**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA**

**Repositorio Digital USM** **https://repositorio.usm.cl**

Tesis USM TESIS de Pregrado de acceso ABIERTO

2016

# OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PROVENTIVO ANUAL DE TRANSELEC S.A. PARA EL NORTE GRANDE BASADO EN ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO

CONCHA CARTES, FABIÁN ENRIQUE

Universidad Técnica Federico Santa María

http://hdl.handle.net/11673/13621

*Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA*

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

VALPARAÍSO – CHILE

# OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL DE TRANSELEC S.A. PARA EL NORTE GRANDE BASADO EN ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO

FABIÁN ENRIQUE CONCHA CARTES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: VÍCTOR HINOJOSA MATEUS
ALDO BARRUETO GUZMÁN

NOVIEMBRE - 2016

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA**
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**
**VALPARAÍSO – CHILE**

# OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL DE TRANSELEC S.A. PARA EL NORTE GRANDE BASADO EN ANÁLISIS TÉCNICO Y ESTADÍSTICO

FABIÁN ENRIQUE CONCHA CARTES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: VÍCTOR HINOJOSA MATEUS
ALDO BARRUETO GUZMÁN

NOVIEMBRE - 2016

“Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución”

*"…Sabiduría ante todo; adquiere sabiduría, y sobre todas tus posesiones adquiere inteligencia…"*

*Proverbios 4:7*

## AGRADECIMIENTOS

A los profesores Víctor Hinojosa Mateus y Aldo Barrueto Guzmán por su paciencia y guía, virtudes con las que fue posible dar forma a este trabajo.

A don Nelson Leiva Blanco, por su apoyo, tiempo y calidad humana.


**Dedicatoria**

A mi esposa e hijos por su sacrificio y amor incondicional.

# RESUMEN

En Chile, los principales sistemas eléctricos son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). En ambos sistemas Transelec es la mayor empresa de transmisión de energía eléctrica, donde opera líneas y subestaciones de 500 kV, 220 kV y de menores niveles de tensión.

La explotación de las instalaciones de Transelec está íntimamente relacionada con el mantenimiento, el cual se enfoca en dos ámbitos específicos: “Mantenimientos Preventivos” y “Mantenimientos Correctivos”. Ambos son realizados por personal especializado en las áreas de equipos primarios, sistemas de control y líneas de transmisión. Esta memoria se ha desarrollado dando lugar a un análisis en las tres áreas descritas, ya que cada una de ellas, aunque diferentes en forma, son parte integral de los procesos de Transelec y que en su conjunto permiten mantener un buen estándar de seguridad enfocado en las personas, las instalaciones y el servicio.

En este estudio se elabora un nuevo plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec tomando en consideración factores como la frecuencia de ejecución del mantenimiento del actual plan, la tasa de fallas acaecidas en líneas de transmisión en un período de diez años, las causas que las han originado y la relevancia sistémica de las instalaciones de Transelec en la operación en tiempo real del SING.

Los resultados del análisis constituyen la base para identificar oportunidades de mejora tales como la determinación de una nueva periodicidad de ejecución del mantenimiento preventivo, una mejor redistribución de los recursos y la reducción de costos, sin mermar la seguridad operativa de las instalaciones de Transelec en explotación.

# ABSTRACT

In Chile, the main electrical systems are the Northern Interconnected System (SING) and the Central Interconnected System (SIC). In both systems Transelec is the largest company in power transmission, where it operates lines and substations of 500 kV, 220 kV and lower voltage levels.

The operation of facilities Transelec is closely related to maintenance, which focuses on two specific areas: "Preventive Maintenance" and "Corrective maintenance". Both are made by specialized areas in primary equipment, control systems and transmission lines. This memory has been developed leading to an analysis in the three areas described previously, since each, although different in shape, are integral processes. The whole processes allow maintaining a good safety standard focused on people, facilities, and service.

In this project a new annual preventive maintenance plan Transelec taking into account factors such as frequency of execution of the maintenance of the plan in use, the failure rate occurred in transmission lines in a period of ten years, the causes are made that have originated and systemic relevance Transelec facilities in real-time operation of the SING.

The analysis results form the basis for identifying opportunities for improvement in determining the frequency of execution of preventive maintenance, redistribution of resources, costs reduction, without affecting the operational reliability of Transelec facilities in operation.

# GLOSARIO

| | |
|---|---|
| Activo | Bien tangible necesario para el funcionamiento de la empresa. En este estudio, se utiliza para designar a las líneas de transmisión y equipos primarios |
| Advección | Proceso de transporte de propiedad atmosférica como el calos o la humedad (escalar), por efecto del viento (vectorial) |
| Aislador | Elementos que presentan cierta dificultad al paso de la electricidad y al movimiento de cargas. Los aisladores de disco son empleados en las líneas eléctricas, y los hay principalmente de vidrio y cerámica |
| Área | Subsistema eléctrico de una zona, que posee instalaciones de generación, transmisión y consumo en la que se puede recuperar el servicio eléctrico de manera aislada |
| AT | Alta Tensión |
| Cadena | Conjunto de aisladores de disco que soporta al conductor de la línea de transmisión a las torres, y que asegura que la línea sea adecuadamente aislada de la estructura que la soporta |
| CAPEX | Inversiones o bienes de capitales que añade valor a un activo |
| CDEC-SING | Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande |
| Cliente libre | Negocian libremente los precios de electricidad con las generadoras, y fijan condiciones mediante contratos de suministro |
| Cliente regulado | Abastecido por una empresa de distribución, con precio de energía definido por el precio de nudo que fija la CNE |
| Desconexión | Condición operacional a la que es llevada una instalación, y que implica la apertura de sus desconectadores |
| EDAG | Esquema de Desconexión Automática de Generación |
| EDAC | Esquema de Desconexión Automática de Carga |
| ENDESA | Empresa nacional de electricidad sociedad anónima |
| Estratocúmulo | Nube baja. Se presenta en forma de capa o en fila con otras, y produce precipitaciones siempre débiles |

| | |
|---|---|
| Estructura | Elemento físico, comúnmente de acero, capaz de soportar su propio peso y las fuerzas ejercidas por los cables conductores de una línea de transmisión |
| ETT | Estudio de Transmisión Troncal |
| Falla | Perturbación o anomalía que conlleva merma efectiva o probable en la capacidad de las instalaciones para cumplir su función, en conformidad con su diseño |
| Flashover | Descarga eléctrica no deseada por encima o alrededor de un aislante, que se produce por lo general cuando el elemento aislante está sucio, proveyendo de un camino de menor resistencia al paso de la corriente eléctrica |
| FO | Fibra óptica |
| HH | Horas hombre |
| Intervención | Labor de mantenimiento u obras en una instalación en explotación, y que no requiere desconectarla del sistema para su ejecución |
| ITOMS | Estudio internacional de operaciones de transmisión y mantenimiento |
| J | Letra que representa un nivel de tensión de 220 kV. Precedida de un número representa la designación de un paño de 220 kV. |
| Línea | Conjunto de conductores mediante el cual se realiza la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias |
| MEGA | Mantenimiento de excelencia para la gestión de activos |
| MMI | Interfaz hombre-máquina |
| MMOO | Microondas |
| MPB | Mantenimiento preventivo básico |
| NEMA | Asociación nacional de fabricantes eléctricos |
| NTSyCS | Norma técnica de seguridad y calidad de servicio |
| N-1 | Criterio de seguridad para planificar y construir un sistema interconectado, el cual permite soportar una contingencia puntual y que ésta no se propague al resto del sistema |
| Paño | Conjunto de equipos de alta tensión que permiten operar una línea de transmisión u otros equipos de una subestación |

| | |
|---|---|
| PPRR | Pararrayos |
| PRS | Plan de recuperación del servicio |
| Punto de retiro | Punto de conexión destinado al suministro de energía eléctrica a clientes, que va desde el sistema de transmisión o punto de frontera en que se define la propiedad de las instalaciones para el caso de clientes libres, o el correspondiente al lado de baja tensión de la subestación primaria de distribución correspondiente, para el caso de clientes regulados |
| SAP | Sistema integrado de gestión, que permite controlar muchas o todas las funciones de gestión de una empresa |
| SCADA | Supervisor de control y adquisición de DATA |
| SEC | Superintendencia de electricidad y combustibles |
| SS/EE | Subestaciones |
| SIC | Sistema Interconectado Central |
| SING | Sistema Interconectado del Norte Grande |
| SIG | Sistema de información georeferencial |
| SGI | Sistema de gestión integrado |
| Tap off | Derivación o conexión simple desde una línea eléctrica para retiro o suministro de energía |
| TEI | Tiempo equivalente de interrupción |
| Trafo | Transformador |
| Tramo | Sector de una línea de transmisión limitada en su trazado por dos estructuras |
| TTCC | Transformador de medida de corriente |
| TTPP | Transformador de medida de potenciales |
| UO | Unidad de obra |
| VHF | Muy alta frecuencia |
| Zona | Agrupación geográfica de instalaciones de generación, transmisión y consumo en que se puede recuperar el servicio eléctrico de manera aislada |

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

**AGRADECIMIENTOS** ..... **4**

DEDICATORIA ..... 4

RESUMEN ..... 5

ABSTRACT ..... 6

GLOSARIO ..... 7

ÍNDICE DE CONTENIDOS ..... 10

ÍNDICE DE FIGURAS ..... 13

ÍNDICE DE TABLAS ..... 15

**CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN** ..... **1**

1.1 ANTECEDENTES GENERALES ..... 1
1.2 MOTIVACIÓN ..... 4
1.3 PLANTEAMIENTO ..... 5
1.4 OBJETIVOS ..... 5
1.4.1 Objetivos generales ..... 5
1.4.2 Objetivos específicos ..... 6
1.5 METODOLOGÍA EMPLEADA ..... 6
1.6 ALCANCE ..... 8
1.7 LIMITACIONES O EXCLUSIONES ..... 9
1.8 HERRAMIENTAS UTILIZADAS ..... 9
1.8.1 Aplicaciones web en línea utilizadas ..... 10
1.9 RESULTADOS ESPERADOS ..... 10
1.10 ESTRUCTURA DEL TRABAJO ..... 10

**CAPÍTULO 2: CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA** ..... **12**

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROBLEMA ..... 12
2.2 ESTADÍSTICA GENERAL DE FALLAS ..... 12
2.3 TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN ..... 14
2.4 NIVEL DE IMPACTO SISTÉMICO ..... 16
2.5 INSTALACIONES CRÍTICAS ..... 17
2.6 PARTICULARIDADES GEOGRÁFICAS Y AMBIENTALES ..... 19
2.7 PERIODICIDAD DEL MANTENIMIENTO ..... 20

2.8 COSTO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ..... 21

**CAPÍTULO 3: INSTALACIONES Y PUNTOS CRÍTICOS ..... 22**

3.1 DETERMINACIÓN DE INSTALACIONES CRÍTICAS ..... 22
3.2 DETERMINACIÓN DE PUNTOS CRÍTICOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ..... 31
3.2.1 Estadística de falla línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV ..... 31
3.2.2 Estadística de falla línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV ..... 32
3.2.3 Estadística de falla línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..... 34
3.2.4 Estadística de falla línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV ..... 36
3.2.5 Estadística de falla línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV ..... 39
3.2.6 Estadística de falla línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV ..... 41
3.2.7 Estadística de falla línea de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV ..... 41
3.2.8 Estadística de falla línea de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV ..... 41
3.2.9 Estadística de falla línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV ..... 43

**CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ..... 46**

4.1 ACTUAL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO ..... 46
4.2 PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ..... 47
4.2.1 Línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV ..... 47
4.2.2 Línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV ..... 53
4.2.3 Líneas de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..... 58
4.2.4 Línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV ..... 63
4.2.5 Línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV ..... 67
4.2.6 Línea de transmisión Crucero-María Elena ..... 71
4.2.7 Líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 ..... 75
4.2.8 Líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 ..... 78
4.2.9 Línea de transmisión Atacama-Esmeralda ..... 83
4.3 PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS PRIMARIOS ..... 87
4.3.1 Estadística de fallas y anormalidades en equipos primarios ..... 90
4.3.2 Descripción del plan de mantenimiento preventivo en equipos primarios ..... 92
4.3.3 Descripción del plan de mantenimiento preventivo en sistemas de control ..... 102

**CAPÍTULO 5: NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO Y COSTOS ..... 105**

5.1 NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ..... 106
5.1.1 Plan de la Línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV ..... 106
5.1.2 Plan de la Línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV ..... 108
5.1.3 Plan de la Línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..... 110

5.1.4 Plan de la Línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV ..... 112
5.1.5 Plan de la Línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV ..... 114
5.1.6 Plan de la Línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV ..... 116
5.1.7 Plan de la Línea de transmisión Encuentro-Crucero 220 kV 1 y 2 ..... 118
5.1.8 Plan de la Línea de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV ..... 120
5.1.9 Plan de la Línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV ..... 122
5.2 NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS PRIMARIOS ..... 124
5.2.1 Plan de mantenimiento preventivo básico reducido ..... 124
5.2.2 Plan de mantenimiento preventivo normal ..... 126
5.2.3 Plan de mantenimiento preventivo exhaustivo ..... 132

**CAPÍTULO 6: RESUMEN FINAL Y CONCLUSIONES ..... 134**

6.1 RESUMEN FINAL ..... 134
6.2 CONCLUSIONES ..... 135

**REFERENCIAS ..... 136**

**ANEXOS ..... 138**

A. EXTRACTO ESTUDIO FALLA AISLADOR POLIMÉRICO ..... 138
B. AISLADORES DE VIDRIO TIPO F120 ..... 141

# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 Descripción Topológica del SING 2015..... 2
FIGURA 1.2 Plan de trabajo para la determinación del nuevo plan de mantenimiento y costo ..... 7
FIGURA 3.1 Redistribución de flujos en línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1.....24
FIGURA 3.2 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia .....24
FIGURA 3.3 Redistribución de flujos en línea Crucero-María Elena y María Elena-Lagunas .....25
FIGURA 3.4 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia .....25
FIGURA 3.5 Redistribución de flujos en línea Crucero-María Elena y Crucero-Lagunas .....26
FIGURA 3.6 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia .....26
FIGURA 3.7 Redistribución de flujos en línea María Elena-Lagunas y Crucero-Lagunas .....27
FIGURA 3.8 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia .....27
FIGURA 3.9 Redistribución de flujos en línea Encuentro-Crucero 1 y 2.....28
FIGURA 3-10 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia.....28
FIGURA 3.11 Redistribución de flujos en línea Atacama-Encuentro 1 y 2.....29
FIGURA 3.12 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia .....29
FIGURA 3.13 Ubicación geográfica de fallas en línea Cóndores-Parinacota 220 kV.....31
FIGURA 3.14 Ubicación geográfica de fallas en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV .....33
FIGURA 3.15 Ubicación geográfica de fallas en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV.....33
FIGURA 3.16 Ubicación geográfica de fallas en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV.....33
FIGURA 3.16 Ubicación geográfica de fallas en línea Crucero-Lagunas 220 kV.....37
FIGURA 3.17 Ubicación geográfica estructura 45 de línea Crucero-Lagunas .....38
FIGURA 3.18 Ubicación geográfica de fallas en línea María Elena-Lagunas 220 kV.....40
FIGURA 3.19 Ubicación geográfica de fallas en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV.....42
FIGURA 3.20 Ubicación geográfica de fallas en línea Atacama-Esmeralda 220 kV.....43
FIGURA 3.21 Ubicación geográfica estructura 62 de línea Atacama-Esmeralda.....44
FIGURA 3.22 Ubicación geográfica estructura 137 de línea Atacama-Esmeralda.....45
FIGURA 4.1 Proceso de planificación, ejecución y pago de una orden de mantenimiento.....46
FIGURA 4.2 Plan de lavado y limpieza de aislación en línea Cóndores-Parinacota 220 kV .....49
FIGURA 4.3 Ejecución de lavados y limpieza de aislación en línea Cóndores-Parinacota 220 kV .....49
FIGURA 4.4 Plan de inspecciones en línea Cóndores-Parinacota 220 kV .....52
FIGURA 4.5 Ejecución del plan de inspecciones en línea Cóndores-Parinacota 220 kV.....52
FIGURA 4.6 Plan de lavado y limpieza de aislación en línea Tarapacá-Cóndores .....54
FIGURA 4.7 Ejecución del lavado de aislación en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV .....55
FIGURA 4.8 Plan de inspecciones en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV .....57

FIGURA 4.9 Ejecución del plan de inspecciones en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV .....57
FIGURA 4.10 Plan de lavado y limpieza de aislación en línea Tarapacá-Lagunas 220 kV .....59
FIGURA 4.11 Ejecución de lavado y limpieza de aislación en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV...60
FIGURA 4.12 Plan de inspecciones en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV .....61
FIGURA 4.13 Ejecución del plan de inspecciones en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV.....62
FIGURA 4.14 Plan de lavado de aislación en línea Crucero-Lagunas 220 kV.....63
FIGURA 4.15 Ejecución del lavado de aislación en línea Crucero-Lagunas 220 kV.....64
FIGURA 4.16 Plan de inspecciones en línea Crucero-Lagunas 220 kV .....66
FIGURA 4.17 Ejecución del plan de inspecciones en línea Crucero-Lagunas 220 kV.....66
FIGURA 4.18 Plan de lavado de aislación en línea María Elena-Lagunas 220 kV .....68
FIGURA 4.19 Ejecución del lavado de aislación en línea María Elena-Lagunas 220 kV .....68
FIGURA 4.20 Plan de inspecciones en línea María Elena-Lagunas 220 kV .....70
FIGURA 4.21 Ejecución del plan de inspecciones en línea Crucero-Lagunas 220 kV.....70
FIGURA 4.22 Plan de lavado de aislación en línea Crucero-María Elena 220 kV.....72
FIGURA 4.23 Ejecución del lavado de aislación en línea Crucero-María Elena 220 kV.....72
FIGURA 4.24 Plan de inspecciones en línea Crucero-María Elena 220 kV.....74
FIGURA 4.25 Ejecución del plan de inspecciones en línea Crucero-María Elena 220 kV .....74
FIGURA 4.26 Plan de lavado de aislación en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV .....75
FIGURA 4.27 Ejecución del lavado de aislación en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV .....76
FIGURA 4.28 Plan de inspecciones en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV .....77
FIGURA 4.29 Ejecución del plan de inspecciones en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV.....77
FIGURA 4.30 Plan de lavado de aislación en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV.....79
FIGURA 4.31 Ejecución del lavado de aislación en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV .....76
FIGURA 4.32 Plan de inspecciones en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV.....81
FIGURA 4.33 Ejecución del plan de inspecciones en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV .....82
FIGURA 4.34 Plan de lavado de aislación en línea Atacama-Esmeralda 220 kV .....84
FIGURA 4.35 Ejecución del lavado de aislación en línea Atacama-Esmeralda 220 kV .....84
FIGURA 4.36 Plan de inspecciones en línea Atacama-Esmeralda 220 kV .....86
FIGURA 4.37 Ejecución del plan de inspecciones en línea Atacama-Esmeralda 220 kV.....86

# ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 Comparativo características generales de los sistemas SING-SIC ..... 1
TABLA 2.1 Estadística general de fallas por activo de Transelec (2008-2014) ..... 13
TABLA 2.2 Estadística general de fallas por activo de Transelec en el SING (2008-2014) ..... 13
TABLA 2.3 Valores TEI de Transelec SING-SIC (2008-2014) ..... 16
TABLA 2.4 Clasificación del nivel de impacto en función del TEI (2008 – 2014) ..... 17
TABLA 2.5 Subestaciones de Transelec en el SING ..... 18
TABLA 2.6 Líneas de transmisión de Transelec por segmento ..... 18
TABLA 2.7 Tipos de climas en la zona norte grande ..... 20
TABLA 3.1 Puntos de retiro dependientes de líneas de transmisión de Transelec ..... 22
TABLA 3.2 Puntos de retiro dependientes de barras de subestaciones de Transelec ..... 23
TABLA 3.3 Nivel de criticidad de líneas de transmisión de Transelec en el SING ..... 30
TABLA 3.4 Nivel de criticidad de subestaciomes de transmisión de Transelec en el SING ..... 30
TABLA 3.5 Historial de fallas en línea Cóndores-Parinacota 220 kV ..... 31
TABLA 3.6 Historial de fallas en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV ..... 32
TABLA 3.7 Historial de fallas en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..... 34
TABLA 3.8 Historial de fallas en línea Crucero-Lagunas 220 kV ..... 36
TABLA 3.9 Historial de fallas en línea María Elena-Lagunas 220 kV ..... 39
TABLA 3.10 Historial de fallas en línea Atacama-Encuentro 220 kV ..... 41
TABLA 3.11 Historial de fallas en línea Atacama-Esmeralda 220 kV ..... 43
TABLA 4.1 Plan de mantenimiento en línea Cóndores-Parinacota 220 kV ..... 48
TABLA 4.2 Plan de mantenimiento en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV ..... 54
TABLA 4.3 Plan de mantenimiento en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..... 59
TABLA 4.4 Plan de mantenimiento en línea Crucero-Lagunas 220 kV ..... 63
TABLA 4.5 Plan de mantenimiento en línea María Elena-Lagunas 220 kV ..... 67
TABLA 4.6 Plan de mantenimiento en línea Crucero-María Elena 220 kV ..... 71
TABLA 4.7 Plan de mantenimiento en línea Encuentro-Crucero ..... 75
TABLA 4.8 Plan de mantenimiento en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 ..... 79
TABLA 4.9 Plan de mantenimiento en línea Atacama-Esmeralda2 ..... 83
TABLA 4.10 Costo por unidad de obra ..... 89
TABLA 4.11 Registro de anormalidades en equipos primarios por subestación ..... 91
TABLA 4.12 Mantenimiento reducido a transformadores de poder por subestación ..... 92
TABLA 4.13 Mantenimiento reducido a interruptores de poder por subestación ..... 93
TABLA 4.14 Mantenimiento a equipos de subestaciones Parinacota, Cóndores, Tarapacá y Lagunas ..... 96

TABLA 4.15 Mantenimiento a equipos de subestaciones Encuentro y Atacama .....96
TABLA 4.16 Mantenimiento exhaustivo a equipos de SS/EE con activos de Transelec .....101
TABLA 4.17 Historial de fallas en Línea Crucero-Lagunas 220 kV .....103
TABLA 5.1 Costo de mantenimiento por unidad de obra en línea Cóndores-Parinacota 220 kV .....106
TABLA 5.2 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Cóndores-Parinacota 220 kV .....107
TABLA 5.3 Costo de mantenimiento por unidad de obra en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV .....108
TABLA 5.4 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Tarapacá-Cóndores .....109
TABLA 5.5 Costo de mantenimiento por unidad de obra en líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV ..110
TABLA 5.6 Plan de mantenimiento actual y propuesto en líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV .....111
TABLA 5.7 Costo de mantenimiento por unidad de obra en línea Crucero-Lagunas 220 kV .....112
TABLA 5.8 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Crucero-Lagunas 220 kV .....113
TABLA 5.9 Costo de mantenimiento por unidad de obra en línea María Elena-Lagunas 220 kV .....114
TABLA 5.10 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea María Elena-Lagunas 220 kV .....115
TABLA 5.11 Costo de mantenimiento por unidad de obra en línea Crucero-María Elena 220 kV .....116
TABLA 5.12 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Crucero-María Elena 220 kV .....117
TABLA 5.13 Costo mantenimiento por unidad de obra en líneas Encuentro-Crucero 220 kV 1 y 2 ...118
TABLA 5.14 Plan de mantenimiento actual y propuesto en líneas Encuentro-Crucero 220 kV 1 y 2...119
TABLA 5.15 Costo mantenimiento por unidad de obra en líneas Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV ..120
TABLA 5.16 Plan mantenimiento actual y propuesto en líneas Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV.....121
TABLA 5.17 Costo mantenimiento por unidad de obra en línea Atacama-Esmeralda 220 kV.....122
TABLA 5.18 Plan mantenimiento actual y propuesto en líneas Atacama-Esmeralda 220 kV .....123
TABLA 5.19 Comparativo costos de planes de mantenimiento en líneas de transmisión .....124
TABLA 5.20 Comparativo de ejecución mantenimiento reducido a transformadores de poder .....125
TABLA 5.21 Costo de ejecución del mantenimiento reducido a interruptores de poder .....125
TABLA 5.22 Costo mantenimiento preventivo normal en desconectadores .....126
TABLA 5.23 Costo mantenimiento preventivo normal en equipos de paños .....127
TABLA 5.24 Costo mantenimiento preventivo normal en interruptores de poder .....127
TABLA 5.25 Costo mantenimiento preventivo normal en transformadores de medida y pararrayos ...128
TABLA 5.26 Costo de ejecución de mantenimiento preventivo normal en transformadores de poder .128
TABLA 5.27 Costo de ejecución de mantenimiento preventivo normal en CTBC .....128
TABLA 5.28 Costo anual de ejecución de lavado de aislación en paños de subestaciones.....129
TABLA 5.29 Costo anual equivalente de mantenimiento normal en equipos primarios .....129
TABLA 5.30 Costo anual equivalente de mantenimiento normal en interruptores no críticos.....130
TABLA 5.31 Costo nuevo plan de mantenimiento sobre transformadores de poder.....130
TABLA 5.32 Costo nuevo plan de mantenimiento sobre CTBC.....131
TABLA 5.33 Comparativo de costos entre actual y nuevo plan de mantenimiento en equipos.....131

TABLA 5.34 Mantenimiento exhaustivo a equipos de subestaciones .....132
TABLA 5.34 Costo nuevo plan de mantenimiento exhaustivo sobre pararrayos.....133
TABLA 5.35 Comparativo costo de planes de mantenimiento en equipos y margen de utilidad .....133

# CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes generales

Cinco son los principales sistemas eléctricos que operan en Chile:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- Sistema Interconectado Central (SIC).
- Sistema Eléctrico de Aisén.
- Sistema Eléctrico de Magallanes.
- Sistema Eléctrico de Los Lagos.

Al año 2015, estos sistemas operan independientemente unos de otros, destacándose por su dimensión, potencia, demanda y relevancia social y económica los siguientes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- Sistema Interconectado Central (SIC).

La Tabla 1.1 muestra un comparativo de los Sistemas SING y SIC.

Tabla 1.1 Comparativo características generales de los sistemas SING-SIC

| Característica | SING | SIC |
|---|---|---|
| Potencia Instalada | 4.143 MW | 15.738 MW |
| - Térmica | 96.01 % | 51.5 % |
| - Hidro | 0.21 % | 40.7 % |
| - Eólica | 1.88 % | 5.1 % |
| - Solar | 1.90 % | 2.7 % |
| N° de Subestaciones | 182[1] | 934[2] |
| Kilómetros de Líneas | 8.400[3] | 22.832[4] |
| % Población Nacional | 6.2 % | 92.3 % |

Por su parte, la Figura 1.1 describe topológicamente las instalaciones del SING.

[1] CDEC-SING: datos técnicos de subestaciones julio de 2015
[2] CDEC-SING: infotécnica instalaciones julio de 2015
[3] CDEC-SING: datos técnicos por circuito y segmento julio de 2015
[4] CDEC-SING: infotécnica líneas julio de 2015

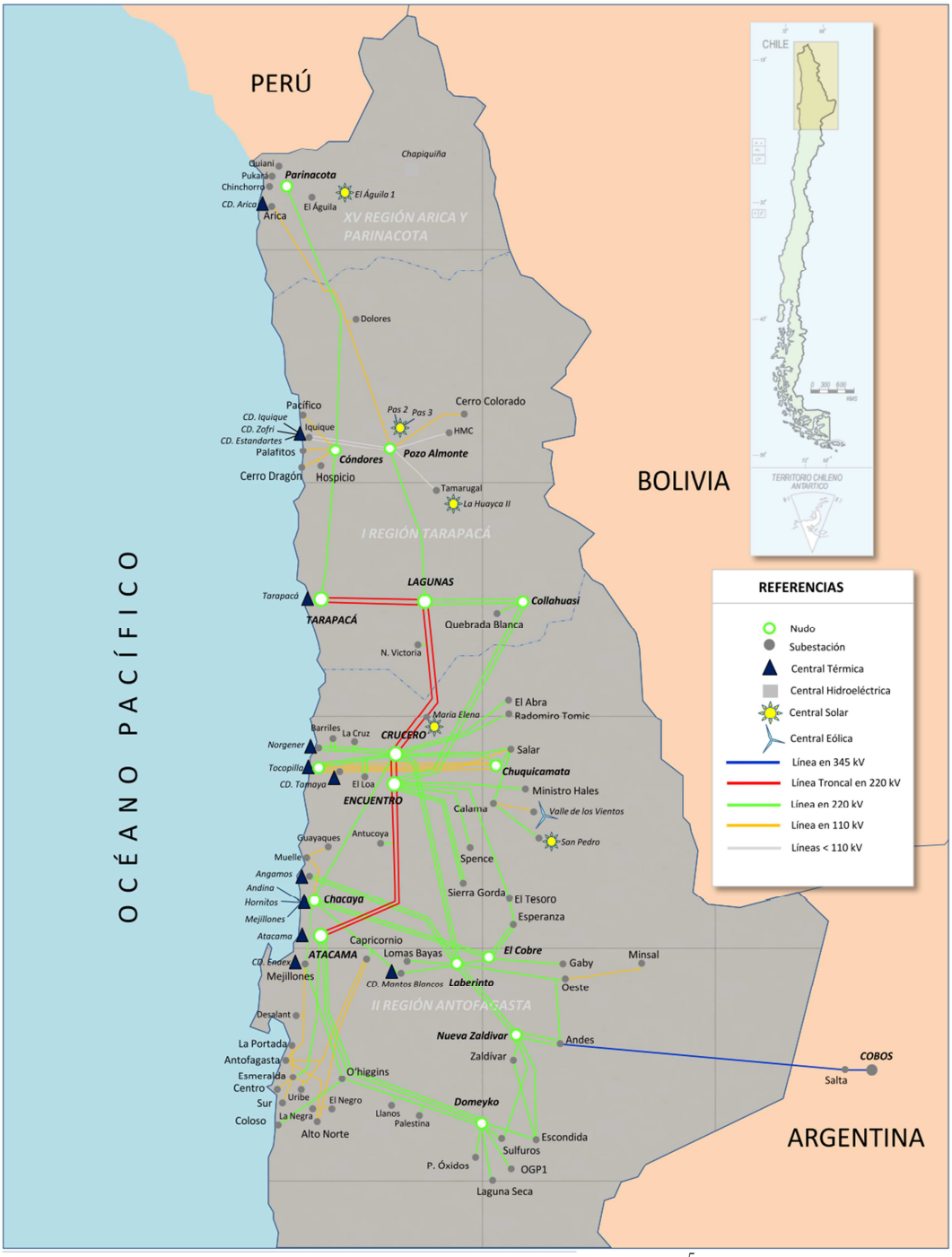



Figura 1.1 Descripción topológica del SING 2015[5]

[5] CDEC-SING: Instalaciones del SING (actualizado a abril de 2015)

A diferencia del SIC, el SING es un sistema eminentemente térmico y sus recursos hídricos son muy escasos. Su gran masa de generación de energía está localizada en mayor medida en sectores costeros, los que se hayan bastante alejados unos de otros. Al mismo tiempo, estos puntos de generación están considerablemente distanciados de los grandes centros de consumo tanto a nivel industrial como residencial. Estas características han influenciado fuertemente el desarrollo del SING y con ello su operación, convirtiendo a la gestión del mantenimiento en un tema cada vez más complejo en su planificación y posterior ejecución.

En el Norte Grande, debido al emplazamiento y condiciones medioambientales de las subestaciones y líneas de transmisión, el mantenimiento ha debido adaptarse a su entorno particular, por lo que Transelec ha elaborado un plan preventivo que considera con bastante intensidad labores de lavado y limpieza de aislación, como así mismo inspecciones visuales pedestres y exhaustivas a líneas, estructuras, cadenas de aisladores, mantenimiento a interruptores de poder y equipos en general. De este modo se busca garantizar la confiabilidad del servicio, la seguridad de las operaciones y la sustentabilidad económica de la empresa.

Las labores de mantenimiento de sistemas de control, cuya atención se centra en activos que difieren de los de líneas y subestaciones en niveles de tensión, corriente, tamaño y costo, resultan relevantes para la correcta operación del sistema eléctrico, pues los dispositivos electrónicos que forman parte sus sistemas pueden verse sometidos a desgastes por condiciones ambientales tales como variaciones de temperatura, humedad y contaminación, los que influyen en el envejecimiento de sus componentes eléctricos e incrementan la probabilidad de una falla en el equipo de protección.

En la actualidad, el plan de Transelec abocado a líneas de transmisión y subestaciones basa su diseño en la definición de periodicidades de ejecución de actividades preventivas y, en algunos casos, en recomendaciones dadas por el fabricante respecto a algún equipo en particular. La determinación de la periodicidad del mantenimiento

ha sido determinada íntegramente en base a la experiencia adquirida primeramente por las áreas de mantenimiento de ENDESA y a posterior por Transelec[6] en el transcurso del tiempo (procesos de prueba y error), experiencia que ha quedado plasmada en cartas Gantt de mantenimiento, las que se hayan incorporadas al sistema de gestión informático SAP.

Dicha forma de planificación, aunque ha sido provechosa y efectiva en muchos aspectos, requiere de un rediseño basado no sólo en la experiencia adquirida, sino en el desarrollo de un análisis empírico que incorpore entre sus variables las lecciones aprendidas en la ejecución del mantenimiento, la estadística de fallas de las instalaciones, la influencia del medioambiente en el comportamiento del activo y la relevancia sistémica de las instalaciones de Transelec en la operación en tiempo real del SING.

## 1.2 Motivación

Este trabajo surge de la necesidad de Transelec de reformular su forma de planificar el mantenimiento preventivo en todas sus zonas eléctricas (Norte Grande, Centro y Sur) debido al alto volumen de recursos destinados a la ejecución de mantenimiento preventivo y a los bajos resultados obtenidos respecto a la confiabilidad de sus instalaciones (alta tasa de fallas) en la operación del sistema.

Para enfrentar esta problemática y durante todo el año 2011, Transelec desarrolló tres iniciativas[7] que apuntan a mejorar todos sus procesos de gestión, siendo una de ellas la iniciativa “MEGA” (mantenimiento de excelencia para la gestión de activos) y que se tradujo en la incorporación de una serie de medidas de control en el proceso de planificación, pero sin llegar a elaborar un plan específico de mantenimiento preventivo.

[6] En el año 1993 ENDESA traspasa su segmento de transmisión a Transelec.
[7] Las tres iniciativas de mejora (MEGA, GANE y Transforma) son parte del proyecto Excelencia 360°.

## 1.3 Planteamiento

Uno de los principales componentes del presupuesto anual de Transelec lo constituye el mantenimiento preventivo. Actualmente, la tasa de fallas de Transelec es tal que no se condice con el nivel de gastos por este concepto, siendo ambos muy elevados. Además, la mayor parte de las fallas acaecidas en sus instalaciones han significado un alto grado de afectación a clientes tanto libres como regulados, dañándose fuertemente la imagen corporativa de la compañía y añadiendo un importante gasto por concepto de mantenimientos correctivos y multas por parte de la autoridad competente[8].

Por lo anterior, se busca optimizar la periodicidad de ejecución del mantenimiento preventivo y el uso de recursos para este fin a través de un análisis estadístico de la tasa de fallas en líneas de transmisión y equipos primarios, tomando en cuenta la influencia del medioambiente y la locación geográfica en la que se encuentran los activos fallados. Así mismo, se comparará el plan anual de mantenimiento programado respecto al ejecutado durante el año 2014 cuyas desviaciones, sumado a la tasa de fallas, sentarán la base para elaborar un nuevo plan. Finalmente, se realizará una comparación entre el costo anual actual versus el del nuevo plan, obteniéndose de este modo no sólo un nuevo plan de mantenimiento sino un costo óptimo para llevarlo a cabo.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivos generales

a) Realizar un análisis estadístico de la tasa de fallas sobre las instalaciones de Transelec en el SING y las causas que las provocaron, para el período 2005 al 2014.
b) Detectar puntos críticos en las instalaciones de Transelec en el SING, es decir, que registran la ocurrencia de fallas.

[8] La autoridad fiscalizadora es la SEC.

c) Detectar desviaciones entre el plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec y lo realmente ejecutado.
d) Evaluar si las desviaciones registradas entre el plan de mantenimiento de Transelec y lo realmente ejecutado ha significado o no una merma en la confiabilidad operativa del SING.
e) Evaluar factibilidad de reducir la periodicidad de ejecución del mantenimiento preventivo en las instalaciones de Transelec en el SING en función del análisis estadístico de falla.
f) Determinar el ahorro por concepto de mantenimiento preventivo al desarrollar un nuevo plan de mantenimiento.

### 1.4.2 Objetivos específicos

a) Proporcionar una base de datos estadística y técnica para la elaboración de un nuevo plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec que reduzca la probabilidad de ocurrencia de fallas en líneas de transmisión de Transelec en el SING.
b) Elaborar un nuevo plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec para sus instalaciones en el SING.
c) Determinar el costo anual por concepto de mantenimiento preventivo de Transelec en el SING de acuerdo al nuevo plan.
d) Determinar el ahorro o gasto adicional que significa modificar el plan anual de mantenimiento preventivo.

## 1.5 Metodología empleada

a) En la Figura 1.2 se muestra un esquema de bloques donde se detalla el orden de desarrollo de las temáticas para evaluar y solucionar el problema de optimización de la planificación y costos del programa de mantenimiento preventivo.

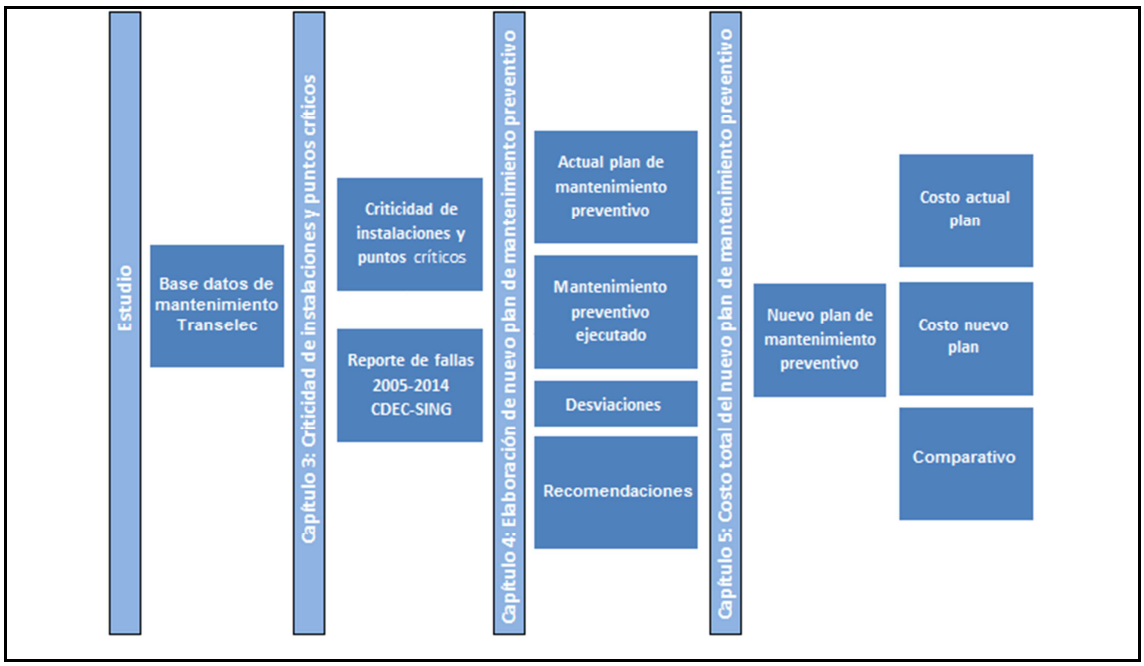



Figura 1.2 Plan de trabajo para la determinación del nuevo plan de mantenimiento y costo

b) El reporte de fallas en instalaciones de Transelec en el SING se obtendrá directamente desde el sitio web del CDEC-SING[9].

c) Se realizará un análisis estable y dinámico según sea el caso para evaluar el nivel de criticidad de las instalaciones[10] de Transelec respecto a su relevancia operativa en el SING.

d) Para disponer del plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec se utilizará el sistema SAP de Transelec en su módulo de producción, se seleccionarán las instalaciones correspondientes a la zona norte grande y se aplicará un filtro para seleccionar los trabajos clasificados como MPB. El listado de trabajos se exportará a una planilla de cálculo Excel para su posterior análisis.

e) El reporte de trabajos de mantenimiento preventivo ejecutado y relacionado al mantenimiento preventivo se obtendrá del sitio web del CDEC-SING[11], exportándose esta información a una planilla de cálculo Excel para su posterior análisis.

[9] CDEC-SING: Estadística de fallas e informe resumen de fallas.
[10] Capítulo 3 del presente estudio.
[11] CDEC-SING: Solicitudes de precaución y desconexión.

f) Para la elaboración del nuevo plan anual de mantenimiento preventivo se realizará una comparación entre la periodicidad definida entre el actual plan y lo realmente ejecutado. Estas desviaciones, complementadas con el reporte histórico de fallas permitirá establecer si los cambios en la periodicidad son viables, es decir, si comprometen la seguridad sistémica al aplicarlos en determinados tramos de líneas de transmisión o equipos primarios que registran historicidad de fallas y/o si disminuyen la confiabilidad operativa de instalaciones críticas.

g) Para cada una de las líneas de transmisión de Transelec en el SING se realizarán dos gráficas; una basada en el actual plan de mantenimiento y la otra en función de lo realmente ejecutado en terreno para visualizar las diferencias de periodicidad entre una y otra.

h) El costo anual del plan de mantenimiento preventivo se obtendrá de la suma del costo particular de cada faena de mantenimiento en líneas y equipos primarios del actual plan, de acuerdo a información proporcionada por cada una de las áreas de mantenimiento[12].

## 1.6 Alcance

Este trabajo se enmarca en las políticas de sustentabilidad y de gestión de activos de Transelec y provee de un proceso de mejora continua que optimiza una de las estrategias de mantenimiento. Elabora un nuevo plan de mantenimiento preventivo de líneas y de equipos primarios en base a métodos cuantitativos y datos históricos de calidad, de menor costo y con un mayor nivel de confiabilidad, reduciendo la probabilidad de fallas en instalaciones, mejorando la imagen corporativa de la empresa y aumentando con ello su valor.

[12] El mantenimiento a los sistemas de control es realizado íntegramente por personal de Transelec, por lo que no se ha considerado en la evaluación de costos.

## 1.7 Limitaciones o exclusiones

a) Este trabajo se limita exclusivamente al análisis del mantenimiento preventivo de Transelec en el SING y toma en consideración algunos factores como el climático, que pueden no ser aplicables respecto al mismo tipo de instalaciones y labores de mantenimiento realizadas en otros sectores geográficos del país.
b) Aunque se menciona brevemente, esta memoria no elabora un nuevo plan de mantenimiento sobre los sistemas de control y protecciones, ya que esta área no tiene asignaciones de presupuesto por concepto de mantenimiento, el que se realiza íntegramente por personal propio, a diferencia de los mantenimientos a líneas y equipos, realizados por personal contratista.
c) Dentro del análisis estadístico de fallas no se han considerado las provocadas por errores humanos en la ejecución del mantenimiento preventivo tales como bloqueo de protecciones, contacto involuntario de herramientas con elementos energizados o errores en la ubicación de equipos de puesta a tierra, por dar algunos ejemplos.

## 1.8 Herramientas utilizadas

a) Sistema de gestión "***SAP***" en planilla de cálculo Excel para la elaboración y análisis del plan anual de mantenimiento preventivo de Transelec.
b) Sistema "***SCADA Spectrum***" del centro de control de Transelec para análisis de tendencia de flujos de potencia en líneas de transmisión del SING.
c) "***Microsoft Excel 2010***" para representar gráficamente los planes anuales de mantenimiento preventivo para cada línea de transmisión de Transelec en el SING mediante la elaboración de cartas Gantt.
d) Programa computarizado "***DIgSILENT Power Factory 15.2***" para análisis dinámico del sistema de transmisión de Transelec ante fallas.
e) "***Autocad 2014-versión español***" para visualización del diagrama unilineal del SING.

### 1.8.1 Aplicaciones web en línea utilizadas

a) Sitio web "***www.cdec-sing.cl***" para obtener la estadística de fallas por instalación desde los años 2005 al 2014, la figura de descripción topológica del SING y los valores de demanda máxima del sistema.
b) Sitio web corporativo de Transelec "***SIG***" para visualizar las instalaciones de Transelec en el SING, sus estructuras, identificación, longitud y geografía en la que se encuentran.
c) Sitio web corporativo de Transelec "***SGI***" para acceder a los procedimientos operacionales y políticas corporativas mencionadas en este estudio.
d) "***Google Earth***" para analizar el entorno ambiental al que se encuentran expuestas las estructuras de las líneas de transmisión y las SS/EE.

## 1.9 Resultados esperados

En base a los análisis de la información estadística de falla y comparativo entre el plan de mantenimiento actual y el ejecutado se espera detectar oportunidades de mejora que permitan desarrollar un nuevo plan anual de mantenimiento preventivo para Transelec en el SING que resulte en un aumento en la confiabilidad operativa de las instalaciones y a menor costo.

Por otro lado, se pretende sentar una base para futuros análisis de mejora en el desarrollo de los planes de mantenimiento para las instalaciones presentes y futuras de Transelec tanto en el SIC como en el SING.

## 1.10 Estructura del trabajo

Esta memoria se divide en 6 capítulos. En el capítulo 1 se señalan los antecedentes generales del tema en análisis, las razones que llevan a revisar el actual plan de mantenimiento preventivo de Transelec en el SING, los objetivos propuestos y los resultados esperados. En el capítulo 2 se presenta la contextualización del problema y se establecen criterios para la determinación de niveles de criticidad sistémica de las

instalaciones de transmisión. En el capítulo 3, se clasifican las instalaciones de Transelec en función de su nivel de criticidad. Al mismo tiempo y en base al análisis estadístico de fallas sobre las instalaciones, se determinan los puntos más críticos del sistema, información que permite evaluar la viabilidad de modificar el plan de mantenimiento que se aplica en cada una de ellas. En el capítulo 4 se contrastan, para un mismo activo, su plan de mantenimiento preventivo y su correspondiente registro de ejecución. Las diferencias entre una y la otra, sumado a la existencia de puntos críticos y a la criticidad de la instalación en estudio permiten establecer recomendaciones para la modificación del actual plan de mantenimiento preventivo de Transelec y se propone un nuevo plan. En el capítulo 5, se determina el costo del nuevo plan de mantenimiento preventivo y el ahorro que por este concepto obtiene Transelec al modificar su plan. En el capítulo 6, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este estudio.

# CAPÍTULO 2: CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

## 2.1 Descripción general del problema

En el 2009, Transelec participa por primera vez en el Estudio Internacional de Operaciones de Transmisión y Mantenimiento (ITOMS), consorcio mundial dedicado a la adquisición e intercambio del conocimiento de los miembros del mercado de la transmisión eléctrica a nivel mundial. El objetivo del consorcio es el de conocer y adoptar las mejores prácticas en los ámbitos de la operación y del mantenimiento.

El estudio realizado sobre el desempeño de los activos de la compañía[13] señala que Transelec presenta un alto número de fallas en sus instalaciones y equipos, aun cuando su índice de ejecución de mantenimiento preventivo es igualmente alto. Una de las conclusiones más relevantes y basada en estos resultados, indica que la ejecución de casi el cien por ciento del plan de mantenimiento preventivo no necesariamente es para Transelec una garantía de un alto estándar de confiabilidad y seguridad en sus instalaciones. Esta conclusión marca el inicio de una labor de replanteo acerca de la planificación del mantenimiento, y sienta las bases para desarrollar una nueva forma de realizarlo. A comienzos del 2015, Transelec ya cuenta con una política de mantenimiento, mas no con un nuevo plan.

## 2.2 Estadística general de fallas

Una de las principales facetas del estudio ITOMS implicó el determinar el número total de fallas por activo para el período en estudio, y concerniente a todo el sistema de transmisión de Transelec en los sistemas SING y SIC.

Para cada año en estudio, el porcentaje de cumplimiento del mantenimiento preventivo alcanzó valores sobre el 90% de ejecución[14]. Sin embargo, esto no fue una atenuante respecto al alto número de fallas que afectaron a las instalaciones. La Tabla

[13] Estudio realizado por la consultora estadounidense UMS group. Abarca datos estadísticos de mantenimiento y fallas de Transelec de los años 2007 y 2008.
[14] Informes de gestión SGI Transelec períodos 2009-2014.

2.1 detalla la cantidad y porcentaje total de fallas por activo desde el 2008 al 2014.

Tabla 2.1 Estadística general de fallas por activo de Transelec (2008 – 2014) [15]

| Descripción del Activo | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Porcentaje |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Interruptores | 13 | 9 | 14 | 10 | 30 | 10 | 7 | 9% |
| Equipos de Compensación | 21 | 8 | 4 | 16 | 14 | 35 | 13 | 11% |
| Sistemas de Protecciones | 6 | 0 | 0 | 2 | 12 | 9 | 10 | 5% |
| Transformadores | 3 | 5 | 12 | 5 | 8 | 9 | 2 | 4% |
| Desconectadores | 3 | 1 | 1 | 2 | 4 | 1 | 0 | 1% |
| Líneas | 129 | 105 | 76 | 117 | 114 | 132 | 130 | 70% |
| **TOTAL** | **167** | **127** | **106** | **149** | **174** | **188** | **157** | **100%** |

La información anterior revela que las líneas de transmisión, interruptores de poder y equipos de compensación reactiva son los elementos del sistema que concentran el noventa por ciento de las fallas de Transelec (SING y SIC).

Este estudio en particular está abocado a buscar mejoras en los procesos de mantenimiento sobre las instalaciones de Transelec en el SING, por lo que se realiza un análisis similar al anterior para este sistema.

La Tabla 2.2 detalla la cantidad y porcentaje total de fallas por activo desde el 2008 al 2014 de Transelec en el SING.

Tabla 2.2 Estadística general de fallas por activo de Transelec en el SING (2008 – 2014)

| Descripción del Activo | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | Porcentaje |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Interruptores | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3% |
| Sistemas de Protecciones | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 13% |
| Líneas | 8 | 1 | 1 | 2 | 8 | 7 | 4 | 84% |
| **TOTAL** | **9** | **1** | **1** | **3** | **10** | **8** | **5** | **100%** |

[15] No todas las fallas reportadas provocaron interrupción de suministro a clientes.

Si bien la cantidad de activos y kilómetros de línea que Transelec posee en el SING son considerablemente menores que en el SIC, el estudio estadístico de falla resulta ser coherente con los datos ITOMS elaborados para el período analizado, obteniéndose tendencias similares al caso anterior, y concentrando al mayor porcentaje de fallas en las líneas de transmisión. En este sentido, es posible apreciar que la atención y enfoque prioritario en el Norte Grande debe darse al mantenimiento preventivo en este activo.

## 2.3 Tiempo equivalente de interrupción

El Tiempo Equivalente de Interrupción (TEI) es el índice de calidad operacional de Transelec y mide la calidad del servicio en función de su confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Representa el tiempo de interrupción en un punto de retiro expresado en minutos equivalentes, calculados en función de la energía no suministrada al punto de entrega y la demanda máxima instantánea del sistema registrada en los seis meses anteriores de ocurrida la interrupción.

Un TEI "cero" es un índice ideal y significa que el sistema de transmisión no ha sufrido interrupciones. Por ende, un TEI mayor a cero, junto con evidenciar que el sistema si se ha visto sometido a contingencias con interrupción de suministro, representa el tiempo equivalente total de interrupción del sistema. Lo anterior se refleja en la siguiente ecuación:

$$\text{TEI} = \frac{Pint * Tint}{Dmáx} \text{ (min)}$$

Donde:
- Pint: Potencia interrumpida en el punto de retiro (MW).
- Tint: Tiempo de interrupción de energía a punto de retiro (min).
- Dmáx: Demanda máxima instantánea en los últimos seis meses (MW).

A modo de ejemplo, la línea de 220 kV que va desde la S/E Cóndores y que tiene como punto de retiro a la S/E Parinacota, transfiere aproximadamente 35 MW. Suponiendo que la interrupción del suministro presenta una duración de quince minutos y teniendo en cuenta que la demanda máxima instantánea del SING a la fecha de este estudio es de 2.465 MW[16], el tiempo equivalente de interrupción será de:

$$\text{TEI} = \frac{35 * 15}{2.465} = 0.213 \ \text{(min)}$$

Esto significa que la falla que provoca la desconexión de la línea de 220 kV Cóndores-Parinacota por quince minutos y que interrumpe 35 MW de potencia activa al punto de retiro es equivalente a desconectar todo el SING por 0.213 minutos.

Como índice de calidad del servicio operacional de Transelec, el TEI es parte integral de sus objetivos corporativos, los que se ven reflejados año a año a través de indicadores claves de desempeño (KPI). En su memoria anual 2009[17], Transelec declara haber sufrido dieciséis desconexiones (fallas) de instalaciones por causa propia en el SIC y que generaron desabastecimientos de energía representadas por un TEI de 1,8 minutos. Añade, además, que respecto al SING la calidad de servicio obtenida en las instalaciones de Transelec alcanzó un TEI de valor 5,4 minutos, por acción de ocho desconexiones con interrupción de suministro, por fallas en activos localizados en zonas de alta contaminación ambiental.

El alto impacto socioeconómico que la desconexión de instalaciones produce a los consumidores regulados y libres (especialmente en el SING) y el consecuente daño que esto trae a los índices de calidad de Transelec, a su imagen corporativa y su correspondiente sustentabilidad económica son antecedentes que dejan en claro la necesidad de dar una nueva mirada al plan de mantenimiento preventivo, cual una herramienta que facilita la gestión de activos enfocado en la vida útil de estos, y por ende, en la integridad de la instalación y del sistema al cual pertenecen y sirven.

[16] Informe diario CDEC-SING del 31 de diciembre de 2015.
[17] En este año, Transelec decide participar del Estudio ITOMS.

La Tabla 2.3 muestra los valores de TEI registrados en el SING y el SIC, por el período 2005 – 2014.

Tabla 2.3 Valores TEI de Transelec SING – SIC (2008 – 2014)

| Año | TEI SING (min) | TEI SIC (min) |
|---|---|---|
| 2005 | 4,644 | 18,338 |
| 2006 | 5,506 | 19,575 |
| 2007 | 23,15 | 8,081 |
| 2008 | 0,045 | 2,427 |
| 2009 | 5,437 | 1,847 |
| 2010 | 1,902 | 40,687 |
| 2011 | 8,716 | 24,375 |
| 2012 | 16,486 | 5,367 |
| 2013 | 10,233 | 1,591 |
| 2014 | 0,915 | 6,209 |

## 2.4 Nivel de impacto sistémico

El nivel de impacto sistémico corresponde al grado de afectación que la desconexión de una instalación producto de una falla ocasiona en el sistema o en algún punto particular de éste.

Es posible realizar una clasificación de las instalaciones que Transelec posee, mantiene y opera en el SING de acuerdo a su nivel de impacto sistémico. El nivel de impacto sistémico se determina en función del cálculo del TEI resultante de la desconexión de la instalación, siendo estos índices definidos en la actual normativa de Transelec[18] como nivel de impacto bajo, nivel de impacto medio y nivel de impacto alto.

[18] Procedimiento O-PO-005 Estudios de seguridad al servicio, artículo 6.2.2.2 del sistema de gestión integrado de Transelec.

La Tabla 2.4 muestra la clasificación del nivel de impacto en función del TEI.

Tabla 2.4 Clasificación del nivel de impacto en función del TEI (2008 – 2014)

| Nivel de impacto | TEI |
|---|---|
| Bajo | Menor a 0,1 (min) |
| Medio | Entre 0,1 y 1,5 (min) |
| Alto | Mayor a 1,5 (min) |

Es necesario indicar que, además de la clasificación anterior, Transelec considera dentro de la misma normativa y con nivel de impacto alto a cualquier desconexión forzada que provoca interrupción a clientes regulados, independiente del valor de TEI.

"Nivel de impacto alto: generado por la desconexión de una instalación que produce alta sensibilidad social en la zona de la instalación que se desconectaría". [10]

## 2.5 Instalaciones críticas

En el año 2003, Transelec se integra al SING tras adquirir activos correspondientes a cuatro subestaciones (SS/EE Tarapacá, Lagunas, Encuentro y Atacama) junto con 924 kilómetros de líneas de transmisión, todo en un nivel de tensión de 220 kV. En la actualidad, su sistema de transmisión en el SING se extiende desde la XV región de Arica y Parinacota en el Norte hasta la II región de Antofagasta por el sur. Cuenta con 1128 kilómetros de líneas[19] de transmisión de simple y doble circuito en 220 kV y que representan un 16,58 % de las líneas de este nivel de tensión en el SING.

Al 2015, Transelec posee instalaciones sólo en el sistema de transmisión troncal y subtransmisión, en conformidad al artículo 74 de la Ley General de Servicios Eléctricos y que se detallan en el correspondiente ETT para el período tarifario 2015-2018.

[19] CDEC-SING: información técnica de líneas.

La Tabla 2.5 detalla las SS/EE de Transelec en el SING.

Tabla 2.5 Subestaciones de Transelec en el SING

| Descripción | Nivel de Tensión |
|---|---|
| Subestación Tarapacá | 220 kV |
| Subestación Lagunas | 220 kV |
| Subestación Encuentro | 220 kV |
| Subestación Atacama | 220 kV |

La Tabla 2.6 detalla y clasifica según su segmento las líneas de transmisión de Transelec en el SING.

Tabla 2.6 Líneas de transmisión de Transelec por segmento[20]

| | Descripción | Tensión | Segmento |
|---|---|---|---|
| 1 | Línea Cóndores-Parinacota | 220 kV | Troncal |
| 2 | Línea Tarapacá-Cóndores | 220 kV | Troncal |
| 3 | Línea Tarapacá-Lagunas 1 | 220 kV | Troncal |
| 4 | Línea Tarapacá-Lagunas 2 | 220 kV | Troncal |
| 5 | Línea María Elena-Lagunas | 220 kV | Troncal |
| 6 | Línea Crucero-María Elena | 220 kV | Troncal |
| 7 | Línea Crucero-Lagunas | 220 kV | Troncal |
| 8 | Línea Encuentro-Crucero 1 | 220 kV | Troncal |
| 9 | Línea Encuentro-Crucero 2 | 220 kV | Troncal |
| 10 | Línea Atacama-Encuentro 1 | 220 kV | Troncal |
| 11 | Línea Atacama-Encuentro 2 | 220 kV | Troncal |
| 12 | Línea Atacama-Esmeralda | 220 kV | Subtransmisión |

[20] En el año 2016, entra en servicio la S/E Miraje, la que se interconecta con las SS/EE Atacama y Encuentro. La línea Atacama-Encuentro 1 y línea Atacama-Encuentro 2 se seccionan, dando lugar a la línea Atacama-Miraje 1, línea Atacama-Miraje 2, línea Miraje-Encuentro 1 y línea Miraje-Encuentro 2, todas en 220 kV. La longitud, cantidad y locación tanto de la línea como de las estructuras permanece invariable.

Se consideran como instalaciones críticas a todas aquellas que producto de su desconexión por acción de una falla resultan en un nivel de impacto medio o alto. Esta clasificación se realiza mediante un análisis estable y dinámico del SING, dependiendo del caso a analizar, con base en los antecedentes de carga proporcionados por el CDEC-SING en su informe mensual de la demanda para el análisis estable, y con la base de datos DIgSILENT del mismo estamento para los análisis dinámicos.

## 2.6 Particularidades geográficas y ambientales

El objetivo del mantenimiento es el de controlar el deterioro o daño en los componentes de las instalaciones en sus franjas de servidumbre o de seguridad, y que se producen por acción de variables tales como factores naturales relacionados con aspectos de la naturaleza tales como temperatura ambiente, acción del viento, lluvia, descargas atmosféricas, neblina o humedad, factores ambientales o del entorno, relacionados con elementos tales como contaminación, movimientos de tierra, construcciones o alteraciones de la topografía y factores técnicos, relacionados con el comportamiento propio de los componentes de las instalaciones, tales como envejecimiento, corrosión o fatiga de materiales.

En el norte grande es posible notar la presencia de varios tipos de climas, los que se diferencian longitudinalmente unos de otros. Este estudio postula que las condiciones climáticas y medioambientales en la zona actúan como un elemento catalizador en el deterioro de las instalaciones y por ende, que es una causa de falla en los activos en explotación, especialmente en líneas de transmisión. La Tabla 2.7 menciona y describe los tipos de climas presentes en la zona norte grande.

Tabla 2.7 Tipos de climas en la zona norte grande[21]

| Tipo de clima | Descripción |
|---|---|
| Desértico costero | Ubicado en la costa de Chile, desde Arica hasta La Serena. Caracterizado por presencia de numerosas neblinas (camanchacas) y abundante nubosidad matinal. Tiene un ancho promedio desde la costa y en dirección a la cordillera de 40 km aproximadamente. Presenta una amplitud térmica baja, promediando los 18 °C. Alta presencia de aves guaneras. Ciudades que presentan este clima: Arica, Iquique, Antofagasta. |
| Desértico interior o normal | Ubicado al interior de la depresión intermedia, entre la Cordillera de la Costa y las primeras estribaciones de la Cordillera de los Andes. Caracterizada por carencia casi absoluta de precipitaciones, baja presencia de humedad y fuerte amplitud térmica diaria, entre 35 °C en el día a– 4 °C en la noche. Ciudades que presentan este clima: Pozo Almonte (I Región), María Elena y Baquedano (II Región). |

## 2.7 Periodicidad del mantenimiento

La información recopilada del actual de plan de mantenimiento preventivo permite observar la periodicidad con la que Transelec realiza estas labores sobre líneas de transmisión y SS/EE. La actual periodicidad en la ejecución del mantenimiento procede netamente de la experiencia que en este ámbito se ha obtenido tanto en el período en que estos activos eran operados íntegramente por ENDESA como a posterior por Transelec[22], aprendizaje que han sido incorporado y permanentemente actualizado en los sistemas informáticos de gestión de la operación, en función del comportamiento del activo a través del tiempo.

En esta memoria se plantea que para establecer una nueva periodicidad en la planeación del mantenimiento es necesario saber cuál es el nivel de desviación de tiempo entre lo planificado y lo ejecutado. El objetivo de esta comparación es saber si en el tiempo transcurrido entre lo planificado y lo ejecutado se produjeron fallas en el o los activos objeto del mantenimiento. La no ocurrencia de fallas, a pesar de la

[21] Características climáticas EDUCARChile.cl
[22] En el año 1993, ENDESA traspasa su segmento de transmisión a Transelec.

desviación en el tiempo, permite establecer a priori que es factible aumentar el período de ejecución entre trabajos de mantenimiento del mismo tipo y sobre el mismo activo. Lo anterior realza la necesidad de disponer de la mayor cantidad de información posible y relacionada al historial de fallas sobre las instalaciones de Transelec en el SING. En este caso, el período a analizar va desde el año 2005 al 2014[23].

## 2.8 Costo del plan de mantenimiento

Los antecedentes del actual plan de mantenimiento preventivo y su costo anual se hayan disponibles en el sistema integrado de gestión SAP. Esta información permite establecer una base comparativa respecto al nuevo plan elaborado en este estudio. El nuevo plan, su nueva periodicidad y la incorporación de ciertas actividades adicionales para resguardar la seguridad operativa permiten determinar cuál es nuevo costo por concepto de mantenimiento preventivo y por ende, cuál es el nivel de ahorro que dicha mejora aporta a Transelec.

[23] Transelec se integra al SING en el año 2003. Durante sus primeros años en el SING (2003-2006), se trabajó en la implementación de todos los procesos de gestión relacionados a sus instalaciones en este sistema. Por lo anterior, las bases de datos de fallas no se hayan completas, al menos en lo que respecta a los primeros años en el SING, respecto a sus causas, duración, potencia interrumpida y clientes afectados. Por lo anterior, el período de análisis de fallas se ha contabilizado a partir del año 2005, siendo la plataforma web del CDEC-SING una fuente más confiable respecto a este tipo de información.

# CAPÍTULO 3: INSTALACIONES Y PUNTOS CRÍTICOS

## 3.1 Determinación de instalaciones críticas

De acuerdo a lo planteado en el capítulo anterior, una de las consideraciones para la determinación de la criticidad de una instalación está dada por el valor del TEI y su correspondiente nivel de impacto sistémico. Ya que el cálculo del TEI depende de la potencia interrumpida a un punto de retiro, es necesario determinar cuál es la demanda de cada uno de los puntos de retiro a los que Transelec transmite energía.

La Tabla 3.1 describe los puntos de retiro directamente dependientes del suministro eléctrico desde líneas de transmisión de Transelec, la potencia interrumpida y el valor de TEI.

Tabla 3.1 Puntos de retiro dependientes de líneas de transmisión de Transelec

| **Instalación de Transelec** | **Punto de retiro** | **Empresa afectada** | **Pint[24] (MW)** | **TEI[25] (min)** |
|---|---|---|---|---|
| Línea Cóndores-Parinacota 220 kV | S/E Parinacota | Emelari | 39.4 | 0.11 |
| Línea Tarapacá-Cóndores 220 kV | S/E Cóndores | Eliqsa | 59.6 | 0.17 |
| Línea Crucero-Lagunas 220 kV | S/E Nueva Victoria | SQM | 10.4 | 0.03 |
| Línea Atacama-Encuentro 1 220 kV | S/E Tap-off Enlace | M.Antucoya | 30.6 | 0.09 |
| Línea Atacama-Esmeralda 220 kV | S/E Esmeralda | Elecda | 78.0 | 0.23 |

La Tabla 3.2 describe los puntos de retiro directamente dependientes del suministro eléctrico proporcionado desde barras de SS/EE de Transelec, la potencia interrumpida y el valor del TEI.

[24] Informe de control mensual de la demanda SING julio de 2016.
[25] Para el cálculo del TEI, se ha considerado un tiempo de interrupción de treinta minutos, aun cuando la gran mayoría de las fallas reportadas en esta memoria duraron más tiempo. La demanda máxima considerada en Transelec es la suma de las máximas demandas instantáneas de los últimos seis meses móviles en los sistemas SIC y SING.

Tabla 3.2 Puntos de retiro dependientes de barras de subestaciones de Transelec[26]

| **Instalación de Transelec** | **Punto de retiro** | **Empresa afectada** | **Pint[27] (MW)** | **TEI[28] (min)** |
|---|---|---|---|---|
| Barra 220 kV sec. 1<br>S/E Tarapacá | S/E Cóndores 220 kV<br>S/E Parinacota 220 kV | Emelari<br>Eliqsa | 59.6<br>39.4 | 0.28 |
| Barra 220 kV sec. 1<br>S/E Lagunas | S/E Pintados 23 kV<br>S/E Pozo Almonte 220 kV | Eliqsa<br>M. Cerro Colorado | 0.5<br>25.5 | 0.08 |
| Barra 23 kV<br>S/E Lagunas | S/E Pintados<br>S/E Iris | Eliqsa<br>M. Iris | 0.5<br>10.0 | 0.03 |
| Barra 220 kV sec. 1<br>S/E Encuentro | S/E Spence<br>S/E Hales<br>S/E Antucoya | M. Spence<br>M. Hales<br>M. Antucoya | 58.7<br>59.3<br>30.6 | 0.43 |
| Barra 220 kV sec. 2<br>S/E Atacama | S/E Esmeralda | Elecda | 78.0 | 0.23 |

Con la información anterior, es posible establecer que de las doce líneas de transmisión que Transelec mantiene en el SING, cinco reportan un TEI mayor o igual a 0.1 min producto de la ocurrencia de falla con la consiguiente desconexión de ésta.

Para determinar la relevancia de las restantes líneas, se realiza un análisis dinámico del comportamiento del sistema en caso de producirse la desconexión de una de ellas por acción de una falla. Este análisis se ha desarrollado con el apoyo de la herramienta computacional DIgSilent Power Factory 15.2, bajo licencia corporativa de Transelec y utilizando la base de datos que proporciona el CDEC-SING a través de su sitio web. Se han considerado condiciones normales de operación del sistema, con todas las líneas en servicio y despacho económico de centrales generadoras. Para el análisis, se considera la ocurrencia de una contingencia simple y que implica la desconexión de la instalación en estudio.

[26] La barra sección 2 220 kV de S/E Lagunas y la barra 220 kV sección 2 de S/E Encuentro no tienen asociados puntos de retiro.
[27] Informe de control mensual de la demanda SING julio de 2016.
[28] Para el cálculo del TEI, se ha considerado un tiempo de interrupción de treinta minutos. La demanda máxima considerada en Transelec es la suma de las máximas demandas instantáneas de los últimos seis meses móviles en los sistemas SIC y SING.

La Figura 3.1 muestra la redistribución de potencia activa en la línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 220 kV ante la desconexión de la línea 2. Este análisis es igualmente válido para contingencias en la línea 1, con la línea 2 en servicio[29].

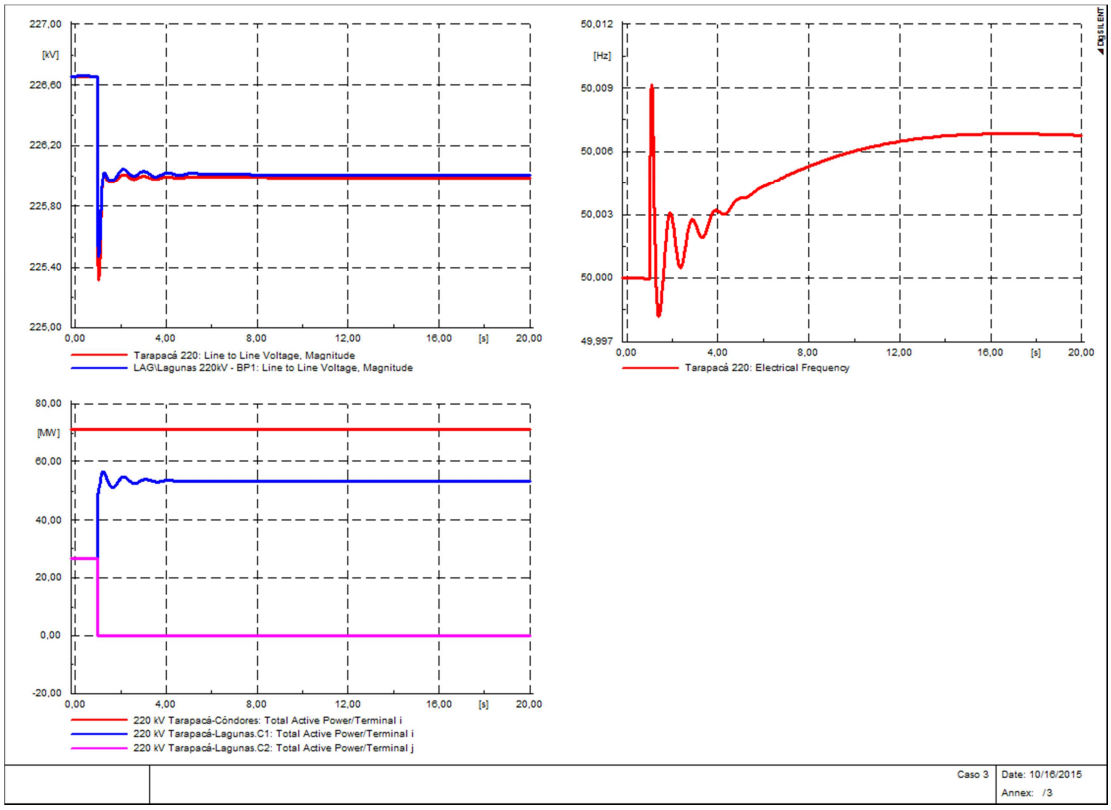



Figura 3.1 Redistribución de flujos en línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1

Se aprecia que no hay interrupción de suministro ni puntos de entrega afectados, ya que la carga total se transmite por la línea 1. Por lo anterior, se clasifica a estas líneas como no críticas. La Figura 3.2 revela los resultados del flujo de potencia.

```
Lagunas 220kV
  Lagunas 22,00    1,03  226,32   16,86
    J5     /Lne      220 kV Tarapacá-La  -53,09     0,13  -1,00    0,14   34,50 Pv:    151,49 kw   cLod:  8,45 Mvar L:    56,00 km
    J6     /Lne      220 kV Tarapacá-La    0,00     0,00   1,00    0,00    0,00 Pv:      0,00 kw   cLod: -0,00 Mvar L:    56,00 km

Tarapacá 220
         220,00    1,03  226,60   18,17
    J1     /Lne      220 kV Tarapacá-La   53,24    -7,37   0,99    0,14   34,50 Pv:    151,49 kw   cLod:  8,45 Mvar L:    56,00 km
    J2     /Lne      220 kV Tarapacá-La    0,00     0,00   1,00    0,00    0,00 Pv:      0,00 kw   cLod: -0,00 Mvar L:    56,00 km
```

Figura 3.2 Magnitudes de potencia en línea de transmisión post contingencia

[29] La línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 opera en condición N-1.

La Figura 3.3 muestra la redistribución de potencia activa en las líneas de transmisión Crucero-María Elena y María Elena-Lagunas 220 kV ante la desconexión de la línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV.

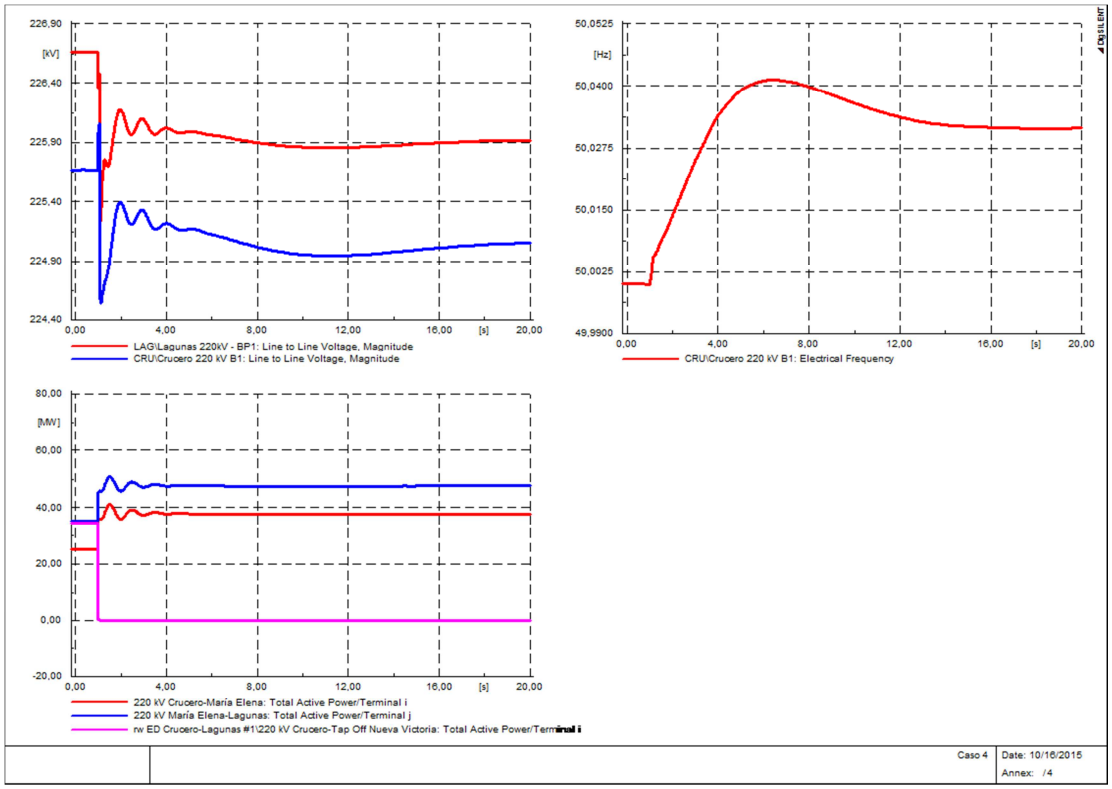



Figura 3.3 Redistribución de flujos en línea Crucero-María Elena y María Elena-Lagunas

Salvo Nueva Victoria[30], no hay puntos de retiro afectados. Se clasifica a esta línea como medianamente crítica. La Figura 3.4 revela los resultados del flujo de potencia.

| Grid: SING | System Stage: SING | Study Case: Demanda Media | Annex: / 6 |

| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Crucero 220 | | | | | | | | | | |
| Crucero 22,00 | | 1,02 | 225,24 | 20,17 | | | | | | |
| J14 /Lne | 220 kV Crucero-Mar | | | | 37,98 | -23,15 | 0,85 | 0,11 | 23,66 | Pv: 24,12 kW cLod: 0,98 Mvar L: 6,99 km |
| J5 /Branch | rw ED Crucero-Lagu | | | | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | Pv: 0,00 kW cLod: 0,00 Mvar L: |
| María Elena 220 kV | | | | | | | | | | |
| 220,00 | | 1,02 | 225,43 | 20,03 | | | | | | |
| J1 /Lne | 220 kV María Elena | | | | 47,79 | -23,27 | 0,90 | 0,14 | 28,25 | Pv: 712,33 kW cLod: 23,47 Mvar L: 166,21 km |
| J2 /Lne | 220 kV Crucero-Mar | | | | -37,96 | 22,28 | -0,86 | 0,11 | 23,66 | Pv: 24,12 kW cLod: 0,98 Mvar L: 6,99 km |
| Lagunas 220kV | | | | | | | | | | |
| J2 /Branch | rw ED Crucero-Lagu | | | | 0,00 | 0,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | Pv: 0,00 kW cLod: 0,00 Mvar L: |
| J1 /Lne | 220 kV María Elena | | | | -47,08 | 3,10 | -1,00 | 0,12 | 28,25 | Pv: 712,33 kW cLod: 23,47 Mvar L: 166,21 km |

Figura 3.4 Magnitudes de potencia activa en línea Crucero-María Elena y María Elena-Lagunas post contingencia

[30] Minera Nueva Victoria se conecta a la línea de transmisión Crucero-Lagunas a través de tap-off.

La Figura 3.5 muestra la redistribución de potencia activa en las líneas de transmisión Crucero-María Elena y Crucero-Lagunas 220 kV ante la desconexión de la línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV.

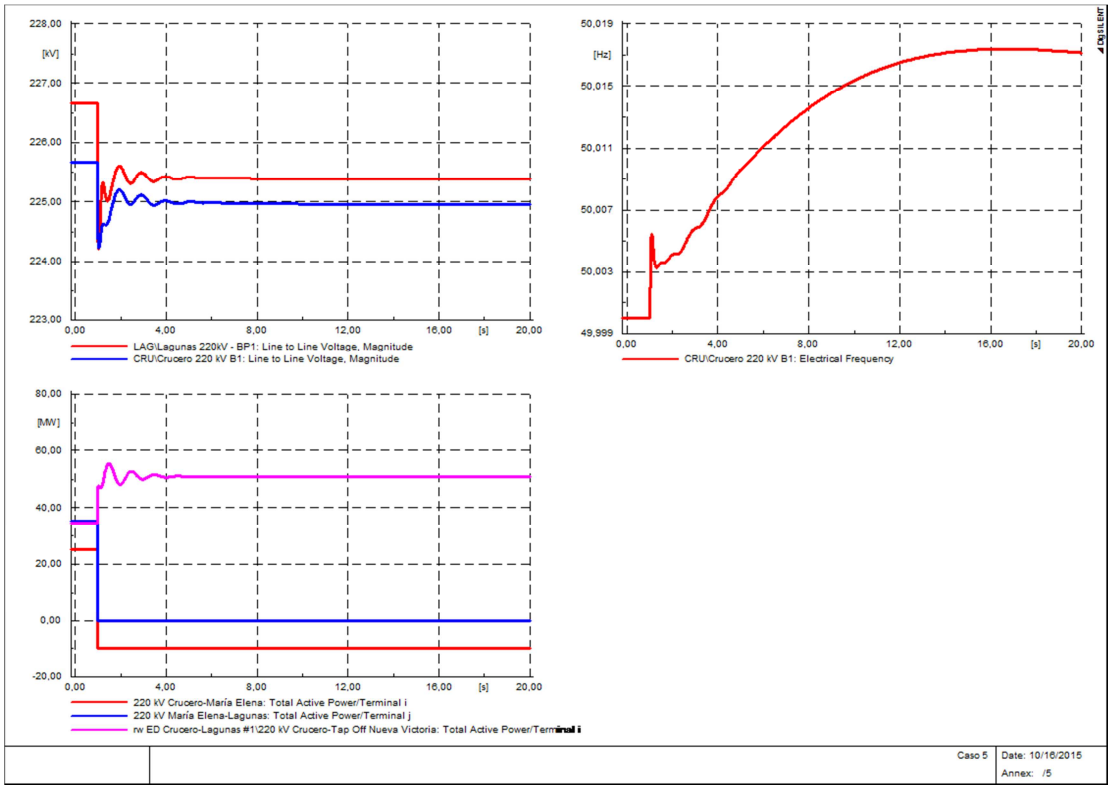



Figura 3.5 Redistribución de flujos en línea Crucero-María Elena y Crucero-Lagunas

El sistema no se ve afectado. Las cargas se transfieren a las L.220 kV Crucero-Lagunas. Se clasifica a esta línea como no crítica. La Figura 3.6 revela los resultados del flujo de potencia.

| Grid: SING | System Stage: SING | Study Case: Demanda Media | Annex: / 6 |

| | | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] | [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Crucero 220 | | | | | | | | | | | |
| J14 | /Lne | 220 kV Crucero-Mar | | -9,78 | -23,60 | -0,38 | 0,07 | 13,56 | Pv: 7,74 kW | cLod: 0,98 Mvar L: | 6,99 km |
| J5 | /Branch | rw ED Crucero-Lagu | | 51,26 | -23,80 | 0,91 | 0,14 | 30,00 | Pv: 924,45 kW | cLod: 24,68 Mvar L: | |
| Lagunas 220kV | | | | | | | | | | | |
| J2 | /Branch | rw ED Crucero-Lagu | | -42,36 | 5,85 | -0,99 | 0,11 | 30,00 | Pv: 924,45 kW | cLod: 24,68 Mvar L: | |
| J1 | /Lne | 220 kV María Elena | | -0,00 | -0,00 | -1,00 | 0,00 | 12,53 | Pv: 51,24 kW | cLod: 23,88 Mvar L: | 166,21 km |

Figura 3.6 Magnitudes de potencia activa en línea Crucero-María Elena y Crucero-Lagunas post contingencia

La Figura 3.7 muestra la redistribución de potencia activa en las líneas de transmisión María Elena-Lagunas y Crucero-Lagunas 220 kV ante la desconexión de la línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV.

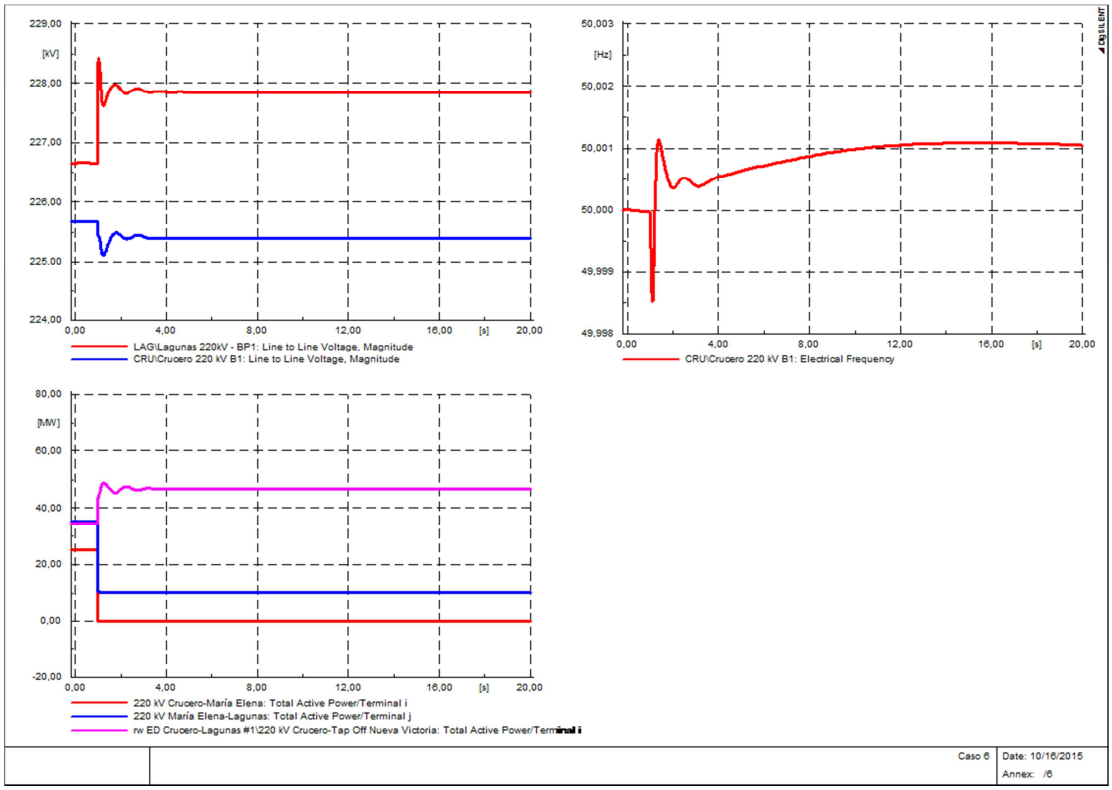



Figura 3.7 Redistribución de flujos en línea María Elena-Lagunas y Crucero-Lagunas

El sistema no se ve afectado. Las cargas se transfieren a las L.220 kV Crucero-Lagunas y L.220 kV María Elena-Lagunas. Se clasifica a esta línea como no crítica. La Figura 3.8 revela los resultados del flujo de potencia.

| Grid: SING | | System Stage: SING | | | Study Case: Demanda Media | | | | Annex: | / 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | rated Voltage [kV] | [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
| Crucero 220 | | | | | | | | | | |
| J14 | /Lne | 220 kV Crucero-Mar | -9,78 | -23,60 | -0,38 | 0,07 | 13,56 | Pv: | 7,74 kW | cLod: 0,98 Mvar L: 6,99 km |
| J5 | /Branch | rw ED Crucero-Lagu | 51,26 | -23,80 | 0,91 | 0,14 | 30,00 | Pv: | 924,45 kW | cLod: 24,68 Mvar L: |
| Lagunas 220kV | | | | | | | | | | |
| J2 | /Branch | rw ED Crucero-Lagu | -42,36 | 5,85 | -0,99 | 0,11 | 30,00 | Pv: | 924,45 kW | cLod: 24,68 Mvar L: |
| J1 | /Lne | 220 kV María Elena | -0,00 | -0,00 | -1,00 | 0,00 | 12,53 | Pv: | 51,24 kW | cLod: 23,88 Mvar L: 166,21 km |

Figura 3.8 Magnitudes de potencia activa en línea María Elena-Lagunas y Crucero-Lagunas post contingencia

La Figura 3.9 muestra la redistribución de potencia activa en las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV ante la desconexión de una de ellas.

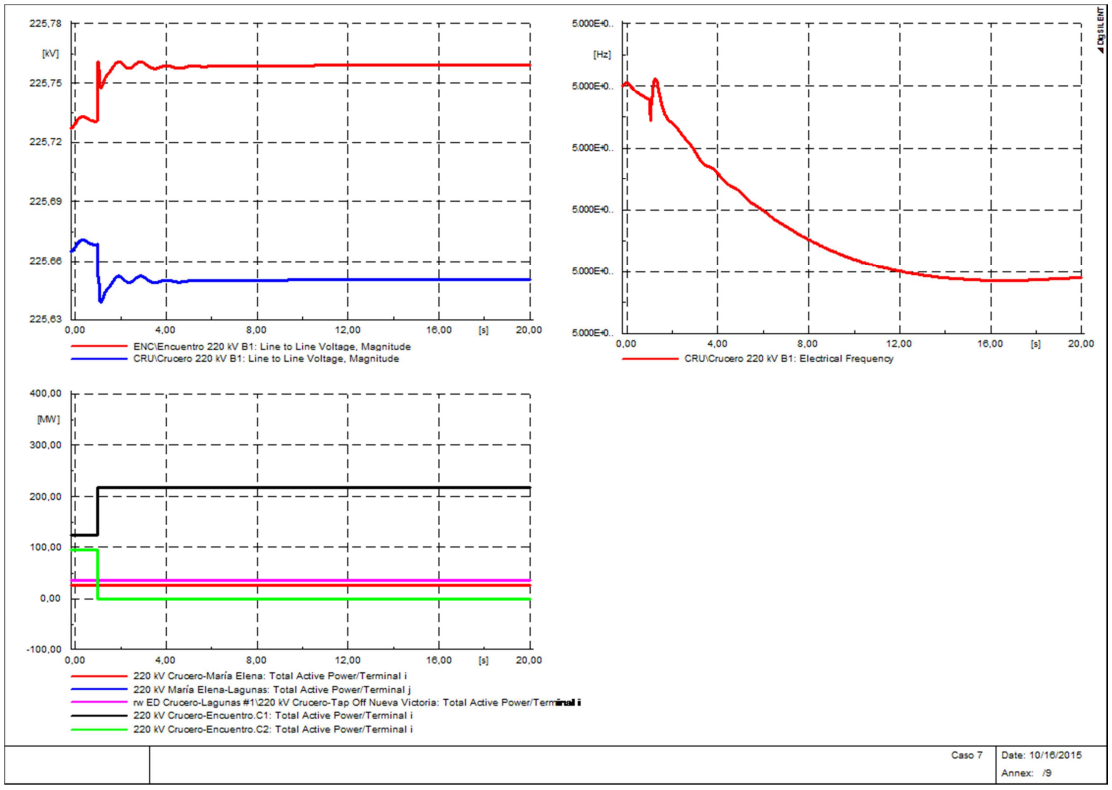



Figura 3.9 Redistribución de flujos en línea Encuentro-Crucero 1 y 2

El sistema no se ve afectado. Se aprecia que las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV operan con criterio de seguridad N-1. Se clasifica a esta línea como no crítica. La Figura 3.10 revela los resultados del flujo de potencia.

| Grid: SING | System Stage: SING | Study Case: Demanda Media | Annex: / 6 |

| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Crucero 220 | | | | | | | | | | |
| J15 /Lne | 220 | kV | Crucero-Enc | | 218,02 | -126,21 | 0,87 | 0,64 | 46,52 | Pv: 41,40 kW cLod: 0,09 Mvar L: 0,83 km |
| J16 /Lne | 220 | kV | Crucero-Enc | | 0.00 | 0.00 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | Pv: 0.00 kW cLod: -0.00 Mvar L: 1.10 km |

Figura 3.10 Magnitudes de potencia activa en línea Encuentro-Crucero post contingencia

La Figura 3.11 muestra la redistribución de potencia activa en las líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV ante la desconexión de una de ellas.

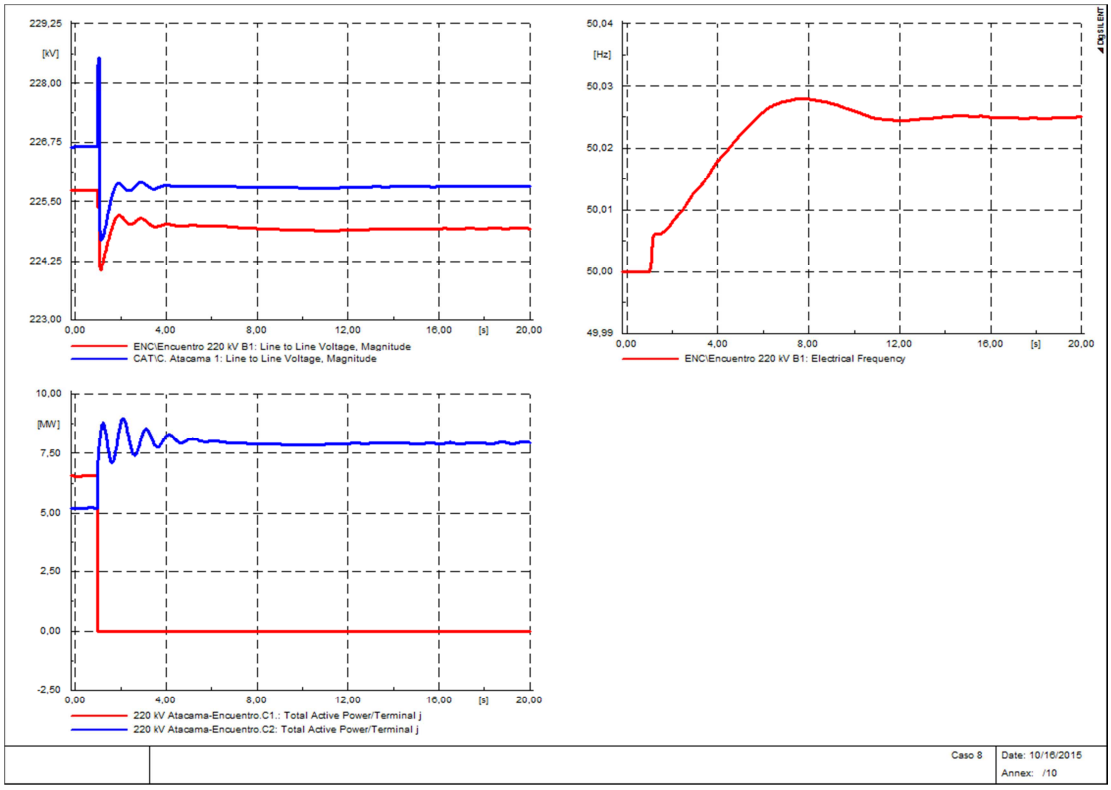



Figura 3.11 Redistribución de flujos en línea Atacama-Encuentro 1 y 2

El sistema no se ve afectado, con excepción del punto de retiro Antucoya[31] que se conecta a la línea 1. Luego, se clasifica a la línea 1 como medianamente crítica y a la línea 2 como no crítica. La Figura 3.12 revela los resultados del flujo de potencia.

| Grid: SING | | | System Stage: SING | | | Study Case: Demanda Media | | | Annex: / 3 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] | [kV] | [deg] | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data |
| Atacama 220 | | | | | | | | | | |
| J5 | /Lne | 220 kV | Atacama-Enc | | 2,06 | -31,43 | 0,07 | 0,08 | 12,44 | Pv: 46,35 kW cLod: 20,29 Mvar L: 102,20 km |
| J8 | /Lne | 220 kV | Atacama-Enc | | -9.27 | -6.85 | -0.80 | 0.03 | 9.80 | Pv: 29.55 kW cLod: 29.87 Mvar L: 153.00 km |

Figura 3.12 Magnitudes de potencia activa en línea Atacama-Encuentro post contingencia

[31] Minera Antucoya se conecta a la línea de transmisión Atacama-Encuentro a través de tap-off.

Con base en los análisis realizados, se clasifican las líneas de transmisión y Barras de SS/EE de Transelec en el SING según el nivel de criticidad. La Tabla 3.3 detalla esta clasificación respecto a las líneas de transmisión.

Tabla 3.3 Nivel de criticidad de líneas de transmisión de Transelec en el SING

| Descripción | Tipo de instalación |
|---|---|
| Línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV | Crítica |
| Línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV | Crítica |
| Línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV | Medianamente crítica |
| Línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Encuentro-Crucero 1 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Encuentro-Crucero 2 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Atacama-Encuentro 1 220 kV | Medianamente crítica |
| Línea de transmisión Atacama-Encuentro 2 220 kV | No crítica |
| Línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV | Crítica |

La Tabla 3.4 detalla esta clasificación respecto a las barras de SS/EE.

Tabla 3.4 Nivel de criticidad de subestaciones de transmisión de Transelec en el SING[32]

| Descripción | Tipo de instalación |
|---|---|
| Barra S/E Tarapacá 220 kV | Crítica |
| Barra sección 1 S/E Lagunas 220 kV | Crítica |
| Barra sección 2 S/E Lagunas 220 kV | No crítica |
| Barra sección 1 S/E Encuentro 220 kV | Medianamente crítica |
| Barra sección 2 S/E Encuentro 220 kV | No crítica |
| Barra sección 1 S/E Atacama 220 kV | Medianamente crítica |
| Barra sección 2 S/E Atacama 220 kV | Crítica |

[32] Las barras Tarapacá, sección 1 de S/E Lagunas y sección 2 de S/E Atacama están conectadas a líneas que abastecen a puntos de retiro de tipo regulados. Las barras sec. 1 de subestación Encuentro y subestación Atacama están conectadas a líneas que abastecen a puntos de retiro del tipo Tap-off.

## 3.2 Determinación de puntos críticos en líneas de transmisión

### 3.2.1 Estadística de falla línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV

La Tabla 3.5 muestra el historial de fallas registradas en la línea desde el año 2007 al 2014.

Tabla 3.5 Historial de fallas en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

| Nombre | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea Cóndores-Parinacota 220 kV | 21/09/2007 | Corte de conductor | Estructura 324 | Degradación de fibra de vidrio |
| | 22/11/2010 | Corte de conductor | Estructura 318 | Degradación de fibra de vidrio |
| | 29/08/2012 | Descarga a tierra | Estructura 318 | Contaminación |
| | 20/09/2012 | Descarga a tierra | Estructura 318 | Contaminación |
| | 20/09/2012 | Descarga a tierra | Estructura 318 | Contaminación |
| | 20/09/2012 | Descarga a tierra | Estructura 318 | Contaminación |
| | 21/11/2013 | Descarga a tierra | Estructura 327 | Contaminación |
| | 12/04/2014 | Descarga a tierra | Estructura 301 | Contaminación |
| | 20/04/2014 | Descarga a tierra | Estructura 318 | Contaminación |

La Figura 3.13 muestra la ubicación geográfica en el que se concentran las fallas.

Figura 3.13 Ubicación geográfica de fallas en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

La información anterior establece como un punto crítico de falla a la estructura 318 y con ella, al tramo de línea que va desde la estructura 301 a la 327, sector en donde se concentra el total de fallas de esta línea. Este antecedente es tomado en cuenta al momento de modificar el actual plan de mantenimiento, teniendo presente que dicho tramo está expuesto a un clima desértico costero (Tabla 2.7), lo que explica en parte el corte de conductor en las estructuras 324 y 318 en los años 2007 y 2010 respectivamente.

### 3.2.2 Estadística de falla línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV

La Tabla 3.6 muestra el historial de fallas registradas en la línea desde el año 2007 al 2013[33].

Tabla 3.6 Historial de fallas en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| L. Tarapacá-Cóndores 220 kV | 05/11/2007 | Corte de aislador polimérico | Estructura 1 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |
| L. Tarapacá-Cóndores 220 kV | 01/12/2009 | Corte de aislador polimérico | Estructura 55 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |
| L. Tarapacá-Cóndores 220 kV | 28/04/2012 | Corte de conductor entre estructuras 1 y 2. | Estructura 1 | Corrosión y sobreesfuerzos |
| L. Tarapacá-Cóndores 220 kV | 22/01/2013 | Acortamiento distancia entre cable guardia y fase 2 | Estructuras 1-2 | Acortamiento distancia conductor |

La Figura 3.14 muestra la ubicación geográfica en el que se concentran las fallas.

[33] En los años 2005, 2006 y 2015, esta línea no se vio afectada por la ocurrencia de fallas.

Figura 3.14 Ubicación geográfica de fallas en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

Las estructuras 1 y 55 sufrieron el corte de una de sus cadenas de aislación polimérica, provocando la desconexión de la línea y con ello, la interrupción del suministro eléctrico a las ciudades de Arica e Iquique. Al igual que en el análisis de la línea Cóndores-Parinacota, los estudios realizados a la cadena de aislación fallada resultaron en la misma conclusión (anexo A).

El corte de conductor, registrado entre la estructuras N° 1 y 2 y el acortamiento de distancia entre fases del mismo tramo en una ocasión posterior, señalan un punto de alta criticidad y que requiere de especial atención por parte del mantenimiento. La condición climática desértica costera (Tabla 2.7) del sector Punta Patache, sumada a un ambiente rico en sales favorecen el proceso de corrosión tanto de estructuras como de aisladores y, por consiguiente, el deterioro de estos con las consecuencias ya señaladas.

### 3.2.3 Estadística de falla línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

La Tabla 3.7 muestra el historial de fallas registradas en las líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 desde el año 2005 al 2012[34].

Tabla 3.7 Historial de fallas en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea Tarapacá-Lagunas 2 220 kV | 22/01/2005 | Caída de estructura provisoria por reemplazo conductor | Estructura 6 | Error en ejecución de obras |
| Línea Tarapacá-Lagunas 2 220 kV | 05/02/2005 | Acortamiento de distancia entre cable guardia y fase superior | Estructuras 6 y 7 | Viento |
| Línea Tarapacá-Lagunas 1 220 kV | 01/12/2007 | Falla en caja de conexiones de TT/PP Paño J1 | TT/PP | Mantenimiento inadecuado |
| Línea Tarapacá-Lagunas 1 220 kV | 05/12/2007 | Pérdida de aislación en TT/PP Paño J1 | TT/PP | Pérdida de aislación |
| Línea Tarapacá-Lagunas 2 220 kV | 12/02/2008 | Corte de aislador polimérico en estructura | Estructura 3 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |
| Línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV | 02/10/2012 | Corte de cable de guardia entre estructuras 6 y 7 | Estructuras 6 y 7 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |

Las líneas Tarapacá-Lagunas 1 y Tarapacá-Lagunas 2 se encuentran tendidas en estructura común. En base al historial de fallas, la determinación de un punto crítico en una de ellas obliga necesariamente a considerarlo también como punto crítico en la otra.

[34] En los años 2013 y 2014, esta línea no se vio afectada por la ocurrencia de fallas.

La Figura 3.15 muestra la ubicación geográfica en el que se concentran las fallas.

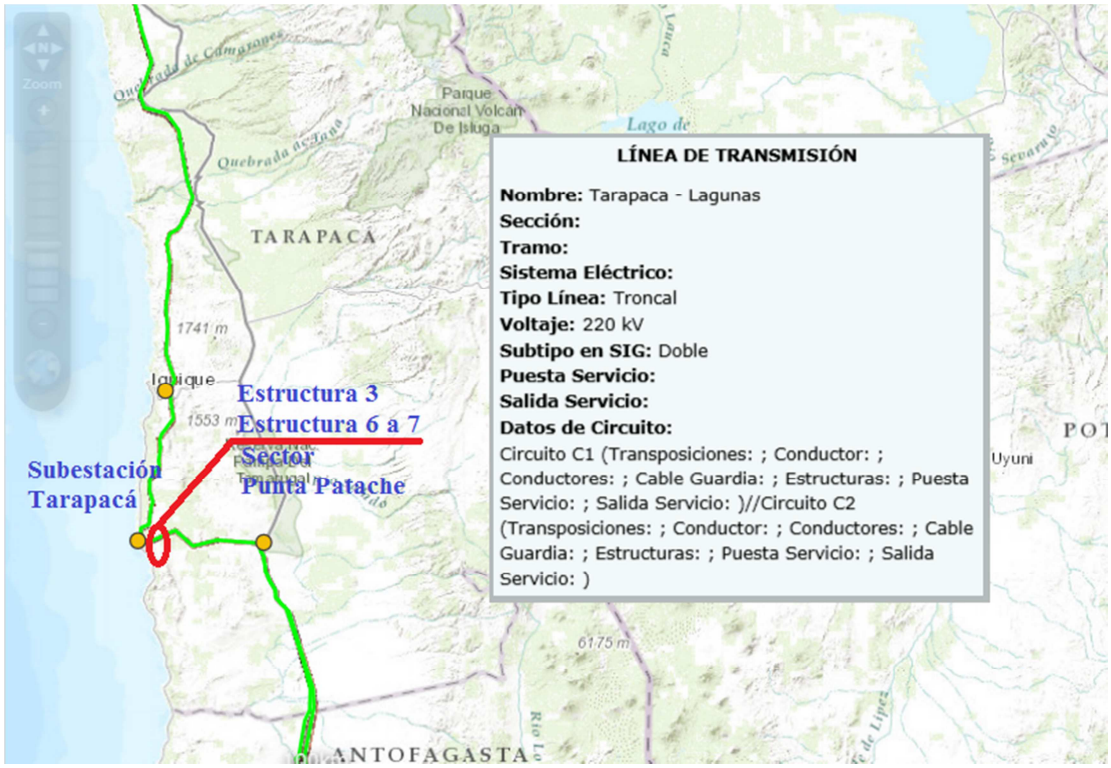



Figura 3.15 Ubicación geográfica de fallas en líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

Todas las fallas acaecidas sobre estas líneas se concentran estrictamente en el sector Punta Patache, y se distribuyen desde el paño J1-Lagunas 1 220 kV[35] en la S/E Tarapacá, hasta la estructura 7, por lo que se identifica al tramo de línea desde la estructura 1 a la 7 como puntos críticos.

[35] El Paño J1-Lagunas 1 220 kV de S/E Tarapacá corresponde al paño de línea Tarapacá-Lagunas 1 220 kV.

### 3.2.4 Estadística de falla línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV

La Tabla 3.8 registra el historial de fallas en la línea[36].

Tabla 3.8 Historial de fallas en línea Crucero-Lagunas 220 kV

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea Crucero-Lagunas 220 kV | 31/12/2005 | Descarga a tierra | Estructura 470 | Contaminación |
| | 01/01/2006 | Descarga a tierra | Estructura 430 | Contaminación |
| | 17/01/2006 | Descarga a tierra | Estructura 437 | Contaminación |
| | 19/01/2006 | Descarga a tierra | Estructura 428 | Contaminación |
| | 13/02/2006 | Caída de rayo | Estructura 5 | Contaminación |
| | 14/05/2006 | Corte de conductor | Estructuras 235-236 | Contaminación |
| | 27/02/2007 | Descarga a tierra | Estructura 74 | Contaminación |
| | 07/01/2008 | Descarga a tierra | Estructura 64 | Contaminación |
| | 15/07/2008 | Descarga a tierra | Estructuras 39- 41 | Contaminación |
| | 29/07/2008 | Descarga a tierra | Estructuras 39- 41 | Contaminación |
| | 04/09/2008 | Descarga a tierra | Estructuras 44- 45 | Contaminación |
| | 04/09/2008 | Descarga a tierra | Estructuras 44- 45 | Contaminación |
| | 13/12/2008 | Descarga a tierra | Estructura 437 | Contaminación |
| | 28/01/2011 | Descarga a tierra | Estructura 273 | Contaminación |
| | 30/01/2013 | Descarga a tierra | Estructuras 423-424 | Contaminación |
| | 26/03/2014 | Descarga a tierra | Estructura 469 | Contaminación |
| | 06/11/2014 | Descarga a tierra | Estructura 436 | Contaminación |

[36] La línea Crucero-Lagunas 220 kV se haya tendida en estructura independiente, por lo que su análisis para la determinación de puntos críticos puede diferir del realizado sobre la línea María Elena-Lagunas 220 kV y Crucero-María Elena 220 kV.

La Figura 3.16 muestra la ubicación geográfica en el que se concentran las fallas en esta línea.

Figura 3.16 Ubicación geográfica de fallas en línea Crucero-Lagunas 220 kV

Desde el 2005 hasta el 2014, esta línea registró la ocurrencia de diecisiete fallas, la mayoría, a raíz de descargas a tierra por flashover causado por la alta contaminación en las cadenas de aisladores. Sin embargo, catorce de esas fallas se produjeron entre el 2005 y el 2012, período en el que este activo fue de propiedad y operado por la empresa E-CL, pasando luego a propiedad y gestión de Transelec.

Esta línea bordea la carretera 5 Norte, e interconecta las subestaciones Crucero y Lagunas, en un trazado de 174 km. Toda la línea está expuesta en forma permanente al clima desértico interior (Tabla 2.7), predominando en el medio ambiente un alto nivel de contaminación por material particulado y polvo producto de labores de

extracción mineras. De las diecisiete fallas contabilizadas sobre este activo, dieciséis fueron causados por contaminación y una por corte de conductor, atribuible también a la alta contaminación y a sobreesfuerzos en las estructuras.

Los tramos de línea más críticos y que registran la ocurrencia de doce de las dieciséis fallas por contaminación van desde la 423 a 470 y 39 a 41, sectores localizados en las cercanías de la Minera Nueva Victoria y de la carretera 5 Norte respectivamente.

El tramo de estructuras que va desde la 44 a 45 registra dos fallas, también atribuibles al alto nivel de contaminación en sus aisladores. De manera similar al tramo 39 a 41, el primero se haya localizado contiguo a la carretera 5 Norte, lo que le expone a un nivel de contaminación similar al señalado en los casos anteriores.

La Figura 3.17 detalla la ubicación de la estructura 45 en la línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV, contigua a carretera 5 Norte.

Figura 3.17 Ubicación geográfica estructura 45 de línea Crucero-Lagunas 220 kV

En todos los casos anteriores, se hace evidente la necesidad de redistribuir las labores de lavado de aislación a lo largo de la línea, enfocando los esfuerzos principalmente en los sectores señalados.

### 3.2.5 Estadística de falla línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV

Hasta el mes de noviembre de 2014, las SS/EE Crucero y Lagunas se interconectaban entre sí a través de dos líneas de transmisión en 220 kV, llamadas línea Crucero-Lagunas 1 y línea Crucero-Lagunas 2.

En noviembre de 2014 entra en servicio al SING la central fotovoltaica María Elena, de propiedad de Generación Solar S.A. y operada por ENORCHILE. Esta central está ubicada en la comuna de María Elena (II región de Antofagasta) y su puesta en servicio obligó al seccionamiento de la línea Crucero-Lagunas 2, pasándose ésta a llamar línea Crucero-María Elena 220 kV y línea María Elena-Lagunas 220 kV. Estas líneas se encuentran afectas al denominado clima desértico interior (Tabla 2.7) y tal como en el caso de la línea Crucero-Lagunas, están expuestas a condiciones medioambientales que favorecen las descargas a tierra (flashover) por contaminación en sus aisladores.

Para efectos del análisis de falla en la línea María Elena-Lagunas, se recurre al historial que en este ámbito se tiene sobre la línea Crucero-Lagunas 2, teniendo en cuenta que la numeración de las estructuras se mantiene a pesar del seccionamiento de la línea por los motivos antes señalados.

La Tabla 3.9 registra el historial de fallas en la Línea María Elena-Lagunas 220 kV[37].

Tabla 3.9 Historial de fallas en línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea María Elena-Lagunas 2 220 kV | 06/05/2012 | Descarga a tierra | Estructuras 401-423 | Contaminación |
| | 16/01/2013 | Descarga a tierra | Estructuras 430-431 | Contaminación |

[37] La línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV se haya tendida en estructura independiente, por lo que su análisis para la determinación de puntos críticos puede diferir del realizado sobre la línea Crucero-Lagunas.

La Figura 3.18 muestra la ubicación geográfica en el que se concentran las fallas en esta línea.

Figura 3.18 Ubicación geográfica de fallas en línea María Elena-Lagunas 220 kV

Del historial de fallas en la línea, se aprecia que el total de desconexiones por este concepto tienen su causa principal en el alto grado de contaminación presente en la zona, caracterizado por un clima desértico interior (Tabla 2.7). El único tramo de línea afectado por esta causa va desde la estructura 401 a 431, el que geográficamente corresponde al sector Nueva Victoria y donde actualmente mantiene operaciones la empresa minera del mismo nombre.

Lo anterior plantea la necesidad de revisar el actual plan de mantenimiento preventivo y evaluar la viabilidad de aumentar la cantidad de faenas de inspección o lavado de aislación relativa a estos tramos de línea en particular y afectos al clima desértico árido (Tabla 2.7).

### 3.2.6 Estadística de falla línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV

Para el período en estudio, esta línea no registra fallas de ningún tipo.

### 3.2.7 Estadística de falla línea de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV

Para el período en estudio, esta línea no registra fallas de ningún tipo.

### 3.2.8 Estadística de falla línea de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

En el marco de desarrollo del sistema eléctrico[38], el 2016 entra en servicio en el SING la S/E Miraje. La línea Atacama-Encuentro 1 y 2 es seccionada, dando lugar a las nuevas línea Atacama-Miraje 1 y línea Atacama-Miraje 2 (interconexión entre SS/EE Atacama y Miraje, desde la estructura 1 a la 384) y línea Miraje-Encuentro 1 y línea Miraje-Encuentro 2 (interconexión entre SS/EE Miraje y Encuentro desde la estructura 385 a la 428).

A la fecha de desarrollo de esta memoria, la numeración de las estructuras en estas nuevas líneas sigue siendo la misma que la de las antiguas líneas Atacama-Encuentro 1 y 2. La Tabla 3.10 registra el historial de fallas en la estas líneas.

Tabla 3.10 Historial de fallas en L.220 kV Atacama-Encuentro 1 y 2

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea Atacama-Encuentro 2 220 kV | 11/07/2012 | Descarga a tierra | Estructura 237 | Contaminación |
| Línea Atacama-Encuentro1 220 kV | 14/04/2013 | Descarga a tierra | Estructuras 49-50 | Contaminación |
| | 24/11/2013 | Descarga a tierra | Estructura 57 | Contaminación |

[38] Obra Decreto Supremo 310/2013.

La Figura 3.19 muestra la ubicación geográfica en que se han registrado fallas en estas líneas[39].

Figura 3.19 Ubicación geográfica de fallas en línea Atacama-Encuentro220 1 y 2 kV

Las líneas Atacama-Encuentro 1 y 2 están afectas al clima desértico costero y desértico interior (Tabla 2.7). De acuerdo a las condiciones geográficas en las que se encuentra su tendido, se considera que los tramos de línea desde la 1 a la 60 (hasta el límite con la Cordillera de la Costa) están sometidos al clima desértico costero y desde la 61 a 428 están bajo la influencia del clima desértico árido.

Debido al seccionamiento de esta línea y realizado en el año 2016 en las descritas anteriormente, es posible concluir que existe factibilidad de modificar el plan de mantenimiento en los tramos de línea desde la 385 a la 428, ya que en estos no existe un registro de fallas para el período 2005 al 2014.

[39] Referidas a la antigua línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV.

### 3.2.9 Estadística de falla línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV

A diferencia de las fallas que han afectado a la mayoría de las líneas de transmisión de Transelec en el SING, la línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV no reporta situaciones de esta índole a causa de contaminación en sus estructuras o elementos aislantes, sino puntualmente por el corte de aislador polimérico en dos puntos específicos de su tendido. La Tabla 3.11 registra el historial de fallas en la línea.

Tabla 3.11 Historial de fallas en línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV

| Nombre de la instalación | Fecha | Causa de falla | Activo afectado | Observación |
|---|---|---|---|---|
| Línea Atacama-Esmeralda 220 kV | 25/07/2006 | Corte de aislador polimérico | Estructura 137 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |
| | 03/10/2007 | Corte de aislador polimérico fase c | Estructura 62 | Degradación fibra de vidrio del núcleo |

La Figura 3.20 muestra la ubicación geográfica en que se han registrado fallas en estas líneas.

Figura 3.20 Ubicación geográfica de fallas en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

La línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV está afecta íntegramente al clima desértico costero (Tabla 27). Las estructuras 62 y 137 sufrieron el corte de una de sus cadenas de aislación polimérica. Los análisis realizados en estos elementos concluyen que el corte en el aislamiento se produce a raíz de la degradación sistemática de las fibras de vidrio al interior de la cadena por efecto del agua, la que ingresa al interior de la cadena de aislación a través de fisuras en sus componentes por efecto de la tracción y esfuerzos mecánicos (anexo A).

La estructura 62, afectada por el corte de aislador polimérico en una de sus fases en el año 2007, se encuentra localizada inmediatamente al costado de la vía férrea que une las ciudades de Mejillones y Antofagasta, siendo el tramo de línea comprendido entre las estructuras 62 y 63 el que presenta un tendido de cruce aéreo sobre dicha vía. Es apropiado notar que este sector está expuesto a un nivel de contaminación mayor que el resto de la línea debido al paso de vehículos pesados y a la geografía propia del sector. La Figura 3.21 muestra la locación de la estructura 62 y del tramo de línea 62 a 63.

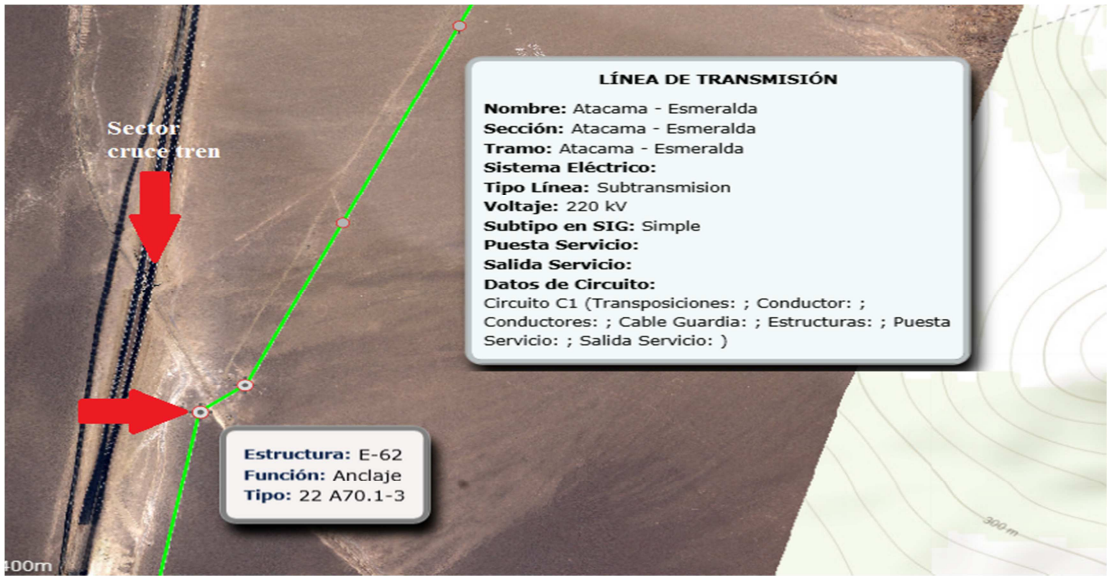


Figura 3.21 Ubicación geográfica estructura 62 de línea Atacama-Esmeralda 220 kV

La estructura 137 se ubica en el sector La Chimba, al norte de la ciudad de Antofagasta y cercana al vertedero municipal. De manera similar a la estructura 62, se presentan en este sector condiciones similares de alta contaminación en la zona, enmarcadas en un clima de tipo desértico costero (Tabla 2.7).

La Figura 3.22 muestra la locación de la estructura 137 y del tramo de línea 134 a 137.

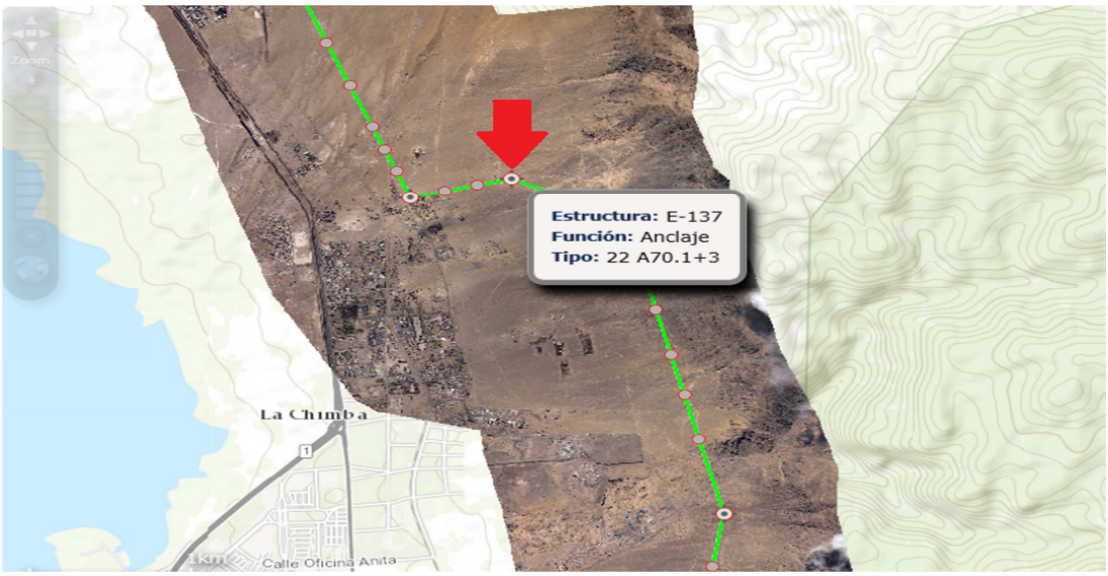


Figura 3.22 Ubicación geográfica estructura 137 de línea Atacama-Esmeralda 220 kV

En base a lo planteado anteriormente, se recomienda tener en consideración que el plan de mantenimiento preventivo en la línea Atacama-Esmeralda 220 kV debe considerar en su programación la atención específica de los tramos de línea 62 a 63 y 134 a 137 debido a sus particulares condiciones ambientales de alta contaminación.

# CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

## 4.1 Actual plan de mantenimiento preventivo

El plan de mantenimiento de Transelec define una serie de actividades a realizar sobre sus instalaciones y en diferentes horizontes de tiempo. En la actualidad, el plan de mantenimiento preventivo tiene el horizonte de un año calendario.

En el caso del mantenimiento preventivo de líneas de transmisión y equipos primarios, las órdenes de mantenimiento incluyen sólo el servicio requerido hacia el contratista, pero aparte del costo involucrado, no contemplan una evaluación y estimación de los recursos propios que Transelec requiere para ejecutarlo.

En el caso del mantenimiento preventivo de sistemas de control (el que se ejecuta íntegramente con personal de Transelec), la orden de mantenimiento, además de incluir la descripción de las tareas de mantenimiento propiamente tal, contiene una estimación de horas hombre.

Para generar una orden de mantenimiento, Transelec elabora un listado de tareas a realizar en determinadas instalaciones y las clasifica en órdenes de mantenimiento. Estas órdenes son enviadas al contratista, el cual dispone y organiza sus recursos para ejecutarlo. Finalizada la labor de mantenimiento, el contratista presenta un informe de ejecución de trabajo al supervisor de Transelec correspondiente, requisito para realizar el pago de la tarea.

La Figura 4.1 muestra la metodología empleada para completar un proceso de mantenimiento preventivo de Transelec.

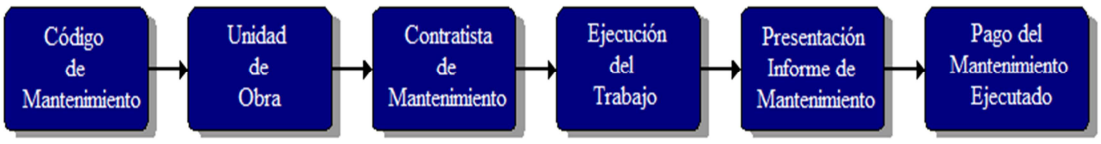



Figura 4.1 Proceso de planificación, ejecución y pago de una orden de mantenimiento

La periodicidad del mantenimiento definida en la planificación está dada casi íntegramente por la experiencia adquirida en el transcurso del tiempo y que ha demostrado en la mayoría de los casos ser suficiente para mantener el estándar de seguridad sobre las personas, las instalaciones y el servicio eléctrico. El presente estudio añade a lo aprendido en la realización de estas faenas y a la experiencia ganada en el  en el transcurso del tiempo[40], un análisis del comportamiento de los activos para un período de diez años (2005-2014). Las modificaciones al plan tienen como objetivo la reducción de costos y el aumento en el nivel de confiabilidad del sistema de transmisión de Transelec. Para facilitar la revisión y posterior modificación de los planes de mantenimiento, el análisis de la periodicidad se llevará a cabo de forma independiente para cada línea de transmisión y SS/EE.

La factibilidad de modificar el actual plan de mantenimiento se determinará en base a las brechas detectadas entre lo planificado y ejecutado, sumado al análisis estadístico de falla y la consideración de puntos críticos cuya temática fue desarrollada en el capítulo anterior. De la comparación de ambos, sumado a las recomendaciones preliminares ya referidas en el capítulo 3 de este estudio, se plantean modificaciones al plan y se detallan las observaciones pertinentes. No se contemplan cambios al plan de mantenimiento para labores de periodicidad anual.

## 4.2 Plan de mantenimiento preventivo en líneas de transmisión

### 4.2.1 Línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV

***i) Lavado y limpieza de aislación***

La línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV interconecta las SS/EE Cóndores y Parinacota. Se conforma de 524 estructuras que soportan su tendido de 225 km. Debido a la falta de un acceso físico adecuado para que los camiones de

[40] Primeramente por personal de mantenimiento de la empresa ENDESA y a contar de 1993 por personal de mantenimiento de Transelec.

lavado accedan a las estructuras, se tiene que la 317, 318, 319, 323, 324, 325, 327, 328 y 329 deben ser mantenidas mediante faenas de limpieza de aislación a distancia, la que se realiza con pértiga y cepillo, aplicado directamente sobre las cadenas de aislación a mantener. Exceptuando las estructuras detalladas anteriormente, todas las demás son sometidas periódicamente a procesos de lavado con línea energizada.

La información referida al mantenimiento detalla la actividad a realizar y tramos de línea beneficiados por dicha labor. De esta base de datos se obtiene el plan de mantenimiento preventivo de lavado y limpieza de aislación de la L.220 kV Cóndores-Parinacota.

La Tabla 4.1 detalla el plan de mantenimiento preventivo sobre esta línea.

Tabla 4.1 Plan de mantenimiento en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

| **ACTIVIDAD / Tramo** | **Mes** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| Lavado / 1 - 30 | x | | x | | x | | x | | x | | x | |
| Lavado / 31 - 315 | | | | x | | | | | | x | | |
| Lavado / 316, 320-322, 326 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Lavado / 330 - 417 | x | | | | | | x | | | | | |
| Lavado / 418 - 428 | | x | | | | x | | | | x | | |
| Lavado / 429 - 455 | | x | | | | | | x | | | | |
| Lavado / 456 - 524 | x | | | | x | | | | x | | | x |
| Limpieza / 317, 318-319, 323-325, 327-329 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | |
| Revisión de puentes de anclaje | | | | | | | | | | x | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | | | x | | | | x | | | | x |
| Inspección visual con trepado (10%) | | | | | | | | | | | | x |

La Figura 4.2 muestra el actual programa de mantenimiento preventivo del actual plan sobre la línea, en función las faenas de lavado y limpieza de aislación.

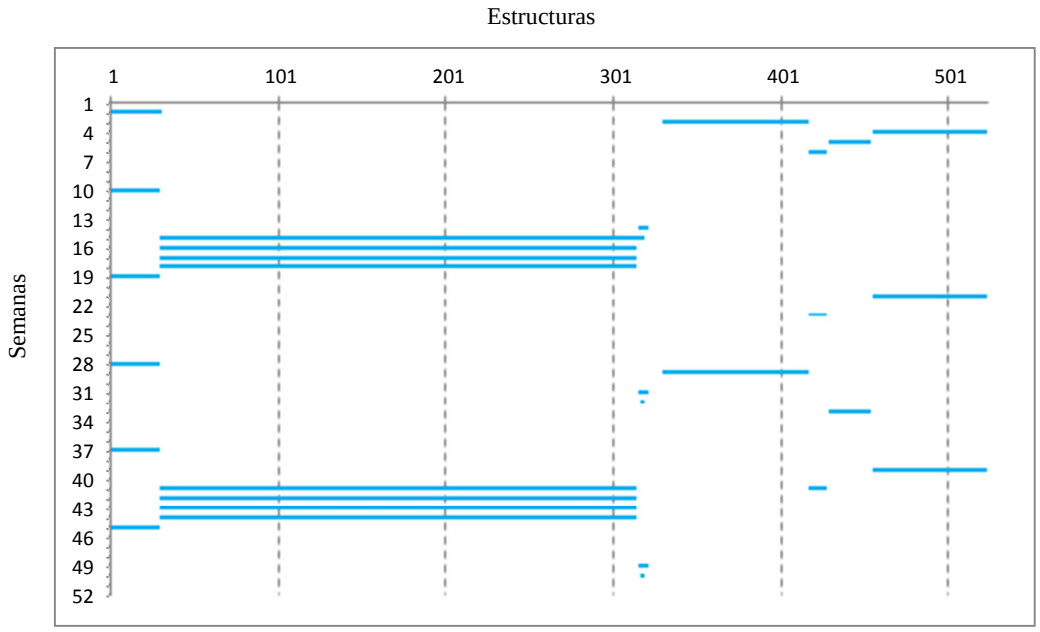



Figura 4.2 Plan de lavado y limpieza de aislación en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

La Figura 4.3 revela el mantenimiento real ejecutado sobre la línea en el transcurso del año 2014.

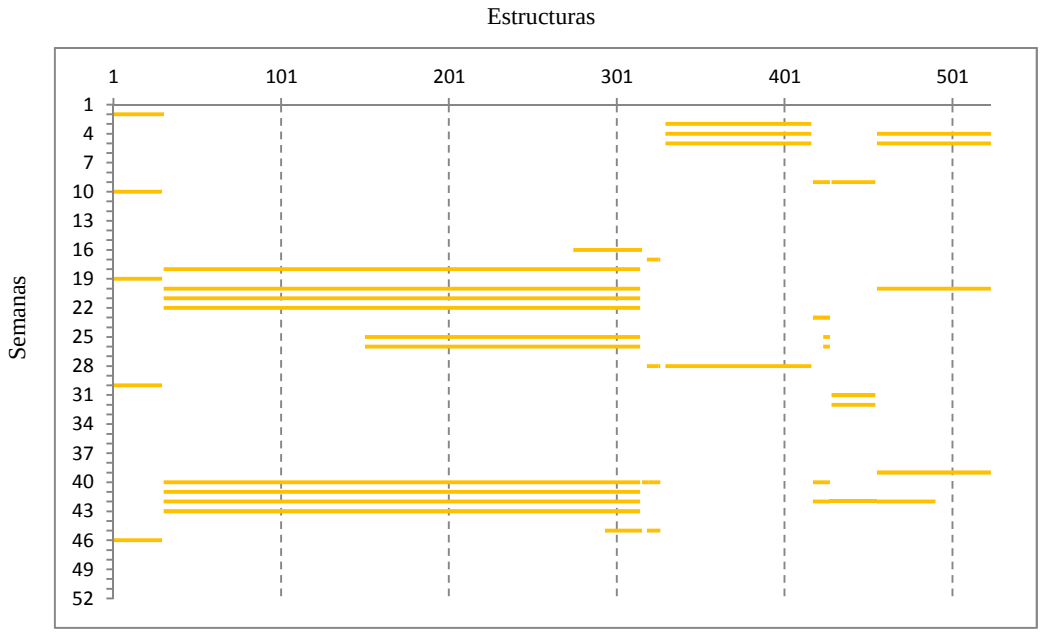



Figura 4.3 Ejecución de lavados y limpieza de aislación en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

Al 2015, la aislación de toda la línea ha sido reemplazada por aisladores de vidrio (anexo A), lo que reduce drásticamente la acción de la humedad sobre sus componentes, eliminando el efecto de degradación que ésta provoca en aquellos del tipo polimérico (anexo B). Sin embargo, habiendo observado que los cortes de aislación se produjeron por agrietamientos en la superficie, se concluye que estas fisuras son causadas tanto por sobre esfuerzos en el componente aislante como por la acción de elementos propios del medio ambiente en el que se haya expuesto el activo siendo, para este caso particular, la acción de elementos contaminantes producidos por el constante flujo vehicular en el sector.

Al comparar el plan actual con el registro real de ejecución, es posible notar que el desarrollo de las labores de mantenimiento tiende a seguir los lineamientos del plan actual, aunque con desviaciones respecto a su periodicidad en algunos tramos de línea. Tal es el caso de los lavados de aislación en el tramo de línea 1 a la 30, planeado para ejecutarse seis veces en el año, pero que en el 2014 se ejecutó sólo en cinco ocasiones. Se aprecia una desviación de dieciséis semanas entre la semana 30 y la 46, sin registrarse anomalías por contaminación. Históricamente, este tramo no registra fallas.

El mantenimiento debe contener dentro de su planeación la atención de los puntos que históricamente han registrado fallas, es decir, las estructuras 301, 318, 324 y 327.

***Recomendaciones***

- Aun cuando el análisis estadístico de fallas y el análisis de las desviaciones en el tramo de línea 1 a 30 proveen argumentos para reducir la periodicidad de lavado de seis a cinco veces al año, no se proponen modificaciones al plan actual, en el considerando que se trata de una instalación crítica.
- Las estructuras 318, 324 y 327, que históricamente se han visto afectadas por la ocurrencia de falla y que han sido clasificadas en este estudio como puntos

críticos sugieren la necesidad de aumentar su periodicidad de limpieza de tres a cuatro veces en el año. Se debe incorporar en la programación de este tipo de mantenimiento la estructura 301, la que de acuerdo al reporte estadístico de falla se ha visto afectada por contaminación en sus cadenas de aisladores.

- Se observa que los trabajos de lavado y limpieza en el resto de los tramos de la línea son adecuados, no disponiéndose de un historial de falla para proponer algún tipo de modificación, con la excepción de la estructura 324, la que registra una falla por corte de su cadena de aislación, siendo necesaria su agrupación con los trabajos de limpieza en las estructuras 301, 318 y 327. En todos estos casos, se recomienda el aumento en la periodicidad de la limpieza de aislación de tres a cuatro veces en el año.

***ii) Inspección de aislación***

Varios son los tipos de inspección visual que el personal de mantenimiento de líneas realiza en las estructuras. Puesto que cada uno de ellos aporta a la detección de anormalidades para su pronta atención correctiva, se tiene que aquellas con periodicidad de ejecución anual no proveen rango alguno para modificar su actual programación en el plan de mantenimiento. En el desarrollo de este estudio, este criterio se ha aplicado a todos los análisis de mantenimiento preventivo.

El plan de inspecciones visuales considera recorridos pedestres en el total de la línea tres veces al año. La inspección visual exhaustiva[41] se realiza a estructuras identificadas como puntos de mayor vulnerabilidad y sólo una vez al año. De acuerdo a la clasificación climática de la zona en que se encuentra esta línea, su historial de fallas y su cercanía a cruces de carretera, quebradas o puntos de difícil acceso, el actual plan de mantenimiento identifica a cincuenta y dos estructuras como puntos de mayor criticidad, siendo las más vulnerables y que requieren de inspección visual con trepado las definidas por los números 1, 3, 60, 100, 120, 180, 184, 200, 210, 260,

[41] La inspección visual exhaustiva se realiza por medio del trepado a la estructura.

265, 270, 301, 316, 317 y 318. Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran un comparativo entre la planificación y posterior ejecución de labores de inspección.

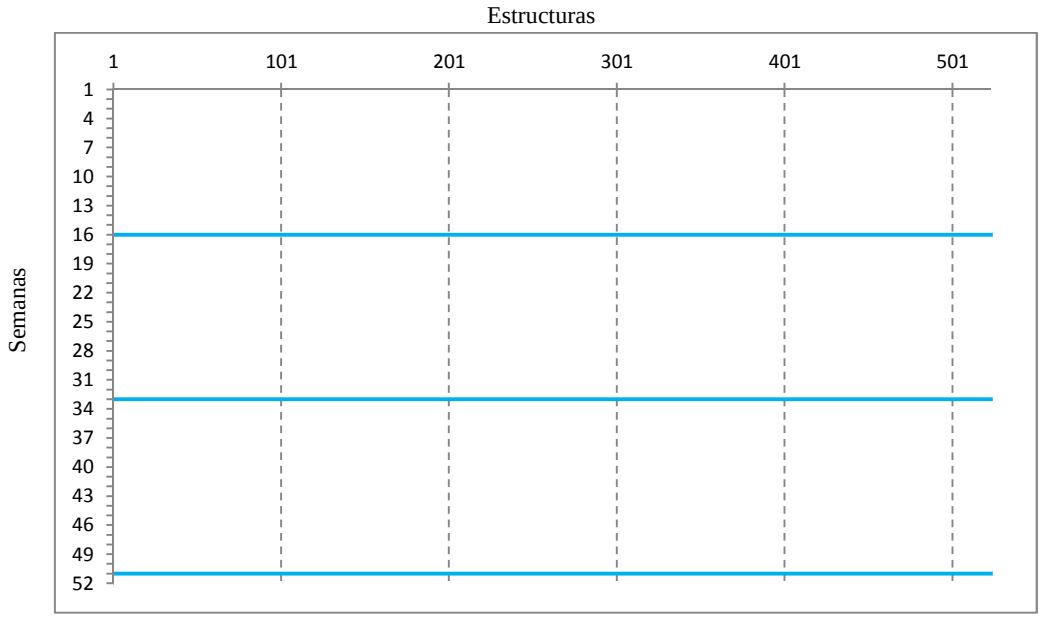



Figura 4.4 Plan de inspecciones en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

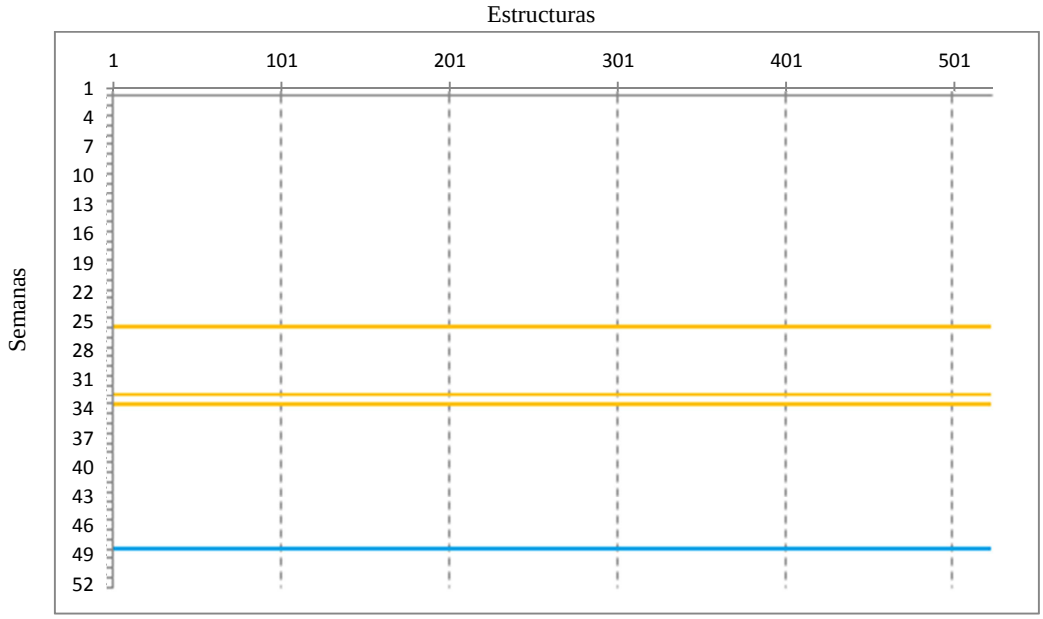



Figura 4.5 Ejecución del plan de inspecciones en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

De la comparación se aprecian desviaciones en la periodicidad de ejecución de las inspecciones visuales pedestres, concentrándose el total de ellas entre la semana 25 y 34, con lo que se pierde el propósito de evaluar la evolución de la condición física de las líneas y estructuras en el transcurso del tiempo.

***Recomendaciones***

- Es posible reducir la cantidad de inspecciones visuales pedestres de la línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV de tres a dos veces en el año, con periodicidad de seis meses cada una.
- Incorporar al actual plan de mantenimiento y que identifica como puntos vulnerables a las estructuras 1, 49, 112, 117, 152, 161, 188, 189, 203, 240, 268, 309, 359, 374, 434 y 455, las estructuras que históricamente se han visto afectadas por la ocurrencia de falla y que han sido clasificadas en este estudio como puntos críticos. Esto es, la 301, 318, 324, y 327.

### 4.2.2 Línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV

***i) Lavado y limpieza de aislación***

La línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV interconecta las SS/EE Tarapacá y Cóndores. Se conforma de 188 estructuras que soportan su tendido de 70 km. Esta línea no presenta sectores de difícil acceso que dificulten o impidan realizar faenas de lavado de aislación. Por tal motivo, labores de limpieza a distancia no están consideradas en este caso.

Del registro histórico de fallas, esta línea se ha visto afectada por cuatro contingencias en el período 2007-2013, en las estructuras 1, 55 y tramo de línea 1 a 2.

El corte de aisladores ha sido la causa de dos de estas fallas. La Tabla 4.2 detalla el plan de mantenimiento preventivo y costo sobre la línea en estudio.

Tabla 4.2 Plan de mantenimiento en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

| **Actividad / Tramo** | **Mes** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| Lavado / 1 - 60 | | x | | x | | x | | x | | x | | x |
| Lavado / 61 - 154 | x | | | | | | x | | | | | |
| Lavado / 155 - 188 | | x | | x | | x | | x | | x | | x |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | | | x | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | x | | | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | | x | | | | x | | | | x | |
| Inspección visual con trepado (10%) | | | | | | | | | | | x | |

Las Figuras 4.6 y 4.7 muestran un comparativo entre la planificación y posterior ejecución de labores de lavado.

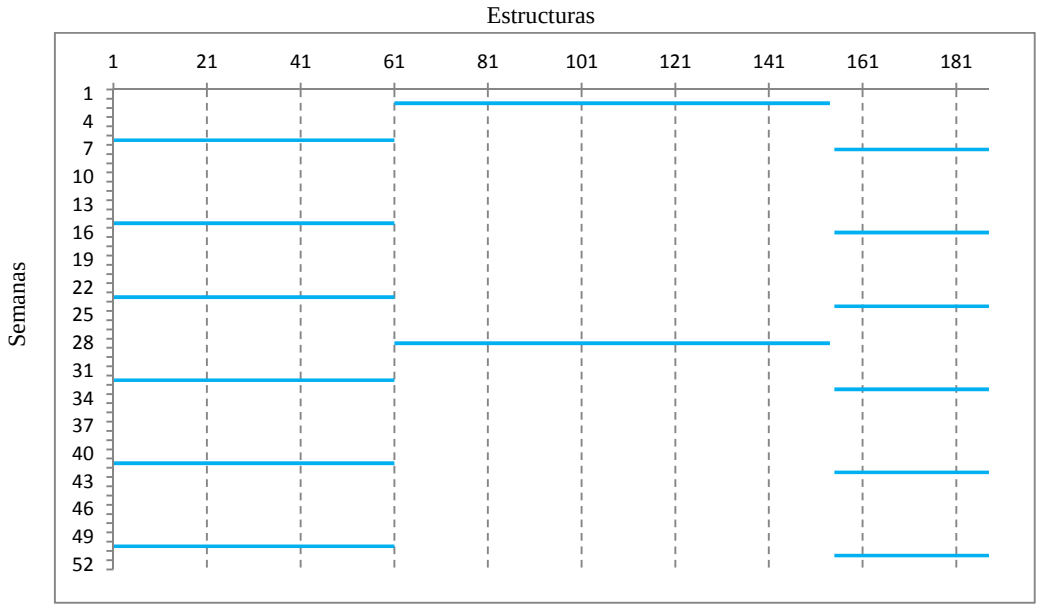



Figura 4.6 Plan de lavado de aislación en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

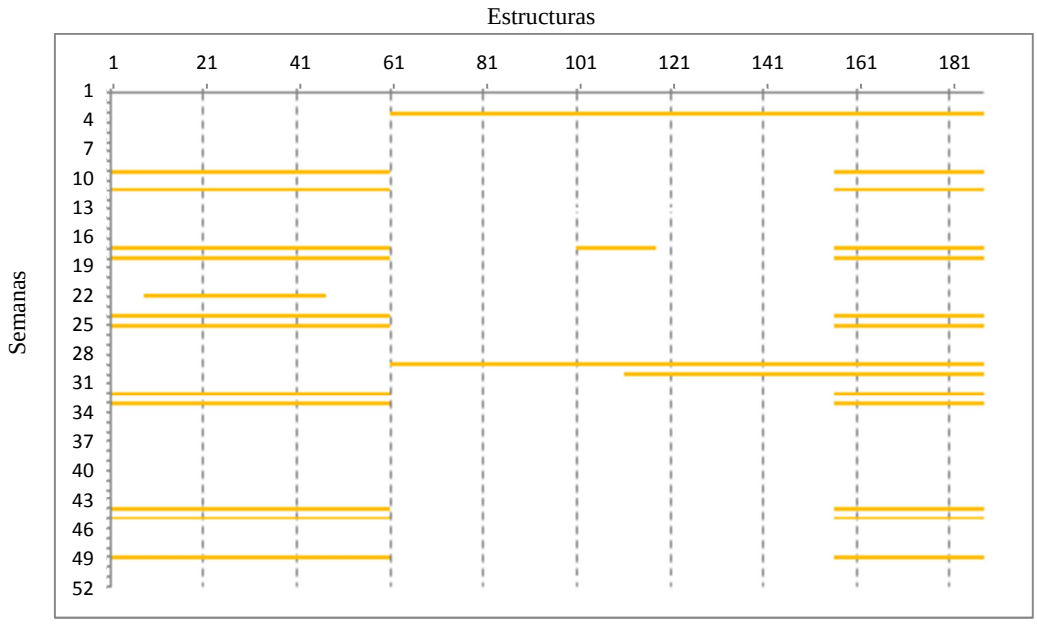



Figura 4.7 Ejecución del lavado de aislación en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

Al igual que en la línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV, al 2015 toda esta línea posee aisladores de vidrio, los que han reemplazado a los antiguos del tipo polimérico. Del análisis estadístico de falla sobre esta línea, los puntos críticos señalados corresponden a las estructuras 1, 2 y 55.

Al comparar el plan actual con el registro real de ejecución, se aprecian desviaciones respecto a la programación en los tramos de línea 1 a 61 y 155 a 188, específicamente entre la semana 33 y la 44, sin producirse en dicho período alguna situación de falla o anormalidad en el año 2014. Puesto que los puntos críticos de esta línea están en el primer tramo señalado, no se propone sobre éste una modificación a la periodicidad de ejecución de faenas de lavado de aislación.

El tramo de línea 155 a 188 no registra historicidad de falla. Aunque sufre una desviación de tiempo en la ejecución del lavado respecto a su planificación original entre la semana 33 y 44, ésta no es lo suficientemente amplia como para establecer que es posible modificar la periodicidad de lavado sin afectar la confiabilidad de la línea. Por lo anterior, no se recomiendan modificaciones al plan actual en este sector.

En la semana 17 surge la necesidad de realizar un lavado de aislación extraordinario al tramo de línea 100 a 117[42] por alto nivel de contaminación en la zona. Al no ser una situación reiterativa, esta necesidad se entiende como particular y no provee de base suficiente para incorporar este tramo a un nuevo plan de mantenimiento.

***Recomendaciones***

- Por su criticidad sistémica, no se recomienda no realizar modificaciones a la actual planificación de lavados de aislación en la línea Tarapacá-Cóndores 220 kV.

***ii) Inspección de aislación***

Esta línea considera dentro de sus labores preventivas los siguientes tipos de inspección:

- Inspección visual pedestre.
- Inspección visual con trepado.

El plan de mantenimiento considera la realización de inspecciones visuales pedestres sobre el total de la línea tres veces en el año. La inspección con trepado se realiza una vez al año sobre estructuras identificadas previamente por el área de activos de alta tensión de Transelec y consideradas como puntos de mayor vulnerabilidad debido a las características particulares de su tendido, específicamente en aquellos puntos donde el trazado de la línea se ve obligado a cambiar de dirección respecto al trazado inicial.

La Figura 4.8 muestra la carta Gantt de inspecciones visuales.

[42] Solicitud de precaución CDEC-SING 133022.

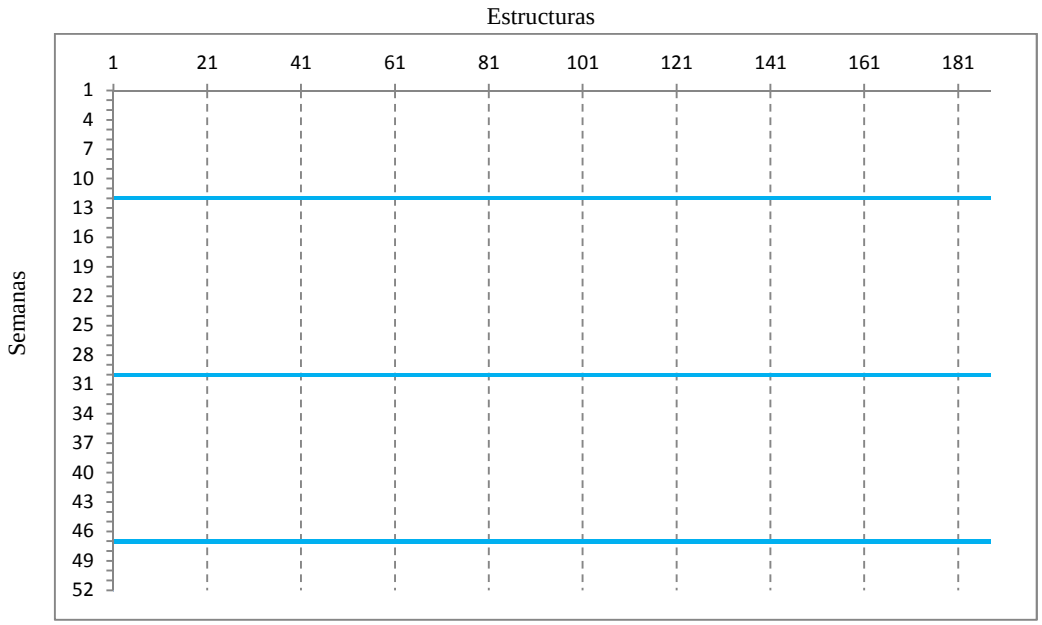



Figura 4.8 Plan de inspecciones en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

La Figura 4.9 revela el mantenimiento real de inspecciones y ejecutado sobre la línea en el transcurso del año 2014. En azul se detalla la inspección exhaustiva con trepado.

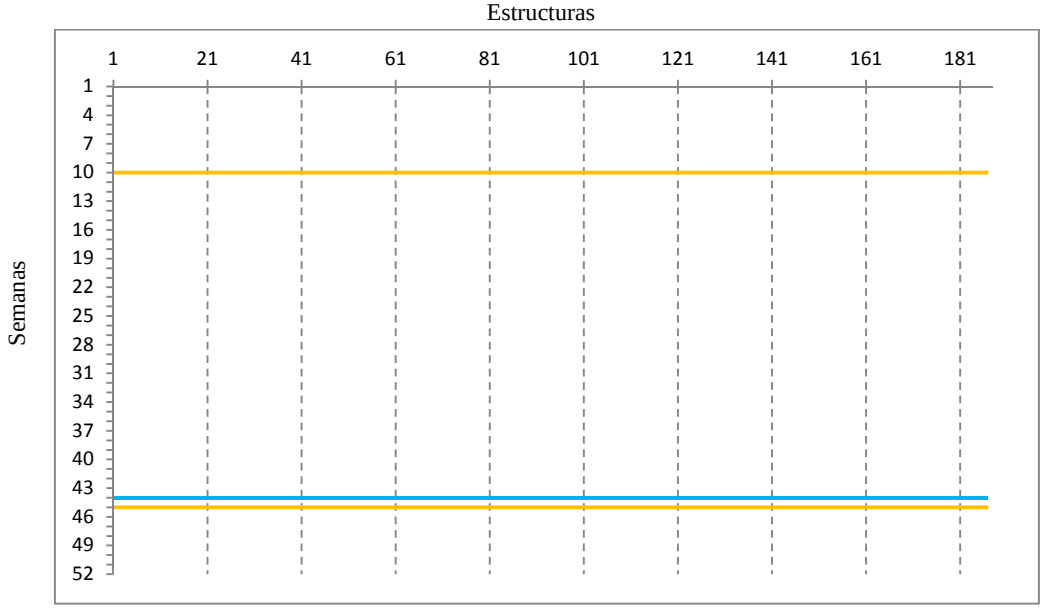



Figura 4.9 Ejecución del plan de inspecciones en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

Comparando ambas figuras, se aprecia una desviación importante en la periodicidad de ejecución de las inspecciones visuales pedestres, alcanzando una diferencia de 33 semanas entre una y la otra. Además, no se cumple el plan original que establece tres inspecciones al año. La inspección exhaustiva se cumple y cobra mayor valor al ser un complemento a la pedestre.

***Recomendaciones***

- Es posible reducir la cantidad de inspecciones visuales pedestres de la línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV de tres a dos veces en el año, con periodicidad de seis meses cada una.
- Se propone incorporar al actual plan de inspecciones con trepado a las estructuras 1, 2 y 55, las que de acuerdo al registro de fallas se han visto afectadas por este tipo de contingencias en el pasado.

### 4.2.3 Líneas de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

***i) Lavado y limpieza de aislación***

Las líneas de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV interconectan las SS/EE Tarapacá y Lagunas. Se componen de 170 estructuras que soportan su tendido de 57 km en estructura común. Las características geográficas del tramo de línea entre estructuras 5 a 10 no son adecuados para el acceso y tránsito de camiones de lavado. Lo anterior hace que en éstas se realicen faenas de limpieza de aislación a distancia.

La Tabla 4.3 detalla el plan de mantenimiento preventivo y de la línea en estudio.

Tabla 4.3 Plan de mantenimiento en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

| ACTIVIDAD / Tramo | Mes | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Lavado / 1 - 4 | x | | x | | x | | x | | x | | x | |
| Lavado / 11 - 40 | | | | | x | | | | | | x | |
| Lavado / 41 - 170 | | | | | | | | x | | | | |
| Limpieza / 5 – 10 | x | | x | | x | | x | | x | | x | |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | | x | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | x | | | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | | | | | x | | | | | | x |

De acuerdo al registro histórico de fallas, esta línea se ha visto afectada por seis contingencias en el período 2005-2012, específicamente en la estructura 3 y tramo de línea 6 a 7 por corte de aislador y de cable de guardia respectivamente. La Figura 4.10 muestra el actual programa de lavado y limpieza de aislación[43].

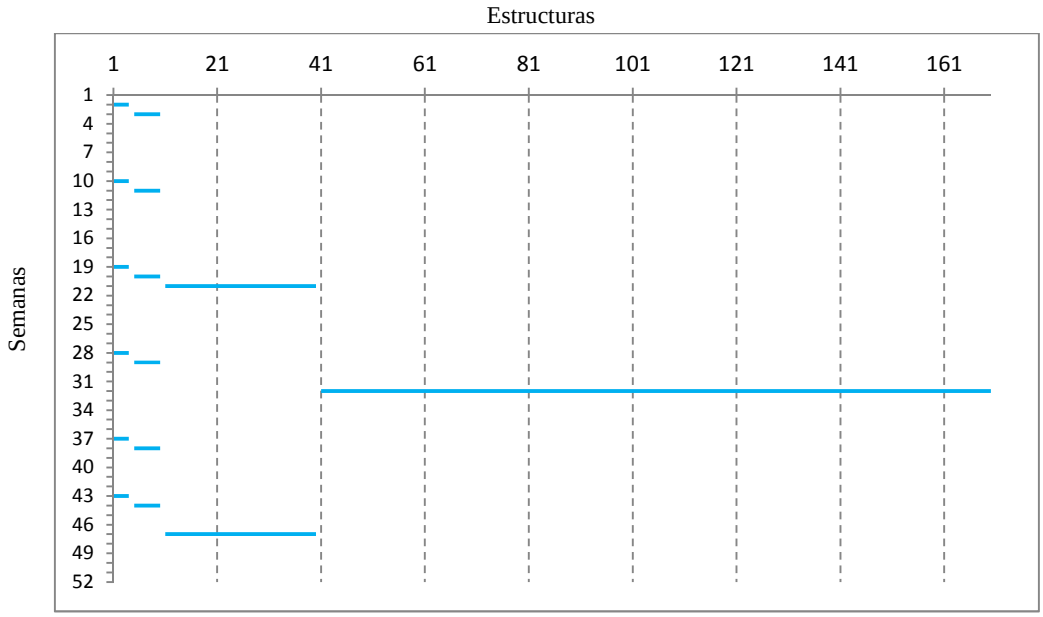



Figura 4.10 Plan de lavado y limpieza de aislación en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

[43] No se contemplan en este análisis cambios al plan de mantenimiento para labores que tienen periodicidad de ejecución anual.

La Figura 4.11 revela el mantenimiento real de inspecciones y ejecutado sobre la línea en el transcurso del año 2014.

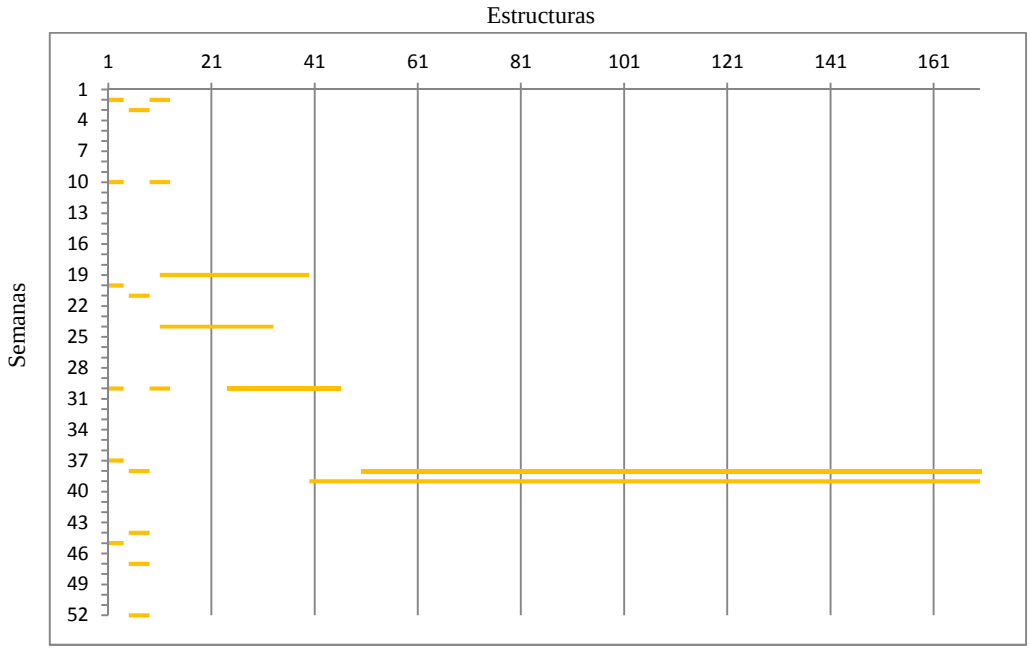



Figura 4.11 Ejecución del lavado y limpieza de aislación en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

En el presente estudio, estas líneas han sido clasificadas como no críticas (Tabla 3.3). En condiciones normales de operación sus niveles de transferencia están dentro de la condición de seguridad N-1. Además, la interrupción de una de sus dos líneas no afecta ni interrumpe el suministro eléctrico a alguna carga del sistema.

El registro estadístico de fallas no reporta, dentro del rango de diez años analizados, la ocurrencia de una contingencia causada por efecto de la contaminación de aislación.

La comparación entre ambas figuras revela que las principales desviaciones de tiempo entre lo planificado y lo ejecutado se encuentran en los tramos de línea 5 a 10, y 11 a 40, registrando hasta 17 semanas en el primer caso y 41 en el segundo, sin registrarse fallas por contaminación de aislación.

***Recomendaciones***

- En base a las desviaciones de tiempo registradas entre lo planificado y ejecutado en el proceso de limpieza de aislación del tramo de línea 5 a 10, se propone reducir la periodicidad de planificación de seis a cuatro semanas.
- Se propone reducir la periodicidad del lavado de aislación en el tramo de línea 11 a 40 de dos a una vez al año, tal y como se encuentra actualmente planificado el lavado del tramo 41 a 170.

***ii) Inspección de aislación***

Las labores de inspección visual pedestre se realizan en el cien por ciento de la línea tres veces al año, en período de una cada cuatro meses. La figura 4.12 muestra la carta Gantt de inspecciones visuales.

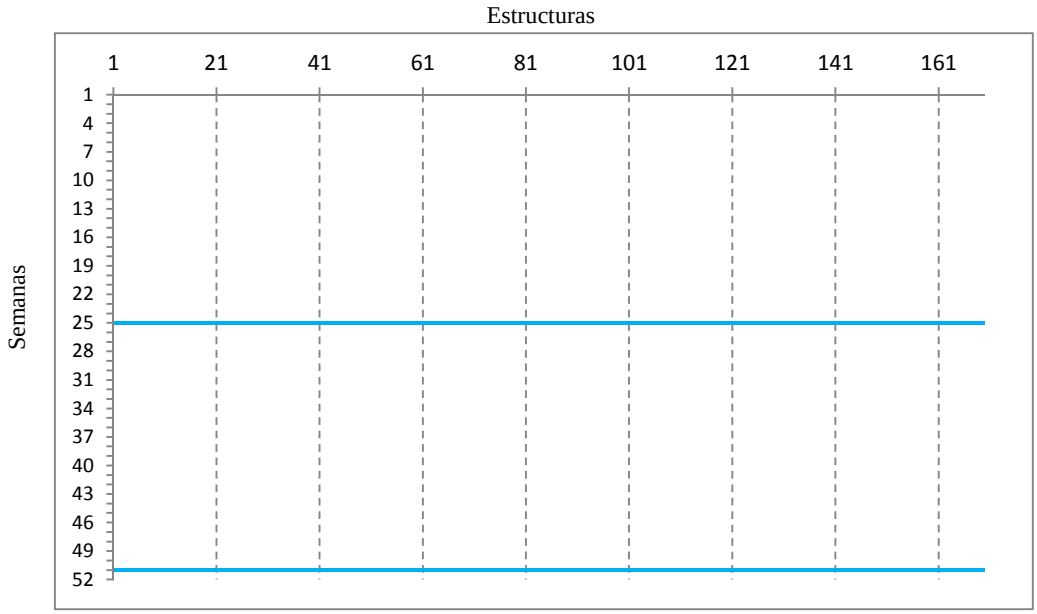



Figura 4.12 Plan de inspecciones en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

La Figura 4.13 revela el mantenimiento real de inspecciones y ejecutado sobre la línea en el transcurso del año 2014.

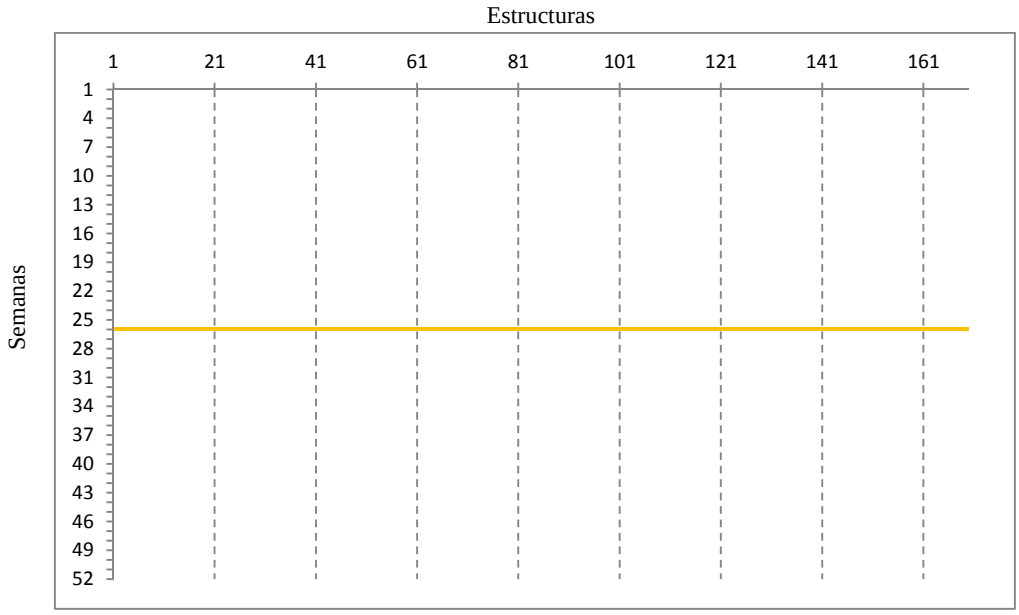



Figura 4.13 Ejecución del plan de inspecciones en línea Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

Comparando ambas figuras, se aprecia una desviación importante en la periodicidad de ejecución de las inspecciones visuales pedestres del cincuenta por ciento, sin registrarse en la línea fallas por contaminación.

***Recomendaciones***

- En este estudio, las líneas en análisis han sido clasificadas como no críticas ya que en condiciones normales de operación, trabajan dentro del criterio de seguridad N-1. Por lo anterior, se recomienda reducir la frecuencia de inspecciones pedestres del actual plan de mantenimiento de dos a una al año.

### 4.2.4 Línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV

#### *i) Lavado de aislación*

La línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV interconecta las SS/EE Crucero y Lagunas. Se compone de 472 estructuras que soportan su tendido de 174 km. Esta línea está afecta íntegramente al clima desértico interior y se tiende en paralelo a la carretera 5 Norte. La Tabla 4.4 detalla su plan de mantenimiento.

Tabla 4.4 Plan de mantenimiento en línea Crucero-Lagunas 220 kV

| ACTIVIDAD / Tramo | Mes | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Lavado / 1 - 70 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Lavado / 71 - 384 | | | | | | | | x | | | | |
| Lavado / 385 - 400 | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| Lavado / 401 - 472 | | | | | | | | x | | | | |
| Lavado extraordinario 401 a 423 | | x | | x | | x | | | | x | | x |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | |

La Figura 4.14 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

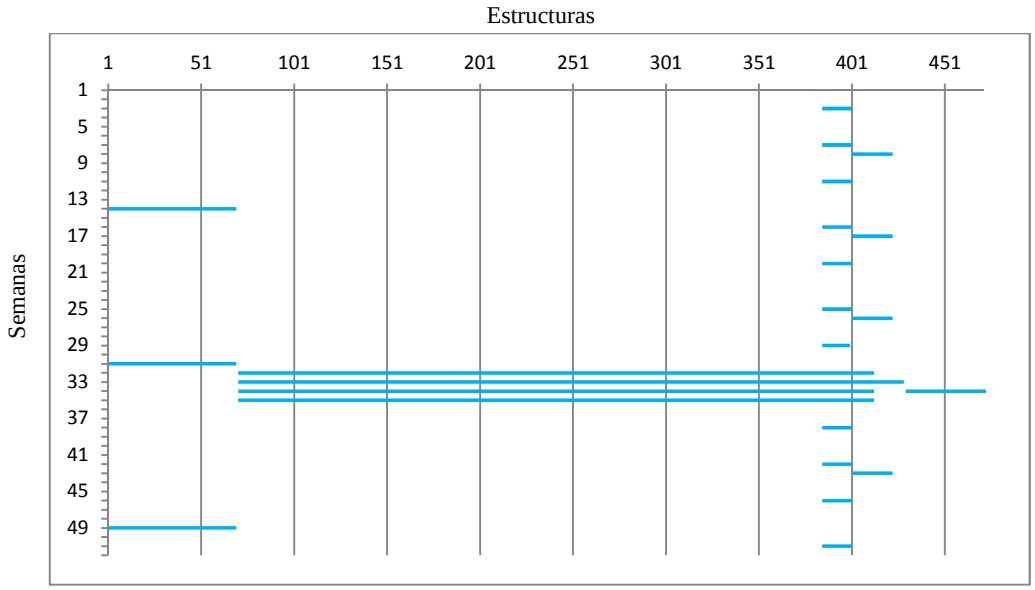



Figura 4.14 Plan de lavado de aislación en línea Crucero-Lagunas 220 kV

La Figura 4.15 revela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea en el transcurso del año 2014.

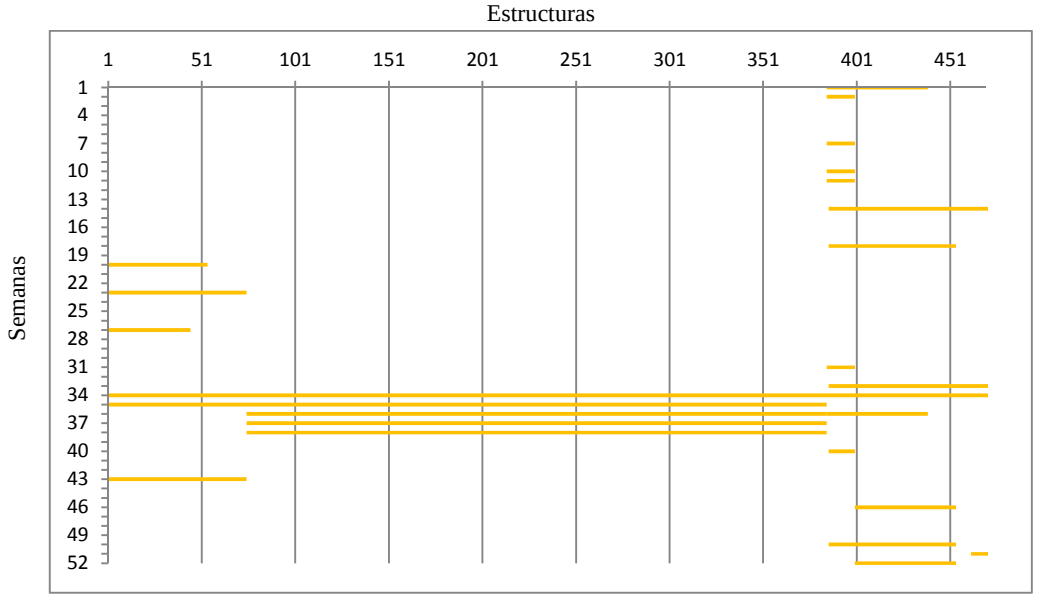



Figura 4.15 Ejecución del lavado de aislación en línea Crucero-Lagunas 220 kV

El registro histórico de fallas de esta línea describe diecisiete contingencias en el período 2005-2014, concentrándose en los tramos de línea 39 a 45, 64 a 74, 235 a 273 y 436 a 470. Sin embargo, en los años 2013 y 2014 sólo se han registrado fallas en los tramos de línea desde la 423 a la 469, debido a que previo a este período, Transelec aumentó en su plan de mantenimiento la periodicidad de lavado en los tramos precedentes, realizándose actualmente esta labor de acuerdo a lo señalado en la Figura 4.14.

Los tramos de línea 1 a 70 evidencian desviaciones al programa original de hasta 29 semanas, sin registrarse fallas o niveles de contaminación que significaran la toma de acciones correctivas. En este caso, existe factibilidad de reducir en la periodicidad de ejecución de faenas de lavado, pero manteniendo los tramos de línea 39 a 45 con la actual frecuencia de planificación.

Los tramos de línea 71 a 384 operan con normalidad desde el año 2011 a la fecha, sin que a posterior se registre en ellos situaciones de falla. Este antecedente motiva a no realizar modificaciones al actual plan de mantenimiento sobre las estructuras contenidas en dicho sector, con la excepción de las señaladas con la numeración 74, 235, 236 y 273, las que si reportan la ocurrencia de falla en años anteriores al 2011.

De acuerdo a lo señalado en el capítulo 3, esta línea se clasifica como medianamente crítica, debido a la conexión mediante Tap-off del cliente Compañía Minera Nueva Victoria, cuya demanda es de aproximadamente 10 MW.

***Recomendaciones***

- En base a los antecedentes señalados, se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea comprendidos entre las estructuras 1 a 70, de tres a dos veces en el año.
- Se propone mantener la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea 39 a 45.
- Se propone mantener la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea 71 a 384.
- Por su historial de falla, se plantea el incrementar la periodicidad de lavado de aislación en las estructuras 74, 235, 236 y 273, de una a dos veces al año.
- No se proponen cambios a la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea que van desde la estructura 401 a la 472, aun cuando de la figura 4.15 se aprecia que en algunos tramos de este sector sólo se ejecutaron tres faenas de este tipo, ya que en el mes de marzo de 2014 se registra una falla por contaminación en la estructura 469.

### *ii) Inspección de aislación*

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza dos veces al año. Las Figuras 4.16 y 4.17 permiten comparar en este ámbito lo planificado y ejecutado.

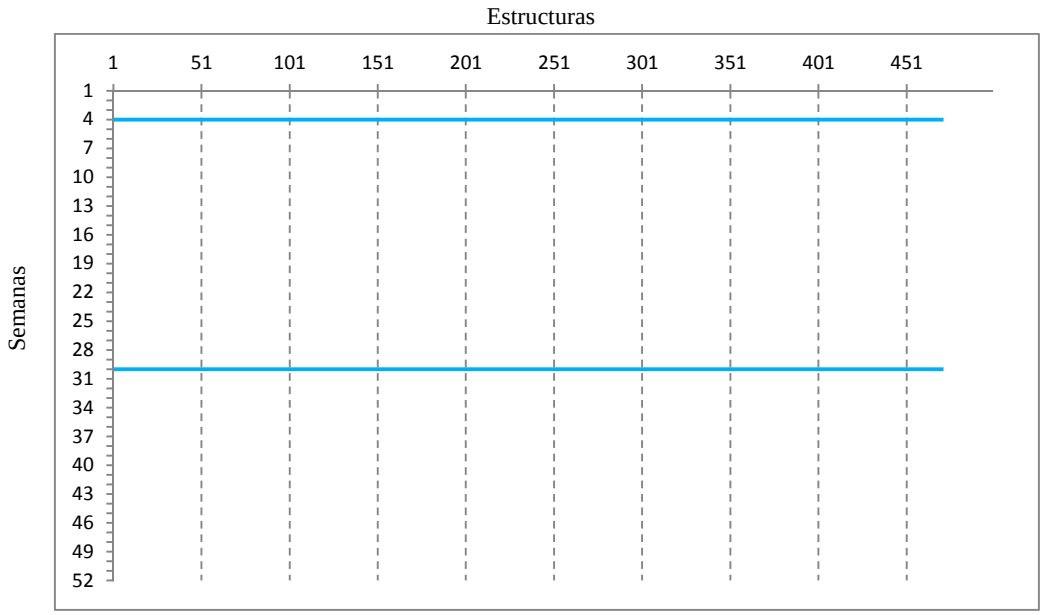



Figura 4.16 Plan de inspecciones en línea Crucero-Lagunas 220 kV

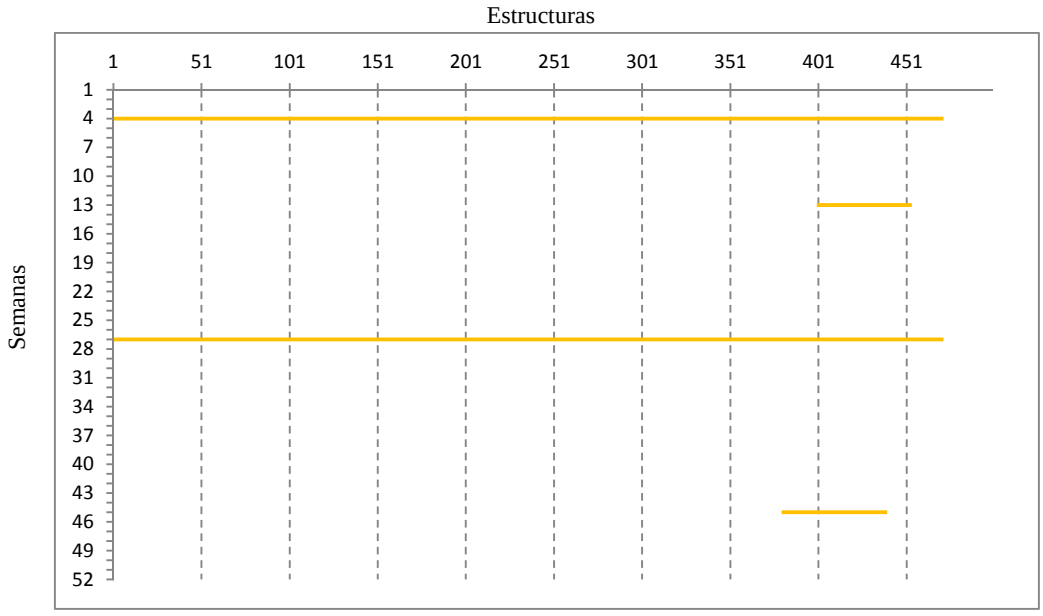



Figura 4.17 Ejecución del plan de inspecciones en línea Crucero-Lagunas 220 kV

De la comparación se observa que el programa de inspecciones fue ejecutado íntegramente y cercano a las fechas de planificación.

***Recomendaciones***

- Debido a que la línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV es la que registra el índice de fallas más alto del total de estos activos de Transelec en el SING, no se recomiendan modificaciones al actual plan de inspecciones visuales.

### 4.2.5 Línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV

***i) Lavado de aislación***

Esta línea nace del seccionamiento de la línea Crucero-Lagunas 2 en el 2014, por la conexión al SING de la central fotovoltaica María Elena[44]. Sus estructuras van desde la 19A a la 440 en un tendido de 166 km, al costado oriente de la carretera 5 Norte. La Tabla 4.5 detalla el plan de mantenimiento preventivo y de la línea en estudio.

Tabla 4.5 Plan de mantenimiento en línea María Elena-Lagunas 220 kV

| ACTIVIDAD / Tramo | Mes | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Lavado / 19A - 70 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Lavado / 71 - 384 | | | | | | | | x | | | | |
| Lavado / 385 – 440 | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x |
| Lavado / 401 – 423 | | x | | x | | x | | | | x | | x |
| Lavado / 401 – 440 | | | | | | | | x | | | | |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | |

[44] Propiedad de la empresa Generación Solar SPA y conectada a S/E María Elena, la que interconecta las SS/EE Crucero y Lagunas.

La Figura 4.18 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

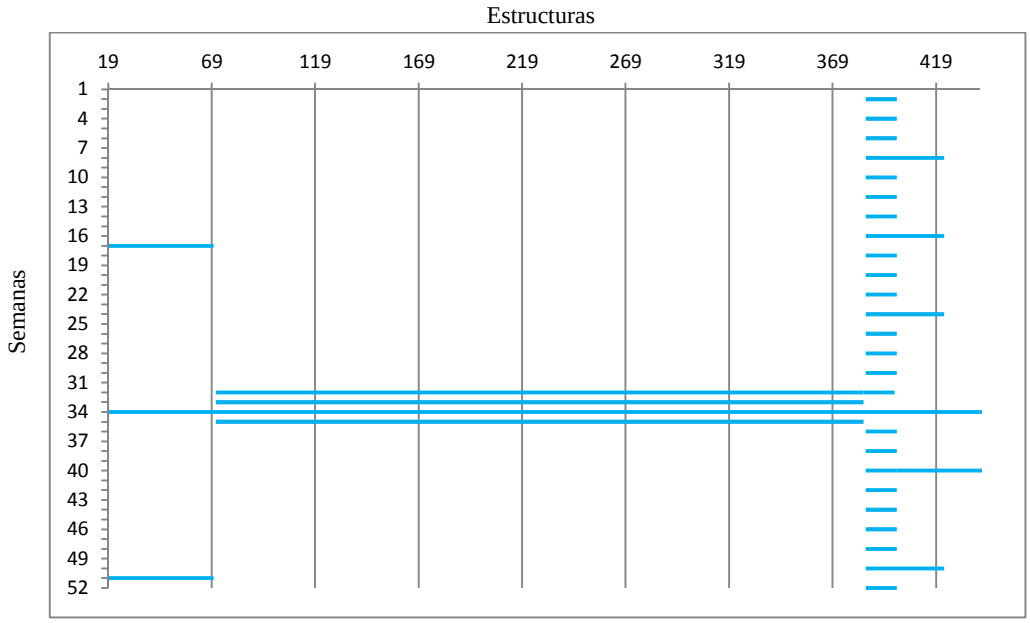



Figura 4.18 Plan de lavado de aislación en línea María Elena-Lagunas 220 kV

La Figura 4.19 revela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea.

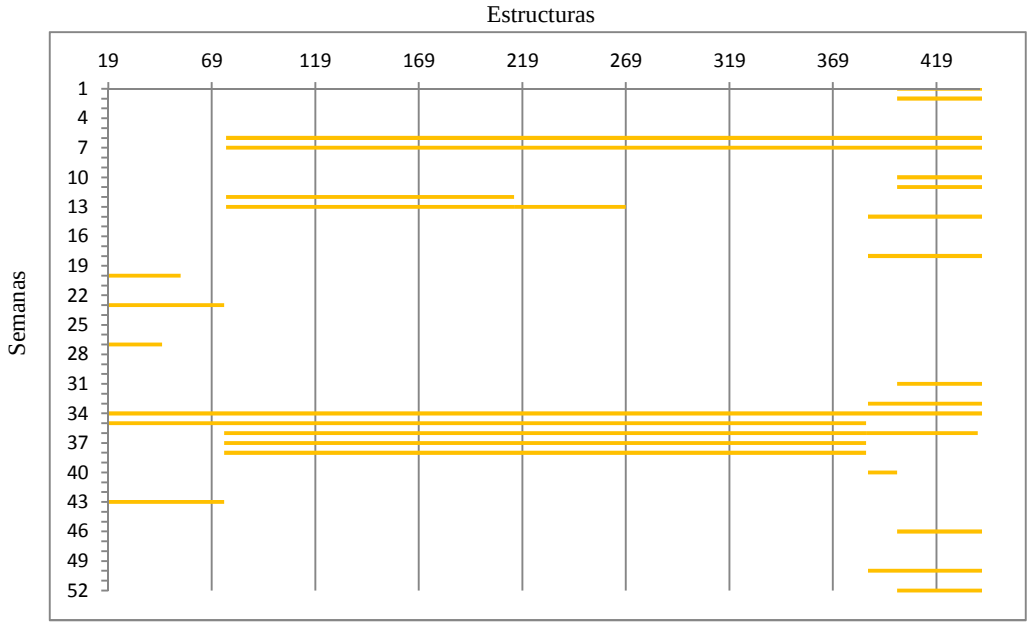



Figura 4.19 Ejecución del lavado de aislación en línea María Elena-Lagunas 220 kV

Para el período 2005-2014, sólo se registran dos fallas en la línea, ambas localizadas en los tramos de línea 401 a 423.

Los tramos de línea 19 a 70, aunque se ven beneficiados por la ejecución de faenas de lavado de aislación en sus estructuras, revelan desviaciones considerables en su periodicidad, especialmente entre las semanas 1 a la 20. En base a lo anterior, sumado a que no hay registro de fallas en estos tramos en particular y a que la línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV corresponde a una instalación no crítica, resulta viable reducir su periodicidad de ejecución de tres a dos veces en el año.

Los tramos de línea Lagunas-María Elena y que van desde la 71 a la 384 tienen periodicidad de ejecución anual. Sin embargo, la figura 4.19 revela que durante las semanas 6, 7, 12 y 13 fue necesario lavar ciertos tramos de ésta, motivadas por detección de contaminación. No hay registros de falla en los tramos 71 a 384 para el período en estudio.

Se aprecian desviaciones en la periodicidad de ejecución del lavado de aislación en la línea en los tramos desde la 385 a 400, y 401 a 423, que van de tres hasta trece semanas entre una faena y otra, sin reportarse contingencias ni fallas.

***Recomendaciones***

- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea comprendidos entre las estructuras 19 a 70, de tres a dos veces en el año.
- Se propone mantener la periodicidad anual de lavado de aislación para los tramos de línea 71 a 384 y 401 a 440.
- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación para los tramos de línea comprendidos entre las estructuras 385 a 400, de doce a seis veces en el año.
- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea 401 a 423, de cinco a cuatro veces en el año.

### *ii) Inspección de aislación*

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza dos veces al año. Las Figuras 4.20 y 4.21 permiten comparar en este ámbito lo planificado y ejecutado.

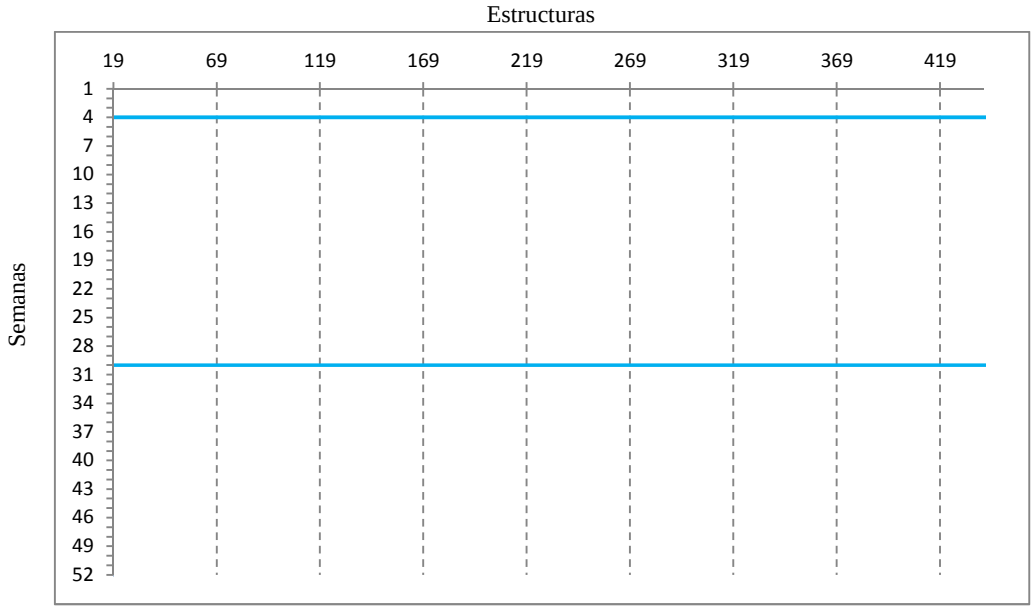



Figura 4.20 Plan de inspecciones en línea María Elena-Lagunas 220 kV

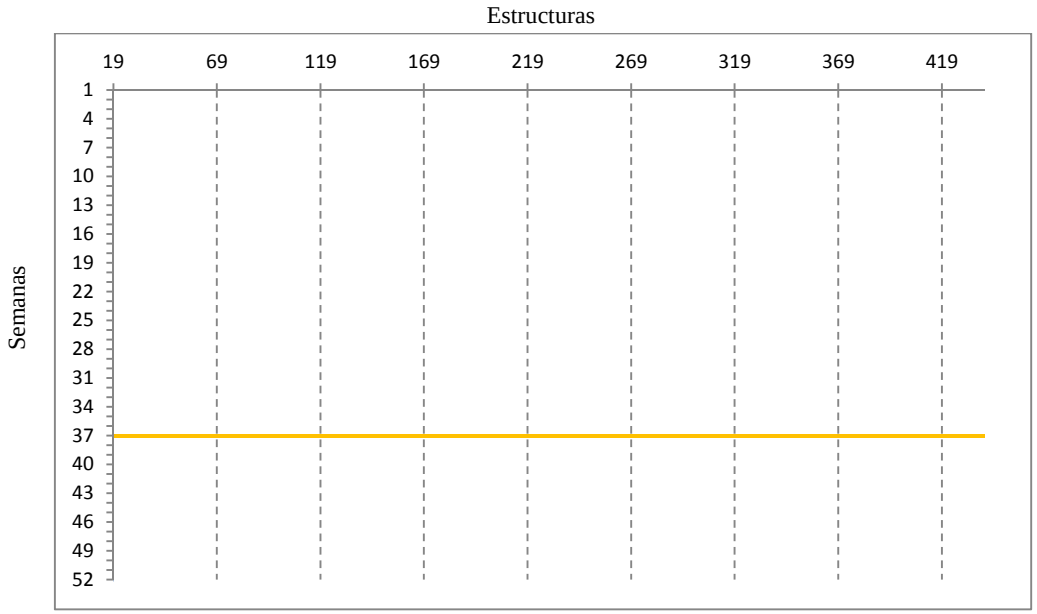



Figura 4.21 Ejecución del plan de inspecciones en línea María Elena-Lagunas 220 kV

De la comparación se observa que sólo la mitad del programa de inspecciones fue ejecutado, sin registrarse fallas en la línea para el período de tiempo analizado.

***Recomendaciones***

- Se propone cambiar la actual planificación de inspecciones visuales al total de la línea de dos a una vez el año.
- Considerando que el registro de fallas sobre esta línea reporta dos contingencias entre los tramos de línea 401 a 431, se propone considerar un plan de inspecciones sobre este sector.

### 4.2.6 Línea de transmisión Crucero-María Elena

***i) Lavado de aislación***

Al igual que la línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV, la línea Crucero-María Elena nace del seccionamiento de la antigua línea Crucero-Lagunas 2 en el año 2014, debido a la incorporación al SING de la central fotovoltaica María Elena. Sus estructuras van desde la 1 a la 19 en un tendido de 7 km, al costado oriente de la carretera 5 Norte. La Tabla 4.6 detalla el plan de mantenimiento preventivo y de la línea en estudio.

Tabla 4.6 Plan de mantenimiento en línea Crucero-María Elena 220 kV

| **ACTIVIDAD / Tramo** | **Mes** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| Lavado / 1 - 19 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | | | | | | | | x | | | |

La Figura 4.22 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

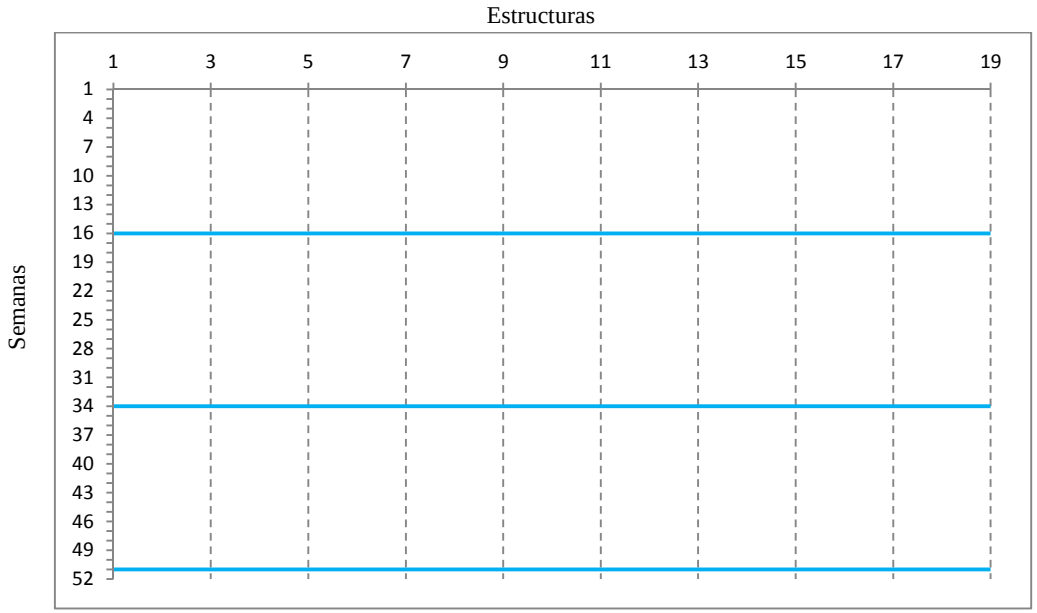



Figura 4.22 Plan de lavado de aislación en línea Crucero-María Elena 220 kV

La Figura 4.23 revela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea.

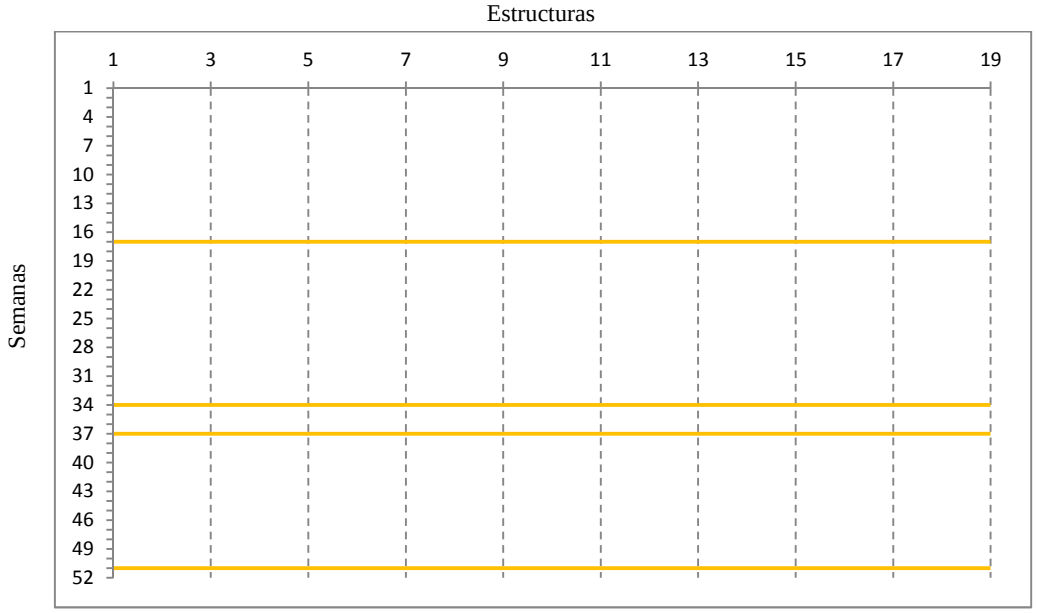



Figura 4.23 Ejecución del lavado de aislación en línea Crucero-María Elena 220 kV

De acuerdo a lo señalado en la Tabla 3.3, esta línea está clasificada como no crítica y bajo condiciones sistémicas normales de operación, su desconexión por acción de fallas provoca un TEI de cero minutos. Para el período 2005-2014 y considerando los tramos de línea que van desde las estructuras 1 a la 9 de la antigua línea Crucero-Lagunas 2 220 kV, no se tiene historicidad de fallas.

La comparación entre las Figuras 4.22 y 4.23 permiten apreciar el cumplimiento íntegro del plan de lavado de aislación en estructuras de la línea. Ya que ésta corresponde a una instalación no crítica, existe viabilidad de reducir su periodicidad de lavado de tres a dos veces en el año.

***Recomendaciones***

- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación de la totalidad de la línea de tres a dos veces en el año.

***ii) Inspección de aislación***

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza una vez al año. Aun cuando no hay registro de falla sobre el activo para el período analizado en esta memoria, no se proponen, en el ámbito de las inspecciones pedestres, modificaciones al actual plan de mantenimiento.

Las Figuras 4.24 y 4.25 representan el plan actual de inspecciones sobre la línea y el registro de ejecución de estos trabajos, observándose que no existen desviaciones entre lo planificado y ejecutado.

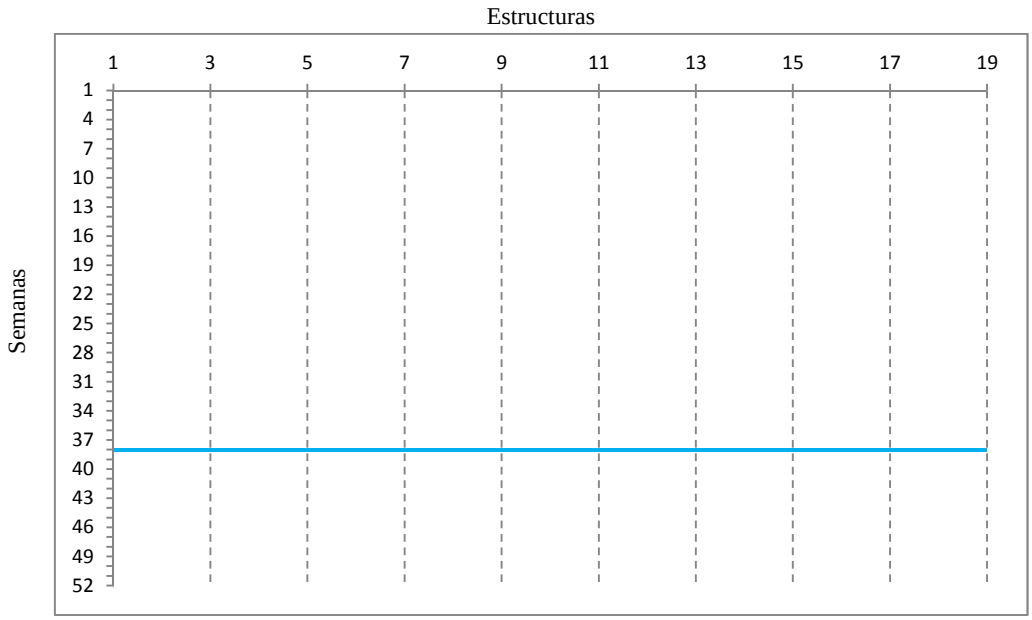



Figura 4.24 Plan de inspecciones en línea Crucero-María Elena 220 kV

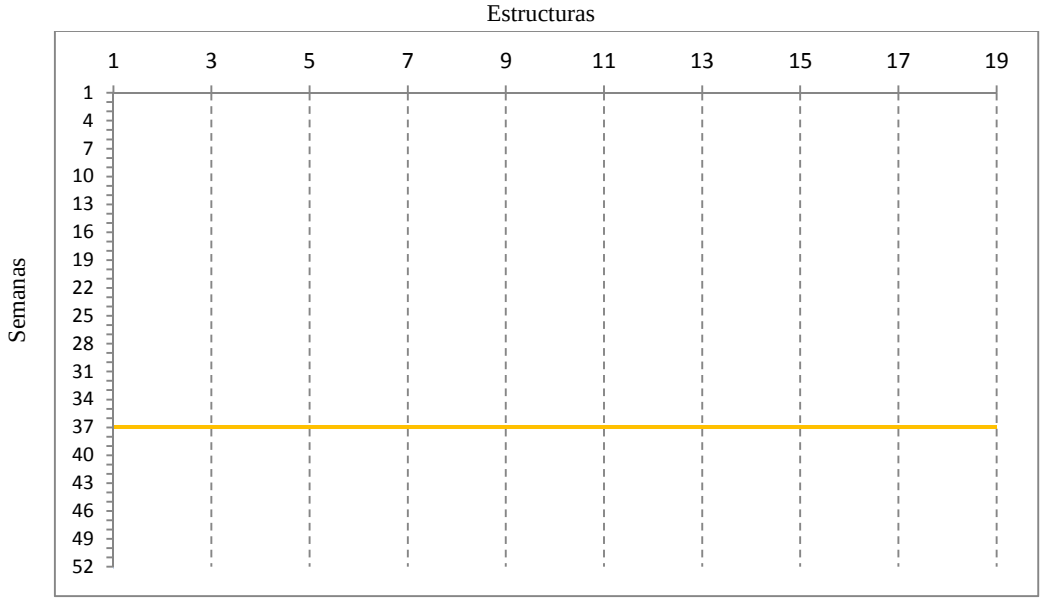



Figura 4.25 Ejecución del plan de inspecciones en línea Crucero-María Elena 220 kV

### *Recomendaciones*

- Se propone cambiar la actual planificación de inspecciones visuales al total de la línea de dos a una vez el año.

### 4.2.7 Líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2

#### *i) Lavado de aislación*

Las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV interconectan las SS/EE Encuentro y Crucero. Se componen de 9 estructuras que soportan su tendido de 900 m en estructura común. Por las características geográficas de su trazado, el mantenimiento preventivo se limita a las faenas descritas en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Plan de mantenimiento en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV

| **ACTIVIDAD / Tramo** | **Mes** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| Lavado / 1 - 9 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | x | | | | | | x | | | | |

La Figura 4.26 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

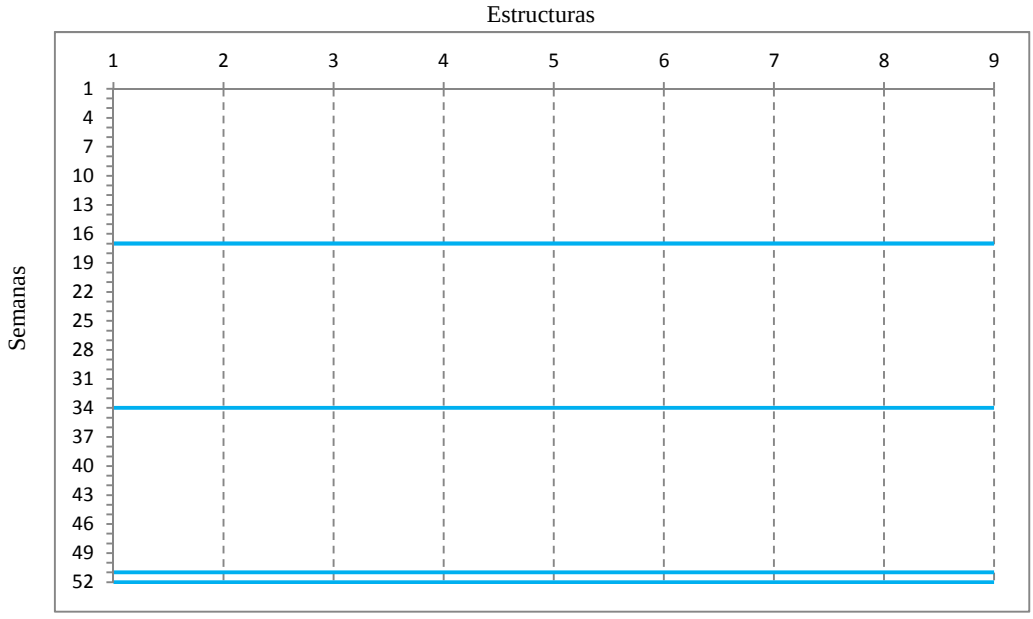



Figura 4.26 Plan de lavado de aislación en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV

La Figura 4.27 revela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea.

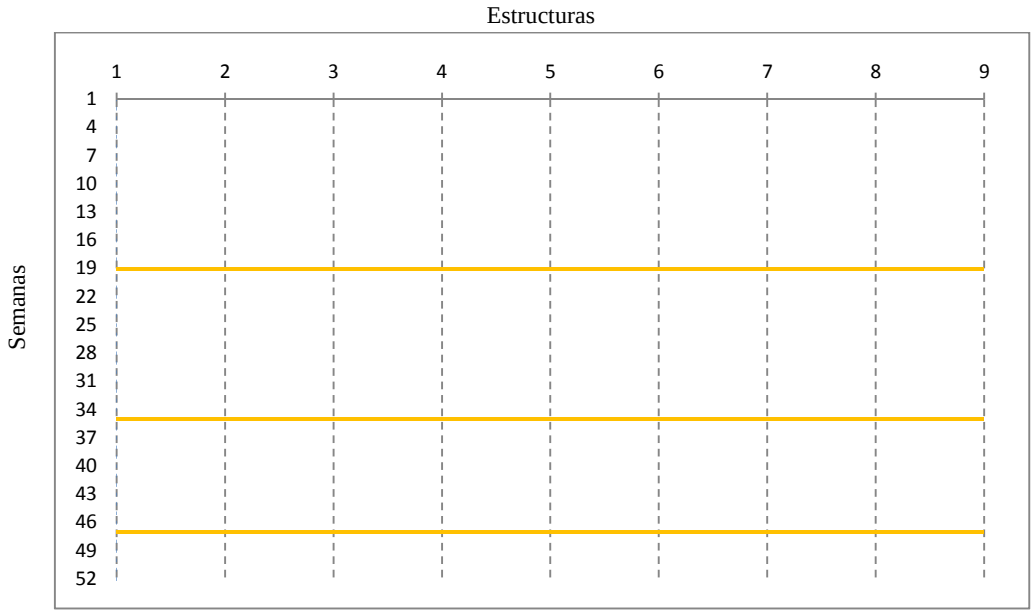



Figura 4.27 Ejecución del lavado de aislación en línea Encuentro-Crucero 1y 2 220 kV

De acuerdo a lo señalado en la Tabla 3.3, las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 están clasificadas como instalaciones no críticas y bajo condiciones sistémicas normales de operación, su desconexión por acción de fallas provoca un TEI de cero minutos. Para el período 2005-2014 no se tiene historicidad de fallas sobre estos activos.

La comparación entre las Figuras 4.26 y 4.27 revelan que la mayor desviación en la periodicidad de ejecución se registra entre la semana 1 y la 19.

***Recomendaciones***

- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación de la totalidad de la línea de tres a dos veces en el año.

### *ii) Inspección de aislación*

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza dos veces al año. Las Figuras 4.28 y 4.29 permiten comparar en este ámbito lo planificado y ejecutado.

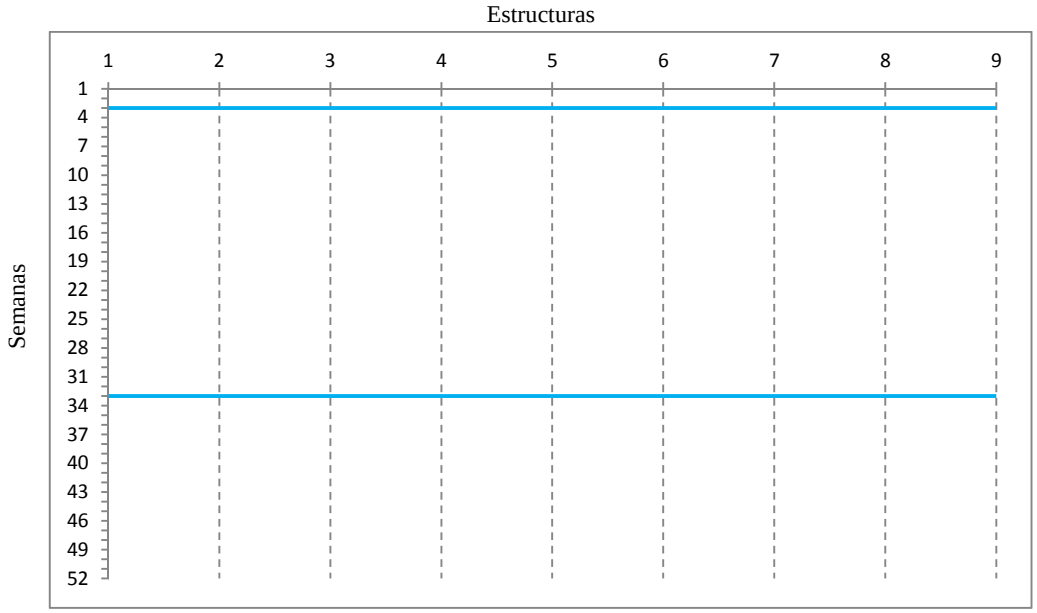



Figura 4.28 Plan de inspecciones en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV

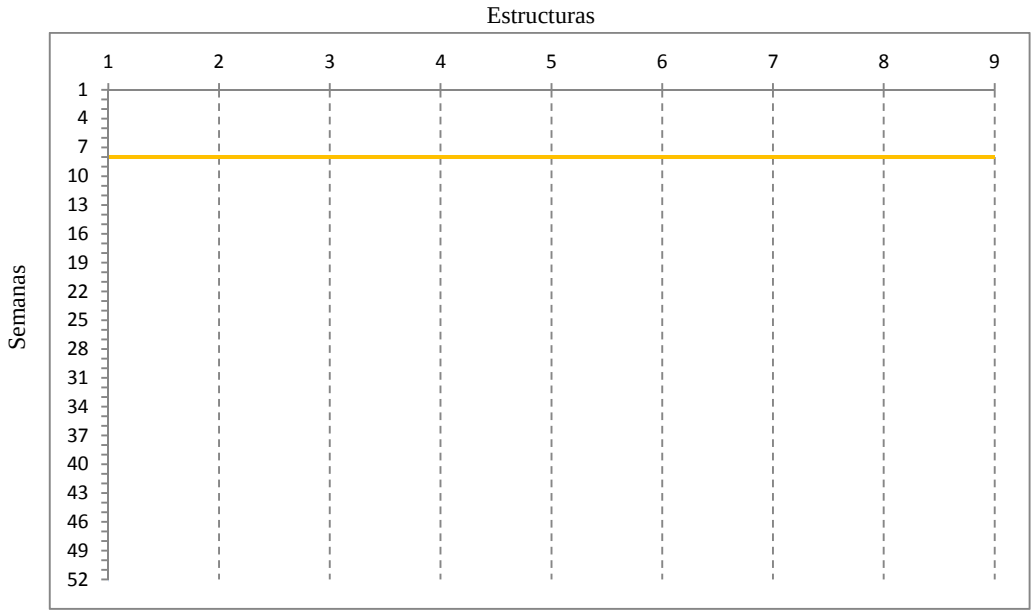



Figura 4.29 Ejecución del plan de inspecciones en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza una vez al año. Aun cuando no hay registro de falla sobre el activo para el período analizado en esta memoria, no se proponen, en el ámbito de las inspecciones pedestres, modificaciones al actual plan de mantenimiento.

Las Figuras 4.28 y 4.29 representan el plan actual de inspecciones sobre la línea y el registro de ejecución de estos trabajos, observándose que no existen desviaciones entre lo planificado y ejecutado.

***Recomendaciones***

- Debido a la poca cantidad de estructuras que poseen estas líneas y al consiguiente bajo costo que implica el realizarles inspecciones pedestres, no se proponen modificaciones al plan actual de mantenimiento en este ámbito.

### 4.2.8 Líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2

***i) Lavado de aislación***

Las líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV interconectan a las SS/EE Atacama y Encuentro. Además, la línea Atacama-Encuentro 1 suministra energía eléctrica a Minera Antucoya a través del Tap-off Enlace, ubicada a 35 km al nororiente de la S/E Atacama[45]. Sus estructuras van desde la 1 a la 428 en un tendido de 153 km. Las características geográficas en que se haya tendida la línea no presentan mayores dificultades de acceso a sus estructuras, por lo que labores de

[45] Minera Antucoya registra una demanda media de 35 MW, de acuerdo al informe mensual de la demanda de agosto 2016 del CDEC-SING.

limpieza manual o a distancia no están consideradas en el programa de mantenimiento.

La Tabla 4.8 detalla el plan de mantenimiento preventivo de la línea en estudio.

Tabla 4.8 Plan de mantenimiento en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

| ACTIVIDAD / Tramo | Mes | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Lavado / 1 - 30 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Lavado / 31 – 60 | x | | | | | | x | | | | | |
| Lavado / 61 – 309 | | | | | | | x | | | | | |
| Lavado / 310 – 340 | | | x | | | | | | x | | | |
| Lavado / 341 – 428 | | x | | | | x | | | | x | | |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | x | | | | | | | | |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | x | | | | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | | | | | x | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | |

La Figura 4.30 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

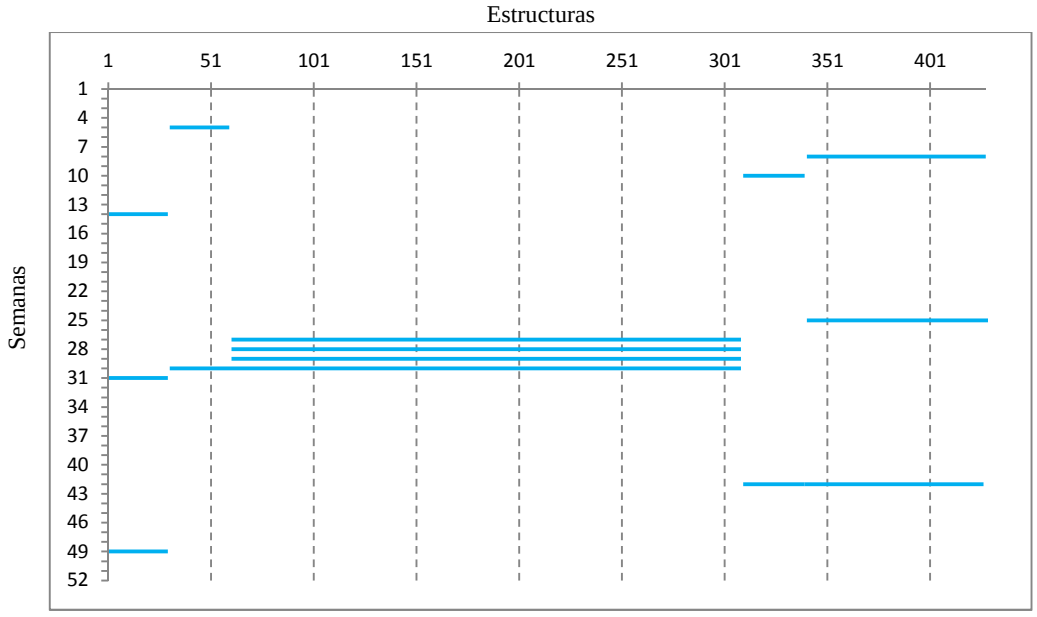



Figura 4.30 Plan de lavado de aislación en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

La Figura 4.31evela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea.

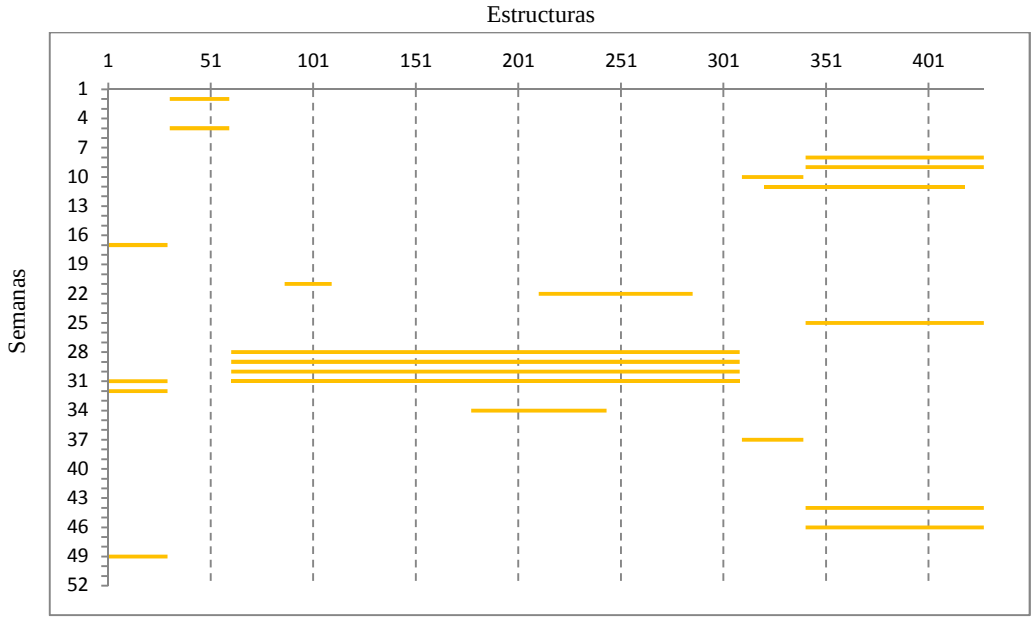



Figura 4.31 Ejecución del lavado de aislación en línea de transmisión Atacama-Encuentro 1y 2 220 kV

El registro histórico de fallas de esta línea describe tres contingencias en el período 2012-2013, concentrándose en los tramos de línea 49 a 57 y en la estructura 327, todas ellas causadas por contaminación de aislación.

Los tramos de línea 31 a 60 evidencian desviaciones respecto al programa original, ejecutándose sólo uno de los dos mantenimientos previstos en este sector, sin registrarse fallas en el activo y sobre estos tramos en particular.

Las líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV comparten estructuras en todo su tendido, por lo que en base al historial de fallas en ésas y al hecho de que la línea Atacama-Encuentro 1 ha sido clasificada como medianamente crítica, no se proponen modificaciones al actual plan de mantenimiento preventivo en lo que respecta a los lavados de aislación.

***Recomendaciones***

- En vista de que las líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV comparten estructura en todo su tendido y al hecho de que la línea 1 ha sido clasificada cono instalación medianamente crítica, no se recomiendan modificaciones al actual plan de mantenimiento de lavado de aislación.

***ii) Inspección de aislación***

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza dos veces al año. Las Figuras 4.32 y 4.33 permiten comparar en este ámbito las labores de inspección planificadas y ejecutadas.

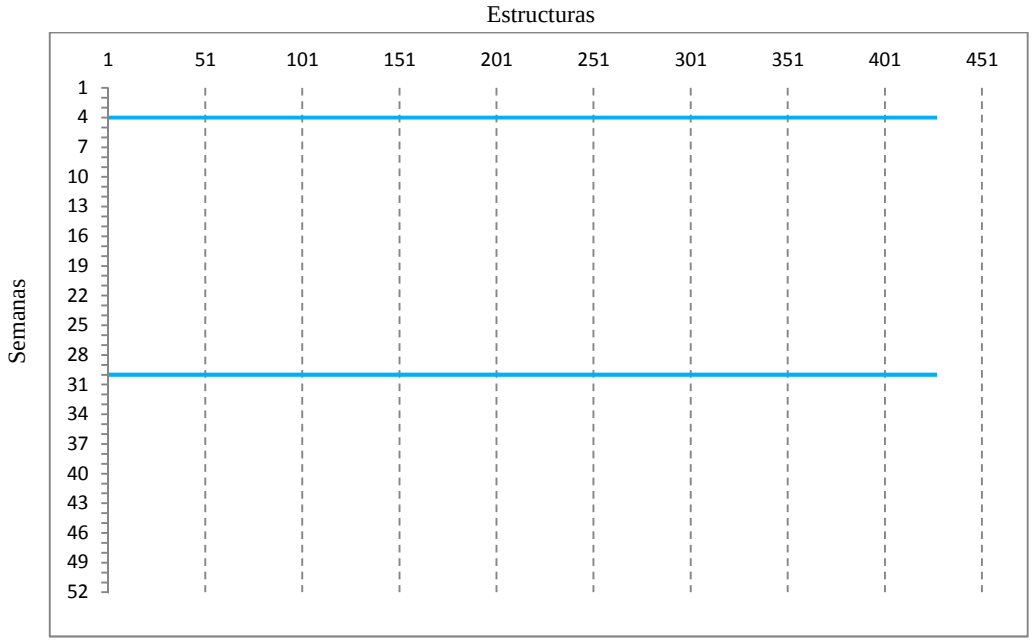



Figura 4.32 Plan de inspecciones en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

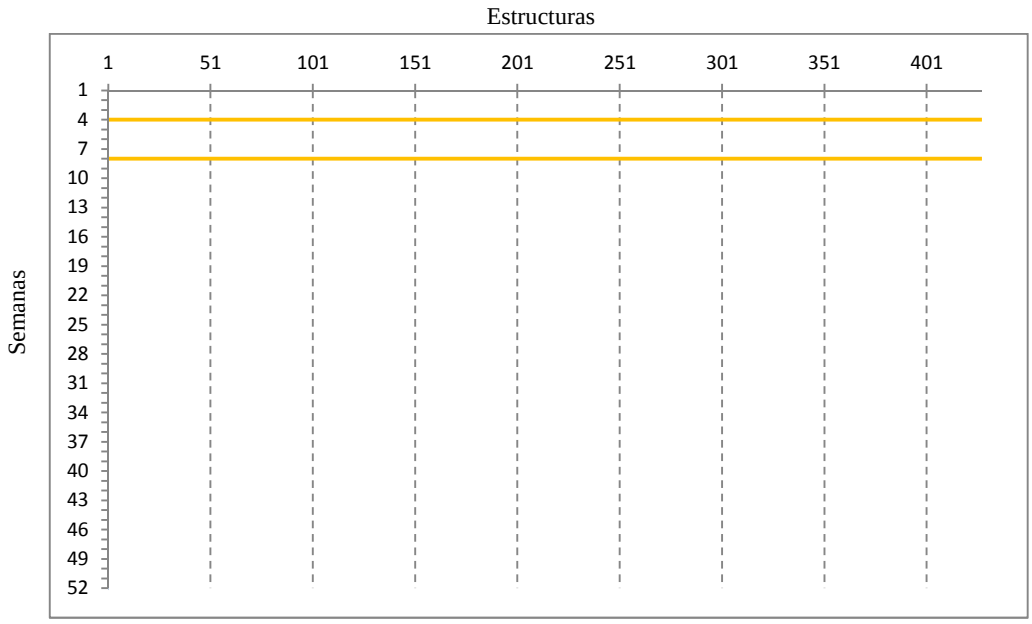



Figura 4.33 Ejecución del plan de inspecciones en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

Se aprecian diferencias entre los planificado y ejecutado, comprobándose que durante el año 2014 sólo se realizó una inspección visual pedestre al total de la línea, entre la cuarta y octava semana del año.

Aun cuando no hay registro de falla sobre estas líneas en el año 2014, no se proponen, en el ámbito de las inspecciones pedestres, modificaciones al actual plan de mantenimiento.

***Recomendaciones***

- Se propone reducir la cantidad de faenas de inspección visual pedestre sobre las líneas, de dos a una vez al año.
- En base al registro histórico de fallas, se propone incorporar faenas de inspección visual con trepado a estructuras en los tramos de línea que van desde la 48 a la 58, y desde la 236 a la 238.

### 4.2.9 Línea de transmisión Atacama-Esmeralda

***i) Lavado de aislación***

La línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV interconecta las S/E Atacama ubicada en la comuna de Mejillones con la S/E Esmeralda, localizada en la ciudad de Antofagasta. En condiciones normales de operación, la línea Atacama-Esmeralda es la única línea que suministra energía eléctrica a la ciudad de Antofagasta[46]. Se tiende paralela a la Ruta 1 que une las regiones de Tarapacá y Antofagasta. Sus estructuras van desde la 1 a la 180 en un tendido de 69 km, paralelo a la costa del océano Pacífico. Por su locación geográfica, toda la línea se haya expuesta a los efectos del clima desértico costero. Por su relevancia sistémica, esta línea está clasificada como no crítica.

Las características geográficas en que se haya tendida la línea no presentan mayores dificultades de acceso a sus estructuras, por lo que labores de limpieza manual o a distancia no están consideradas en el programa de mantenimiento.

La Tabla 4.9 detalla el plan de mantenimiento preventivo de la línea en estudio.

Tabla 4.9 Plan de mantenimiento en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

| ACTIVIDAD / Tramo | Mes | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Lavado / 1 - 20 | | x | | x | | x | | x | | x | | x |
| Lavado / 21 - 129 | | x | | | | | | x | | | | |
| Lavado / 130 – 136 | | x | | x | | x | | x | | x | | x |
| Lavado / 137 – 180 | | | | x | | | | x | | | | x |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | x | | | | | | | | | |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | | | | | x | |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | x | | | | x | | | |

[46] En caso de desconexión programada de la línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV, el CDEC-SING coordina el abastecimiento de la S/E Esmeralda a través del cierre del tap-off S/E Uribe.

La Figura 4.34 muestra el actual programa de lavado de aislación sobre esta línea.

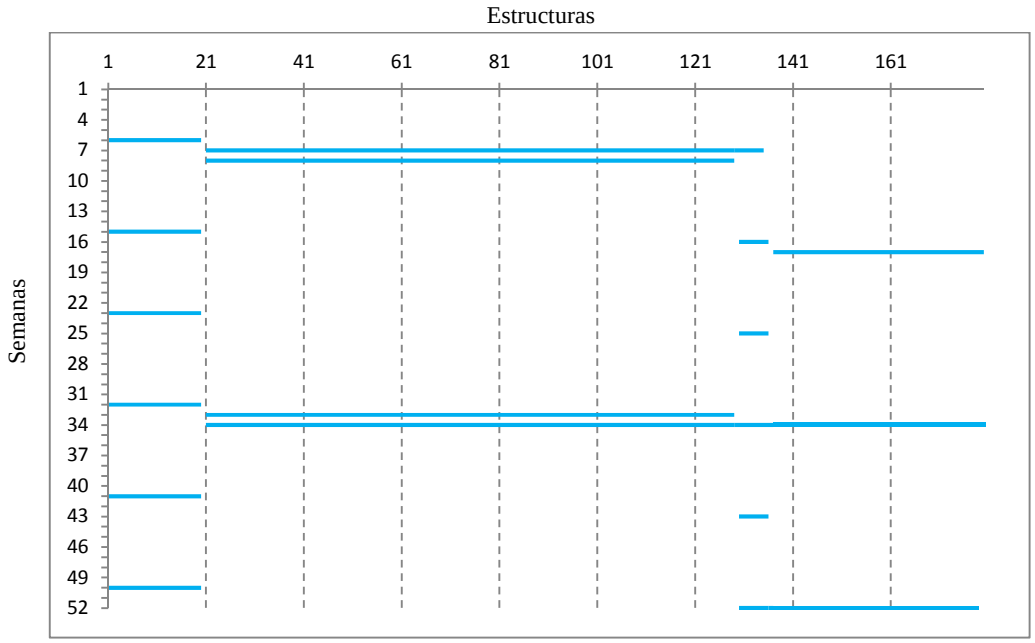



Figura 4.34 Plan de lavado de aislación en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

La Figura 4.35 revela el mantenimiento real de lavado ejecutado sobre la línea.

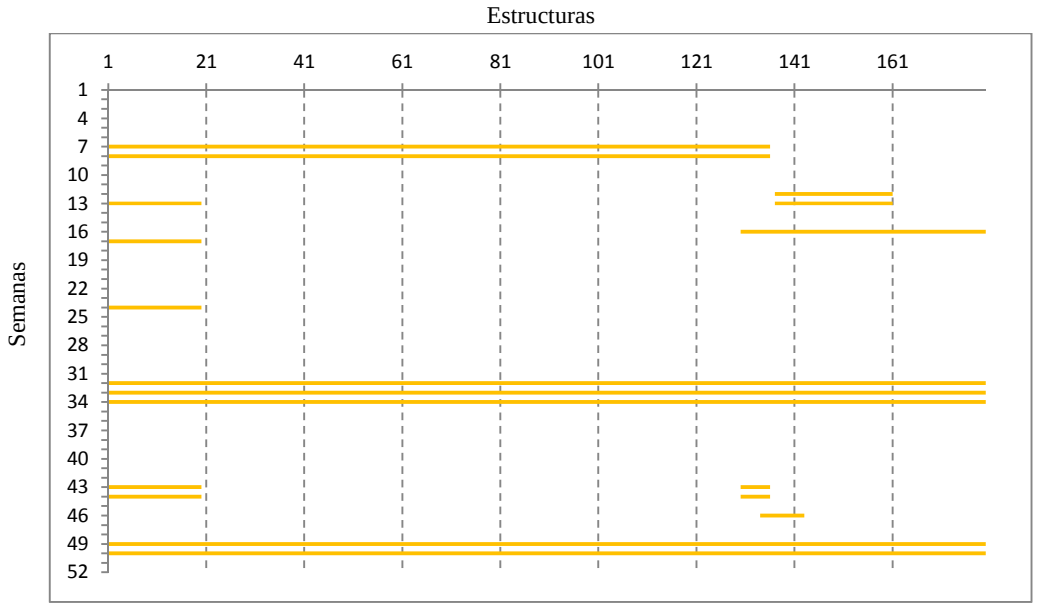



Figura 4.35 Ejecución del lavado de aislación en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

El registro histórico de fallas de esta línea detalla dos contingencias, restringidas a los años 2006 y 2007, estableciéndose como causa básica el corte de aisladores poliméricos en las estructuras 137 y 62 respectivamente, a raíz de la degradación de la fibra de vidrio del núcleo. En el capítulo 3 se ha señalado que uno de los factores comunes en estas fallas, además del corte del aislador, es el ambiente en el que se encuentran localizadas las estructuras, caracterizado por la presencia de altos niveles de contaminación.

Las desviaciones de tiempo en la ejecución de los lavados de aislación no provee suficiente base estadística para evaluar la modificación al programa, salvo en los tramos 130 a 136. Sin embargo, estos últimos se encuentran localizados en el mismo sector que la estructura 137, cuyo ambiente presenta altos niveles de contaminación, por lo que no se propone algún tipo de modificación.

***Recomendaciones***

- Al ser una instalación crítica, no se proponen modificaciones al actual plan de lavados de aislación en la línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV.

***ii) Inspección de aislación***

La inspección visual pedestre al total de la línea se realiza tres veces al año. No se consideran en este caso faenas de inspección visual exhaustiva, que conllevan el trepado de estructuras.

Las Figuras 4.36 y 4.37 permiten comparar en este ámbito lo planificado y ejecutado.

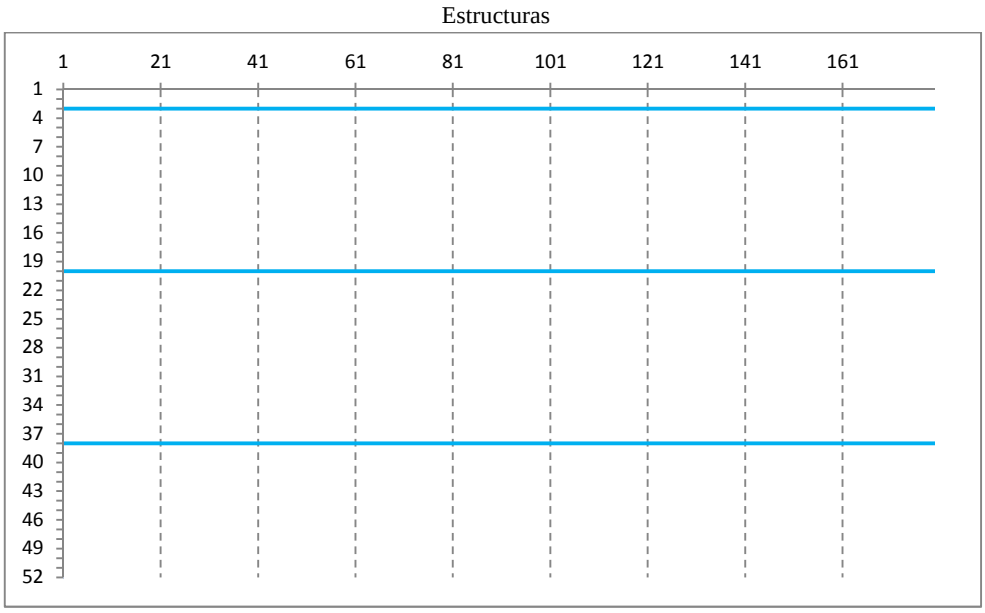



Figura 4.36 Plan de inspecciones en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

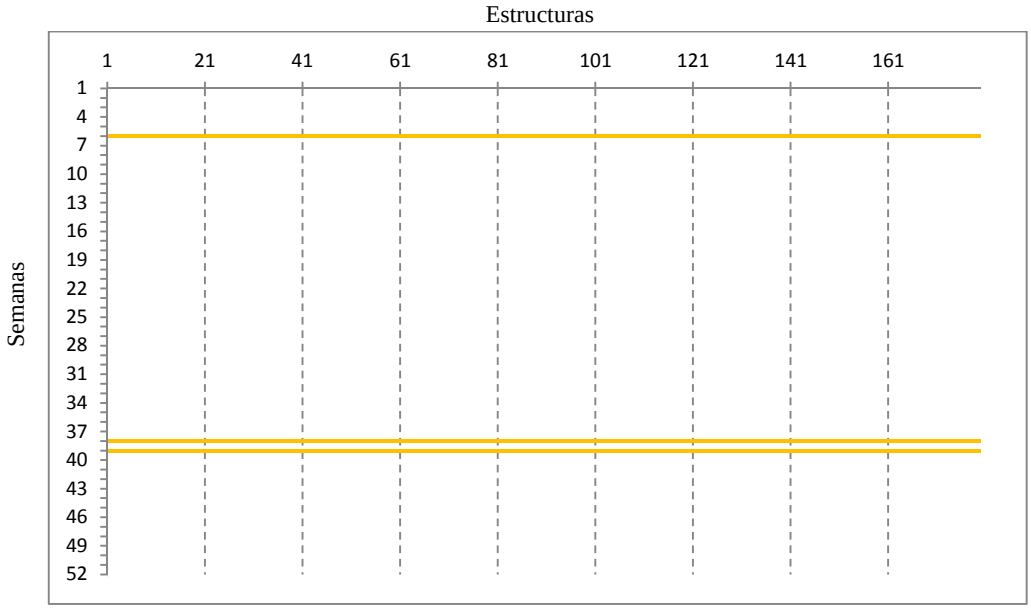



Figura 4.37 Ejecución del plan de inspecciones en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

Se evidencian desviaciones en la ejecución del mantenimiento relativo a las inspecciones pedestres, habiéndose llevado a cabo sólo dos de las tres inicialmente planeadas.

***Recomendaciones***

- Se propone reducir la periodicidad de inspecciones visuales a la línea, de tres a dos veces al año.
- En base al historial de fallas de la línea, se propone incorporar la planificación de labores de inspección visual con trepado a los tramos de línea que van desde las estructuras 60 a la 75, y 135 a la 140.

## 4.3 Plan de mantenimiento preventivo de equipos primarios

Las instalaciones de transmisión que posee Transelec están compuestas por equipos de diferentes tipos, características, tamaños y funcionalidades. Para maximizar la disponibilidad de las instalaciones se debe optimizar su confiabilidad, mantención y productividad.

En este sentido, se hace necesario contar con una serie de acciones en el ámbito del mantenimiento para evitar que los equipos fallen. En la actualidad, el mantenimiento preventivo a equipos primarios se realiza en forma cíclica y con una periodicidad definida. Las labores de mantenimiento que Transelec realiza sobre sus instalaciones se dividen en cuatro tipos:

- Mantenimiento operacional.
- Mantenimiento preventivo básico reducido.
- Mantenimiento preventivo normal.
- Mantenimiento preventivo exhaustivo.

El mantenimiento operacional se realiza diaria o semanalmente y consiste en la inspección visual de los equipos ubicados al interior de las subestaciones, tanto en los patios de alta tensión como en las salas de control y de servicios auxiliares y es realizado por el operador de turno de las subestación. El mantenimiento preventivo básico reducido se realiza una vez al año con el equipo en servicio. El mantenimiento preventivo normal se realiza entre uno, tres y seis años dependiendo de la labor de mantenimiento a realizar. Salvo los lavados de aislación y termografías, estos trabajos se realizan con el equipo en condición desconectado. Por último, el mantenimiento preventivo de tipo exhaustivo se realiza en periodicidades de nueve años y bajo condiciones operacionales similares al del mantenimiento normal.

***Excepciones***

Aunque cada equipo tiene su propio plan de mantenimiento, existen algunas excepciones dependiendo de las características técnicas del equipo a mantener.

- Para los transformadores de servicios auxiliares de tipo seco, sólo se realiza mantenimiento operacional y normal.
- Para los interruptores de soplo de aire y de gran volumen de aceite, se reemplaza el mantenimiento exhaustivo por pruebas de diagnóstico.
- Para los cambiadores de toma bajo carga, se incluye al mantenimiento del transformador.
- Para los ventiladores asociados a sistemas de refrigeración con intercambiadores de calor, sólo se realizará mantenimiento reducido y normal.

La tabla 4.10 detalla el costo de cada labor de mantenimiento preventivo.

Tabla 4.10 Costo por unidad de obra

| Labores de mantenimiento | Tipo de mantenimiento | Costo Unidad de Obra ($) |
|---|---|---|
| Transformador de Poder hasta 10 MVA trifásico – Refrigeración OA/FA | Reducido | 130.031 |
| Transformador de Poder hasta 10 MVA trifásico – Refrigeración OA/FA | Normal | 510.171 |
| Transformador de Poder hasta 10 MVA trifásico – Refrigeración OA/FA | Exhaustivo | 905.948 |
| Transformador de Poder superior a 10 MVA trifásico – Refrigeración OA/FA | Reducido | 139.529 |
| Transformador de Poder superior a 10 MVA trifásico – Refrigeración OA/FA | Normal | 467.028 |
| Interruptor de Gas SF6 tipo columna mecanismo de resorte | Exhaustivo | 1.340.027 |
| CTBC Trifásico del transformador de poder | - | 2.168.730 |
| Muestra de aceite para análisis cromatográfico | - | 61.358 |
| Muestra de aceite para análisis físico-químico | - | 49.349 |
| Transformador de servicios auxiliares en aceite | Normal | 333.630 |
| Transformador de servicios auxiliares en aceite | Exhaustivo | 501.494 |
| Transformador de medida en aceite sellado 220 kV | Normal | 498.138 |
| Transformador de medida en aceite sellado 220 kV | Exhaustivo | 443.378 |
| Transformador de medida en aceite sellado 13.2 a 23 kV | Normal | 161.152 |
| Interruptor de gas SF6 tipo columna mecanismo hidráulico | Reducido | 149.109 |
| Interruptor de gas SF6 tipo columna mecanismo hidráulico | Normal | 921.358 |
| Interruptor de gas SF6 tipo columna mecanismo de resorte | Reducido | 113.863 |
| Interruptor de gas SF6 tipo columna mecanismo de resorte | Normal | 902.613 |
| Desconectador de accionamiento eléctrico de 154 kV a 220 kV | Normal | 447.774 |
| Desconectador de accionamiento eléctrico de 154 kV a 220 kV | Exhaustivo | 622.527 |
| Desconectador de accionamiento manual de 13.2 kV a 23 kV | Normal | 127.704 |
| Pruebas de diagnóstico interruptor gas SF6 tipo columna mecanismo hidráulico | - | 932.424 |
| Pruebas de diagnóstico interruptor gas SF6 tipo columna mecanismo resorte | - | 945.340 |
| Aislación de 1 paño de 220 kV – lavado patio | - | 392.806 |
| Aislación de 1 paño de 220 kV – lavado individual | - | 545.105 |
| Aislación de 1 paño de 13 a 23 kV – lavado patio | - | 183.690 |
| Aislación de 1 paño de 13 a 23 kV – lavado individual | - | 223.078 |
| Aislación de 1 paño de 13 a 23 kV – limpieza | - | 177.351 |
| Termovisión de un paño de 13 a 23 kV | - | 86.556 |
| Termovisión de un paño de 154 a 220 kV | - | 116.689 |
| Condensadores de acoplamiento y trampas de onda | Normal | 276.657 |
| Banco de baterías no selladas 48 Vcc | - | 249.630 |
| Banco baterías no selladas 125 Vcc | - | 322.958 |
| Banco baterías | Normal | 333.630 |
| Barra aérea | Normal | 745.524 |
| Mallas de tierra | Exhaustivo | 680.165 |
| Pararrayos de óxido de zinc 13.2 a 23 kV | Normal | 86.712 |
| Pararrayos de óxido de zinc 66 a 220 kV | Normal | 174.650 |
| Pararrayos de óxido de zinc 66 a 220 kV | Exhaustivo | 349.331 |
| Alumbrado patio de subestación hasta 110 kV | - | 364.948 |
| Alumbrado patio de 1 sección de barra sobre 110 kV | - | 358.142 |

Las barras de las subestaciones de Transelec interconectan todas las líneas de transmisión del sistema troncal y parte del sistema de subtransmisión. Las subestaciones Tarapacá, Lagunas, Encuentro y Atacama[47] sirven como puntos de inyección y retiro de energía, lo que las convierte en instalaciones muy relevantes para el normal desempeño de todo el sistema interconectado.

Aun cuando las subestaciones Lagunas, Encuentro y Atacama poseen secciones de barra que han sido clasificadas como instalaciones no críticas, se ha considerado como críticas al total de éstas debido a la dinámica operativa del SING, la que permanentemente requiere realizar modificaciones operativas en la configuración del sistema como por ejemplo, la transferencia de interruptores correspondiente a una línea crítica desde una sección de barra a otra, o en casos en los que a requerimiento del CDEC-SING se desconecta una línea de transmisión para regular tensión, pudiendo en estos casos verse afectada la condición de seguridad N-1.

### 4.3.1 Estadística de fallas y anormalidades en equipos primarios

Las anormalidades no producen indisponibilidad, pero existe la probabilidad que éstas evolucionen hasta transformarse en fallas, afectando a la instalación o los equipos en explotación.

Para el período 2005-2014, no se tiene registro de fallas en subestaciones de Transelec cuya causa esté relacionada con anormalidades en los equipos. En éste ámbito, se han detectado condiciones subestándar (anormalidades) en instalaciones y equipos producto de contaminación o corrosión en subestaciones afectas al clima desértico costero, específicamente en Tarapacá y Lagunas. En los casos descritos, las áreas de mantenimiento han debido planificar y ejecutar labores correctivas,

[47] Transelec también posee y opera instalaciones y equipos en subestaciones de terceros tales como Parinacota, Cóndores, María Elena y Crucero.

requiriendo recursos humanos y limitando la operatividad de la instalación mientras dura la anormalidad.

Ninguna de las subestaciones afectas al clima desértico interior como Lagunas, María Elea, Crucero y Encuentro han reportado anormalidades que afecten su capacidad operacional.

La tabla 4.11 describe las anormalidades detectadas en equipos y subestaciones, la causa y la acción correctiva adoptada.

Tabla 4.11 Registro de anormalidades en equipos primarios por subestación

| Subestación | Fecha | Anormalidad | Instalación afectada | Texto explicativo | Acción a realizar |
|---|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | 12/05/2010 | Contaminación | Toda la S/E | Fuerte viento en la zona provoca levantamiento de tierra | Lavado extraordinario de S/E |
| | 12/10/2015 | Contaminación | Toda la S/E | Fuerte viento en la zona provoca levantamiento de tierra | Lavado extraordinario de S/E |
| | 19/05/2011 | Contaminación | Desconectador | Oxidación de contactos de desconectador | Lubricación de contactos de desconectador |
| | 09/11/2011 | Contaminación | Desconectador | Contaminación en contactos de desconectador | Lubricación de contactos de desconectador |
| | 12/02/2012 | Contaminación | Pararrayos | Deterioro por corrosión y contaminación | Reemplazo de equipo |
| | 28/01/2013 | Contaminación | Desconectador | Contaminación en contactos de desconectador | Lubricación de contactos de desconectador |
| Atacama | 29/10/2007 | Contaminación | Desconectador | Corrosión en puente rectificador de motor desconectador | Reemplazo de puente rectificador |
| | 20/01/2011 | Contaminación | Desconectador | Contaminación en contactos de desconectador | Lubricación de contactos de desconectador |
| | 05/10/2012 | Contaminación | Toda la S/E | Fuerte viento en la zona provoca levantamiento de tierra | Lavado extraordinario de S/E |

### 4.3.2 Descripción del plan de mantenimiento preventivo en equipos primarios

***i) Plan de mantenimiento reducido en equipos primarios***

Este tipo de mantenimiento se realiza sobre los transformadores de poder e interruptores. Las características de este tipo de mantenimiento sobre transformadores son:

***Transformadores de poder***

- Limpieza, medida de corriente de partida, de operación y verificación de vibraciones al motor de motor de ventiladores.
- Aseo, sello y calefacción de casetas de control.
- Indicadores de nivel de instrumentos (operativos y visibles).

***Interruptores***

- Limpieza exterior de caseta y verificación de funcionamiento del termostato y calefactores. Corrección de calefactores (si procede).
- Detección de presencia de humedad al interior de caseta.

La tabla 4.12 describe los equipos por subestación, que reciben mantenimiento reducido (se utilizan normas NEMA para indicar los equipos a mantener).

Tabla 4.12 Mantenimiento reducido a transformadores de poder por subestación

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Actividad de mantenimiento | Periodicidad de mantenimiento |
|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Transformador de poder | T | Mantenimiento reducido | Anual |
| | Transformador de poder | SS/AA | Mantenimiento reducido | Anual |
| Encuentro | Transformador de poder | T1 | Mantenimiento reducido | Anual |
| Atacama | Transformador de poder | Molyb | Mantenimiento reducido | Anual |

La tabla 4.13 detalla los interruptores de poder por subestación, sujetos al mantenimiento reducido.

Tabla 4.13 Mantenimiento reducido a interruptores de poder por subestación

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Actividad de mantenimiento | Periodicidad de mantenimiento |
|---|---|---|---|---|
| Cóndores | Interruptor | 52J2 | Mantenimiento reducido | Anual |
| Tarapacá | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J3, 52JT1, 52JT2, 52JR, 52JS | Mantenimiento reducido | Anual |
| Lagunas | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J5, 52J6, 52J7, 52JT, 52JR, 52JS, 52JCE2 | Mantenimiento reducido | Anual |
| María Elena | Interruptor | 52J1, 52J2 | Mantenimiento reducido | Anual |
| Crucero | Interruptor | 52J14, 52J15, 52J16 | Mantenimiento reducido | Anual |
| Encuentro | Interruptor | 52J2, 52J3, 52J6, 52J7, 52JR, 52JS, 52JT | Mantenimiento reducido | Anual |
| Atacama | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J4, 52J5, 52J6, 52J7, 52J8, 52J9, 52J11, 52JR, 52JS, 52JT | Mantenimiento reducido | Anual |

***Recomendaciones***

- Dependiendo de las dimensiones físicas de las subestaciones, el mantenimiento operacional se realiza diaria o semanalmente. Las actividades de mantenimiento preventivo del tipo reducido pueden ser realizadas por los operadores de las subestaciones[48]. En el caso de detectarse anormalidades relacionadas a las actividades de mantenimiento descritas anteriormente, el operador de la subestación puede informarlas al área de control de la operación y mantenimiento de su zona para su gestión y normalización. Por lo anterior, se propone eliminar el mantenimiento reducido del plan de mantenimiento preventivo de Transelec.

[48] Las subestaciones Encuentro y Lagunas cuentan con operador permanente de Transelec. Las restantes subestaciones en las que Transelec posee y opera activos cuentan con personal de operación de terceros, con los cuales existen contratos de mantenimiento operacional.

***ii) Plan de mantenimiento normal***

Este tipo de mantenimiento preventivo se realiza a todos los equipos de las subestaciones. Las características de este tipo de mantenimiento son:

***Subestaciones***

- Lavado de aislación a equipos de paños.

***Transformadores de poder***

- Limpieza exterior de cuba, estanque, radiadores y fundaciones.
- Limpieza de bushing, de loza, estado de bridas, cajas de transformadores de corriente tipo bushing y revisión de niveles.

***Cambiador de tomas bajo carga***

- Inspección total al cambiador de tomas bajo carga y verificación del relé de flujo CTBC de alarma y trip.
- Prueba local de funcionamiento al total de posiciones mediante motor eléctrico y medición de los tiempos de carrera.
- Medida de corriente del motor de cambiador en la partida y durante su proceso de funcionamiento. Medida de aislación del motor del cambiador.
- Inspección de conexiones y cables de control del cambiador de tomas.
- Inspección y limpieza al partidor del cambiador de tomas.
- Verificación de protecciones de motor del cambiador de tomas (incluye inyección de corrientes y operación del cambiador).
- Lubricación del árbol de trasmisión del cambiador de tomas.
- Verificación de vibraciones del motor del cambiador de tomas.

***Transformadores de medida***

- Inspección general y limpieza de aislación.
- Medida de factor de potencia e inspección de fuelle interno.

***Interruptores***

- Medida de presión de gas SF6 y control y ajuste de presostatos de gas.
- Lubricación de mecanismo de accionamiento vástago.
- Inspección y limpieza de aislación.
- Medida de resistencia de contactos y de tiempos de operación.
- Lubricación y ajuste del switch auxiliar de mecanismo.
- Medida del desplazamiento del embrague mecanismo.
- Verificar operación de sistema de carga de resorte de cierre.
- Inspección, limpieza y lubricación de mecanismo.
- Verificación, limpieza del partidor y lubricación de motor y mecanismo.
- Detección de vibraciones del motor, diagnóstico y solución.
- Medida de resistencia de aislación del motor mecanismo.
- Medida de corriente de operación del motor y del factor de potencia.

***Desconectadores***

- Inspección y limpieza de aislación.
- Medida de resistencia de contactos y limpieza y engrase de contactos.
- Verificación y ajuste de enclavamientos.
- Aseo y lubricación de articulaciones y descansos.
- Verificación de switch auxiliares.
- Prueba de funcionamiento y medida de corriente de operación del motor.
- Verificación de vibración rodamientos de motor.
- Inspección y lubricación de motor y caja de engranajes.
- Inspección de conexiones y cables de control.
- Medida de resistencia de aislación mecanismo de motor.
- Inspección y limpieza de partidor.

***Pararrayos***

- Medida de corriente de fuga, limpieza de aislación e inspección de conexiones de poder.

Las tablas 4.14 y 4.15 señalan los equipos sujetos al mantenimiento normal[49].

Tabla 4.14 Mantenimiento a equipos de subestaciones Parinacota, Cóndores, Tarapacá y Lagunas

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Periodicidad de mantenimiento |
|---|---|---|---|
| Parinacota | Desconectador | 89J1-1, 89J1-1T | Anual |
| | Termovisión de paños | J1 | Anual |
| Cóndores | Interruptor | 52J2 | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J2-1, 89J2-2, 89J1-1, 89J1-1T | Anual |
| | Termovisión de paños | J2 | Anual |
| Tarapacá | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J3, 52JT1, 52JT2, 52JS, 52JR | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-3T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-3T, 89J3-1, 89J3-2, 89J3-3, 89J3-3T, 89JT1-1, 89JT1-2, 89JT1-3, 89JT1-3T, 89JT2-1, 89JT2-2, 89JT2-3, 89JT2-3T, 89JR-1, 89JR-2, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2 | Anual |
| | Trafo medida | 15xTTCC, 12xTTPP | Cada tres años |
| | Pararrayos | 15xPPRR | Cada tres años |
| | Termovisión de paños | J1, J2, J3, JT1, JT2, JS, JR | Anual |
| | Lavado aislación paños | Paños J1, J2, J3, JT1, JT2, JS, JR | Mes por medio |
| Lagunas | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J5, 52J6, 52J7, 52JT, 52JR, 52JS, 52JCE2 | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-2T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J5-1, 89J5-2, 89J5-3, 89J5-2T, 89J6-1, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1, 89J7-2, 89J7-3, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-3, 89JCE2-1, 89JCE2-2, 89JCE2-3, 89JCE2-T, 89JCE2-NT, 89JS-1, 89JS-2 | Anual |
| | Trafo medida | 15xTTCC, 12xTTPP | Cada tres años |
| | Pararrayos | 18xPPRR | Cada tres años |
| | Trafo de poder | T | Cada seis años |
| | CTBC | CTBC | Cada seis años |
| | Termovisión de paños | J1, J2, J4, J5, J6, J7, JT, JCE2, JR, JS | Anual |
| | Lavado aislación paños | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, JT, JCE2, JR, JS | Cada tres meses |

[49] En la subestación María Elena, Transelec no posee paños ni equipos primarios, los que son de propiedad de la empresa SunEdison, quienes son responsables de su mantenimiento.

Tabla 4.15 Mantenimiento preventivo normal a equipos de subestaciones Encuentro y Atacama

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Periodicidad de mantenimiento |
|---|---|---|---|
| Crucero | Interruptor | 52J14, 52J15, 52J16 | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J14-1, 89J14-2, 89J14-3, 89J14-2T, 89J15-1, 89J15-2, 89J15-3, 89J15-2T, 89J16-1, 89J16-2, 89J16-3, 89J16-2T | Anual |
| | Transformador de medida | 9xTTCC, 9xTTPP | Cada tres años |
| | Pararrayos | 9xPPRR | Cada tres años |
| | Termovisión de paños | J14, J15, J16 | Anual |
| Encuentro | Interruptor | 52J2, 52J3, 52J6, 52J7, 52JR, 52JS, 52JT | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J2-1A, 89J2-1B, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J3-1A, 89J3-1B, 89J3-2, 89J3-3, 89J3-2T, 89J6-1A, 89J6-1B, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1A, 89J7-1B, 89J7-2, 89J7-3, 89J7-2T, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-3, 89JR-1, 89JR-2, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2 | Anual |
| | Transformador de medida | 18xTTCC, 16xTTPP | Cada tres años |
| | Pararrayos | 15xPPRR | Cada tres años |
| | Transformador de poder | T | Cada seis años |
| | CTBC | CTBC | Cada seis años |
| | Termovisión de paños | J2, J3, J6, J7, JT, JR, JS | Anual |
| | Lavado aislación paños | Paño J2, J3, J6, J7, JT, JR, JS | Cada tres meses |
| Atacama | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J4, 52J5, 52J6, 52J7, 52J8, 52J9, 52J11, 52JR, 52JS, 52JT | Cada tres años |
| | Desconectador | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-2T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J4-1, 89J4-2, 89J4-3, 89J4-2T, 89J5-1, 89J5-2, 89J5-3, 89J5-2T, 89J6-1, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1, 89J7-2, 89J7-3, 89J7-2T, 89J8-1, 89J8-2, 89J8-3, 89J8-2T, 89J9-1, 89J9-2, 89J9-3, 89J9-2T, 89J11-1, 89J11-2, 89J11-3, 89J11-2T, 89JR-1, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-2T | Anual |
| | Transformador de medida | 33xTTCC, 15xTTPP | Cada tres años |
| | Pararrayos | 27x3PPRR | Cada tres años |
| | Termovisión de paños | J1, J2, J4, J5, J6, J7, J8, J9, J11, JR,JS | Anual |
| | Lavado aislación paños | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, J8, J9, J11, JR,JS | Mes por medio |
| Esmeralda | Desconectador | 89J1-1, 89J1-1T | Anual |
| | Termovisión de paños | J1 | Anual |

La operación de los interruptores y el consiguiente arco eléctrico que se genera al interior de sus cámaras de corte va degradando el aceite o gas en el que se encuentran inmersos sus contactos de apertura y cierre. En los sistemas de transmisión, los interruptores de poder pueden contabilizar pocas operaciones en el lapso de un año, por lo que el desgaste o deterioro de sus partes móviles y de extinción de arco no se ven seriamente afectadas al menos en el lapso de tiempo que contempla la actual periodicidad de mantenimiento. Teniendo presente que el mantenimiento normal aplica sobre los equipos en condición desconectado, la ejecución del mantenimiento preventivo cada tres años puede significar una merma innecesaria en la funcionalidad del equipo.

En el caso de los pararrayos, sus correspondientes contadores de operaciones señalan, en promedio, no más de 15 operaciones en un lapso de diez años. Ya que el mantenimiento normal requiere para su ejecución la desconexión del equipo, se aprecia la viabilidad de cambiar, al menos, la periodicidad del mantenimiento en este equipo.

Los cambiadores de tomas bajo carga, sus selectores y el mecanismo de accionamiento son dispositivos móviles y de precisión, los que registran un mínimo número de operaciones al año[50]. Las características del actual plan conllevan la inspección y revisión de los cables de control, la lubricación del árbol de contacto y el reemplazo del aceite del switch cambiador cada seis años, entre otros trabajos. De la experiencia obtenida en la realización de mantenimientos de este tipo en transformadores de 220 kV de subestación de Transelec en el SIC, se ha concluido que el aceite en cambiadores de tomas con bajo registro de operaciones mantiene su calidad de funcionamiento y extinción de arco.

[50] En la subestación Lagunas se registran treinta y seis operaciones y en la subestación Encuentro nueve, por el período que va desde el 2005 al 2014.

***Recomendaciones***

- Se propone modificar la periodicidad de ejecución de mantenimiento preventivo normal sobre interruptores correspondientes a paños de no críticos, de tres a seis años. Estos son:
    a. Paños J1, J5, J2 y J6, correspondientes a las líneas de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV respectivamente.
    b. Paño J2 en S/E Lagunas, correspondiente a la línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV.
    c. Paño J5 en subestación Crucero, correspondiente a la línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV.
    d. Paños J2, J15, J3 y J16, correspondientes a las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV.
    e. Paños J8 y J6, correspondientes a la línea de transmisión Atacama-Encuentro 2 220 kV.
    f. Paño JR de la subestación Tarapacá.
    g. Paños JR y JCE2 de la subestación Lagunas.
    h. Paños JR y JT de la subestación Encuentro.
    i. Paño JR de la subestación Atacama.

- Se propone sujetar el mantenimiento preventivo normal sobre interruptores correspondientes a paños críticos al cumplimiento de cualquiera de las siguientes condiciones:
    a. Periodicidad de tres años.
    b. Más de trescientas operaciones.
    c. Mantenimiento por condición, de acuerdo al registro de mantenimiento operacional.

- Se propone eliminar el mantenimiento preventivo normal sobre los transformadores de poder. En su lugar, se propone la planificación de las siguientes tareas de mantenimiento:
    a. Análisis físico químico y cromatográfico del aceite, con periodicidad anual.
    b. Análisis de furanos cada seis años.
    c. Análisis DBDS y pasivador, con periodicidad anual.
    d. Mantenimiento por condición, de acuerdo al registro de mantenimiento operacional.

- Se propone sujetar el mantenimiento preventivo normal sobre los cambiadores de toma bajo carga al cumplimiento de las siguientes condiciones:
    a. Periodicidad de nueve años.
    b. Más de trescientas operaciones.
    c. Mantenimiento por condición, de acuerdo al registro de mantenimiento operacional (pasa a ser mantenimiento correctivo).

- Eliminar el mantenimiento preventivo normal sobre pararrayos e incorporarlo en el mantenimiento exhaustivo, con periodicidad de seis años.

***iii) Plan de mantenimiento exhaustivo***

Este tipo de mantenimiento preventivo se realiza sobre los transformadores e interruptores de poder y pararrayos. Las características de este tipo de mantenimiento son los siguientes:

***Pararrayos***

- Medida de resistencia de aislación de base aislante.
- Limpieza de aislación e inspección de sellos.

***Transformadores de poder***

- Medidas de factor de potencia total en enrollados del transformador y del bushing.
- Medida de corriente de excitación del transformador.
- Verificación de relé buscholz, indicador de nivel de aceite y sistema de sello de la cuba.
- Inspección y separación de chisperos.

La tabla 4.16 señala los principales equipos sujetos al mantenimiento exhaustivo.

Tabla 4.16 Mantenimiento exhaustivo a equipos de SS/EE con activos de Transelec

| **Subestación** | **Descripción** | **Equipos a mantener** | **Actividad de mantenimiento** | **Periodicidad de mantenimiento** |
|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | Pararrayos | 5x3xPPRR | Mantenimiento exhaustivo | Cada seis años |
| Lagunas | Pararrayos | 6x3xPPRR | Mantenimiento exhaustivo | Cada seis años |
| | Transformador de poder | T | Mantenimiento exhaustivo | Cada nueve años |
| Crucero | Pararrayos | 3x3xPPRR | Mantenimiento exhaustivo | Cada seis años |
| Encuentro | Pararrayos | 5x3xPPRR | Mantenimiento exhaustivo | Cada seis años |
| | Transformador de poder | T | Mantenimiento exhaustivo | Cada nueve años |
| Atacama | Pararrayos | 9x3PPRR | Mantenimiento exhaustivo | Cada seis años |

***Recomendaciones***

- Se propone mantener el mantenimiento preventivo sobre pararrayos al del tipo exhaustivo con periodicidad de seis años, incorporando las labores de mantenimiento normal de estos equipos.

- Se propone eliminar el plan de mantenimiento exhaustivo sobre transformadores de poder, toda vez el mantenimiento sobre este equipo ha sido abordado dentro de las modificaciones al mantenimiento normal.

### 4.3.3 Descripción del plan de mantenimiento preventivo en sistemas de control

En Transelec, la labor de mantenimiento en el ámbito de los sistemas de control es realizada íntegramente por personal propio, debido a la alta complejidad que revisten dichos sistemas tanto en su programación y ajuste, como en su instalación y revisión.

Por tal razón y a diferencia de las labores de mantenimiento preventivo de líneas de transmisión y equipos primarios, sus órdenes de mantenimiento, además de la descripción del trabajo a realizar, sólo contienen una estimación de horas hombre y no de recursos económicos.

Dentro de su plan de obras, Transelec ha llevado a cabo el reemplazo sistemático de todas sus protecciones eléctricas. A la fecha, el cien por ciento de estos elementos se ha reemplazado en el sistema de transmisión de Transelec en el SING, buscando con ello mejorar el estándar de sus instalaciones pero, al mismo tiempo, proveyendo las herramientas para evitar la reiteración de fallas causadas involuntariamente por personal de mantenimiento.

El actual plan de mantenimiento preventivo de Transelec y relativa a los sistemas de control se reduce a los siguientes ámbitos:

- Mantenimiento normal a condensadores de acoplamiento y trampas de onda.
- Mantenimiento exhaustivo a condensador de acoplamiento.
- Análisis fasorial de protecciones.
- Verificación de protecciones.
- Pruebas de control y medidas de aislación.
- Análisis y verificación de exactitud de medidores.
- Intervención de enlaces de teleprotección.
- Intervención de enlaces OPAT.
- Intervención de unidad de acoplamiento.
- Intervención de enlaces de fibra óptica.

- Intervención de enlaces de microondas.
- Intervención de repetidores de microondas.
- Intervención de radio VHF.
- Intervención de presurizadores de microondas.
- Intervención de MUX.

### *i) Estadística de fallas en los sistemas de control*

La Tabla 4.17 registra el historial de fallas en la línea.

Tabla 4.17 Historial de fallas en línea Crucero-Lagunas 220 kV

| **Nombre de la instalación** | **Fecha** | **Causa de falla** | **Observación** |
|---|---|---|---|
| L. Encuentro-Crucero 1 220 kV | 24/04/2005 | Error de bloqueo de protección 50BF | Error de intervención |
| L. Atacama-Esmeralda 220 kV | 14/06/2005 | Operación de 21-21N sistema 2 | Error de intervención |
| L. Cóndores-Parinacota 220 kV | 27/12/2005 | Error de ajuste de protección 50BFJ3 | Error de intervención |
| L. Tarapacá-Lagunas 2 220 kV | 30/01/2006 | Operación de 21-21N sistema 1 | Mal ajuste de protección |
| L. Tarapacá-Cóndores 220 kV | 23/03/2006 | Error colocación de bandeja de bloqueo | Error de intervención |
| Barra sección 1 220 kV-Encuentro | 25/07/2006 | Operación 50BF Paño JT1 | Error de intervención |
| L. Crucero-Lagunas 1 220 kV | 30/01/2008 | Operación de 21-21N sistema 1 | Error de intervención |
| L. Tarapacá-Lagunas 1 220 kV | 25/07/2012 | Operación 21-21N sist. 2 | Error de intervención |
| L. Encuentro-Crucero 1 220 kV | 18/12/2012 | Operación de 21-21N sistema 1 | Error de intervención |
| Barra sección 1 220 kV-Encuentro | 23/09/2013 | Error colocación de bandeja de bloqueo | Error de intervención |
| L. Cóndores-Parinacota 220 kV | 08/06/2014 | Operación de 21-21N sistema 2 | Error de intervención |

La información descrita revela que la totalidad de fallas relacionadas a los sistemas de control para el período 2005-2014 se deben a errores humanos durante la ejecución de trabajos de mantenimiento o en los procesos de ajuste de las protecciones.

***Recomendaciones***

- Se propone eliminar las actividades de análisis fasorial y que en la actualidad tienen una periodicidad de ejecución de tres años, reemplazándolo por inspecciones visuales sobre los sistemas de control con periodicidad anual.
- Para las labores de mantenimiento concernientes a pruebas y/o verificación de protecciones, cuya periodicidad de ejecución es de seis años, se propone considerar como ejecutada dicha verificación si ante la ocurrencia de una falla, la protección asociada a ésta opere correctamente.
- Para las actividades de mantenimiento preventivo concernientes a la verificación de protecciones, cuya periodicidad de ejecución es de seis años, se propone considerar como ejecutada dicha verificación si ante la ocurrencia de una falla, la protección asociada a ésta opere correctamente.
- Respecto a las restantes actividades de mantenimiento y relacionadas a los sistemas de protección, no se proponen modificaciones al actual plan.
- El análisis fasorial de protecciones se deberá realizar en aquellos casos en los que se realicen cambios en el cableado o modificación de la instalación.

# CAPÍTULO 5: NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO Y COSTOS

Tal y como se ha planteado al inicio de este estudio, el desarrollo de la presente memoria busca elaborar un nuevo plan de mantenimiento preventivo para Transelec en el SING.

En base al análisis estadístico de fallas, de anormalidades y de desviaciones del mantenimiento ejecutado respecto a lo planificado, se ha evaluado la factibilidad de reducir la periodicidad de ejecución del mantenimiento, de aumentarlo, o en algunos casos, de incorporar faenas adicionales que ayuden a la detección oportuna de anormalidades en las instalaciones.

Las recomendaciones planteadas en el capítulo 4 sobre los actuales planes en los ámbitos de líneas de trasmisión y equipos primarios llevan a la elaboración del nuevo plan y a un nuevo presupuesto de mantenimiento.

Los nuevos planes de mantenimiento y costos relacionados se detallan por separado, para cada una de las líneas de transmisión en estudio, determinándose de este modo la utilidad o costo que conlleva su implementación en la gestión de mantenimiento preventivo de Transelec en el SING.

Para el caso de los nuevos planes de mantenimiento en equipos primarios, se realiza el análisis por tipo de mantenimiento, esto es, mantenimiento preventivo del tipo reducido, normal y exhaustivo.

## 5.1 Nuevo plan de mantenimiento en líneas de transmisión

### 5.1.1 Plan de la Línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a la línea de transmisión Cóndores-Parinacota 220 kV apuntan a tres aspectos específicos:

- Aumento en la periodicidad de ejecución de limpieza de aislación en estructuras 301, 318, 324, 327, de tres a cuatro veces en el año.
- Reducción de la periodicidad en las inspecciones pedestres sobre la línea, de tres a dos veces en el año.
- Incorporación de las estructuras 301, 318 y 327a las labores de inspección visual con trepado de estructuras.

La Tabla 5.1 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.1 Costos de mantenimiento por unidad de obra en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 225 | km | $ 30.292 |
| 2 | Inspección visual con trepado (10% de la línea) | 23 | km | $ 62.008 |
| 3 | Lavado aislación 1 a 30 | 109 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado aislación 31 – 315 | 969 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado aislación 316-320-321-322-326 | 27 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Lavado aislación 330 a 417 | 286 | Cadenas | $ 15.258 |
| 7 | Lavado aislación 418 a 428 | 39 | Cadenas | $ 15.258 |
| 8 | Lavado aislación 429 a 455 | 87 | Cadenas | $ 15.258 |
| 9 | Lavado aislación 456 a 524 | 276 | Cadenas | $ 15.258 |
| 10 | Limpieza a distancia energizada 317-319, 323-325, 327-329 | 36 | Cadenas | $ 69.726 |
| 11 | Amortiguadores vibración (3%) | 12 | Estructuras | $ 131.476 |
| 12 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 16 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.2 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.2 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Cóndores-Parinacota 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 1 - 30 | x | | x | | x | | x | | x | | x | | 9.978.732 | x | | x | | x | | x | | x | | x | | 9.978.732 |
| Lavado / 31 - 315 | | | | x | | | | | | x | | | 29.570.004 | | | | x | | | | | | x | | | 29.570.004 |
| Lavado / 316, 320-322, 326 | | | | x | | | | x | | | | x | 1.235.898 | | | | x | | | | x | | | | x | 1.235.898 |
| Lavado / 330 - 417 | x | | | | | | x | | | | | | 8.727.576 | x | | | | | | x | | | | | | 8.727.576 |
| Lavado / 418 - 428 | | x | | | | x | | | | x | | | 1.785.186 | | x | | | | x | | | | x | | | 1.785.186 |
| Lavado / 429 - 455 | | x | | | | | | x | | | | | 2.654.892 | | x | | | | | | x | | | | | 2.654.892 |
| Lavado / 456 - 524 | x | | | | x | | | | x | | | | 12.633.624 | x | | | | x | | | | x | | | | 12.633.624 |
| Limpieza / 317-319, 323-325, 327-329 | | | | x | | | | x | | | | x | 7.530.408 | Se elimina esta actividad | | | | | | | | | | | | 0 |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | | 1.577.712 | | | | | x | | | | | | | | 1577712 |
| Revisión de puentes de anclaje | | | | | | | | | | x | | | 427.488 | | | | | | | | | | x | | | 427.488 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | | 1.718.144 | | | | | | | x | | | | | | 1.718.144 |
| Inspección visual con trepado (10%) | | | | | | | | | | | | x | 1.426.184 | | | | | | | | | | | | x | 1.426.184 |
| **Inspección visual pedestre toda la línea** | | | | x | | | | x | | | | x | 20.447.100 | | **X** | | | | | | **X** | | | | | 13.631.400 |
| **Limpieza / 317, 319, 323, 325, 328** | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | **X** | | | | **X** | | | | **X** | 4.183.560 |
| **Limpieza / 301, 318, 324, 327** | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | **X** | | | **X** | | | **X** | | | **X** | | | 4.462.464 |
| **Insp. visual con trepado / 301, 318, 327** | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | **X** | 82.279 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 99.712.948 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 94.095.143 |

### 5.1.2 Plan de la Línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV

Por la criticidad de esta línea, no se proponen modificaciones al plan de mantenimiento en lo que respecta a las labores de lavado de aislación. Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a la línea de transmisión Tarapacá-Cóndores 220 kV se enfocan específicamente a labores de inspección de aislación. Éstas son:

- Reducción de la periodicidad en las inspecciones pedestres sobre la línea, de tres a dos veces en el año.
- Incorporación de las estructuras 1, 2 y 55 al plan de inspecciones visuales con trepado, con periodicidad anual.

La Tabla 5.3 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.3 Costos de mantenimiento por unidad de obra en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 70 | km | $ 30.295 |
| 2 | Inspección visual con trepado (10% de la línea) | 7 | km | $ 62.008 |
| 3 | Lavado aislación 1 a 60 | 257 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado aislación 61 a 154 | 333 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado aislación 155 a 188 | 134 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Amortiguadores vibración 3% c/1 año | 6 | Estructuras | $ 131.476 |
| 7 | Puentes anclajes c/1 año (personal propio) | 6 | Estructuras | $ 71.428 |
| 8 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 6 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.4 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.4 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Tarapacá-Cóndores 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 1 - 60 | | x | | x | | x | | x | | x | | x | 23.527.836 | | | | | | | | | | | | | 23.527.836 |
| Lavado / 61 - 154 | x | | | | | | x | | | | | | 10.161.828 | | | | | | | | | | | | | 10.161.828 |
| Lavado / 155 - 188 | | x | | x | | x | | x | | x | | x | 12.267.432 | | | | | | | | | | | | | 12.267.432 |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | | 788.856 | | | | | | | | | | | | | 788.856 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | | | x | | | | 428.568 | | | | | | | | | | | | | 428.568 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | x | | | | | | | | 644.304 | | | | | | | | | | | | | 644.304 |
| Inspección visual con trepado (10%) | | | | | | | | | | | x | | 434.056 | | | | | | | | | | | | | 434.056 |
| **Inspección visual pedestre a toda la línea** | | | x | | | | x | | | | x | | 6.361.530 | | | **X** | | | | | | **X** | | | | 4.241.300 |
| **Inspección visual con trepado** / 1, 2, 55 | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | | **X** | 68.535 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 54.614.410 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 52.562.715 |

### 5.1.3 Plan de la Línea de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a las líneas de transmisión Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV se enfocan específicamente a labores de limpieza y lavado de aislación. Éstas son:

- Reducción de la periodicidad de limpieza manual de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 5 a la 10, de seis a cuatro veces en el año.
- Reducción de la periodicidad del lavado de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 11 a 40 de dos a una vez al año.
- Reducción de la periodicidad de ejecución de inspecciones pedestres al total de la línea, de dos a sólo una en el año.

La Tabla 5.5 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en las líneas.

Tabla 5.5 Costos de mantenimiento por unidad de obra en líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 57 | km | $ 30.292 |
| 2 | Lavado aislación 1 a 4 | 48 | Cadenas | $ 15.258 |
| 3 | Lavado aislación 11 a 40 | 192 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado aislación 41 a 170 | 834 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Limpieza manual de aislación / 5 a 10 | 36 | Cadenas | $ 34.682 |
| 6 | Puentes anclajes c/1 año (personal propio) | 4 | Estructuras | $ 71.248 |
| 7 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 8 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.6 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.6 Plan de mantenimiento actual y propuesto en líneas Tarapacá-Lagunas 1 y 2 220 kV[51]

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 1 - 4 | x | | x | | x | | x | | x | | x | | 8.788.608 | x | | x | | x | | x | | x | | x | | 8.788.608 |
| Lavado / 41 - 170 | | | | | | | | x | | | | | 25.450.344 | | | | | | | | x | | | | | 25.450.344 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | | x | | | | | 569.984 | | | | | | | | x | | | | | 569.984 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | x | | | | | | | | 644.304 | | | | | x | | | | | | | | 644.304 |
| **Lavado / 11 - 40** | | | | | x | | | | | | x | | 11.718.144 | | | | | | **X** | | | | | | | 5.859.072 |
| **Limpieza / 5 – 10** | x | | x | | x | | x | | x | | x | | 14.982.624 | | **X** | | | **X** | | | **X** | | | **X** | | 9.988.416 |
| **Inspección visual pedestre a toda la línea** | | | | | | x | | | | | | x | 6.906.576 | | | | | | | | | | **X** | | | 3.453.288 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 69.060.584 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 54.754.016 |

[51] Los costos señalados para cada labor de mantenimiento corresponden a la suma de los mantenimientos en cada línea de transmisión Tarapacá-Lagunas.

### 5.1.4 Plan de la Línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a la línea de transmisión Crucero-Lagunas 220 kV se enfocan específicamente a labores de lavado de aislación. Éstas son:

- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 1 a la 70, de tres a dos veces en el año.
- Aumentar la periodicidad del lavado de aislación en las estructuras 74, 235, 236 y 273 de una a dos veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de ejecución de inspecciones pedestres al total de la línea, de dos a sólo una en el año.

La Tabla 5.7 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.7 Costos de mantenimiento por unidad de obra en línea Crucero-Lagunas 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 174 | km | $ 30.292 |
| 2 | Lavado aislación 1 a 70 c/4 meses | 242 | Cadenas | $ 15.258 |
| 3 | Lavado aislación 71 - 384 c/1 año | 1024 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado aislación 385 a 400 c/4 meses | 54 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado aislación 401 a 472 c/1 año | 262 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Lavado extraordinario 401 a 423 | 84 | Cadenas | $ 15.258 |
| 7 | Puentes anclajes c/1 año (personal propio) | 4 | Estructuras | $ 71.248 |
| 8 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 13 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.8 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.8 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Crucero-Lagunas 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 71 - 384 | | | | | | | | x | | | | | 15.624.192 | | | | | | | | x | | | | | 15.624.192 |
| Lavado / 385 - 400 | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | 9.887.184 | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | 9.887.184 |
| Lavado / 401 - 472 | | | | | | | | x | | | | | 3.997.596 | | | | | | | | x | | | | | 3.997.596 |
| Lavado extraordinario 401 a 423 | | x | | x | | x | | | | x | | x | 6.408.360 | | x | | x | | x | | | | x | | x | 6.408.360 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | | 284.992 | | | | | | | x | | | | | | 284.992 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | | 1.395.992 | | | | | | | x | | | | | | 1.395.992 |
| **Inspección visual pedestre a toda la línea** | x | | | | | | x | | | | | | 10.481.032 | | | | | | | | | | **X** | | | 5.240.516 |
| **Lavado / 1 - 70** | | | | x | | | | x | | | | x | 11.077.308 | | | **X** | | | | | | **X** | | | | 7.384.872 |
| **Lavado / 74, 235, 236, 273** | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | **X** | | | | | | | | | | | 244.128 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 59.156. 656 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 50.467.832 |

### 5.1.5 Plan de la Línea de transmisión María Elena-Lagunas 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a esta línea se enfocan específicamente en labores de lavado de aislación:

- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 19 a la 70, de tres a dos veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 385 a la 400, de doce a seis veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea 401 a 423, de cinco a cuatro veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de inspecciones visuales pedestres, de dos a una vez en el año.
- Incorporación de inspección visual pedestre a los tramos 401 a la 431.

La Tabla 5.9 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.9 Costos de mantenimiento por unidad de obra en líneas María Elena-Lagunas 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 166 | km | $ 30.292 |
| 3 | Lavado 19 a 70 | 232 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado aislación 71 - 384 | 1024 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado aislación 385 a 400 | 54 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Lavado aislación 401 a 440 | 146 | Cadenas | $ 15.258 |
| 7 | Lavado extraordinario 401 a 423 | 84 | Cadenas | $ 15.258 |
| 8 | Puentes anclajes (personal propio) | 4 | Estructuras | $ 71.248 |
| 9 | Verificación resistencia tierra | 13 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.10 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.10 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea María Elena-Lagunas 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 71 - 384 | | | | | | | | x | | | | | 15.624.192 | | | | | | | | x | | | | | 15.624.192 |
| Lavado / 401 – 440 | | | | | | | | x | | | | | 2.227.668 | | | | | | | | x | | | | | 2.227.668 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | | x | | | | | | 284.992 | | x | | x | | x | | | | x | | x | 6.408.360 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | x | | | | | | 284.992 | | | | | | | x | | | | | | 284.992 |
| Lavado / 19A - 70 | | | | x | | | | x | | | | x | 10.619.568 | | **X** | | | | | | **X** | | | | | 7.079.712 |
| Lavado / 385 – 400 | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | x | 9.887.184 | | **X** | | **X** | | **X** | | **X** | | **X** | | **X** | 4.943.592 |
| Lavado / 401 – 423 | | x | | x | | x | | | | x | | x | 6.408.360 | | | | **X** | | | | **X** | | | | **X** | 5.126.688 |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | | 9.829.668 | | | | | | | **X** | | | | | | 4.914.835 |
| Inspección visual pedestre /401-431 (12 km) | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | **X** | | 363.504 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 52.976.500 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 46.210.643 |

### 5.1.6 Plan de la Línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a la línea de transmisión Crucero-María Elena 220 kV se enfocan específicamente a labores de lavado de aislación. Éstas son:

- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea que van desde la estructura 1 a la 19, de tres a dos veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea que van desde las estructuras 385 a la 400, de doce a seis veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de lavado de aislación en los tramos de línea 401 a 423, de cinco a cuatro veces en el año.
- Reducción de la periodicidad de inspecciones visuales pedestres, de dos a una vez en el año.
- Incorporación de faena de inspección visual pedestre en estructuras, desde la 401 a la 431.

La Tabla 5.11 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.11 Costos de mantenimiento por unidad de obra en línea Crucero-María Elena 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 7 | km | $ 30.292 |
| 2 | Lavado aislación 1 a 19 | 70 | Cadenas | $ 15.258 |
| 3 | Puentes anclajes (personal propio) | 2 | Estructuras | $ 71.248 |
| 4 | Verificación resistencia tierra | 5 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.12 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.12 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Crucero-María Elena 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | | x | | | | | | | 284.992 | | | | | | x | | | | | | | 284.992 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras (5 estructuras) | | | | | | | x | | | | | | 536.920 | | | | | | | x | | | | | | 536.920 |
| Lavado / 1 - 19 | | | | x | | | | x | | | | x | 3.204.180 | | | | **X** | | | | | | **X** | | | 2.136.120 |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | | 424.088 | | | | | | | **X** | | | | | | 202.044 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 4.450.180 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 3.160.076 |

### 5.1.7 Plan de la Línea de transmisión Encuentro-Crucero 220 kV 1 y 2

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a las líneas de transmisión Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV se enfocan específicamente a labores de lavado de aislación. Éstas son:

- Se propone reducir la periodicidad de lavado de aislación de la totalidad de las líneas de tres a dos veces en el año.

La Tabla 5.13 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en la línea.

Tabla 5.13 Costo de mantenimiento por unidad de obra en líneas Encuentro-Crucero 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 1 | km | $ 30.292 |
| 2 | Lavado Aislación 1 a 9 c/4 meses | 78 | Cadenas | $ 15.258 |
| 3 | Puentes anclajes c/1 año (personal propio) | 1 | Estructuras | $ 71.248 |
| 4 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 1 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.14 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.14 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Encuentro-Crucero 1 y 2 220 kV[52]

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | | x | | | | | | | | 142.496 | | | | | x | | | | | | | | 142.496 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | | | | x | | | 107.386 | | | | | | | | | | x | | | 107.386 |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | | x | | | | | | | | | | | 60.584 | | x | | | | | | | | | | | 60.584 |
| Lavado / 1 - 9 | | | | x | | | | x | | | | x | 7.140.744 | | | | **X** | | | | | | **X** | | | 4.760.496 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 7.451.210 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 5.070.962 |

[52] Los costos señalados para cada labor de mantenimiento corresponden a la suma de los mantenimientos en cada línea de transmisión Encuentro-Crucero.

### 5.1.8 Plan de la Línea de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a las líneas de transmisión Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV se enfocan específicamente a labores de lavado de aislación. Éstas son:

- Reducción de la periodicidad de inspecciones visuales pedestres, de dos a una vez en el año.
- Incorporación de faenas de inspección visual con trepado a estructuras en tramos de línea 48 a 58 y 236 a 238.

La Tabla 5.15 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en las líneas.

Tabla 5.15 Costo de mantenimiento por unidad de obra en líneas Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección visual pedestre | 154 | km | $ 30.292 |
| 2 | Lavado Aislación 1 a 30 | 234 | Cadenas | $ 15.258 |
| 3 | Lavado Aislación 31 - 60 | 222 | Cadenas | $ 15.258 |
| 4 | Lavado Aislación 61 a 309 | 1632 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado Aislación 310 a 340 | 198 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Lavado Aislación 341 a 428 | 576 | Cadenas | $ 15.258 |
| 7 | Amortiguadores vibración (3%) | 16 | Estructuras | $ 169.462 |
| 8 | Puentes anclajes (personal propio) | 14 | Estructuras | $ 71.248 |
| 9 | Verificación resistencia tierra | 14 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.16 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.16 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Atacama-Encuentro 1 y 2 220 kV[53]

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 1 - 30 | | | | x | | | | x | | | | x | 21.422.232 | | | | x | | | | x | | | | | 21.422.232 |
| Lavado / 31 – 60 | x | | | | | | x | | | | | | 13.549104 | x | | | | | | x | | | | | | 13.549104 |
| Lavado / 61 – 309 | | | | | | | x | | | | | | 49.802.112 | | | | | | | x | | | | | | 49.802.112 |
| Lavado / 310 – 340 | | | x | | | | | | x | | | | 12.084.336 | | | x | | | | | | x | | | | 12.084.336 |
| Lavado / 341 – 428 | | x | | | | x | | | | x | | | 52.731.648 | | x | | | | x | | | | x | | | 52.731.648 |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | x | | | | | | | | | 5.422.784 | | | | x | | | | | | | | | 5.422.784 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | | x | | | | | | | | | 1.994.944 | | | | x | | | | | | | | | 1.994.944 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | | | | | x | | 3.006.752 | | | | | | | | | | | x | | 3.006.752 |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | | | x | | | | | | 18.659.872 | | | | | | | | | | | **X** | | 9.329.936 |
| Inspección visual con trepado / 48-58, 236-238 (10 km) | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | | | | | | | **X** | | 620.080 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 178.673.784 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 169.963.928 |

[53] Los costos señalados para cada labor de mantenimiento corresponden a la suma de los mantenimientos en cada línea de transmisión Atacama-Encuentro.

### 5.1.9 Plan de la Línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV

Las recomendaciones propuestas en el capítulo 4 respecto a la línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV se enfocan específicamente a labores de lavado de aislación. Éstas son:

- Reducción de la periodicidad de inspecciones visuales pedestres, de tres a dos veces en el año.
- Incorporación de faenas de inspección visual con trepado a los tramos de línea que van desde las estructuras 60 a 75 y 135 a 140, adicionales a las labores de este tipo en la línea.

La Tabla 5.17 detalla los costos por unidad de obra y relativa a cada una de las faenas de mantenimiento preventivo en las líneas.

Tabla 5.17 Costos de mantenimiento por unidad de obra en líneas Atacama-Esmeralda 220 kV

| Ítem | Actividad | Cantidad | Unidad | $/Unidad de Obra |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Inspección Pedestre Completa c/1 año | 69 | km | $ 30.292 |
| 2 | Inspección Pedestre Relevante | 69 | km | $ 30.292 |
| 3 | Inspección Visual Exhaustiva (10%) | 7 | km | $ 62.008 |
| 4 | Lavado Aislación 1 a 20 c/2 meses | 97 | Cadenas | $ 15.258 |
| 5 | Lavado Aislación 21 - 129 c/6 meses | 394 | Cadenas | $ 15.258 |
| 6 | Lavado Aislación 130 a 136 c/2 meses | 28 | Cadenas | $ 15.258 |
| 7 | Lavado Aislación 137 - 180 c/4 meses | 198 | Cadenas | $ 15.258 |
| 8 | Amortiguadores vibración 3% c/1 año | 6 | Estructuras. | $ 131.476 |
| 9 | Puentes anclajes c/1 año (personal propio) | 7 | Estructuras | $ 71.248 |
| 10 | Verificación resistencia tierra c/1 año | 5 | Estructuras | $ 107.384 |

La Tabla 5.18 detalla el plan de mantenimiento preventivo actual y propuesto, junto a sus correspondientes costos de ejecución.

Tabla 5.18 Plan de mantenimiento actual y propuesto en línea Atacama-Esmeralda 220 kV

| **Actual plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | | | | **Nuevo plan de mantenimiento preventivo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad** | **Mes** | | | | | | | | | | | | **Costo plan actual** | **Mes** | | | | | | | | | | | **Costo nuevo plan** |
| | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** | **$** |
| Lavado / 1 - 20 | | x | | x | | x | | x | | x | | x | 8.880.156 | | | | x | | | | x | | | | x | 8.880.156 |
| Lavado / 21 - 129 | | x | | | | | | x | | | | | 12.023.304 | x | | | | | | x | | | | | | 12.023.304 |
| Lavado / 130 – 136 | | x | | x | | x | | x | | x | | x | 2.563.344 | | | | | | | x | | | | | | 2.563.344 |
| Lavado / 137 – 180 | | | | x | | | | x | | | | x | 3.063.252 | | | x | | | | | | x | | | | 3.063.252 |
| Inspección de amortiguadores (3%) | | | | | x | | | | | | | | 788.856 | | x | | | | x | | | | x | | | 788.856 |
| Puentes de anclaje (termografía) | | | x | | | | | | | | | | 498.736 | | | x | | | | | | | | | | 498.736 |
| Verificación resistencia a tierra estructuras | | | | | | | | | | | x | | 536.920 | | | | | | | | | | | x | | 536.920 |
| Inspección visual con trepado (7 km) | | | | | x | | | | | | | | 434.056 | | | | | x | | | | | | | | 434.056 |
| Inspección visual pedestre a toda la línea | x | | | | x | | | | x | | | | 6.270.444 | **X** | | | | | | **X** | | | | | | 4.180.296 |
| Inspección visual con trepado / 60-75, 135-140 (3.8 km) | No se realiza en el actual plan | | | | | | | | | | | | 0 | | | | | **X** | | | | | | | | 235.630 |
| | **Costo total plan actual** | | | | | | | | | | | | 35.059.068 | **Costo total nuevo plan** | | | | | | | | | | | | 33.204.550 |

***Resumen***

La Tabla 5.19 resume y compara la información concerniente al costo de los actuales planes de mantenimiento versus los nuevos planes propuestos en este estudio.

Tabla 5.19 Comparativo costos de planes de mantenimiento en líneas de transmisión

| Línea de transmisión | Costo plan de mantenimiento $ | | Margen de utilidad $ | Margen de utilidad |
|---|---|---|---|---|
| | Actual | Propuesto | | |
| Cóndores-Parinacota | 99.712.948 | 94.095.143 | 5.617.805 | 5,63 % |
| Tarapacá-Cóndores | 54.614.410 | 52.562.715 | 2.051.695 | 3,76 % |
| Tarapacá-Lagunas 1 y 2 | 69.060.584 | 54.754.016 | 14.306.568 | 20,72 % |
| Crucero-Lagunas | 59.156.656 | 50.467.832 | 8.688.824 | 14,69 % |
| María Elena-Lagunas | 52.976.500 | 46.210.643 | 6.765.857 | 12,77 % |
| Crucero-María Elena | 4.450.180 | 3.160.076 | 1.290.104 | 28,99 % |
| Encuentro-Crucero 1 y 2 | 7.451.210 | 5.070.962 | 2.380.248 | 31,94 % |
| Atacama-Encuentro 1 y 2 | 178.673.784 | 169.963.928 | 8.709.856 | 4,87 % |
| Atacama-Esmeralda | 35.059.068 | 33.204.550 | 1.854.518 | 5,29 % |
| TOTAL | $ 561.155.340 | $ 509.489.865 | 51.665.475 | 9,21 % |

## 5.2 Nuevo plan de mantenimiento de equipos primarios

### 5.2.1 Plan de mantenimiento preventivo básico reducido

Los argumentos y recomendaciones propuestos en el capítulo 4 y relativas a este tipo de mantenimiento avalan la decisión de eliminarlo del actual plan. A la fecha, este tipo de mantenimiento se lleva a cabo sobre la totalidad de los transformadores e interruptores de poder, una vez al año.

La tabla 5.20 detalla el costo total que conlleva la aplicación de este tipo de mantenimiento sobre los transformadores de poder de Transelec en el SING[54].

[54] Los costos de ejecución del mantenimiento por unidad de obra se detallan en la tabla 4.10.

Tabla 5.20 Costo de ejecución mantenimiento reducido a transformadores de poder

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Observación | Costo ejecución del mantenimiento $ |
|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Transformador de poder | T | Transformador de 25 MVA | 130.031 |
| Encuentro | Transformador de poder | T1 | Transformador de 8 MVA | 0 |
| Atacama | Transformador de poder | Molyb | Transformador de 10 MVA | 130.031 |
| | | | TOTAL | 260.062 |

La tabla 4.13 detalla los interruptores de poder por subestación, sujetos al mantenimiento reducido.

Tabla 5.21 Costo de ejecución del mantenimiento reducido a interruptores de poder

| Subestación | Descripción | Equipos a mantener | Observación | Costo ejecución del mantenimiento $ |
|---|---|---|---|---|
| Cóndores | Interruptor | 52J2 | Mantenimiento reducido | 113.863 |
| Tarapacá | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J3, 52JT1, 52JT2, 52JR, 52JS | 52J1 y 52J2 son interruptores de tipo columna mecanismo hidráulico. Valor unidad de obra: $ 149.109. | 867.533 |
| Lagunas | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J5, 52J6, 52J7, 52JT, 52JR, 52JS, 52JCE2 | Nueve interruptores de propiedad de Transelec. Valor de unidad de obra: $ 113.863. | 1.024.767 |
| Crucero | Interruptor | 52J14, 52J15, 52J16 | Mantenimiento reducido | 341.589 |
| Encuentro | Interruptor | 52J2, 52J3, 52J6, 52J7, 52JR, 52JS, 52JT | Mantenimiento reducido | 797.041 |
| Atacama | Interruptor | 52J1, 52J2, 52J4, 52J5, 52J6, 52J7, 52J8, 52J9, 52J11, 52JR, 52JS, 52JT | Mantenimiento reducido | 1.366.356 |
| | | | TOTAL | 4.511.149 |

La implementación de los cambios en la actual planificación sobre transformadores e interruptores de poder representa un ahorro neto por concepto de mantenimiento preventivo de $ 4.771.211 al año.

### 5.2.2 Plan de mantenimiento preventivo normal

La periodicidad de ejecución del mantenimiento normal varía según el equipo a mantener o, en el caso del lavado de aislación de subestaciones, a las características geográficas y climáticas de la zona a mantener.

La tabla 5.22 detalla el costo que del mantenimiento normal sobre desconectadores en 220 kV.

Tabla 5.22 Costo mantenimiento preventivo normal en desconectadores

| **Subestación** | **Periodicidad** | **Equipos a mantener** | **Valor unidad de obra $** | **Costo $** |
|---|---|---|---|---|
| Parinacota | Anual | 89J1-1, 89J1-1T | 447.774 | 895.548 |
| Cóndores | Anual | 89J2-1, 89J2-2, 89J1-1, 89J1-1T | 447.774 | 1.791.096 |
| Tarapacá | Anual | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-3T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-3T, 89J3-1, 89J3-2, 89J3-3, 89J3-3T, 89JT1-1, 89JT1-2, 89JT1-3, 89JT1-3T, 89JT2-1, 89JT2-2, 89JT2-3, 89JT2-3T, 89JR-1, 89JR-2, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2 | 447.774 | 11.194.350 |
| Lagunas | Anual | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-2T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J5-1, 89J5-2, 89J5-3, 89J5-2T, 89J6-1, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1, 89J7-2, 89J7-3, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-3, 89JCE2-1, 89JCE2-2, 89JCE2-3, 89JCE2-T, 89JCE2-NT, 89JS-1, 89JS-2 | 447.774 | 12.985.446 |
| Crucero | Anual | 89J14-1, 89J14-2, 89J14-3, 89J14-2T, 89J15-1, 89J15-2, 89J15-3, 89J15-2T, 89J16-1, 89J16-2, 89J16-3, 89J16-2T | 447.774 | 5.373.288 |
| Encuentro | Anual | 89J2-1A, 89J2-1B, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J3-1A, 89J3-1B, 89J3-2, 89J3-3, 89J3-2T, 89J6-1A, 89J6-1B, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1A, 89J7-1B, 89J7-2, 89J7-3, 89J7-2T, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-3, 89JR-1, 89JR-2, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2 | 447.774 | 12.537.672 |
| Atacama | Anual | 89J1-1, 89J1-2, 89J1-3, 89J1-2T, 89J2-1, 89J2-2, 89J2-3, 89J2-2T, 89J4-1, 89J4-2, 89J4-3, 89J4-2T, 89J5-1, 89J5-2, 89J5-3, 89J5-2T, 89J6-1, 89J6-2, 89J6-3, 89J6-2T, 89J7-1, 89J7-2, 89J7-3, 89J7-2T, 89J8-1, 89J8-2, 89J8-3, 89J8-2T, 89J9-1, 89J9-2, 89J9-3, 89J9-2T, 89J11-1, 89J11-2, 89J11-3, 89J11-2T, 89JR-1, 89JR-3, 89JS-1, 89JS-2, 89JT-1, 89JT-2, 89JT-2T | 447.774 | 19.254.282 |
| Esmeralda | Anual | 89J1-1, 89J1-1T | 447.774 | 895.548 |
| TOTAL cada año | | | | 64.927.230 |

La tabla 5.23 detalla El costo de ejecución de termovisión a equipos de Paños 220 kV, con periodicidad anual.

Tabla 5.23 Costo mantenimiento preventivo normal en equipos de paños

| **Subestación** | **Periodicidad** | **Equipos a mantener** | **Valor unidad de obra $** | **Costo $** |
|---|---|---|---|---|
| Parinacota | Anual | Paño J1 | 116.689 | 116.689 |
| Cóndores | Anual | Paño J2 | 116.689 | 116.689 |
| Tarapacá | Anual | Paños J1, J2, J3, JT1, JT2, JS, JR | 116.689 | 816.823 |
| Lagunas | Anual | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, JT, JCE2, JR, JS | 116.689 | 1.166.890 |
| Crucero | Anual | Paños J14, J15, J16 | 116.689 | 350.067 |
| Encuentro | Anual | Paños J2, J3, J6, J7, JT, JR, JS | 116.689 | 816.823 |
| Atacama | Anual | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, J8, J9, J11, JR, JS, JT | 116.689 | 1.400.268 |
| Esmeralda | Anual | Paño J1 | 116.689 | 116.689 |
| TOTAL por año | | | | 4.900.938 |

La tabla 5.24 detalla El costo de ejecución de mantenimiento normal a interruptores de poder en 220 kV, con periodicidad de tres años.

Tabla 5.24 Costo mantenimiento preventivo normal en interruptores de poder con periodicidad de tres años

| **Subestación** | **Periodicidad** | **Equipos a mantener** | **Valor unidad de obra $** | **Costo $** |
|---|---|---|---|---|
| Cóndores | Cada tres años | 52J2 | 902.613 | 902.613 |
| Tarapacá | Cada tres años | 52JS, 52JR, 52J3, 52JT1, 52JT2 | 902.613 | 6.355.781 |
| Tarapacá | Cada tres años | 52J1, 52J2 | 921.358 | 1.842.716 |
| Lagunas | Cada tres años | 52J1, 52J2, 52J5, 52J6, 52J7, 52JT, 52JR, 52JS, 52JCE2 | 902.613 | 8.123.517 |
| Crucero | Cada tres años | 52J14, 52J15, 52J16 | 902.613 | 2.707.839 |
| Encuentro | Cada tres años | 52J2, 52J3, 52J6, 52J7, 52JR, 52JS, 52JT | 902.613 | 6.318.291 |
| Atacama | Cada tres años | 52J1, 52J2, 52J4, 52J5, 52J6, 52J7, 52J8, 52J9, 52J11, 52JR, 52JS, 52JT | 902.613 | 10.831.356 |
| TOTAL cada tres años | | | | 37.082.113 |

La tabla 5.25 detalla El costo de ejecución de mantenimiento normal en transformadores de medida y pararrayos de 220 kV, con periodicidad de tres años.

Tabla 5.25 Costo de mantenimiento preventivo normal en transformadores de medida y pararrayos

| Subestación | Periodicidad | Equipos a mantener | Valor unidad de obra $ | Costo $ |
|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | Cada tres años | 15xTTCC, 12xTTPP | 498.138 | 13.449.726 |
| Lagunas | Cada tres años | 21xTTCC, 12xTTPP | 498.138 | 16.438.554 |
| Crucero | Cada tres años | 9xTTCC, 9xTTPP | 498.138 | 8.966.484 |
| Encuentro | Cada tres años | 18xTTCC, 15xTTPP | 498.138 | 16.438.554 |
| Atacama | Cada tres años | 33xTTCC, 15xTTPP | 498.138 | 23.910.624 |
| Tarapacá | Cada tres años | 15xPPRR | 174.650 | 2.619.750 |
| Lagunas | Cada tres años | 18xPPRR | 174.650 | 3.143.700 |
| Crucero | Cada tres años | 9xPPRR | 174.650 | 1.571.850 |
| Encuentro | Cada tres años | 15xPPRR | 174.650 | 2.619.750 |
| Atacama | Cada tres años | 27xPPRR | 174.650 | 4.715.550 |
| TOTAL cada tres años | | | | 93.874.542 |

Las tablas 5.26 y 5.27 detallan el costo del mantenimiento normal en transformadores de poder y cambiadores de toma bajo carga en 220 kV, con periodicidad de seis años.

Tabla 5.26 Costo de ejecución de mantenimiento preventivo normal transformadores de poder

| Subestación | Periodicidad | Equipos a mantener | Valor unidad de obra $ | Costo $ |
|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Cada seis años | Transformador 220/23 kV 30 MVA | 467.028 | 467.028 |
| Encuentro | Cada seis años | Transformador 220/23 kV 8 MVA | 510.171 | 510.171 |
| TOTAL cada seis años | | | | 977.199 |

Tabla 5.27 Costo de ejecución de mantenimiento preventivo normal en CTBC

| Subestación | Periodicidad | Equipos a mantener | Valor unidad de obra $ | Costo $ |
|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Cada seis años | Cambiador de tomas bajo carga | 2.168.730 | 2.168.730 |
| Encuentro | Cada seis años | Cambiador de tomas bajo carga | 2.168.730 | 2.168.730 |
| TOTAL cada seis años | | | | 4.337.460 |

La tabla 5.28 detalla el costo del mantenimiento normal mediante lavado de aislación a equipos de subestación de 220 kV, con periodicidad en meses.

Tabla 5.28 Costo anual de ejecución de lavado de aislación en paños de subestaciones

| **Subestación** | **Periodicidad** | **Equipos a mantener** | **Valor unidad de obra $** | **Costo $** |
|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | Cada 1 mes | Paños J1, J2, J3, JT1, JT2, JS, JR | 392.806 | 16.497.852 |
| Atacama | Cada 1 mes | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, J8, J9, J11, JR,JS | 2.168.730 | 25.925.196 |
| Lagunas | Cada 3 meses | Paños J1, J2, J4, J5, J6, J7, JT, JCE2, JR, JS | 392.806 | 15.712.240 |
| Encuentro | Cada 3 meses | Paño J2, J3, J6, J7, JT, JR, JS | 510.171 | 10.998.568 |
| TOTAL al año | | | | 69.133.196 |

Para facilitar el análisis económico, los costos totales del mantenimiento en todos los equipos sujetos al mantenimiento normal en el actual plan de mantenimiento se refieren a valores promedio y referidos a un año. La tabla 5.29 resume estos valores.

Tabla 5.29 Costo anual equivalente de mantenimiento normal en equipos primarios

| **Actividad** | **Periodicidad** | **Costo real $** | **Costo anual equivalente $** |
|---|---|---|---|
| Mantenimiento normal a desconectadores | Anual | 68.509.422 | 64.927.230 |
| Termovisión | Anual | 4.900.938 | 4.900.938 |
| Mantenimiento normal a interruptores | Cada tres años | 37.082.113 | 12.360.704 |
| Mantenimiento normal a transformadores de medida y pararrayos | Cada tres años | 94.922.442 | 31.640.814 |
| Mantenimiento normal a transformadores de poder | Cada seis años | 977.199 | 162.867 |
| Mantenimiento normal a cambiadores de toma bajo carga | Cada seis años | 4.337.460 | 72.910 |
| Lavado de aislación a equipos de subestación | Anual[55] | 69.133.196 | 69.133.196 |
| TOTAL promedio anual | | | 183.198.659 |

[55] Aunque la periodicidad de lavado de aislación en subestaciones va de uno a tres meses, para efectos del análisis se considera como una única faena con coste anual.

### *Modificaciones al actual plan de mantenimiento*

De las recomendaciones planteadas en el capítulo 4 y relativas a este tipo de mantenimiento, se cambia la periodicidad de ejecución del mantenimiento sobre interruptores de poder correspondientes de paños no críticos, de tres a seis años. También se reemplaza el mantenimiento normal sobre transformadores de poder, dando lugar a labores de inspección y análisis físico químico y cromatográfico. Finalmente, se añaden al mantenimiento normal sobre los cambiadores de tomas bajo carga labores de análisis y filtrado de aceite, con periodicidad de nueve años. Los resultados respectivos se detallan en las tablas 5.30, 5.31 y 5.32.

Tabla 5.30 Costo anual equivalente por mantenimiento preventivo en interruptores no críticos

| **Subestación** | **Equipos a mantener** | **Valor unidad de obra $** | **Costo real $** | **Costo real equivalente $** | **Costo plan modificado equivalente $** |
|---|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | 52J1, 52J2 | 921.358 | 1.842.716 | 614.239 | 307.120 |
| Tarapacá | 52JR | 902.613 | 902.613 | 300.871 | 150.436 |
| Lagunas | 52J2, 52J5, 52J6, 52JR, 52JCE2 | 902.613 | 4.513.065 | 1.504.355 | 752.178 |
| Crucero | 52J5, 52J15, 52J16 | 902.613 | 2.707.839 | 902.613 | 451.307 |
| Encuentro | 52J2, 52J3, 52J6, 52JR, 52JT | 902.613 | 4.513.065 | 1.504.355 | 752.178 |
| Atacama | 52J8, 52JR | 902.613 | 1.805.226 | 601.742 | 300.871 |
| TOTAL promedio anual | | | | 5.428.175 | 2.714.090 |

Tabla 5.31 Costo nuevo plan de mantenimiento sobre transformadores de poder

| **Subestación** | **Equipo** | **Análisis físico químico y cromatográfico (anual)** | **Análisis DBDS y pasivador (anual)** | **Análisis de furanos (seis años)** [56] | **Costo anual equivalente Nuevo Plan $** |
|---|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Transformador 220/23 kV | 77.273 | 278.010 | 12.122 | 428.010 |
| Encuentro | Transformador 220/23 kV | 77.273 | 278.010 | 12.122 | 428.010 |
| TOTAL | | | | | 734.810 |

[56] El valor de la unidad de obra por análisis de furanos es de $ 72.727. El valor detallado en la tabla es el valor promedio por año.

Tabla 5.32 Costo nuevo plan de mantenimiento sobre cambiadores de tomas bajo carga

| Subestación | Equipos a mantener | Plan actual $ | Costo anual equivalente Plan actual $ | Costo anual equivalente Nuevo plan $ |
|---|---|---|---|---|
| Lagunas | Cambiador de tomas bajo carga | 2.168.730 | 361.455 | 240.970 |
| | Análisis físico químico de aceite | 0 | 0 | 29.455 |
| | Análisis con filtrado de aceite | 0 | 0 | 45.455 |
| Encuentro | Cambiador de tomas bajo carga | 2.168.730 | 361.455 | 240.970 |
| | Análisis físico químico de aceite | 0 | 0 | 29.455 |
| | Análisis con filtrado de aceite | 0 | 0 | 45.455 |
| TOTAL | | 4.337.460 | 722.910 | 631.760 |

### *Resumen*

La tabla 5.33 resume y compara los costos asociados a los planes actual y propuesto.

Tabla 5.33 Comparativo de costos entre plan actual y nuevo plan de mantenimiento en equipos

| Equipos a mantener | Tipo de trabajo | Costo real $ | Costo anual equivalente Plan actual $ | Costo anual equivalente Nuevo plan $ |
|---|---|---|---|---|
| Desconectadores | Mantenimiento | 64.927.230 | 64.927.230 | 64.927.230 |
| Paños | Termovisión | 4.900.938 | 1.633.646 | 1.633.646 |
| Interruptores | Mantenimiento | 37.082.113 | 12.360.704 | 6.931.529[57] |
| Interruptores no críticos | Mantenimiento | 0 | 0 | 2.714.090 |
| Transformadores de poder | Mantenimiento | 977.199 | 162.867 | 734.810 |
| Cambiador de tomas bajo carga | Mantenimiento | 4.337.460 | 722.910 | 631.760 |
| Pararrayos | Mantenimiento | 14.670.600 | 4.890.202 | 0 |
| Subestaciones | Lavado aislación | 69.133.196 | 69.133.196 | 69.133.196 |
| TOTAL | | 196.028.736 | 153.830.755 | 146.706.261 |

Las modificaciones del actual plan de mantenimiento resultan en una reducción de costos por año de $ 7.124.494.

[57] El valor indicado corresponde a la diferencia entre los costos anuales equivalentes por mantenimiento a interruptores totales ($ 12.360.704) y el de interruptores no críticos ($ 5.428.175)

### 5.2.3 Plan de mantenimiento preventivo exhaustivo

Este tipo de mantenimiento aplica sobre transformadores de poder y pararrayos. Las modificaciones planteadas respecto al mantenimiento preventivo normal consideran acciones sobre los transformadores y que apuntan a un mantenimiento menos invasivo, basado en la condición del equipo.

La tabla 5.34 detalla el costo que del mantenimiento normal los equipos señalados.

Tabla 5.34 Mantenimiento exhaustivo a equipos de subestaciones

| Subestación | Periodicidad | Equipos a mantener | Valor unidad de obra $ | Costo real $ | Costo anual equivalente $ |
|---|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | Cada seis años | 5x3xPPRR | 349.331 | 5.239.965 | 873.327 |
| Lagunas | Cada seis años | 6x3xPPRR | 349.331 | 6.287.958 | 1.047.993 |
| | Cada nueve años | Transformador 220/23 kV | 905.948 | 905.948 | 100.660 |
| Crucero | Cada seis años | 3x3xPPRR | 349.331 | 3.143.979 | 523.996 |
| Encuentro | Cada seis años | 5x3xPPRR | 349.331 | 5.239.965 | 873.327 |
| | Cada nueve años | Transformador 220/23 kV | 501.494 | 501.494 | 55.721 |
| Atacama | Cada seis años | 9x3PPRR | 349.331 | 9.431.937 | 1.571.989 |
| TOTAL | | | | 30.751.246 | 5.047.013 |

Las consideraciones técnicas señaladas en el capítulo 4 proponen la eliminación del mantenimiento exhaustivo sobre transformadores. Al mismo tiempo, consideran la incorporación de las labores de mantenimiento normal en pararrayos con periodicidad de seis años.

La tabla 5.35 detalla el costo de ejecución del nuevo plan de mantenimiento exhaustivo.

Tabla 5.35 Costo nuevo plan de mantenimiento exhaustivo sobre pararrayos

| Subestación | Equipos a mantener | Plan actual $ | Costo anual equivalente Plan actual (tres años) $ | Costo anual equivalente Nuevo plan (seis años) $ |
|---|---|---|---|---|
| Tarapacá | 15xPararrayos (exhaustivo) | 5.239.965 | 1.746.654 | 873.327 |
| | 15xPararrayos (normal) | 2.619.750 | 873.250 | 436.625 |
| Lagunas | 6x3xPPRR (exhaustivo) | 6.287.958 | 2.095.986 | 1.047.993 |
| | 6x3xPPRR (normal) | 3.143.700 | 1.047.900 | 523.950 |
| Crucero | 3x3xPPRR (exhaustivo) | 3.143.979 | 1.047.992 | 523.996 |
| | 3x3xPPRR (normal) | 1.571.850 | 523.950 | 261.975 |
| Encuentro | 5x3xPPRR (exhaustivo) | 5.239.965 | 1.746.654 | 873.327 |
| | 5x3xPPRR (normal) | 2.619.750 | 873.250 | 436.625 |
| Atacama | 9x3PPRR (exhaustivo) | 9.431.937 | 6.287.958 | 3.143.979 |
| | 9x3PPRR (normal) | 4.715.550 | 1.571.850 | 785.925 |
| TOTAL | | 44.014.404 | 17.815.444 | 8.907.722 |

Las modificaciones del actual plan de mantenimiento exhaustivo resultan en una reducción de costos por año de $ 8.907.722.

### *Resumen*

La Tabla 5.35 resume y compara la información concerniente al costo de los actuales planes de mantenimiento versus los nuevos planes propuestos en este estudio.

Tabla 5.35 Comparativo costo de planes de mantenimiento en equipos y margen de utilidad

| Línea de transmisión | Costo plan de mantenimiento $ | | Margen de utilidad $ | Margen de utilidad |
|---|---|---|---|---|
| | Actual | Propuesto | | |
| Mantenimiento reducido | 4.771.211 | 0 | 4.771.211 | 100 % |
| Mantenimiento normal | 153.830.755 | 146.706.261 | 7.124.494 | 4,63 % |
| Mantenimiento exhaustivo | 17.815.444 | 8.907.722 | 8.907.722 | 50,00 % |
| TOTAL | 176.417.410 | $ 155.613.983 | 20.803.427 | 11,79 % |

# CAPÍTULO 6: RESUMEN FINAL Y CONCLUSIONES

## 6.1 Resumen final

El presente estudio se ha elaborado a partir de la necesidad de Transelec por aumentar el nivel de confiabilidad operativa en su sistema de transmisión en el SING. La actual planificación del mantenimiento preventivo está basada en la experiencia adquirida por las áreas de mantenimiento durante el desarrollo de labores de mantenimiento. Las fallas ocurridas en instalaciones de Transelec en el SING entre los años 2005 y 2014 han afectado principalmente a las líneas de transmisión y, en menor medida, a los equipos primarios. La modificación de los actuales planes de mantenimiento se ha enfocado primordialmente en estos dos aspectos. Se ha realizado una clasificación de las líneas de transmisión y barras de subestaciones de acuerdo a su nivel de criticidad sistémica, considerando que, bajo condiciones normales de operación, la desconexión de algunos de estos activos por breves períodos de tiempo no provocan interrupción de suministro eléctrico ni merma considerable en el sistema. Para el caso de líneas de transmisión, se ha realizado un análisis comparativo entre la planificación del mantenimiento y su posterior ejecución, detectándose entre sí desviaciones importantes las que, en ausencia de fallas sobre el activo en estudio permiten considerar como factible la modificación y, en algunos casos, la reducción de su periodicidad de mantenimiento. Se ha tomado en consideración que las fallas acaecidas sobre ellas se concentran en puntos específicos producto de su locación geográfica y las condiciones del medio ambiente. El análisis de equipos primarios evalúa las características del actual plan, el que en algunos casos posee periodicidades de ejecución muy altas y que pueden provocar el deterioro del activo en lugar de una mejora, como es el caso del mantenimiento sobre los transformadores de poder y/o cambiadores de tomas bajo carga, los que por sus características tanto constructivas como de precisión obligan a realizar labores de mantenimiento menos invasivas y orientadas a la supervisión y condición del activo. El nuevo plan de mantenimiento tanto en líneas como en equipos primarios considera un presupuesto de aproximadamente un diez por ciento menor que el actual.

## 6.2 Conclusiones

El análisis estadístico de falla realizado sobre las instalaciones de Transelec en el SING para el período 2005-1014 permite concluir que los puntos específicos afectados por éstas se encuentran sujetos a condiciones medioambientales que aceleran el proceso contaminación y/o la corrosión de los aisladores, facilitando la ocurrencia de flashover o el corte de la cadena respectiva. Los tramos de línea asociados a estos puntos de falla y aquellos cercanos plantean la necesidad de realizar mayor cantidad de labores de mantenimiento preventivo que aquellos tramos que estadísticamente no se han visto afectados.

El nuevo plan de mantenimiento concerniente a las líneas de transmisión debe considerar periodicidades de ejecución diferentes por tramos en una misma línea, producto de las condiciones ambientales a lo largo de todo el trazado.

La reducción de costos por concepto de mantenimiento en el nuevo plan provee a Transelec de la capacidad para reasignar dichos recursos a la planificación de nuevas labores de mantención, disminuyendo la probabilidad de falla sobre sus activos en explotación y mejorando con ello su confiabilidad operativa.

Debido a lo invasivo que puede resultar la aplicación del mantenimiento preventivo en determinados equipos primarios como es el caso de los transformadores de poder y pararrayos, se ha propuesto modificar el actual plan de mantenimiento normal y exhaustivo y que consideran la desconexión y el posterior desarme de estos, dando lugar a mantenimientos por condición, de acuerdo a análisis físico químicos y cromatográficos, sin desconexión ni desarme de los equipos bajo mantención.

# REFERENCIAS


[1] CDEC-SING. Datos del SING – instalaciones del SING [en línea], <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id =1042>[consulta: 03 de noviembre de 2016]

[2] CENTRO UC, Desierto de Atacama. Caracterización del clima de desierto costero y su relación con algunos oasis de niebla en Tarapacá, Chile [en línea], <http://www.cda.uc.cl/wp-content/uploads/2016/07/Caracterizaci%C3%B3n-del-clima-de-desierto-costero.pdf>[consulta: 03 de noviembre de 2016]

[3] TRANSELEC. Memoria y balance anual 2009. Santiago, 2009. 33 p.

[4] PASCUAL, Rodrigo. El arte de mantener. Chile, Dpto. Ing. Mecánica, U. de Chile, 2007. 1179 p.

[5] CENTRO UC, Desierto de Atacama. Caracterización del clima de desierto costero y su relación con algunos oasis de niebla en Tarapacá, Chile [en línea], <http://www.cda.uc.cl/wp-content/uploads/2016/07/Caracterizaci%C3%B3n-del-clima-de-desierto-costero.pdf>[consulta: 03 de noviembre de 2016]

[6] Educar Chile. Informes y estudios – Características climáticas de Chile [en línea], <http://www.educarchile.cl/ech/pro/app/detalle?ID=133290>[consulta: 03 de noviembre de 2016]

[7] SEMINARIO jornadas técnicas del SING (2°, 2012, Centro de convenciones Hotel Enjoy Antofagasta). Política de abastecimiento zona norte. CDEC-SING, 2012. 35 p.

[8] SEMINARIO jornadas técnicas del SING (4°, 2012, Centro de convenciones Hotel Enjoy Antofagasta). Programación de la operación de corto plazo, desafíos futuros. CDEC-SING, 2012. 46 p.

[9] SEMINARIO jornadas técnicas del SING (2°, 2013, Salón Isluga Hotel Terrado Suites Antofagasta). Fallas en el SING. CDEC-SING, 2013. 30 p.

[10] SEMINARIO jornadas técnicas del SING (2°, 2013, Salón Licancabur Hotel Terrado Suites Antofagasta). Operación del sistema 2013. CDEC-SING, 2013. 38 p.

[11] TRANSELEC (Chile). Planificación y ejecución del mantenimiento de líneas de transmisión. E-ML-1.1 mod.0: 2007. Santiago, 2007. 9 p.

[12] TRANSELEC (Chile). Estudios de seguridad al servicio. O-PO-005: 2016. Santiago, 2016. 15 p.

[13] CDEC-SING. Informes y estudios – Estadística de fallas [en línea], <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=4045>[consulta: 03 de noviembre de 2016]

# ANEXOS

## A. Extracto estudio falla aislador polimérico

Este documento describe el análisis de la falla de un aislador polimérico diseñado para su uso en la línea de transmisión Atacama-Esmeralda 220 kV, con alma de fibra de vidrio y resina epóxica y cubierta de goma silicona.

En una zona próxima al anillo anticorona del aislador polimérico, en el extremo más cercano a la línea energizada, se observa un daño por impacto, que podría tener relación con la falla. De acuerdo a los antecedentes aportados, el aislador estaba sometido a tracción y se ubicaba en una torre donde se produce un cambio de dirección de la línea.

El aislador fallado es de fabricación alemana, de marca Ceramtec (actualmente LAPP), tipo Rodurflex.

La zona donde se encuentra la línea es una zona costera desértica con ausencia de lluvia y cerca de sector de emisión de fuertes contaminantes industriales.

Se ha evaluado la posible caída de las propiedades del vidrio para lo cual se realizará un estudio microscópico con el fin de analizar la fractografía y un análisis químico para detectar la presencia de sales y otros compuestos impregnando la fibra de vidrio.

Los materiales del aislador son una cubierta eslatomérica de silicona de vulcanizado a alta temperatura y una barra de fibra de vidrio con resina epóxica. La fibra es de vidrio resistente a los ácidos y la resina epóxica es resistente a la hidrólisis.

La cubierta protege a la barra de fibra de vidrio de las lluvias, del sol y de otros factores presentes a la intemperie.

De acuerdo a la bibliografía consultada respecto a fallas frágiles, éstas se caracterizan por una rotura limpia, y se producen por uno de los tres modelos siguientes:

- Un mecanismo de corrosión bajo tensión, que se puede iniciar por ataque de ácido sobre el polímero o directamente sobre la fibra de vidrio.
- Un proceso de ataque de ácido nítrico, formado por descargas corona y por la humedad.
- Un mecanismo de ataque del agua, asociado a tensiones mecánicas. En este caso, el agua ataca el puente Si-O-Si, destruyendo el enlace original Si-O, y creándose dos nuevos enlaces, formándose dos grupos terminales SiOH.

La falla de la fibra de vidrio es una rotura de tipo frágil, como puede observarse en las imágenes N° 1, 2, y 3. En todos los casos se observa un corte limpio, neto, sin indicios de fluencia y sin cambios morfológicos apreciables en esa superficie. La falla no se produce en un único plano transversal a las fibras. Se observan roturas por grupos de fibras, como se puede apreciar en la imagen N° 4. La forma que toma la fractura del haz de fibras permite descartar la flexión, el impacto y el cizalle como esfuerzos que provocaron la rotura.

Examinado los extremos de los haces de fibras, no se observan defectos de fabricación ni de armado que puedan explicar una concentración de esfuerzos sobre un grupo de fibras.

En el caso de la cubierta elastomérica, la falla observada es diferente. El perímetro de la rotura es irregular, y no se produce sobre un anillo circunferencial transversal al eje. Se observa la aparición de grietas relativamente paralelas al eje de la cubierta (sentido de fibras). En la superficie de la rotura se observan algunas zonas de rotura dúctil y otras de desgarramiento, como puede observarse en las fotos N° 3, 4 y 5.

En cuanto a la rotura superficial, es decir, de la cubierta elastomérica, en la zona cercana al anillo anticorona, se observa una especie de cráter de forma ovalada que eliminó prácticamente toda la cubierta, como se puede observar en las fotos N° 6 y 7. La fibra de vidrio aparece manchada, color marrón, y algunas fibras cortadas N° 8).

Se observa claramente que esta rotura es más antigua que la rotura del alma de fibra de vidrio que provocó la falla total del aislador.

Los análisis efectuados no permitieron determinar los elementos o productos presentes en dicha rotura.

El espectro IR corresponde, como ya se indicó, a vidrio. Sin embargo, la banda ancha centrada en los 3150 $cm^{-1}$ denota una fuerte presencia de grupos OH. Esto permite validar que se ha producido una reacción entre el agua y la fibra.

Desde el punto de vista mecánico, la falla se produce por tracción y por la rotura en las fibras ya degradadas que han disminuido su resistencia. Posteriormente, debido a la concentración de tensiones en las fibras que aún no rompen, se va produciendo la falla por tracción de todas las fibras de vidrio.

La cubierta de silicona se deforma, siguiendo el esfuerzo de tracción. Sin embargo, una vez que se rompe totalmente el vidrio, ya no se comporta el aislador como una barra rígida, produciéndose movimientos que flectan y eventualmente cizallan la cubierta (tubo) de silicona. La forma de rotura de la cubierta corresponde a esfuerzos combinados de tracción, flexión y cizalle.

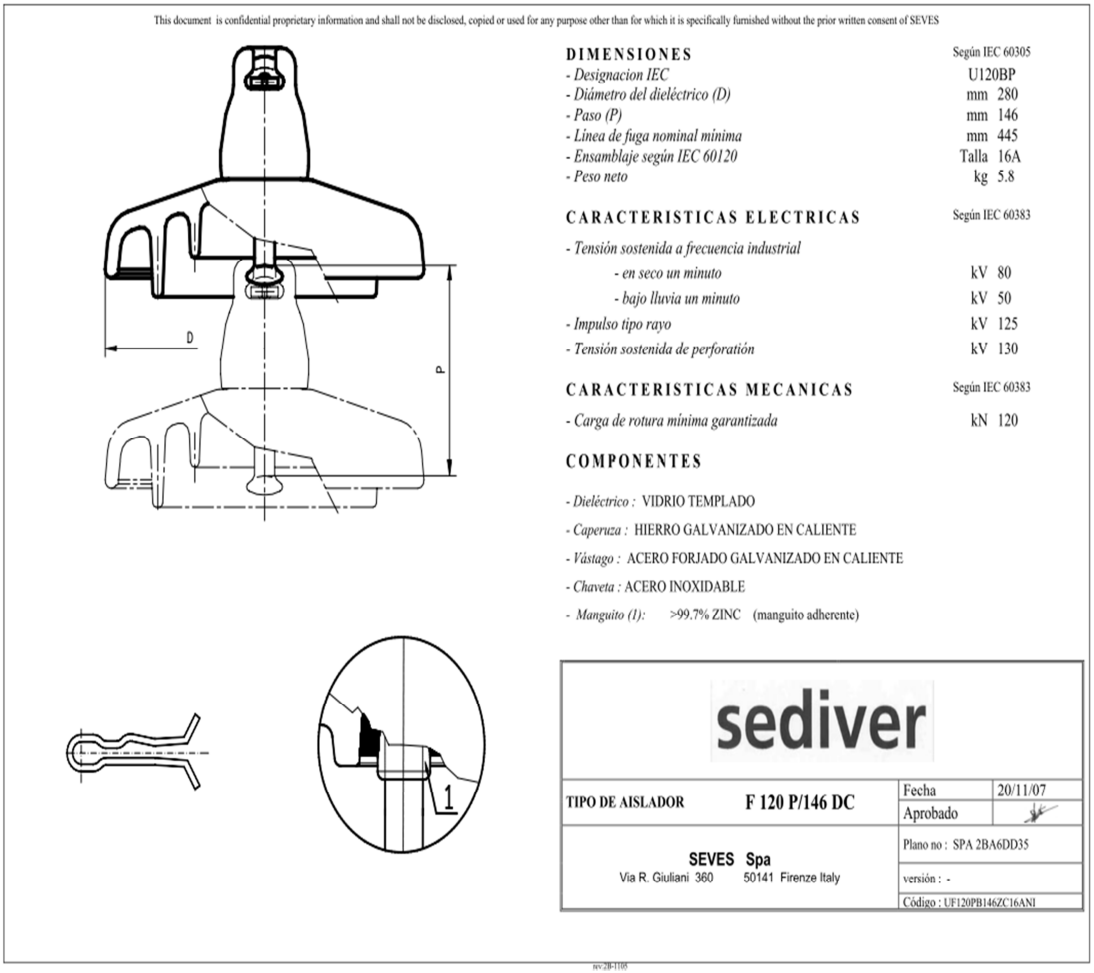
De acuerdo a los resultados obtenidos, se concluye que la falla del aislador se inicia por la degradación de la fibra de vidrio del núcleo.

La degradación se genera por reacción con agua, la que penetró por un agujero preexistente en la cubierta, originado por un agente externo, probablemente un proyectil.

No hay indicio de degradación en los componentes del aislador por otros motivos, por lo cual la hipótesis de falla que se ha confirmado sólo se aplica a este elemento analizado.

## B. Aisladores de vidrio tipo F120

Debido al historial de fallas, Transelec ha incorporado dentro de su plan de obras el reemplazo de todos los aisladores poliméricos por aisladores de vidrio del tipo F120 P/146 DC. De esta forma, se reducen los efectos corrosivos propios de las zonas costeras sobre las cadenas de aislación.



This document is confidential proprietary information and shall not be disclosed, copied or used for any purpose other than for which it is specifically furnished without the prior written consent of SEVES



| DIMENSIONES | Según IEC 60305 |
|---|---|
| - Designacion IEC | U120BP |
| - Diámetro del dieléctrico (D) | mm 280 |
| - Paso (P) | mm 146 |
| - Linea de fuga nominal mínima | mm 445 |
| - Ensamblaje según IEC 60120 | Talla 16A |
| - Peso neto | kg 5.8 |
| **CARACTERISTICAS ELECTRICAS** | Según IEC 60383 |
| - Tensión sostenida a frecuencia industrial | |
| - en seco un minuto | kV 80 |
| - bajo lluvia un minuto | kV 50 |
| - Impulso tipo rayo | kV 125 |
| - Tensión sostenida de perforatión | kV 130 |
| **CARACTERISTICAS MECANICAS** | Según IEC 60383 |
| - Carga de rotura mínima garantizada | kN 120 |

**COMPONENTES**

- Dieléctrico : VIDRIO TEMPLADO
- Caperuza : HIERRO GALVANIZADO EN CALIENTE
- Vástago : ACERO FORJADO GALVANIZADO EN CALIENTE
- Chaveta : ACERO INOXIDABLE
- Manguito (1): >99.7% ZINC (manguito adherente)

sediver

| TIPO DE AISLADOR | F 120 P/146 DC | Fecha | 20/11/07 |
|---|---|---|---|
| | | Aprobado | |
| SEVES Spa<br>Via R. Giuliani 360 50141 Firenze Italy | | Plano no : SPA 2BA6DD35 | |
| | | versión : - | |
| | | Código : UF120PB146ZC16ANI | |

rev2B-1105