensión
- Salas de celdas de media tensión
- Tableros de protección, control, cargadores de baterías y ups.
- Salas de comunicaciones
La norma NFPA 850 establece las recomendaciones para la implementación de sistemas de protección en equipos de alta tensión.

**Respuesta del cliente
2023**

Estado 2023 **Nuevo**

Sistema de información tipo GMAO (CMMS) **Categoría B – Moderado** **RIR# 2023/01/05**

**Fecha en que se
planteó / revisó** Enero de 2023

Exposición del riesgo Avería de maquinaria

Descripción Actualmente la compañía cuenta con un plan de mantenimiento en hojas de datos tipo Excel; aunque el tema es funcional, no es un sistema que permita a la organización gestionar plenamente el mantenimiento de los activos.

Recomendación Con el fin de mejorar el sistema de gestión de mantenimiento, se recomienda incorporar un sistema de información tipo GMAO que permita generar indicadores de mantenimiento, integrar repuestos, costos de intervención, tipos de mantenimiento para que puedan controlar indicadores de confiabilidad, mantenibilidad, costos de intervención, planificación de órdenes de trabajo entre otros.

**Respuesta del cliente
2023**

Estado 2023 **Nuevo**

Planes para la continuidad del negocio (PCO)		Categoría B – Moderado	RIR# 2023/01/06
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Avería de maquinaria		
Descripción	La compañía podría estar expuesta a riesgos con el potencial de reducir la disponibilidad.		
Recomendación	<p>Se recomendó modelar los planes operativos de contingencia, identificar y cuantificar las exposiciones de interrupción del negocio y poner en marcha planes para reducir sus impactos. Los planes de contingencia operativos deben cubrir las estrategias en cuanto a reemplazo de repuestos, estimar tiempos de entrega, identificar compañías de reparación, transporte logístico, todo lo anterior a fin de recuperar la operación de los activos.</p> <p>El equipo especial de la planta debe definirse como crítico, aquellos elementos del equipo requieren que se desarrolle un plan de continuidad del negocio que proteja (en la medida en que pueda establecerse) el riesgo continuo de cualquier falla y su impacto. Estos planes deben incluir al menos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none">• Disponibilidad de repuestos.• Planificación logística del equipo, incluidas las dificultades de importación, etc.• Planes de tiempo de reemplazo/reparación.• Listas de contactos de contingencia, incluyendo contactos OEM.• Registro y disponibilidad de partes para equipos.		
Respuesta del cliente 2023			
Estado 2023	Nuevo		

Limpieza y aseo en las instalaciones		Categoría B – Moderado	RIR# 2023/01/07
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Incendio		
Descripción	<p>Durante los recorridos por las instalaciones de la compañía, se pudo evidenciar el almacenamiento de cajas de cartón, artículos de madera (escritorios, mesas) y repuestos en salas de media tensión, salas de celdas y tableros de protección. Se recomienda retirar cualquier artículo de material combustible de estos recintos que pueda generar la expansión en un evento de incendio.</p>		
Recomendación	<p>Se recomienda retirar cualquier artículo de material combustible de estos recintos que pueda generar la expansión en un evento de incendio.</p>		
Respuesta del cliente 2023			
Estado 2023	Nuevo		

Plan de auditoría para contratistas		Categoría B – Moderado	RIR# 20232/01/08
Fecha en que se planteó / revisó	Enero de 2023		
Exposición del riesgo	Avería de maquinaria		
Descripción	La compañía cuenta con varios contratos para la ejecución de actividades de operación y mantenimiento.		
Recomendación	Se recomienda incorporar un plan de auditoría periódica a estos contratos que permita establecer los niveles de cumplimiento de los aspectos técnicos, seguridad y sistemas de gestión orientados al cumplimiento del objeto y alcance de cada contrato.		
Respuesta del cliente 2023			
Estado 2023	Nuevo		

Sección Cuatro

Descripción del sitio

Propietarios

Electronoroeste es una compañía con administración estatal que gestiona, opera y mantiene activos de infraestructura energética en la parte norte del Perú, la compañía se dedica a negocios de transmisión y distribución en un área de consumo cercana a los 700 km² en las regiones de Piura y Tumbes. Como estrategia administrativa, ENOSA ha dividido 6 áreas de negocios (Tumbes, Talara, Sullana, Alto Piura, Piura, Paita) y un importante servicio (Bajo Piura). Además, la compañía proporciona servicios de electrificación en áreas de influencia que rodean a las mencionadas anteriormente. ENOSA se ha caracterizado por la excelencia en el servicio, altos niveles de fiabilidad operativa y una adecuada gestión de activos.

Sumado a ello, ENOSA forma parte del grupo empresarial Distriluz, compañía que se encarga de la administración de distribuidores y proveedores de servicios eléctricos en el norte del Perú. Actualmente la compañía cuenta con un equipo directivo independiente.

La compañía pertenece al estado peruano en un 100% representado por FONAFE. El Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), es una compañía de derecho público cuyo propósito es dirigir la actividad empresarial del Estado, aprobar presupuestos y administrar los ingresos producidos por las compañías pertenecientes a la corporación. Actualmente, FONAFE tiene bajo su control más de 35 empresas públicas que operan en las industrias de electricidad, finanzas, saneamiento, servicios, producción, salud e hidrocarburos, entre otras.

El FONAFE nace a través de la Ley 27170 de 1999, como una política de Estado para crear una entidad que lidere el sector empresarial, unifique y genere eficiencia con el fin de lograr empresas públicas eficientes, estratégicas y productivas para el Estado peruano.

Operador

Electronoroeste S.A. administra, opera y mantiene los activos del sistema eléctrico para las áreas de concesión. Adicionalmente, a través del sistema de contratación estatal, gestiona la contratación de servicios para apoyar el desarrollo de actividades de mantenimiento, equipos de emergencia, pruebas eléctricas, sistemas de transporte, administración y logística requerida.

El personal técnico de la compañía demuestra tener experiencia en la operación de activos, observa altos niveles de disponibilidad comercial y genera valor para los accionistas de la corporación. Además, la compañía gestiona proyectos de expansión de la red de distribución, genera impactos positivos para el desarrollo de las comunidades vecinas y garantiza la protección del medio ambiente.

Modelo de negocio

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) atiende al 85% de la población conectada, con varios sistemas “aislados” que cubren el resto del país. Si bien la inversión en generación, transmisión y distribución en zonas urbanas es predominantemente privada, los recursos para la electrificación rural provienen exclusivamente de fuentes públicas.

La Dirección General de Electricidad (DGE), dependiente del Ministerio de Energía y Minas (MEM), es la encargada de establecer las políticas y regulaciones eléctricas y de otorgar concesiones. También es responsable de elaborar planes de expansión de generación y transmisión y aprueba los procedimientos pertinentes para el funcionamiento del sistema eléctrico.

El Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), creado en 1996 como OSINERG (en enero de 2007 se incorporaron competencias mineras), se encarga de hacer cumplir la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992 y también se encarga de garantizar el servicio público de electricidad. OSINERG es también el organismo responsable de hacer cumplir las obligaciones fiscales de los titulares de la licencia según lo establecido por la ley y su regulación. Finalmente, se encarga de monitorear el cumplimiento de las funciones de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES) y de determinar semestralmente los porcentajes de participación en el mercado por parte de las compañías.

En 2000, OSINERG se fusionó con la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), actualmente conocida como Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). Juntas se encargan de fijar las tarifas de generación, transmisión y distribución y las condiciones de ajuste de tarifas para los consumidores finales.

Descripción del sitio

Ubicación de las subestaciones

Las subestaciones de Electronoroeste se ubican principalmente al noroeste del país; la siguiente tabla muestra la ubicación geográfica de los sitios.

Sitio	Latitud	Longitud
SE Piura Centro	-5,183294377	-80,63614281
SE Sullana	-4,913894975	-80,67764741
SE Paita	-5,085914122	-81,10114595
SE El Arenal	-4,890450889	-81,03069289
SE Tierra Colorada	-5,080562745	-81,12838235
SE Chulucanas	-5,141819138	-80,17361076
SE Tumbes	-3,576306164	-80,44674145
SE Zarumilla	-3,510688001	-80,28032005
SE Zorritos	-3,675285053	-80,66466835
SE Los Cerezos	-3,625755653	-80,5631706
SE La Cruz	-3,638615286	-80,5915287
SE Sechura	-5,555842464	-80,81543194
SE La Unión	-5,404214622	-80,76205941
SE Constante	-5,70003786	-80,83150691
SE Coscomba	-5,169295023	-80,69789005
SE Puerto Pizarro	-3,525559561	-80,38143262
SE Los Ejidos	-5,160461588	-80,61220099
SE Castilla	-5,191791863	-80,61513344
SE Nueva Malacas	-4,539163181	-81,26474591
SE Tumbes1	-3,575872815	-80,44730615
SE Poechos	-4,680609024	-80,522665
SE Morropón	-5,189370026	-79,991183
SE Loma Larga	-5,413369029	-79,65246
SE Corrales	-3,608702194	-80,49284714
SE Paita Industrial	-5,058871	-81,05924602

Electronoroeste tiene presencia en las regiones de Piura y Tumbes, principalmente en el norte del Perú. El área de concesión cubre al menos 700 km² en la cual se presta servicio de electrificación a más de 500,000 clientes. La compañía tiene un coeficiente de electrificación cercano al 98%. Sumado a ello, ENOSA opera y mantiene 9,000 km de líneas de baja tensión y 7,500 km de líneas de media tensión. La visita de evaluación se efectuó a los activos ubicados en la ciudad de Piura, donde la compañía también tiene su edificio administrativo.

A la ciudad de Piura se llega por avión, arribando al Aeropuerto Internacional Capitán FAP Guillermo Concha Ibérico, ubicado a unos 2 km de las oficinas principales de ENOSA. Las instalaciones visitadas tienen acceso en diferentes tipos de vías, con el mantenimiento requerido para transportar personal y equipos, las instalaciones cuentan con una valla perimetral y personal las 24 horas del día para verificar el estado de funcionamiento de los equipos.

Peligros naturales

La ubicación de los activos tiene diferentes climas y clasificación de Koppen Geigger. La mayor parte de las instalaciones se distribuyen en las áreas que rodean las provincias de Piura y Tumbes. A continuación, se muestra una tabla de cada clima correspondiente a los activos de Electronoroeste.

Activo	Región	Clima	Clasificación Koppen- Geigger	Temperatura			Precipitación		
				Promedio Anual	Mínimo	Máximo	Promedio Anual	Mínimo	Máximo
SE Piura Centro	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Sullana	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Paita	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE El Arenal	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Tierra Colorada	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Chulucanas	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Tumbes	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE Zarumilla	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE Zorritos	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE Los Cerezos	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE La Cruz	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE Sechura	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE La Unión	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Constante	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Coscomba	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Puerto Pizarro	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Los Ejidos	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Castilla	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Nueva Malacas	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Tumbes1	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo
SE Poechos	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Morropón	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Loma Larga	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
SE Corrales	Tumbes	Estepa subtropical	OCS	24.4 °C	23.2 °C agosto	25.7 °C marzo	656 mm	2 mm agosto	172,0 mm marzo

SE Paita Industrial	Piura	Desierto subtropical	BWh	23.9 °C	21.2 °C agosto	27.1 °C febrero	302 mm	0 mm agosto	111,0 mm marzo
---------------------	-------	----------------------	-----	---------	----------------	-----------------	--------	-------------	----------------

Grupo	Tipo	Código letra	Características
A-Clima húmedo tropical	Húmedo tropical	Af	Sin estación seca
	Monzón tropical	Am	Monzónico, estación seca corta
	Tropical húmedo y seco	Aw	Temporada seca de invierno
B-Clima seco	Estepa subtropical	BSh	Semiárido o seco de baja latitud
	Desierto subtropical	BWh	Árido o seco de baja latitud
	Estepa latitud media	BSk	Latitud media semiárida o seca
	Desértico frío	BWk	Latitud media árida o seca
C-Clima templado cálido (latitudes medias)	Subtropical húmedo	Cfa	Sin estación seca, verano cálido
	Mediterráneo	Cs	Verano caluroso y seco
	Costa oeste marina	Cfb	Sin estación seca, verano cálido y fresco.
D-Clima frío de bosques nevados	Húmedo continental	Df	Sin estación seca, estación severa
	Subártico	Dw	Invierno seco y muy severo
E-Clima frío	Tundra	ET	No hay verdadero verano
	Capa de hielo polar	EF	Hielo perenne
H-Altiplano	Altiplano	H	Altiplano con cubierta de nieve

Tabla de descripción de símbolos del esquema de clasificación climática de Köppen

Clima Piura

El clima en Piura se denomina clima desértico. Durante el año, prácticamente no hay lluvias. En la clasificación climática de Köppen-Geiger se denomina BWh. Tiene una temperatura promedio de 23.9 °C. En un año, la lluvia es de 302 mm. Ubicada cerca del ecuador, en Piura los veranos no son fáciles de definir. El mes más seco es agosto con 0 mm de precipitaciones. La mayor parte de las precipitaciones cae en marzo, con un promedio de 111 mm. Finalmente, febrero es el mes más cálido ya que promedia 27.1 °C y agosto es el mes más frío con temperaturas promedio de 21.2 °C.

Clima Tumbes

El clima predominante en Tumbes se conoce como clima de la estepa local. No hay mucha lluvia durante el año. El clima se clasifica como BSh por el sistema Köppen-Geiger. La temperatura media es de 24.4 °C. Anualmente cae aproximadamente 656 mm de precipitaciones. Al encontrarse cerca del ecuador, los veranos son difíciles de definir. El mes más seco es agosto con 2 mm de precipitación. La precipitación alcanza su punto máximo en el mes de marzo, con un promedio de 172 mm siendo este mes el más cálido, observando un promedio de 25.7 °C. Agosto es el mes más frío del año con 23.2 °C en promedio.

Peligros naturales de los activos de Electronoroeste

El Informe de Evaluación de Riesgo Único de Munich Re Nathan más reciente se muestra en el siguiente gráfico. El análisis asociado a peligros naturales se realizó desreferenciando cada una de las subestaciones según las coordenadas proporcionadas por el cliente ubicadas en las regiones de Piura y Tumbes. La herramienta de análisis

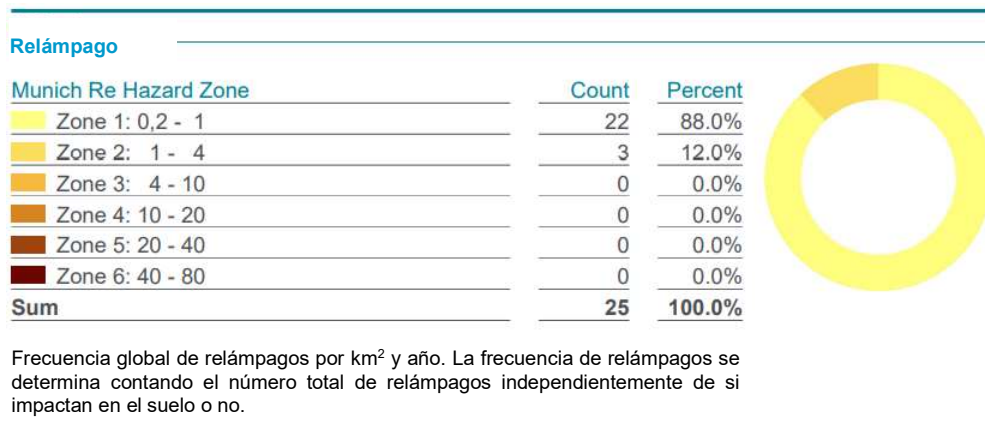
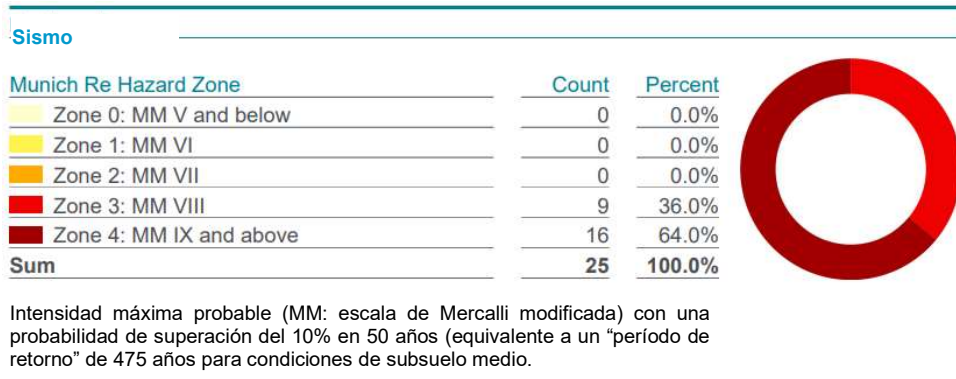
permite establecer la exposición al riesgo de un grupo de instalaciones. Este ejercicio se lleva a cabo de esta manera, teniendo en cuenta la dispersión de los activos en toda el área de la concesión.

Los riesgos de daños significativos por peligros naturales para los activos de la compañía según Munich Re NATHAN son:

Riesgo	Clasificación del peligro	Descripción / clasificación
Sismo	Zona 4 de 4	MM IX y superior
Relámpago	Zona 2 de 6	1 - 4 frecuencia de impacto por km ² y año
Riada	Zona 3 de 6	Baja frecuencia e intensidad de riadas
Incendio forestal	Zona 3 de 4	Zona 3
Sacudidas del suelo	Zona 4 de 6	Suelo rígido

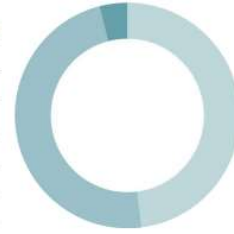
Todos los demás peligros naturales se consideran "Zona 0 o sin peligro".

Los siguientes gráficos presentan un resumen de los riesgos naturales identificados para los activos.



Riada

Munich Re Hazard Zone	Count	Percent
Zone 1: low	0	0.0%
Zone 2	12	48.0%
Zone 3	12	48.0%
Zone 4	1	4.0%
Zone 5	0	0.0%
Zone 6: high	0	0.0%
Sum	25	100.0%



Frecuencia e intensidad de riadas.

Incendio forestal

Munich Re Hazard Zone	Count	Percent
No hazard	13	52.0%
Zone 1: low	1	4.0%
Zone 2	4	16.0%
Zone 3	7	28.0%
Zone 4: high	0	0.0%
Sum	25	100.0%



No se consideran los efectos del viento, los incendios provocados y las medidas de prevención contra incendios.

Sacudidas del suelo

Munich Re Hazard Zone	Count	Percent
Class 1: low, hard bedrock	0	0.0%
Class 2: rock	1	4.0%
Class 3: soft rock/dense soil	10	40.0%
Class 4: stiff soil	13	52.0%
Class 5: soft soil	1	4.0%
Class 6: high, reclaimed land	0	0.0%
Sum	25	100.0%



Condiciones subterráneas que influyen en la intensidad del sismo (basado en información geológica, hidrológica y del suelo).

Comentarios generales**Terremoto**

El área de ubicación de los activos tiene una exposición a sismos alta/moderada, el área de ubicación está clasificada como Zona 4 según la herramienta Munich Re-Nathan.

Las construcciones se proyectaron de acuerdo con la ubicación geográfica de las estructuras; se clasificaron en un área de riesgo sísmico de acuerdo con el mapa de zonificación sísmica del Perú. A partir de esta clasificación, se obtuvo el índice de sismicidad (Io) y las máximas aceleraciones efectivas para el sismo básico (Ao) y el sismo frecuente (Af).

Durante la sesión de inspección, no se reportaron efectos relacionados con sismos que causaran daños a la infraestructura de la compañía. Cabe destacar que algunas de estas subestaciones cuentan con más de 30 años de operación comercial y el Perú ha sido históricamente un nodo crítico de actividad sísmica; las estructuras, edificios, vías de acceso entre otras infraestructuras asociadas a las subestaciones no se vieron afectadas, ni la compañía reportó afectaciones ocurridas en eventos sísmicos pasados.

Relámpagos

La mayoría de los activos se encuentran en la zona 1 que es la de mayor calificación para relámpagos, según Munich Re y pueden esperar entre 01 y 4 impactos/km²/año. Todo el equipo principal está sobre el suelo y está protegido por un sistema pararrayos. El riesgo de descargas atmosféricas es intrínseco a este tipo de infraestructura, asociada a torres de distribución de energía, líneas de transmisión y equipos energizados de energía eléctrica. La compañía cuenta con sistemas sólidamente conectados a tierra en todas sus subestaciones, cada una de las bahías de conexión cuenta con su propio sistema de pararrayos, calibración periódica de las protecciones y pruebas de la malla a tierra con el fin de garantizar su correcto funcionamiento. Durante la evaluación no se reportaron afectaciones relacionadas con descargas en los equipos ubicados en el patio.

Riada

Según la herramienta de modelado Munich Re, la región podría alcanzar una intensidad media con frecuencias esporádicas asociadas con inundaciones repentinas. La compañía tiene sistemas de drenaje de agua de lluvia a través de canales perimetrales para administrar el agua de lluvia. Durante la sesión de evaluación, no se identificaron acuíferos cercanos a las instalaciones, los sistemas de drenaje se encontraron habilitados sin bloqueos con objetos, vegetación o residuos, por lo tanto una afectación por este tipo de riesgo podría considerarse remota e improbable.

Incendio forestal

Las subestaciones ubicadas en la dirección noreste podrían estar expuestas a un riesgo de incendio forestal. Sin embargo, existe un adecuado control del crecimiento de malezas, las instalaciones cuentan con un área perimetral encerrada por muros de ladrillo, barreras contra incendios para poda y monitores con agente extintor que pueden ser operados por personal de campo. Esta condición de riesgo puede considerarse remota debido a la estrategia operativa implementada para cada una de las subestaciones de transmisión.

Sacudida del suelo

Esta exposición puede calificarse como moderada, el área de ubicación de los activos podría verse afectada por la tormenta de granizo, principalmente durante las estaciones lluviosas. No hay antecedentes de tormentas de granizo severas en el área y no se han reportado daños en relación con esta exposición. El equipo crítico que se instala al aire libre está dado por los transformadores, los edificios de oficinas de administración son construcciones robustas, ambos elementos no deben verse afectados por una tormenta de granizo.

Distribución

Todas las subestaciones tienen una distribución, consistente en un patio de llaves con sus equipos de potencia, sistemas de conmutación, seccionadores, pararrayos y transformadores de voltaje y corriente, una sala para la ubicación de las placas de protección de línea, transformador, auxiliares de servicios, equipos de medición y comunicaciones. Adicionalmente, una sala para el sistema de baterías para lo cual se recomendó mejorar su organización, mejorar sus sistemas de ventilación y evitar el almacenamiento de materiales combustibles.

En general, el acceso a las instalaciones se realiza a través de carreteras de segundo y tercer nivel, no todas debidamente pavimentadas pero con condiciones aceptables de mantenimiento para la entrada de equipos y transporte de personal.

Los materiales de construcción del edificio varían entre ladrillos, hormigón armado y techos hechos de una estructura metálica. Hay una buena separación entre los equipos eléctricos. Deben mejorarse las condiciones de almacenamiento de algunas piezas de repuesto y debe evitarse el uso de materiales combustibles como madera para puertas y muebles. Las instalaciones, a pesar de estar en un nodo sísmico de alta frecuencia e intensidad, se encontraron en buenas condiciones.

Construcción

Las construcciones fueron proyectadas de acuerdo a la ubicación geográfica de las estructuras; fueron clasificadas en un área de riesgo sísmico de acuerdo al mapa de zonificación sísmica del Perú. De esta clasificación, se obtuvo el índice de sismicidad (I_0) y las aceleraciones efectivas máximas para el sismo básico (A_0) y el sismo frecuente (A_f).

Cabe mencionar que el cliente mencionó que todos los transformadores de potencia están anclados al suelo para soportar vibraciones durante los eventos sísmicos. Además, las conexiones a las redes de transmisión y distribución se realizan a través de acoplamiento flexible para evitar cortocircuitos o desconexiones de la red durante el evento sísmico.

Almacenamiento y talleres

La compañía cuenta con un almacén de repuestos para mantener todas las piezas necesarias para subestaciones y sistemas de distribución.

La compañía cuenta con un pequeño taller el cual está preparado para pequeñas reparaciones y está equipado con herramientas y maquinaria integrales para llevar a cabo los trabajos de reparación. Las reparaciones importantes deben enviarse a talleres especializados del depósito del fabricante.

Sección cinco

Descripción del proceso

ENOSA es una compañía del grupo Distriluz que se encarga de brindar el servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica dentro del área de concesión otorgada por el Estado peruano. La compañía actualmente opera en la parte norte del país en las provincias de Piura y Tumbes, donde se encuentran la mayoría de los activos.

La compañía, a través de sus sistemas integrados de gestión y la participación de los trabajadores, busca continuamente mejorar los procesos y la gestión efectiva de riesgos. ENOSA durante las visitas de inspección mostró un gran compromiso para generar valor para sus grupos de interés, brindar un servicio de alta calidad, fomentar la participación de los trabajadores, mantener la confiabilidad de los activos, un alto cumplimiento de las regulaciones locales, esquemas de trabajo con los más altos estándares éticos y un enfoque en el fortalecimiento de los niveles de capacitación para sus empleados.

ENOSA presta actualmente servicios de electrificación a más de 500,000 clientes distribuidos en seis unidades de negocio a lo largo de 700 km² establecidos como zona de concesión. Para 2023, la compañía reportó un coeficiente de electrificación cercano al 93%. ENOSA ubica sus operaciones en la ciudad de Piura, donde se encuentran sus oficinas administrativas.

Las subestaciones utilizan la topología típica para una instalación de alta tensión. La configuración está diseñada para garantizar la continuidad en el servicio. Además, las instalaciones cuentan con equipos de medición permanentes, protección contra rayos y sistemas de conmutación de equipos para el mantenimiento. Un campo generalmente tiene los siguientes elementos: pararrayos, transformador de potencial (capacitivo en la entrada de la línea e inductivo en las barras colectoras), seccionador (con y sin conexión a tierra), interruptor de alimentación y transformador de corriente. Además, la compañía posee 24 líneas de transmisión instaladas en todas las regiones de concesión, las líneas varían entre 33 kV – 60 kV para conectarse al sistema de distribución a través de subestaciones de alta tensión.

El centro de operaciones instalado en la Subestación Piura Centro desde donde se monitorea todo el sistema eléctrico y sus equipos asociados. La función del centro de control es garantizar la operación comercial de los activos, monitorear continuamente el estado de los equipos instalados, reportar fallas al equipo de mantenimiento, mantener informado al administrador del mercado OSINERMIG sobre la operación y controlar los indicadores operativos de las instalaciones.

El operador monitoriza el SCADA y las variables del sistema tales como voltajes, corrientes, sobrecargas, etc. El funcionamiento del equipo, aunque sea realizado por ENOSA, se realiza siempre siguiendo las instrucciones del regulador. Otra tarea de los operadores del centro de control es hacer informes para el administrador del mercado y proporcionar informes de calidad de energía y servicio.

Configuración de las subestaciones

Piura Centro

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22,9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x TRAFO ONAN 44/6/38 – ONAF 53/8/45MVA (año: 2003)

	1 x ABB ONAN 25/25/25 – ONAF 30/30/30 MVA (año: 2013) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22 kV Barra conductora #3 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6650, L-6651, L-6552 - 60 kV Saliente: Transmisión 22 kV – A1940, A1941, Reserva. Transmisión 10 kV – A1945, A1001, A1002, A1003, A1004, A1005, A1006, A1007, A1008, A1009, A1943, A1945, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Sullana

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22,9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 30/17/23 – ONAF 35/19/26MVA (año: 2005) 1 x DELCROSA ONAN 30/17/23 – ONAF 35/19/26MVA (año: 2013) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22 kV Barra conductora #3 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6698, L-6662, L-6668 - 60 kV Saliente: Transmisión 22 kV – A1523, A1520, A1944, A1524, Reserva. Transmisión 10 kV – A1012, A1013, A1942, Reserva, A1011, A1014, A1511, A1209, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Paita

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22,9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 25/5/20 – ONAF 30/7/25 MVA (año: 2007) 1 x DELCROSA ONAN 25/5/20 – ONAF 30/7/25 MVA (año: 2015) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22 kV Barra conductora #3 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6654, L-6758 - 60 kV

	Saliente: Transmisión 22 kV – A1606, Servicios auxiliares. Transmisión 10 kV – A1020, A1022, A1605, A1610, A1608, A1604, A1611.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

El Arenal

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22,9/13,8 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 7.5/7.5/7.5 – ONAF 10/10/10 MVA (año: 2007) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22 kV Barra conductora #3 13.8 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6662, L-6663 - 60 kV Saliente: Transmisión 22 kV Transmisión 13.8 kV – A1027, A1028, A1029, A1030, A1031, Reserva, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Tierra Colorada

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/10.5 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 20 – ONAF 25 (año: 1997) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 10.5 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6659 - 60 kV Saliente: Transmisión 10.5 kV - Transmisión 13.8 kV – A1602, A1603, A1026, A1025, A1024, A1023, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Chulucanas

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado

Voltajes principales:	60/22,9/10 kV
Equipos principales:	<p>(4) transformador trifásico: 1 x TRAFO ONAN 10/4/7MVA – (año: 1996) 1 x ABB ONAN 10.4/8/4 – ONAF 13/10/5MVA (año: 2011) 1 x TESAR ONAN 7 – ONAF 10MVA (año: 2016) 1 x ARTRANS ONAN 7MVA (año: 1998)</p> <p>Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22.9 kV Barra conductora #3 10 kV</p>
Línea de transmisión conectada:	<p>Entrante: Transmisión L-6662, L-6663 - 60 kV</p> <p>Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1933, A1522, A1402 Transmisión 10 kV – A1071, Servicios auxiliares.</p>
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Tumbes

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/33/10 kV
Equipos principales:	<p>(1) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 25/10/25 – ONAF 30/12/30MVA (año: 1996) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 33 kV Barra conductora #3 10 kV</p>
Línea de transmisión conectada:	<p>Entrante: Transmisión L-6665, L-6767 - 60 kV</p> <p>Saliente: Transmisión 33 kV – SE Tumbes 1 Transmisión 10 kV – A1044, A1045, A1046, A1047, A1048, A1061, Servicios auxiliares.</p>
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Zarumilla

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9/10 kV
Equipos principales:	<p>(1) transformador trifásico: 1 x ARTRANS ABB ONAN 8/8/6 – ONAF 10/10/7.5MVA (año: 1999) Barra conductora #1 22 kV Barra conductora #2 10 kV</p>

Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6767 - 60 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1084, A1088 Transmisión 10 kV – A1049, A1050, A1051, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Zorritos

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/33 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 4 – ONAF 5MVA (año: 1999) 1 x ABB ONAN 0.8MVA (año: 1973) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 33 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-128 - 60 kV Saliente: Transmisión 33 kV – A1053, A1054
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Los Cerezos

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/10 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 2 – ONAF 2.5MVA (año: 2007) Barra conductora #1 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-129 - 60 kV Saliente: Transmisión 10 kV – A1060.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

La Cruz

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/10 kV

Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 2 – ONAF 2.5MVA (año: 2007) Barra conductora #1 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-129 - 60 kV Saliente: Transmisión 10 kV – A1052.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Sechura

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 3.5MVA (año: 1980) 1 x CANEPA TABINI ONAN 7.0MVA (año: 1976) Reserva. Barra conductora #1 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6658B - 60 kV Saliente: Transmisión 10 kV – CT Sechura, A1068, A1069, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

La Unión

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/10 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 15/15/15 – ONAF 18/1818MVA (año: 2016) Barra conductora #1 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6561 - 60 kV Saliente: Transmisión 10 kV – A1079, A1080, A1701, A1702, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Constante

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x SIEMENS ONAN 7/7/2 – ONAF 9/9/2.5MVA (año: 1997) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6658C - 60 kV Saliente: Transmisión 10 kV – A1077, A1078, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

SET Puerto Pizarro

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 25/20/7 – ONAF 30/25/8MVA (año: 2016) 1 x SIEMENS ONAN 7/7/2 – ONAF 9/9/2.5MVA (año: 1997) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6766, L-6766C - 60 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1083, A1094, A1922, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Los Ejidos

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 25/25/25 – ONAF 30/30/30MVA (año: 2022) 1 x ABB OFAF 12/12/12MVA (año: 2018) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6657A, L-6657B, L-6657C - 60 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1125, A1126, A1127, A1128, A1132, Reserva, Servicios auxiliares.

Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX
--------------------	-----------------------------

Castilla

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x ABB ONAN 25/11/17 – ONAF 30/13/20MVA (año: 2011) 1 x TESAR ONAN 4 – ONAF 5MVA (año: 2016) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6657B, L-6552 - 60 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1131, Reserva. Transmisión 10 kV – A1095, A1096, A1097, A1123, A1934, Reserva
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Tumbes

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	33/22.9 kV
Equipos principales:	(3) transformador trifásico: 1 x EPLI SAC ONAN 3 – ONAF 4MVA (año: 2009) 1 x TRAFO ONAN 2 – ONAF 3.4MVA (año: 2000) 1 x EPLI SAC ONAN 4 – ONAF 5MVA (año: 2013) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión A1250 - 33 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1082
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Poecho

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 15/15/4 – ONAF 18/18/5MVA (año: 2016) Barra conductora #1 22.9 kV

Línea de transmisión conectada:	Entrante: Barra Bus 60 kV Poechos HPP Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1018, A1019, A1525.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Morropón

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x WEG ONAN 7 – ONAF 9MVA (año: 2003) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Barra conductora 60 kV – L6657D Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1403, A1406 Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Loma Larga

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22.9 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x WEG ONAN 7 – ONAF 9MVA (año: 2003) Barra conductora #1 22.9 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Barra conductora 60 kV – L6657D Saliente: Transmisión 22.9 kV – A1404, A1405, Servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Corrales

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	33/10 kV
Equipos principales:	(1) transformador trifásico: 1 x EPLI SAC ONAN 10 – ONAF 13MVA (año: 2013) Barra conductora #1 10 kV

Línea de transmisión conectada:	Entrante: Barra conductora 33 kV – L129 Saliente: Transmisión 10 kV – A1202, A1203, A1203, Reserva, servicios auxiliares.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Paita Industrial

Configuración:	Configuración de bus único
Tipo:	Aire aislado
Voltajes principales:	60/22,9/10 kV
Equipos principales:	(2) transformador trifásico: 1 x DELCROSA ONAN 25/25/25 – ONAF 30/30/30 MVA (año: 2018) Barra conductora #1 60 kV Barra conductora #2 22 kV Barra conductora #3 10 kV
Línea de transmisión conectada:	Entrante: Transmisión L-6660, L-6758 - 60 kV Saliente: Transmisión 22.9 kV – Reserva, servicios auxiliares. Transmisión 10 kV – A1612, A1613.
Protección:	Relé 50, 50N, 51, 51N XXXXX

Líneas de Transmisión

ENOSA opera y mantiene 24 líneas de transmisión en toda el área de concesión, las líneas interconectan las subestaciones formando una topología de tipo “bucle”, esta configuración mejora la resiliencia y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Estos activos tienen un plan de mantenimiento periódico. Adicionalmente, la compañía mantiene contratos de tripulación activa para atención de emergencia; el regulador nacional establece los tiempos máximos de reposición del servicio y controla la frecuencia de fallas a través de indicadores.

La siguiente tabla presenta información general de líneas que actualmente son operadas por la compañía.

Cod. Línea	Código COES	Punto inicio	Punto final	COD	Nivel de voltaje	Longitud (Km)
L101	L-6650/L6651	S.E. Piura Oeste	S.E. Piura Centro	1992	60	7,99
L101	L-6651	S.E. Piura Centro	S.E. Castilla	2017	60	3,27
L192	L-6698	S.E. Piura Oeste	S.E. Sullana	2005	60	29,183
L103	L-6662B	S.E. El Arenal	S.E. Huaca	1985	60	13
L103	L-6662A	S.E. Huaca	S.E. Sullana	1985	60	30,52
L104	L-6654	S.E. Piura Oeste	S.E. Paita	1996	60	45,78
L105	L-6657A	S.E. Piura Oeste	S.E. Los Ejidos	1997	60	10,9
L105	L-6657C	S.E. Ejidos	S.E. Chulucanas	1997	60	49,5
L106	L-6659	S.E. Paita	S.E. Tierra Colorada	1997	60	5,38
L107	L-6758	S.E. Paita	S.E. Paita Industrial	1985	60	6,14
L107	L-6660	S.E. Paita Industrial	S.E. El Tablazo	1985	60	8,07
L107	L-6663	S.E. El Tablazo	S.E. El Arenal	1985	60	11,73

L128	L128	S.E. Charan	S.E. Zorritos	2005	33	8,36
L129	L129	S.E. Charan	SE Corrales	2005	33	14,63
L113	L-6560	S.E. Piura Oeste	Patio Catacaos	1998	60	31,86
L113	L-6561	Patio Catacaos	S.E. La Unión	1998	60	31,86
L114	L-6658B	S.E. La Unión	S.E. Sechura	1998	60	21,03
L115	L-6658C	S.E. Sechura	S.E. Constante	1998	60	18
L118	L-6665A	S.E. Nueva Zorritos	S.E. Tumbes	1999	60	21,54
L121	L-6766	S.E. Tumbes	S.E. Puerto Pizarro	1999	60	24,26
L121	L-6767	S.E. Puerto Pizarro	S.E. Zarumilla	1999	60	12,26
L124	L-6657B	S.E. Los Ejidos	S.E. Castilla	2002	60	3,91
L127	L-6657D	Nodo Morropón	S.E. Morropón	2005	60	4,3
L127	L-6657D	S.E. Chulucanas	S.E. Loma Larga	2005	60	72,68

Sistemas de protección

Todos los edificios y sistemas eléctricos están provistos de sistemas de conexión a tierra. Las líneas de transmisión están cubiertas con supresores de sobretensión. El área de ubicación de las subestaciones no es propensa a tormentas eléctricas y la precipitación se considera muy baja durante el año.

Los relés de protección se calibran una vez al año, se realizan pruebas de inyección de protecciones de línea y transformadores durante las actividades de mantenimiento, la compañía realiza estas intervenciones con el apoyo de proveedores de servicios externos especializados en sistemas de control y protecciones eléctricas. El personal de ENOSA supervisa la ejecución de estas actividades y revisa los resultados obtenidos de cada prueba.

Sistemas de control

ENOSA cuenta con un centro de operaciones integrado ubicado en la ciudad de Piura, el sistema de control permite visualizar el estado de los equipos a través de un registro de alarmas parametrizadas. Las subestaciones y líneas de transmisión están totalmente integradas. El centro de control funciona las 24 horas al día y cuenta con al menos dos operarios que trabajan en turnos rotativos para cubrir toda la jornada laboral. Para hacer frente a las fallas repentinas, ENOSA cuenta con equipos de servicio locales en varios puntos estratégicos de la zona de conexión para que se pueda dar una respuesta oportuna. OSINERMIN, a través de un programa indicador, audita la frecuencia de fallas y su duración. La compañía debe cumplir por acuerdo normativo con la calidad y fiabilidad del suministro.

El sistema SCADA permite el monitoreo de variables del sistema, tensiones de corriente, sobrecargas y estado de disponibilidad de equipos. El sistema tiene un sistema de alarma priorizado con alarmas de zona para indicar al operador cualquier desviación de los parámetros en el equipo. El paquete eléctrico/de control contiene el equipo necesario para el control y monitoreo de los activos. Esto incluye el sistema de control, los centros de control de equipos, los paneles de relé de protección, sistema redundante de aire acondicionado y el cargador de baterías.

Suministros de energía DC / UPS

Para procedimientos de emergencia, cada subestación está provista de una barra de DC de emergencia que es adecuada para realizar maniobras de circuitos de emergencia.

Los bancos de baterías de DC se proporcionan para mantener el suministro de energía a los equipos esenciales en caso de un apagón de la red.

Proyectos

Parte de los compromisos corporativos que ENOSA tiene con sus grupos de interés es la gestión continua de las inversiones en infraestructura energética. La compañía enfoca su estrategia de inversión en mejorar la confiabilidad, satisfaciendo la demanda a través de la expansión de la infraestructura. Para 2022, la compañía realizó inversiones por valores cercanos a PES \$ 70 millones a través de sus propios recursos y financiamiento bancario.

Los siguientes son algunos de los proyectos de desarrollo más recientes de la organización:

- Mejoras de los sistemas de distribución de media y baja tensión en los distritos de Lobitos y Pirañas, provincia de Talara.
- Mejoras de los sistemas de distribución de media y baja tensión en los distritos de La Brea y El Alto, En Órganos y Máncora, provincia de Talara.
- Remodelación de sistemas de alumbrado público en las provincias del departamento de Piura.
- Ampliación de redes de media y baja tensión en el distrito de Castilla.
- Ampliación del cuarto de celdas en SE Coscomba.
- Ampliación de la capacidad de transformación de SE Castilla.
- Ampliación de la capacidad de SE Los Ejidos a través de la implementación de un nuevo transformador de 30MVA.
- Ampliación de la capacidad de transformación de SE Zarumilla.
- Ampliación de la transformación de potencia en 30 MVA de 60/23/10 KV de la SET Máncora en el distrito de Máncora, provincia de Talara, departamento de Piura.
- Instalación de la línea de transmisión 60 kV Poechos - Las Lomas - Quiroz y subestaciones asociadas, provincias de Sullana, Piura y Ayabaca, departamento de Piura.

Historial de pérdidas

No se mencionaron eventos de pérdida durante la sesión de evaluación.

Sesión seis

Estado de la planta

Rendimiento operacional

Datos de rendimiento de sistemas de transmisión y distribución

La operación de la compañía se controla bajo dos indicadores principales de rendimiento (KPI por sus siglas en inglés), que miden especialmente la calidad del servicio, estos KPIs se describen de la siguiente manera:

SAIDI: indicador que mide la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a un sistema de energía eléctrica; normalmente se mide en minutos u horas.

SAIFI: indicador que mide el número promedio de veces que se produce una interrupción para un usuario conectado a un sistema de energía eléctrica.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento del sistema SAIDI durante el último período de 2 años (2021-2022):

Indicadores SAIDI - SAIFI (2021)

Motivo	SAIFI	%	SAIDI	%
Falla	3,8	47,55%	3,87	37,18%
Interrupción por expansión y refuerzo	0,07	0,88%	0,51	4,90%
Mantenimiento preventivo	0,28	3,50%	2,01	19,31%
Otras \$ terceras partes	3,34	41,79%	3,64	34,97%
Maniobras no anunciadas	0,5	6,26%	0,38	3,65%
Obras o remodelaciones	0,002	0,03%	0,003	0,03%
Total	8,0		10,41	

Comentarios generales

La fiabilidad y calidad del suministro son factores clave para garantizar la atención de la demanda en las zonas de interconexión. ENOSA, a través de los indicadores SAIDI y SAIFI, determina la frecuencia de fallos y el tiempo de reposición para que se puedan gestionar acciones preventivas y correctivas cuando los indicadores no obtienen los resultados esperados. La interrupción de los servicios podría generar afectaciones comerciales, reducción de la productividad industrial y afectaciones a los consumidores nacionales.

La frecuencia de fallas medidas por el indicador SAIFI en 2021 alcanzó un promedio de 8, causadas principalmente por fallas internas y las asociadas a terceros. La estrategia para mejorar estos indicadores se centra en mejorar los programas de inspección de activos, completar los planes de mantenimiento y monitorear el estado del equipo en línea.

Sumado a lo anterior, el indicador SAIDI permite determinar la duración promedio de los fallos presentados en el sistema; gracias a esta medida es posible determinar la criticidad de los fallos, la eficiencia de las cuadrillas de reemplazo y la efectividad de los procedimientos operativos para la conmutación de equipos. En 2021, el indicador se ubicó en 10.41, con una reducción cercana al 30% de los proyectados. Las fallas presentadas causadas principalmente por eventos externos a los sistemas eléctricos se resolvieron en tiempos relativamente cortos sin altos impactos en la infraestructura corporativa. Al revisar estos indicadores, se puede concluir que la compañía mantiene niveles competitivos de disponibilidad operativa y alta confiabilidad en los activos.

Garantías

No hay garantías vigentes al momento de esta evaluación.

Problemas técnicos

No se informaron problemas técnicos para 2023 durante la evaluación del sitio.

Sección siete

Sistemas de gestión

Organización del sitio

Todas las actividades de operación y mantenimiento son supervisadas por el personal de la compañía. La compañía tiene contratos de soporte de operación y mantenimiento para subestaciones, transmisión y distribución. También cuenta con una estructura sólida que le permite gestionar emergencias con equipos de trabajo ubicados estratégicamente en cada una de las regiones concesionarias, los tiempos de respuesta son relativamente rápidos y dependen de la característica de la falla para el reemplazo del servicio. Todas las unidades están conectadas a la sala de control principal.

El personal involucrado en O&M para el sistema tiene varios años de experiencia en campo. Existe un número satisfactorio de contratos para apoyar otras actividades, como vigilancia, limpieza, mantenimiento de la subestación eléctrica (equipos), seguridad en el trabajo.

El organigrama se puede encontrar en la sección de Apéndices al final de este documento.

Acreditaciones

ENOSA cuenta con las siguientes certificaciones:

- Norma ISO 9001, Sistema de Gestión de Calidad
- Norma ISO 14001, Sistema de Gestión Ambiental
- ISO 45001 Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo

GESTIÓN DEL CAMBIO (MoC)

Los cambios deben gestionarse adecuadamente identificándolos y revisándolos antes de su implementación. La gestión del cambio cubre cambios en la tecnología de procesos y cambios en el equipo e instrumentación. Los cambios en la tecnología de procesos pueden ser el resultado de cambios en la tasa de producción, materias primas, experimentación, falta de disponibilidad de equipos, nuevos equipos, desarrollo de nuevos productos, cambio en el catalizador y cambios en las condiciones de operación para mejorar los rendimientos o la calidad. Los cambios de equipo incluyen entre otros, cambios en los materiales de construcción, especificaciones de los equipos, arreglos previos de tuberías y equipo experimental. Los empleadores deben establecer medios y métodos para detectar cambios técnicos y mecánicos.

Los siguientes criterios se han desarrollado para detectar cambios técnicos y mecánicos:

Se requiere MoC para cambios (permanentes o temporales) en:

- Subestaciones y líneas de transmisión.
- Almacenes: solo si los cambios están en el sistema de agua contra incendios, remodelación y demolición estructural y modificación del sistema de climatización.
- Área de almacenamiento de desechos: solo si hay cambios en el sistema de dique / drenaje, remodelación estructural y demolición.
- Taller de mantenimiento: solo si los cambios están en la remodelación y demolición estructural.
- Edificio de administración: solo si los cambios están relacionados con la remodelación y demolición estructural y la modificación del sistema de climatización.

- Proyectos de mejoras de capital (CIP).
- Instalaciones de servicios públicos estructurales, de diseño y/o de planta.
- Obras que incluyen cambios de planos PI&D, SAMA, eléctricos y de instalaciones.

No se requiere MoC para lo siguiente:

- Sustitución en especie.
- Mantenimiento preventivo (PM).
- Mantenimiento predictivo (PDM).
- Mantenimiento correctivo (CM): tareas de mantenimiento de rutina, como solución de problemas, pruebas, calibración, alineación, lubricación, etc.
- Mantenimiento de instalaciones (FSCM)
- Actualización de planos PI&D, SAMA, eléctricos y de instalaciones para hacerlos coincidir con la instalación (no relacionados con trabajos específicos).
- Trabajos realizados en central eléctrica, almacenes, taller de mantenimiento y administración si se limitan a lo siguiente:
 - Correcciones de fugas con abrazaderas / cajas de tuberías, excepto para sistemas de alta presión y aceite lubricante.
 - Actualización / cambios en el sistema de seguridad.
 - Cambios organizacionales del personal.
 - Actualizaciones / cambios de IT.
 - Cambios financieros y administrativos.
 - Actualizaciones de políticas, programas, sistemas de gestión y SOP.
 - Sistema de control distribuido (DCS): respaldado con documentación DCS Logic, alarmas, bloqueos o registro de cambios de configuración de parámetros.

La gestión de MoCs se sigue rigurosamente mediante el uso de un procedimiento específico del sistema de Gestión de Seguridad de Procesos.

Gestión de documentos

Los documentos, registros y procedimientos se almacenan en la sala de control con archivos físicos y digitales como copia de seguridad de la información. Los operadores de la sala de control se encargan de la gestión documentaria necesaria para el mantenimiento, permisos de trabajo, maniobras y protocolos de contingencia.

Operaciones

Procedimiento de traspaso de turno

Cuando toca un cambio de turno, el traspaso consiste en una reunión presencial. Durante el turno, el operador completa un registro con todas las actividades relevantes durante la jornada laboral. Cuando se realiza el traspaso, se verifica conjuntamente entre el personal de turno que sale y el que entra. Se tienen registros de cambio de turno, así como la generación de un informe al final de cada turno.

Procedimientos operativos

Los procedimientos operativos siguen los procedimientos/requisitos establecidos por la compañía, los cuales indican las condiciones de calidad, disponibilidad y cumplimiento técnico que la compañía debe seguir. Los operadores realizan inspecciones operativas diarias, semanales, mensuales y semestrales de rutina.

Garantía de capacitación y competencias

Todos los empleados están capacitados de acuerdo con los requisitos técnicos:

- Capacitación teórica sobre las subestaciones.
- Capacitación teórica sobre líneas de transmisión.
- Capacitación en termografía.
- Rutinas de operación con un operador experimentado.

Los manuales y procedimientos de operación están disponibles en copias impresas o archivos electrónicos. Los manuales de operación incluyen los pasos que se deben tomar durante situaciones ordinarias y de emergencia.

Sistema de trabajo seguro

Aislamiento de equipos

Existe un sistema de bloqueo y etiquetado para el aislamiento de equipos y respaldo de la producción de certificados de aislamiento por parte de las personas autorizadas.

El procedimiento de bloqueo y etiquetado es parte de la verificación previa en los permisos de trabajo. El bloqueo y etiquetado (LOTO por sus siglas en inglés) controla los aislamientos mecánicos y eléctricos. El procedimiento LOTO también incluye la implementación de tarjetas de bloqueo.

Control de trabajo

El permiso para la ejecución del trabajo se controla a través de permisos emitidos por la persona autorizada y se basa en certificados de aislamiento. Hay una gama de permisos diferentes en uso dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos realizada por la compañía.

El procedimiento permite autorizar el equipo/sistema/área para su mantenimiento, analizando las condiciones operativas y de seguridad para el trabajo.

Protección de subestaciones

Todas las subestaciones cuentan con un muy buen sistema de protección instalado. La protección utiliza un relé principal y secundario, y comprendía las protecciones:

- Protecciones del transformador
- Protección de línea
- Sobretensión

En general los transformadores están provistos de una protección física adecuada que incluye relés Buchholz, temperatura del aceite y dispositivos de alivio de temperatura y presión del bobinado.

Todos los edificios tienen un sistema de protección contra relámpagos y conexión a tierra. Las líneas de transmisión tienen protección y esto proporciona cierta cobertura a los edificios circundantes. Además, los equipos del edificio de control y los tableros de comunicación tienen protecciones contra alteraciones de voltaje.

Ergonomía y operatividad

Se cuenta con una sala de control muy amplia que ha sido equipada con pantallas convencionales para computador. Todos los escritorios tienen funciones de alarma y operaciones fácilmente reconocibles. El idioma del sitio es el español y todo lo que se exhibe y el etiquetado están en idioma inglés. En general, se observó un buen nivel de etiquetado.

El acceso a las instalaciones es apropiado con buenos niveles de iluminación, pasarelas despejadas y rutas generalmente seguras alrededor del sitio.

La distribución de la planta es buena con una entrada dedicada para toda el área. Esto garantiza que solo se permita la entrada de personal autorizado a las instalaciones. Este procedimiento se ha utilizado para restringir el acceso no autorizado del personal sin la documentación y autorización de seguridad pertinentes.

Gestión de alarmas

No aplicable a esta tecnología.

Mantenimiento

Organización

Los activos se mantienen bajo gestión, coordinación y supervisión propias. El mantenimiento es realizado por subcontratistas.

El contratista sigue el plan de mantenimiento anual de centrales eléctricas, subestaciones, líneas de transmisión y distribución de acuerdo con las rutinas, frecuencias y cronograma planificado por ENOSA.

El departamento de mantenimiento se divide en dos áreas: subestaciones, líneas de transmisión y sistemas de distribución. Hay ingenieros profesionales que se encargan de cada área. Además, la compañía tiene un ingeniero a cargo de las operaciones.

La mayor parte del trabajo es realizado por contratistas, ENOSA coordina y supervisa la ejecución de las actividades. Estos trabajos son predominantemente preventivos y predictivos. El mantenimiento preventivo se realiza de acuerdo con un plan anual y las frecuencias de intervención se establecieron en función de la experiencia y las recomendaciones del OEM.

Como mantenimiento predictivo, la termografía y el análisis de aceite (física química y cromatografía de gases) se realizan en el equipo eléctrico.

Sistema de gestión de mantenimiento

Actualmente la compañía está migrando la administración de mantenimiento al sistema SAP; la estrategia de mantenimiento se basa en el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo. El objetivo principal es mejorar los indicadores de frecuencia y tiempo de falla. Toda la información de mantenimiento se centraliza en los departamentos técnicos de la compañía a través de hojas Excel hasta completar la implementación de SAP.

La compañía no utiliza indicadores de mantenimiento para la evaluación de la fiabilidad y disponibilidad de los equipos. Sin embargo, la estrategia se basa en los indicadores de cumplimiento SAIDI y SAIFI descritos anteriormente. Esta situación se debe principalmente a que los sistemas de distribución y transmisión mantienen una alta disponibilidad, se realizan actividades periódicas de mantenimiento predictivo sobre los mismos, lo que no inhabilitará el equipo, y los fallos que normalmente se producen se resuelven rápidamente asociados a las configuraciones de tipo anillo de los sistemas eléctricos. A pesar de ello, se recomendó a la compañía comenzar con la medición y estructuración de algunos planes de mantenimiento, la sistematización de los resultados de las pruebas y también realizar análisis de trazabilidad de los resultados que permitan establecer las condiciones operativas de los equipos del transformador principal.

Mantenimiento predictivo

Líneas de transmisión

El mantenimiento predictivo asociado con las líneas de transmisión se basa en las siguientes 5 inspecciones.

- Inspección de la iluminación.
- Inspección detallada (realizada principalmente a las estructuras).
- Inspección nocturna.
- Inspección termográfica.
- Medición de puesta a tierra

Cada una de estas intervenciones se realiza al menos una vez al año en las líneas de transmisión de la compañía. Durante la evaluación, no se reportaron desviaciones de parámetros encontradas durante los trabajos realizados en 2022 y hasta la fecha en 2023.

Subestaciones

Las actividades de mantenimiento predictivo de las subestaciones se centran en pruebas eléctricas de los equipos en el patio y tableros de media y baja tensión. Los grupos de mantenimiento basan la estrategia predictiva en 8 actividades principales:

- Pruebas eléctricas a interruptores.
- Pruebas eléctricas en transformadores.
- Pruebas eléctricas a relés de protección.
- Análisis de aceite dieléctrico para transformadores.
- Medición de puesta a tierra.
- Revisión de tableros de distribución.
- Inspección de equipos.
- Inspección termográfica de patios de llaves.

Para 2022, se realizaron pruebas en los sistemas de todas las subestaciones de transmisión al menos una vez al año. La compañía no reportó desviaciones en el análisis de aceite realizado sobre los equipos que pudieran afectar la operación durante la sesión de evaluación.

Mantenimiento preventivo

Líneas de transmisión

El mantenimiento preventivo de las líneas de transmisión se centra en mantener la continuidad del servicio a través de la ejecución de actividades que se pueden llevar a cabo sin desconexión para que se pueda mejorar la fiabilidad de la red de transmisión.

Cada una de las 23 líneas de la compañía cuenta con un plan de mantenimiento anual, se realizan inspecciones de las estructuras, limpieza en caliente con hidrolavado de aislantes, limpieza manual, mantenimiento de servidumbres, mediciones de efecto corona, ruido y verificación de los sistemas de suelo. Durante 2021, se destacan los siguientes trabajos en los sistemas de transmisión:

- Cumplimiento del plan de mantenimiento predictivo en líneas de transmisión (TL) a través de actividades de inspección visual y efecto corona, LST Paita-Tablazo-El Arenal, Arenal-La Huaca-Sullana, Zorritos-Tumbes, Tumbes-Puerto Pizarro-Zarumilla, Piura Oeste-La Unión, La Unión-Sechura y Sechura-Constante.
- Cumplimiento del Plan de Mantenimiento Preventivo en TL, mediante la ejecución de actividades como: revisión, limpieza y cambio de aisladores poliméricos, cambio de retención, refuerzo de estructuras, poda de árboles en la franja de servidumbre.
- Limpieza manual de aisladores poliméricos en TL 60 kV Zorritos-Tumbes, TL 60 kV Tumbes-Zarumilla, TL 60 kV SEPO-Paita y TL 33 kV Charán-Zorritos-Corrales.
- Ejecución de la poda de árboles en la franja de derecho de paso de las líneas de transmisión y remoción de maleza, remoción de grava y limpieza de canaletas en los patios de grifos y salidas de agua de lluvia de las subestaciones eléctricas.
- Reparación y mantenimiento de cables a tierra en postes de madera en TL 60 kV SEPO-Ejidos, TL 60 kV Ejidos-Chulucanas y TL 60 kV SEPO-La Unión y TL 60 kV Arenal-Sullana.
- Remoción de cometas en los conductores en TL 60 kV Zorritos-Tumbes, TL 60 kV Tumbes-Zarumilla, TL 33 kV Charan-Corales y TL 60 kV Paita-Tierra Colorada.
- Mantenimiento de soportes en TL 60 kV SEPO-Paita, TL 60 kV La Unión-Sechura y TL6 kV Paita-El Arenal.

Subestaciones

El mantenimiento preventivo de las subestaciones de ENOSA se centra en garantizar la fiabilidad operativa de los principales activos. Anualmente se realiza un plan de mantenimiento para cada subestación para que se puedan inspeccionar equipos de patio, transformadores, interruptores, seccionadores y celdas BV/MV.

El mantenimiento preventivo sin corte de suministro se centra en las siguientes actividades:

- Mantenimiento del banco-rectificador-cargador de baterías.
- Mantenimiento de equipos de aire acondicionado de las SETs.
- Mantenimiento importante de transformadores de potencia.
- Lavado a alta presión de aislantes de porcelana de equipos exteriores.
- Eliminación de maleza y aplicación de herbicidas.
- Mantenimiento de tableros y cajas para agrupar equipos exteriores.

- Manchado y galvanizado de estructuras reticulares.
- Mantenimiento de tierra y conductores de tierra.
- Sustitución de los transformadores de potencia por gel de sílice.

Las siguientes actividades de mantenimiento preventivo requieren desconexión y están programadas y coordinadas con el regulador del mercado. Se evalúan los tiempos de corte, y las conmutaciones requeridas entre equipos para generar la menor afectación posible a los clientes finales.

- Limpieza manual de aisladores con paño y aplicación de recubrimiento de silicona.
- Mantenimiento electromecánico de celdas de media tensión tipo gabinete.
- Mantenimiento electromecánico del interruptor / reconectador de potencia.
- Mantenimiento electromecánico del seccionador de línea y bus.
- Mantenimiento electromecánico del transformador de potencia.

La evaluación reportará las siguientes actividades de mantenimiento como las más relevantes en el último año.

- Inspección visual detallada, medición de ruido, control de efecto corona e inspección termográfica de aisladores de equipos de potencia de 60 kV y celdas de media tensión interiores y exteriores de subestaciones de potencia.
- Extracción de muestras y análisis físico-químico, gases y furanos disueltos en DGA a partir de aceite dieléctrico y diagnóstico del estado del grupo de transformadores de potencia de ENOSA.
- Eliminación de malezas, limpieza de grava y limpieza de canaletas en los patios de grifería y salidas de agua de lluvia de las subestaciones eléctricas.
- Eliminación de puntos calientes en conectores para equipos del patio de conmutación de 60 kV, 33 kV y 22.9 kV en SE Zorritos, SE La Cruz, SE Los Cerezos, SE Tumbes-Tumbes 1, SE Puerto Pizarro, SE Zarumilla-Zarumilla 1.
- Limpieza y aplicación de recubrimiento de silicona en postes aislantes de equipos en SE Zorritos.
- Mantenimiento del banco de baterías de 110Vcc y rectificador de la SET Puerto Pizarro, SE Piura Center, SE Tumbes-Tumbes 1, SE Constante, SE Sechura, SE Morropón, SE Loma Larga y SE El Arenal.
- Hidrolavado de aisladores de porcelana de los equipos de conmutación en las subestaciones de 60 kV: SE La Unión, SE Sullana, SE Paita, SE Tierra Colorada, SE Los Ejidos, SE Chulucanas, Morropón y Loma Larga.
- Suministro y cambio de interruptor de carga para la célula de protección de la barra conductora de 22,9 kV del transformador de puesta a tierra zigzag de la SET Castilla.
- Aceite dieléctrico regenerado con tierra Fuller de un transformador de potencia de reserva ARTRANS 7 MVA para ponerlo en servicio en SE Chulucanas para cliente de Fundo Beta, trabajo en caliente.
- Aplicación de termovacío y filtrado de gas para mejorar las características eléctricas del aceite dieléctrico del transformador de potencia ABB en servicio. SE Castilla, trabajo en caliente.

Comentarios generales sobre el mantenimiento

De acuerdo con lo informado durante la reunión de inspección, la compañía ejecutó el 97% de las actividades planificadas en el Plan de Mantenimiento durante el año 2021. Adicionalmente, existe una tendencia a incorporar estrategias de mantenimiento por condición, se nos informó sobre evaluaciones termográficas, pruebas eléctricas en línea y análisis de aceite del transformador. Adicionalmente, el sistema de control de equipos permite el monitoreo de alarmas, verificación de estado y análisis de tendencias históricas de las variables en cada equipo de patio.

Durante la evaluación, ENOSA no reportó ninguna desviación de parámetros encontrada en las últimas termografías realizadas en líneas de transmisión y equipos en exteriores. Del mismo modo, la compañía no reportó valores fuera de los límites establecidos en la normativa para análisis de gas disuelto realizada en los transformadores en el último año.

Los sistemas de protección eléctrica de transformadores y líneas se prueban al menos una vez al año, se realizan estudios de coordinación de protección en función de estos resultados y cada falla que se produce es analizada mediante oscilografía por personal experto de ENOSA. Las comunicaciones y los interruptores están ubicados en instalaciones con entornos controlados y controles de acceso para restringir la entrada de personal no autorizado. Las salas de comunicaciones y los interruptores están ubicados en celdas con entornos controlados y controles de acceso para restringir la entrada de personal no autorizado.

Los sistemas de corriente continua, bancos de baterías se prueban al menos una vez al año, se recomendó que el equipo técnico de ENOSA validara la limpieza y aseo de estas instalaciones, pusiera en servicio los sistemas de ventilación y eliminara el almacenamiento de materiales combustibles junto al equipo.

En términos generales, se puede concluir que el plan de mantenimiento diseñado por la compañía para la atención de sus equipos está de acuerdo con la tecnología aplicable, realizan los controles necesarios para garantizar el funcionamiento confiable de los equipos, no hay largos períodos de indisponibilidad en los activos de acuerdo con los indicadores de frecuencia y tiempo de falla. Como recomendación general, es importante continuar con el proyecto de implementación de SAP y analizar los datos históricos de las pruebas.

En general, la limpieza y aseo de las centrales se determinó como aceptable, generalmente estando en buenas condiciones y con funcionalidad operativa.

Repuestos

ENOSA informó que cuenta con el mínimo de repuestos para brindar continuidad en el servicio eléctrico. Algunas subestaciones tienen transformadores de repuesto y equipos móviles que se pueden mover y poner en funcionamiento en cualquier subestación del área de interconexión. En general, la compañía no informó largos períodos de no-disponibilidad y los tiempos de reemplazo del servicio son relativamente cortos.

Seguridad

La cultura de seguridad se impulsa desde la alta dirección hacia abajo, con un compromiso activo de los empleados en todos los niveles. Las reuniones regulares de seguridad son presididas por el gerente de la planta para discutir temas actuales y áreas de mejora. La capacitación en seguridad es un proceso continuo para todos los empleados y está alineada con las necesidades particulares. Un programa anual de capacitación en seguridad incluye aspectos como prevención de incendios, limpieza y aseo, aislamiento de equipos (LOTO), permisos de trabajo, investigación de incidentes, capacitación en escenarios de respuesta a emergencias y simulacros.

Existe una buena política de HSE y se mantienen buenos estándares. Se han establecido varios procedimientos formales de seguridad para evitar incidentes y accidentes laborales. Esta cubierta funciona en espacios confinados y en alturas, procedimientos de bloqueo/etiquetado, etc. Cualquier trabajo peligroso o de riesgo está precedido por un análisis específico de seguridad laboral.

El nivel mínimo de equipo de protección personal (EPP) incluye:

- Casco de seguridad
- Calzado de seguridad
- Protectores auditivos en algunas zonas
- Gafas
- Guantes
- Overoles

Todos los visitantes y contratistas reciben una capacitación e inducción básica en seguridad.

Medioambiente

El sistema de gestión ambiental de ENOSA y la protección y cuidado del medio ambiente es uno de sus principales objetivos. Parte de la visión de la compañía es velar por la protección y el cuidado del medio ambiente, por este motivo se realizan monitoreos ambientales anuales con un resultado del 100% para aquellos realizados en 2022, la compañía no supera los niveles en agua, ruido de calidad del aire y radiación no ionizante. Adicionalmente, la compañía controla, separa y contrata la disposición del 100% de los residuos derivados de las operaciones, para ello cuenta con un contrato de prestación de servicios con empresas especializadas en la gestión y disposición final de residuos.

La compañía cumplió con el programa de capacitación de personal en temas ambientales, dentro del cual se puede destacar la gestión de emergencias, la separación de desechos, las sustancias químicas, la protección de la fauna y la flora. En 2022, ENOSA obtuvo la certificación en gestión ambiental bajo el enfoque de la norma ISO 14001:2015, por la empresa certificadora AENOR

Finalmente, la compañía recibe una visita anual del organismo de inspección ambiental donde se auditan y evalúan los sistemas de gestión ambiental sin recibir acciones de mejora o problemas de atención prioritaria de la entidad evaluadora.

Seguridad física

La exposición al robo puede considerarse baja para los activos. Los activos que se manejan en las instalaciones no son atractivos en el mercado local. No hay manipulación de dinero en las instalaciones. Esta exposición también se mitiga con varios controles de seguridad.

Cada subestación está provista de un guardia armado, que forma parte de una compañía de seguridad privada. Los guardias permanecen en el sitio 24/7 y están a cargo de la vigilancia de los sitios y también se encargan de alarmar al personal de la sala de control principal en caso que observen anomalías en el equipo principal y las salas eléctricas.

La entrada a los activos es a través de la puerta principal. La puerta principal con caseta de vigilancia está atendida las 24 horas del día, los 7 días de la semana, con guardias de seguridad contratados por una compañía de seguridad local. Se solicita una identificación válida antes de que se le permita ingresar a los sitios.

Las patrullas de rutina también son realizadas por guardias externos para garantizar la operación de los derechos de seguridad. Todas las subestaciones están dotadas de una valla de seguridad realizada por muros de ladrillo/hormigón con una altura media de 2,5 mts.

Ciberseguridad

Este tema no fue considerado durante la evaluación.

Sección ocho

Control de emergencias

Funciones de protección contra incendios

Estándares

Durante la construcción de las subestaciones se aplicaron normas locales de protección contra incendios. No se consideraron las normas de la NFPA. La protección contra incendios es proporcionada por sistemas pasivos a través de extintores portátiles.

Suministro de agua para combatir incendios

Ninguno.

Bombas contra incendios

Ninguno.

Redes de incendios e hidrantes

Ninguno.

Sistemas de rociadores / Sistemas de rociado de agua

Ninguno.

Sistemas de inundación de gas

Ninguno.

Sistemas químicos secos

Ninguno.

Extintores portátiles

Las subestaciones inspeccionadas están provistas de una gama adecuada de extintores portátiles de productos químicos secos y CO₂ en cumplimiento con la NFPA 10 y ubicados en posiciones estratégicas alrededor de los sitios.

Sistemas de detección de fuego, humo y calor

Ninguno.

Sistemas de alarma

Ninguno.

Espuma

Ninguno.

Paredes contra incendios, cortafuegos y a prueba de incendios

Ninguno.

Contenedores de aceite y combustible

Ninguno.

Planes de emergencia

ENOSA cuenta con un plan formal de respuesta PREVIA a la emergencia. Los empleados han sido capacitados sobre cómo proceder en caso de siniestro.

El departamento de HSE se encarga de la administración del plan de emergencias que cubre todas las posibles emergencias que puedan estar presentes en todas las instalaciones.

En caso de emergencia, el plan incluye intervención humana y primeros auxilios. Durante las emergencias, estos procedimientos se registran. Además, existe un manual de procedimientos operativos que cubre la preparación y respuesta ante emergencias.

El personal clave está capacitado en los elementos del plan de respuesta a emergencias, incluido el sistema de alarma utilizado en el sitio, las rutas de evacuación que se utilizarán y las ubicaciones designadas para la reunión de evacuación.

Se realizan simulacros de emergencia para garantizar que el personal esté familiarizado con las señales de alarma, los procedimientos de emergencia, las rutas de evacuación y las ubicaciones de reunión de evacuación.

Se informa a los visitantes y contratistas sobre los procedimientos de evacuación del sitio como parte de la capacitación inicial del contratista.

Respuesta en caso de incendio

Respuesta en caso de incendio en el sitio

Se ha puesto en marcha un amplio programa de capacitación en la lucha contra incendios para el personal, que incluye un curso de capacitación con la brigada contra incendios, al que ya ha asistido un cierto número de funcionarios. Todo el personal de O&M ha recibido capacitación básica en el uso de extintores.

Cuerpo de bomberos

Ninguno.

Auxilio Mutuo

Ninguno.

Servicio de limpieza

Se encontró que la limpieza era aceptable en todas las áreas que fueron visitadas.

Procedimiento de deterioro del sistema contra incendios

Ninguna.

Control de fuentes de ignición

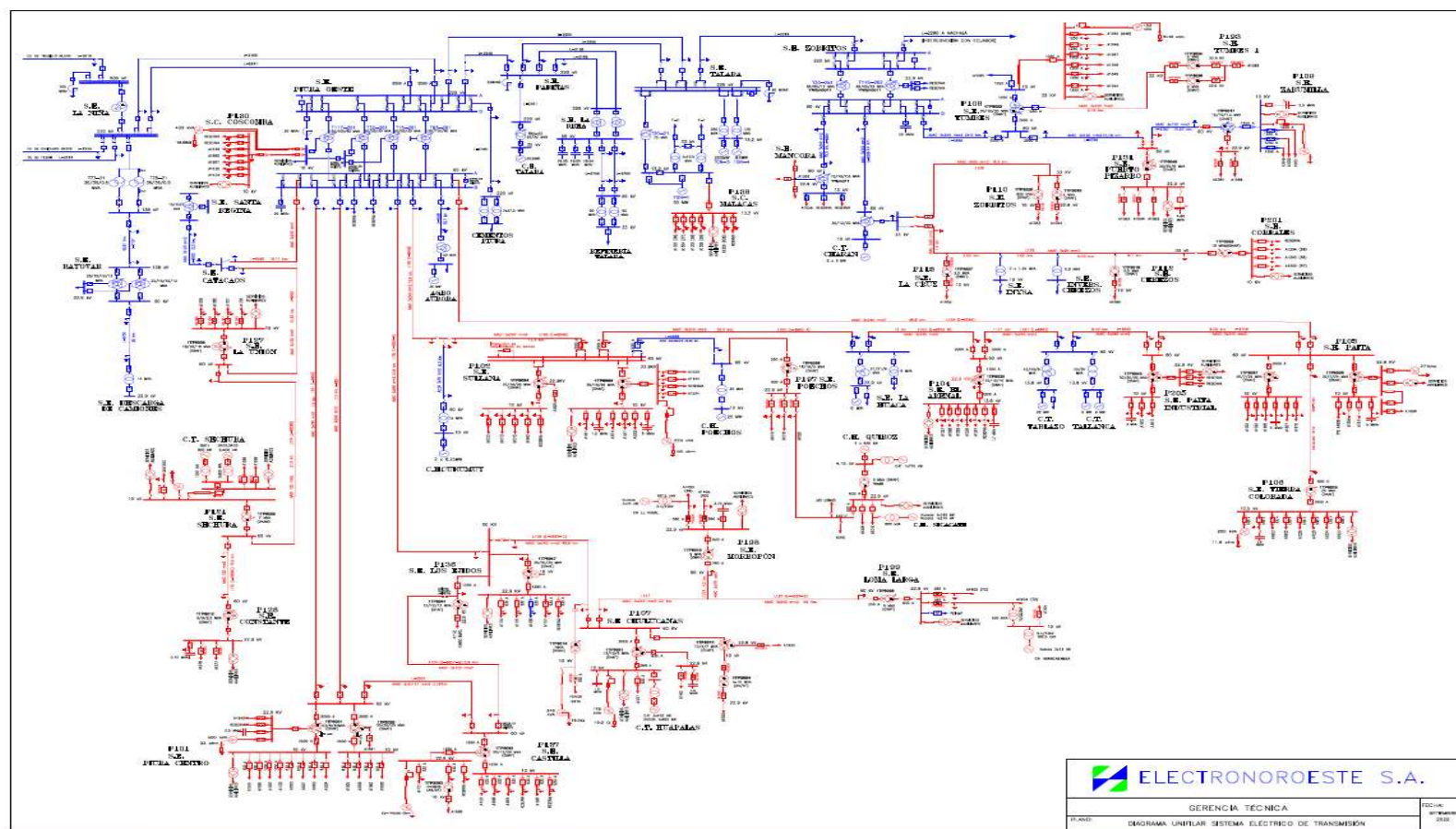
Se implementa y aplica un procedimiento de gestión de órdenes de trabajo. El líder de turno debería haber aprobado el trabajo e indicar cualquier situación especial como el aislamiento. Los permisos se otorgan por un solo día. Si el trabajo requiere aislamiento, se debe proporcionar una etiqueta y se debe implementar el procedimiento LOTO.

Los permisos de soldadura y corte son necesarios para todo trabajo en caliente, incluyendo soldadura, esmerilado y el uso de herramientas eléctricas. Se requieren dos firmas más seguridad. También se ha puesto en marcha un programa de autorización de trabajos.

También se requieren permisos de trabajo en frío para todo el trabajo.

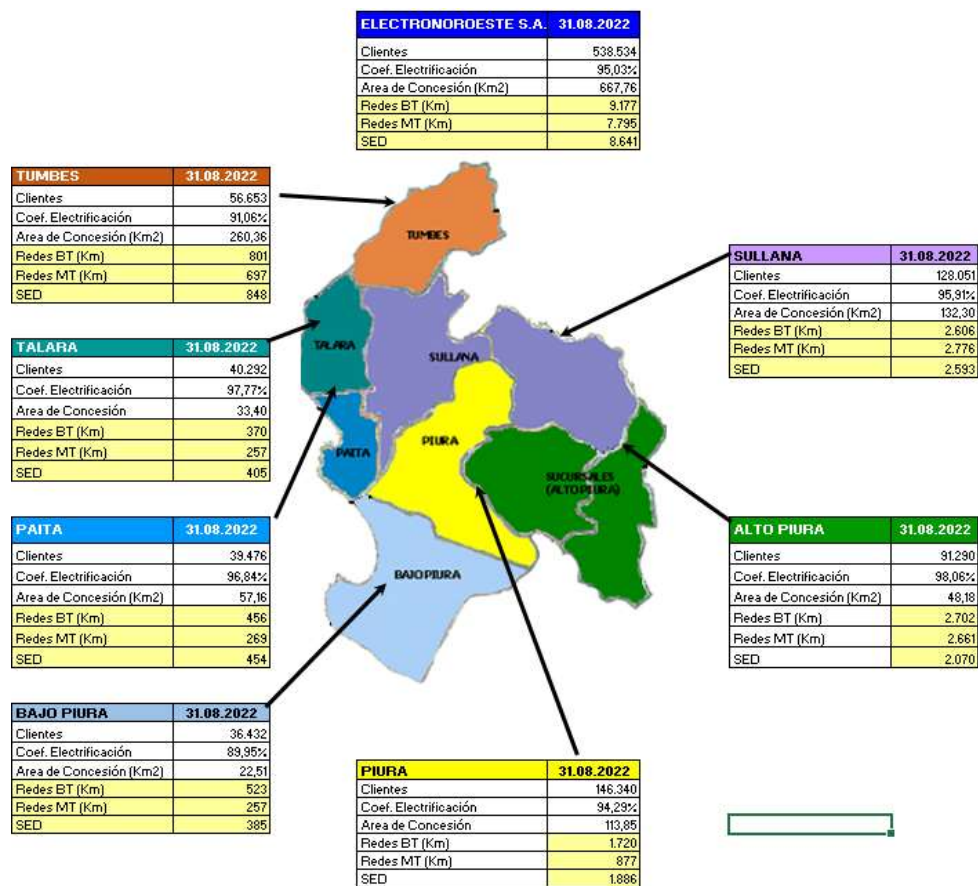
Apéndice A

Diagrama unifilar general



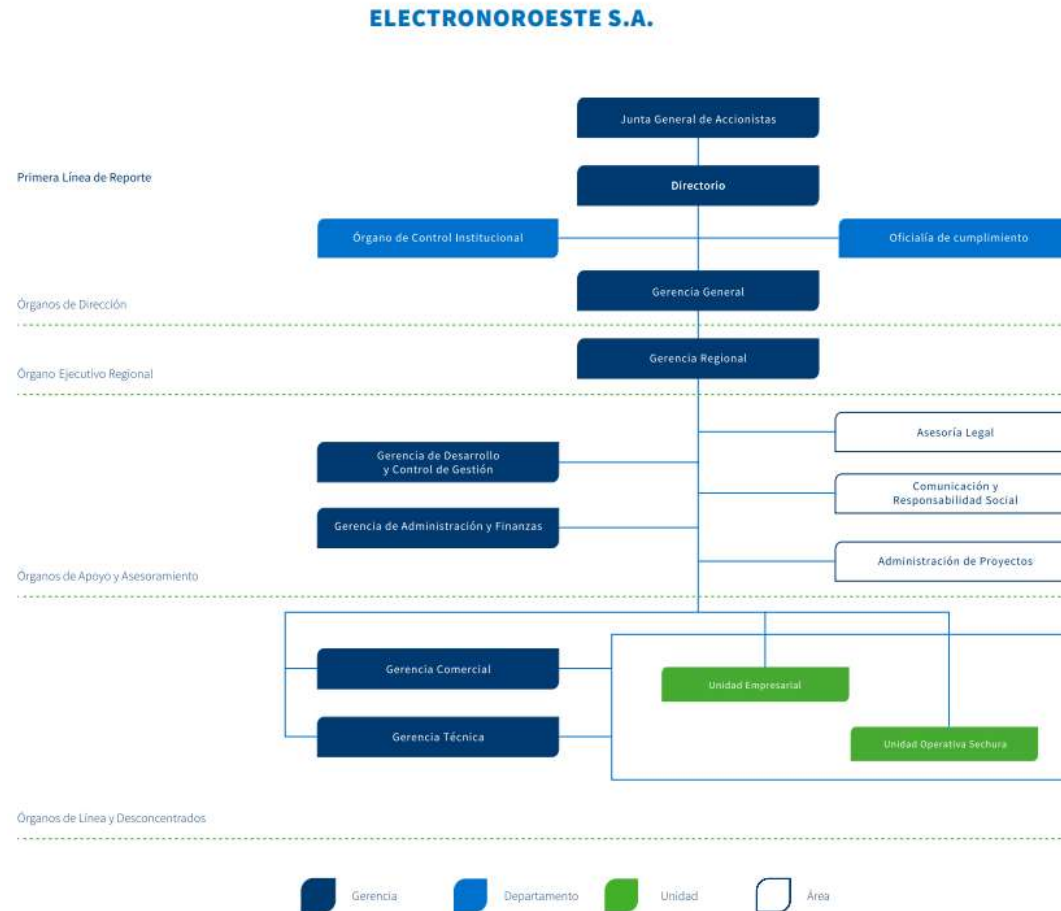
Apéndice B

Diagrama línea de transmisión



Apéndice C

Organigrama



Marsh Specialty is a trading name of Marsh Ltd. Marsh Ltd is authorised and regulated by the Financial Conduct Authority for General Insurance Distribution and Credit Broking (Firm Reference No. 307511). Copyright © 2022 Marsh Ltd. Registered in England and Wales Number: 1507274, Registered office: 1 Tower Place West, Tower Place, London EC3R 5BU. All rights reserved.

Marsh Specialty
1 Tower Place East
Tower Place
London EC3R 5BU