UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

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

Tesis USM TESIS de Pregrado de acceso ABIERTO

2018

PROPUESTAS DE MEJORAS AL PLAN DE MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL DE LA EMPRESA CHILQUINTA S.A

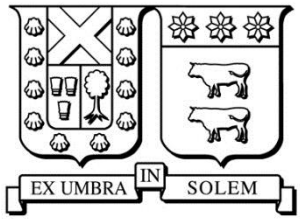
ZAPATA AHUMADA, SEBASTIAN ANDRES

http://hdl.handle.net/11673/23908

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAISO – CHILE



"PROPUESTAS DE MEJORAS AL PLAN DE MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL DE LA EMPRESA CHILQUINTA S.A"

SEBASTIAN ANDRES ZAPATA AHUMADA.

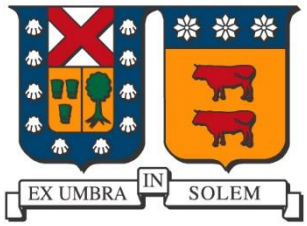
MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA.

PROFESORES GUÍAS: JAVIER RIOS, JOHNY MONTAÑA.

ENERO – 2018

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAISO – CHILE



“PROPUESTAS DE MEJORAS AL PLAN DE MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL DE LA EMPRESA CHILQUINTA S.A”

SEBASTIAN ANDRES ZAPATA AHUMADA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA.

PROFESORES GUÍAS: **JAVIER RIOS, JOHNY MONTAÑA**

CORREFERENTE: **DANNY VALENCIA CANTILLANO**

ENERO – 2018

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

“La mayor gloria en la vida no consiste en no caer, sino en levantarnos cada vez que caemos"

Nelson Mandela

A mis padres, quienes marcaron mi camino.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a todos quienes colaboraron de alguna manera en mi formación como Ingeniero Electricista.

En especial agradecer a la empresa Chilquinta Energía, que me permitió desarrollar mi trabajo de título en sus instalaciones y al área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión por la confianza brindada y acogerme como uno más del equipo.

A mis amigos y compañeros, que juntos logramos sobrepasar obstáculos que quizás solos no hubiésemos podido, logrando la sinergia necesaria para alcanzar nuestra meta.

Agradecer a mi pareja, la que durante toda mi carrera me acompañó en mis tristezas y felicidades, triunfos y amarguras.

Por ultimo agradezco a mis padres, por todo su apoyo e infinita comprensión, por brindarme la oportunidad de ser orgullosamente Ingeniero Electricista.

RESUMEN

El presente proyecto final de carrera ha sido desarrollado para la empresa Chilquinta Energía S.A, siendo denominado "*Propuestas de Mejoras al Plan de Mantenimiento en Líneas del Sistema de Transmisión Zonal de la Empresa Chilquinta S.A*"

Como primera etapa, se determina el sub-sistema más perjudicado por fallas funcionales, esto se realizó con la ayuda de diagramas de Jack-Knife, analizando tiempos de reparación y energía no suministrada, logrando identificar la red de 44kV como la más perjudicada por fallas. Luego mediante el mismo método se logran identificar los modos de falla de mayor impacto, consiguiendo discriminar los modos de falla con codificación SEC (CLI1-ANI1-OPE13-OPE10-INC1-DIS1-ARB-ACC)[1].

Luego, se determinó el impacto de en la mantenibilidad del sistema, según su accesibilidad, el clima y la demanda, logrando complementar estos factores en una matriz que indica (en escala de 1-10) para todas las líneas, el riesgo de suspensión de trabajos planificados, lo que se considera como la primera propuesta de mejora.

Se analiza cada modo de falla en base a lo expuesto en el ANEXO D, para determinar las mejoras a desarrollar, seleccionando los modos de falla ANI1, ARB, OPE10 y DIS1, sin embargo por razones de tiempo de recolección de datos, no se trabaja el modo de falla DIS1.

Como primera propuesta, se determinaron las zonas más prioritarias para la instalación de elementos de protección avifauna, mediante el análisis de un mapa medioambiental, en conjunto con el historial de fallas, como manera de mitigación para el modo de falla ANI1, logrando así organizar los recursos económicos, enfocándolos donde más se necesita.

[1] Codificación según el documento SEC RES EX Nº 4764 del año 2014

Como segunda propuesta de mejora, se determinó la factibilidad de la ejecución de inspecciones termográficas en las líneas de transmisión, indicando las líneas, el periodo del año, y los horarios donde es posible y/o conveniente, realizar este tipo de inspección, permitiendo así, mejorar la dirección de recursos humanos, generando además un respaldo de la decisión de ejecutar o no una inspección termográfica.

Como tercera propuesta, se creó un método que ayuda a mejorar la planificación de las intervenciones de especies arbóreas presentes en las líneas, se crean criterios que permiten discriminar la prioridad de una intervención, así como los archivos que servirán de comunicación entre el mundo de la gestión y la ejecución.

Como ítem final, se analizaron los costos de implementación de cada propuesta con los riesgos económicos que supone cada indisponibilidad, incluyendo costos de reparación, energía no suministrada y las posibles multas que se puedan impartir a la empresa.

Palabras clave: Mantenimiento, gestión de activos, priorización, modo de falla, sistema de transmisión, Jack-Knife, mantenibilidad.

ABSTRACT

The present final project degree has been developed for the company Chilquinta Energía S.A, being called "*Proposals for Improvements to the Maintenance Plan in Lines of the Zonal Transmission System of the Company Chilquinta Energía S.A*"

As a first stage, the sub-system most affected by functional faults is determined, which causes unavailability in this, this discrimination was made with the help of Jack-Knife diagrams, analyzing repair times and not supplied energy, thus identifying the 44kV network as the most harmed by faults. Then, using the same method, it is possible to identify the failure modes that have the greatest impact on the 44kV network, being able to discriminate the failure modes with SEC coding (CLI1-ANI1-OPE13-OPE10-INC1-DIS1-ARB-ACC)[2].

Then, the impact of the maintainability of the system is determined, according to its accessibility, climate and demand, managing to complement these factors in a matrix that indicates (in a 1-10 scale) for all the lines, the risk of suspension of planned works, which is considered as the first improvement proposal.

Then, each failure mode is analyzed based on what is explained in ANNEX D, to determine the improvements to be developed, selecting the failure modes ANI1, ARB, OPE10 and DIS1, however, for reasons of data collection time , DIS1 failure mode is not working.

As a first proposal, the most priority areas for the installation of bird protection elements are determined, by means of the analysis of an environmental map, together with the fault history, as a way of mitigating the ANI1 failure mode, thus managing to organize the economic resources, focusing them where it is most needed.

[2] Codification according to SEC RES EX Nº 4764 year 2014

As a second improvement proposal, the feasibility of the execution of thermographic inspections in the transmission lines is determined, indicating the lines, the period of the year, and the schedules where it is possible and/or convenient to carry out this type of inspection, thus allowing, improve the management of human resources, also generating support for the decision to execute or not a thermographic inspection.

As a third proposal, a method is created that helps to improve the planning of the interventions of tree species present in the lines, criteria are created that allow to discriminate the priority of an intervention, as well as the archives that will serve as communication between the world of the management and execution.

As a final item, the implementation costs of each proposal are analyzed with the economic risks posed by each unavailability, including repair costs, not supplied energy and the possible fines that may be given to the company.

Keywords: Maintenance, asset management, prioritization, failure mode, transmission system, Jack-Knife, maintainability.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS i

RESUMEN ii

ABSTRACT iv

ÍNDICE vi

1 INTRODUCCIÓN 1

1.1 Prólogo 1

1.2 Objetivos 4

2 MARCO TEÓRICO 5

2.1 Falla Funcional 5

2.2 Modo de Falla 5

2.3 Frecuencia de Falla (λ) 5

2.4 Consecuencia 5

2.4.1 Tiempo Medio de Reparación (MTTR) 6

2.4.2 Energía no Suministrada (ENS) 6

2.5 Indisponibilidad (D) 7

2.6 Mantenibilidad 7

2.7 Confiabilidad 7

2.8 Criticidad 7

2.9 Priorización 8

2.10 Diagrama Frecuencia-Consecuencia o Jack-Knife 8

2.11 Diagrama λ – MTTR 8
2.12 Diagrama λ – ENSM 10
3 PRIORIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 11
3.1 Análisis de Indisponibilidades contra Frecuencia de Falla 11
3.1.1 Resultados Obtenidos 11
3.1.2 Análisis de Resultados 12
3.2 Análisis de Energía no Suministrada contra Frecuencia de Falla 13
3.2.1 Resultados Obtenidos 13
3.2.2 Análisis de resultados 14
3.3 Conclusiones y Comentarios 15
4 PRIORIZACIÓN DE MODOS DE FALLA 17
4.1 Análisis de Indisponibilidades contra Frecuencia de Falla 17
4.1.1 Diagrama λ-MTTR con Bloque de Tiempo Anual 18
4.1.2 Diagrama λ-MTTR con Bloque de Tiempo Único 19
4.2 Análisis de Energía no Suministrada contra Frecuencia de Falla 23
4.2.1 Diagrama de λ – ENSM con Bloque de Tiempo Único 23
4.3 Conclusiones y Comentarios 25
5 IMPACTO DE LA DEMANDA, CLIMA Y ACCESIBILIDAD EN LA MANTENIBILIDAD 27
5.1 Mantenibilidad según Demanda y Respaldos 28
5.2 Mantenibilidad según el Efecto Climático 29
5.2.1 Precipitaciones Acumuladas 32
5.2.2 Cantidad de Días con Precipitaciones 33
5.2.3 Cantidad de Días con Alerta 34

5.2.4 Consolidación de los Estudios 35
5.3 Mantenibilidad según la Accesibilidad a las Líneas de Transmisión 36
5.3.1 Restricción de Entrada 37
5.3.2 Acceso Vial 39
5.3.3 Consolidación de los Estudios 41
5.4 Ponderación de los Estudios Expuestos. 42
5.5 Conclusiones y Comentarios 46
6 PROPUESTAS DE MEJORAS. 48
6.1 Selección de Modos de Falla 48
6.2 Propuesta de Mejora Nº1: Determinación de Zonas de Riesgo de Fallas ANI1 para la Parcialización de Recursos en Protección Avifauna 50
6.2.1 Justificación de la Propuesta 50
6.2.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta. 52
6.2.3 Medio Ambiente 52
6.2.4 Fallas en el Sistema 53
6.2.5 Priorización de Tramos 58
6.2.6 Análisis Económico 59
6.2.7 Conclusiones y Recomendaciones. 61
6.3 Propuesta de Mejora Nº2: Determinación de Periodos de Factibilidad para la Ejecución de Termografías en Líneas de 44kV 64
6.3.1 Justificación de la Propuesta 65
6.3.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta 66
6.3.3 Conclusiones y Recomendaciones 74

6.4 Propuesta de Mejora Nº3: Planificación de Trabajos de Intervenciones e Inspecciones de Especies Arbóreas en Líneas de Transmisión 76
6.4.1 Justificación de la Propuesta. 76
6.4.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta. 78
6.4.3 Análisis Económico 84
6.4.4 Conclusiones y Recomendaciones 86
6.5 Factibilidad Económica de las Propuestas 88
6.5.1 Costos por Energía no Suministrada 88
6.5.2 Costos por Reparación 89
6.5.3 Sanciones Económicas por Responsabilidad 90
6.5.4 Análisis de las Propuestas versus Costos por Falla 90
7 CONCLUSIONES 92
7.1 Comentarios Finales 92
7.2 Trabajos Futuros 94
8 REFERENCIAS 95
ANEXOS 97

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Prólogo

Chilquinta Energía S.A. es una empresa que abarca el bloque de transmisión y distribución del sector eléctrico de la V Región, entre sus activos físicos presenta más de 500 km de línea en el sistema de transmisión (Figura 1.1) y más de 35 subestaciones tanto de paso como de transformación, pasando por niveles de tensión desde 44kV hasta 220kV, con aproximadamente 570.000 clientes y 1.200 MW potencia instalada.

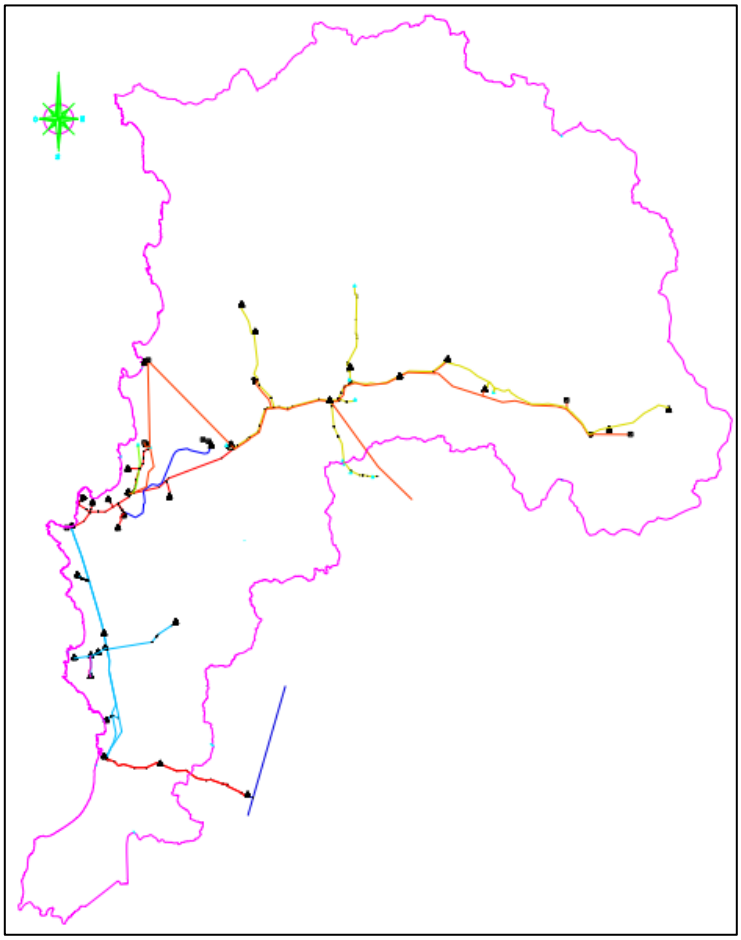


Figura 1.1 Emplazamiento geográfico de las líneas del sistema de transmisión zonal Chilquinta

El sistema de trasmisión de Chilquinta ha ido evolucionando y expandiéndose a través del tiempo, adaptándose a la creciente demanda de energía por parte de los clientes, es por ello que los tiempos de vida de las líneas de transmisión son muy variados, donde el sistema de 44kV es el que posee los circuitos con mayor edad, teniendo una vida media de 70 años, como se muestra en la siguiente tabla.

Sistema [kV]	Cantidad de circuitos	Circuito más antiguo [Años]	Vida Media [Años]	Circuito más Nuevo [Años]
44	9	92	70	23
66	9	67	46	14
110	17	95	44	4
220	3	21	14	4

Tabla 1.1 Resumen de tiempos de vida de los circuitos del sistema de transmisión zonal Chilquinta.

Durante los últimos años el sistema de transmisión zonal se ha visto afectado por diversos tipos de falla, dentro de estas podemos encontrar causales por efecto climático, árboles, vandalismo, incendios, etc., que no son completamente evitables con el mantenimiento preventivo, de hecho como muestra la Figura 1.2, la cantidad de fallas muestran un leve aumento durante los últimos años, lo que pudiese generar la duda sobre si los planes de mantenimiento aplicados han sido eficaces.

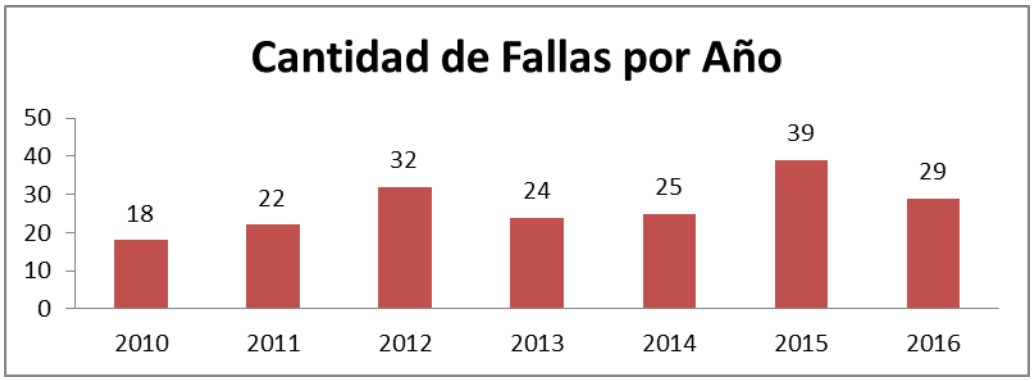


Figura 1.2 Cantidad de Fallas por Año en el Sistema

Sin embargo, resulta interesante clasificar estas fallas según la responsabilidad de la causa, separando en fallas de responsabilidad interna y fallas de responsabilidad externa (Figura 1.3 y Figura 1.4), y así tener un punto de vista del impacto del mantenimiento en las fallas no programadas.

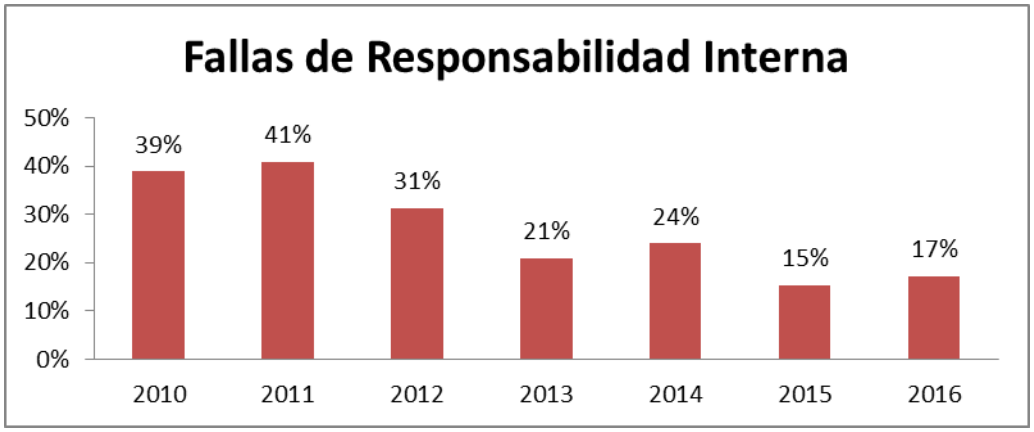


Figura 1.3 Fallas por Responsabilidad Interna

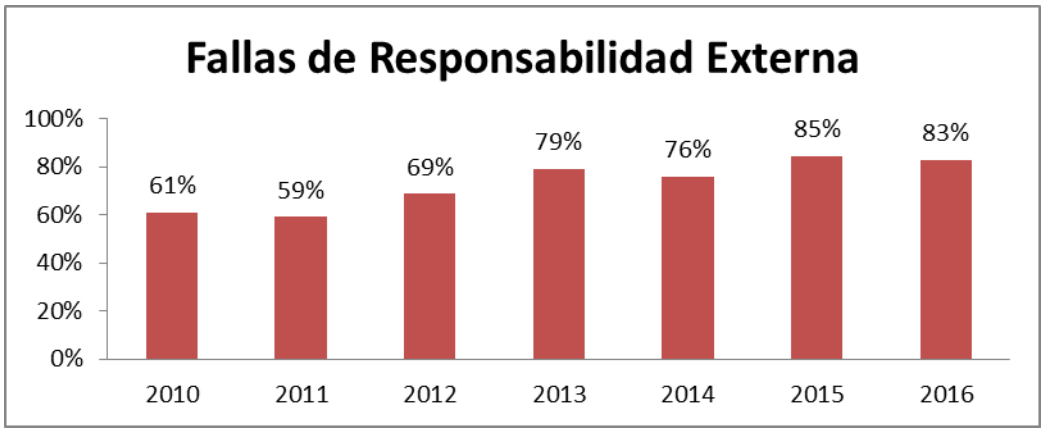


Figura 1.4 Fallas de responsabilidad Externa

Al clasificar las responsabilidades de falla, es posible apreciar una tendencia al alza de la cantidad relativa de fallas por causales externas, mientras que la cantidad relativa de fallas por causales internas tiende a la baja, mostrando el efecto de los trabajos de mantenimiento en el sistema.

Las distintas áreas de mantenimiento limitan sus planes de trabajo por un presupuesto anual el cual se dimensiona según propuestas de inversiones y gastos previstos los cuales se estipulan, por lo general, según la experiencia de sus técnicos e ingenieros de mantenimiento, dando pie a diferencia de criterios y/o fundamentos, dando cabida a la posibilidad de una mala concentración de los recursos económicos.

Es por ello que, el área de mantenimiento de transmisión zonal de la empresa Chilquinta Energía, en su afán de mejorar la confiabilidad del sistema y en consecuencia, la calidad de servicio, propone realizar una mejora a sus planes de mantenimiento mediante la implementación de mejora a los mantenimientos preventivos, mejorando así, la distribución de recursos económicos y humanos.

1.2 Objetivos

- Determinar las líneas del Sistema de Transmisión con mayor criticidad de falla mediante un análisis de priorización.
- Seleccionar los modos de falla de mayor criticidad, según indisponibilidades y energía no suministrada.
- Analizar el impacto de los factores climáticos, geográficos, y demanda, en la programación de los planes de mantenimiento.
- Plantear mejoras a las tareas de mantenimiento preventivo y/o proponer tareas de mantenimiento predictivo mediante el análisis teórico y normativo de las causas de falla.
- Evaluar la factibilidad económica de las propuestas de mejora, respecto a los riesgos económicos asociados a la energía no suministrada, reparaciones y sanciones.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Falla Funcional

Hace referencia a la incapacidad de un activo físico de cumplir con alguna función según sus parámetros de funcionamiento aceptable por el usuario.[2]

2.2 Modo de Falla

Un modo de falla se define como cualquier evento que cause una falla funcional.[2]

2.3 Frecuencia de Falla (λ)

También llamada Tasa de Falla, se define como la cantidad de fallas en el sistema, dentro de un periodo de tiempo, se mide en *[fallas/ut]*. [2]

$$\lambda = \frac{N}{T} \qquad (2.1)$$

Donde,

N: Números de fallas en el periodo de tiempo T.
T: Periodo de tiempo de estudio.

2.4 Consecuencia

Hace relación con el tipo de impacto que tiene una falla determinada (ej. Tiempo de reparación o energía no suministrada) [2]

2.4.1 Tiempo Medio de Reparación (MTTR)

Hace alusión al tiempo promedio en que el equipo o sistema demora en ser reparado desde el momento en que la falla es detectada, sus siglas son MTTR (*Mean Time To Repair*) y se mide en *[ut/falla]* o *[ut]*.

El MTTR se calcula según la siguiente expresión [2]:

$$MTTR = \frac{TTR}{N} \qquad (2.2)$$

Donde,

- TTR: Tiempo de Reparación *(Time To Repair).*
- N: Números de Fallas en un periodo de tiempo T.

Al considerar esta variable como consecuencia de falla se analiza implícitamente:

- Ubicación geográfica.
- Accesos al punto de falla.
- Magnitud del daño producido por cada falla.
- Stock de Materiales.
- Dificultad de reparación dado el tipo de equipo o sistema afectado.

2.4.2 Energía no Suministrada (ENS)

Se refiere a la energía que no es entregada a los clientes afectados durante el momento de la falla, es medida en [MWh] y se calcula según la expresión.

$$ENS = P \cdot TTI \qquad (2.3)$$

Donde,

- P: Potencia afectada al momento de la falla *[MW]*
- TTI: Tiempo Total de Interrupción *[hrs]*

Con el fin de tener un indicador del comportamiento del sistema, se define la *Energía No Suministrada Media* ENSM, como el valor promedio de ENS por cada falla en el periodo de tiempo de estudio.

Al considerar esta variable como consecuencia de falla se analizan implícitamente los siguientes factores:

- Capacidad de Respaldo del sistema.
- Costo directo por energía no suministrada.
- Impacto social a través de tiempos de interrupción a clientes.

2.5 Indisponibilidad (D)

Fracción de tiempo respecto al año en que el sistema evaluado se encuentra en reparación correctiva, se expresa en [pu]. [2]

2.6 Mantenibilidad

El concepto de mantenibilidad se refiere a la propiedad de un sistema que alude a su capacidad de ser reparado o realizar mantenimiento sobre este. [2]

2.7 Confiabilidad

La confiabilidad es propiedad de todo sistema funcional que alude a la capacidad de no presentar una falla funcional. [2]

2.8 Criticidad

La Criticidad se define como el impacto que tiene una falla de un equipo o sistema en el proceso productivo en el que este participa, matemáticamente se expresa según la siguiente ecuación [2]:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia de Falla} \cdot \text{Consecuencia} \qquad (2.4)$$

2.9 Priorización

Evaluar en base a criterios definidos para un evento productivo, permite juzgar y ordenar la importancia de las decisiones que tiene como objetivo el evento analizado a este concepto se le llama "Priorización".

2.10 Diagrama Frecuencia-Consecuencia o Jack-Knife

Un diagrama de Jack-Knife es una forma de representación de valores cuantitativos para ser evaluados de manera cualitativa, muestra en un plano logarítmico variables relacionadas con la criticidad de un evento, esto se debe a que los diagramas univariables, no proporcionan la información suficiente para determinar el impacto de los factores frecuencia de falla y la consecuencia analizada debido a su independencia la una de la otra. En este trabajo se analizarán dos consecuencias realizando dos diagramas: λ – MTTR y λ – ENSM.

2.11 Diagrama λ – MTTR

Este diagrama permite analizar el efecto de los factores de la frecuencia de falla y su consecuencia, MTTR, en la criticidad de las fallas del sistema. [2]

Sea

N_i: Número de fallas en el año i.

λ_i: Frecuencia de Falla para el año i.

Luego, la frecuencia de falla para el año i en [*fallas/hrs*] se define como:

$$\lambda_i = \frac{N_i}{8760} \qquad (2.5)$$

Por otro lado, se define el MTTR del año i según la siguiente ecuación,

$$MTTR_i = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} TTR_n \qquad (2.6)$$

Donde,

TTR_n: Tiempo Total de Reparación de la falla n.

N_i: Numero de fallas en el año i.

$MTTR_i$: Tiempo medio de reparación por falla para el año i.

Luego, es posible definir la indisponibilidad (Di) de la siguiente manera:

$$D_i = \lambda_i \cdot MTTR_i \qquad (2.7)$$

Si se establece un criterio de indisponibilidad con D = cte tal que, se consideren aceptables todos los valores de D_i menores al criterio de indisponibilidad y en caso contrario se consideren como no aceptables todos los valores de D_i mayores a D, se hace recomendable realizar el siguiente análisis:

Si D=cte tenemos,

$$MTTR(\lambda) = \frac{D}{\lambda} \qquad (2.8)$$

Es una función hiperbólica que representa los valores de MTTR en función de λ tal que D sea constante, luego

$$\log(MTTR) = -\log(\lambda) + \log(D) \qquad (2.9)$$

Por lo tanto, el realizar una regresión lineal de los ejes de coordenadas mediante log en base 10 facilita el análisis gráfico, permitiendo representar el límite de indisponibilidad como una recta del tipo

$$y(x) = -m \cdot x + cte \qquad (2.10)$$

De manera similar, establece un criterio para MTTR y λ llamados *Criterio de Mantenibilidad* y *Criterio de Confiabilidad*, de manera que, los valores mayores a este límite se consideran como no aceptables y los valores menores a estos límites se consideren como aceptables. [2]

2.12 Diagrama λ – ENSM

Una de las formas de comparar el impacto de las fallas en el sistema es considerar como consecuencia la energía no suministrada que durante cada falla, para esto, y con el fin de comparar con el diagrama λ–MTTR, se realiza una homologación de este diagrama, es por ello que como se mencionó en el ítem 2.4.2, primeramente se debe definir la Energía No Suministrada Media (ENSM), que se expresa según se muestra a continuación:

Sean,

ENS_n: Energía No Suministrada en la falla n.

N_i: Cantidad de Falla.

$ENSM_i$: Energía No Suministrada Media del año i.

Luego,

$$ENSM = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} ENS_n$$

Los criterios que se utilizarán en este caso son los denominados *Criterio de Confiabilidad* y *Criterio de ENSM*, junto con el límite de criticidad llamado *Criterio de ENSH (Energía No Suministrada por Hora)* que indica la tasa de energía no entregada debido a fallas por cada hora del año, este límite permite comparar periodos de tiempo de distinta duración si así se quisiera hacer en un futuro.

3 PRIORIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Con el objetivo de determinar el sub-sistema de transmisión más crítico en este capítulo se realizará la priorización del sistema de transmisión de Chilquinta de acuerdo a las fallas ocurridas en el sistema en el periodo 2010-2016, el análisis de este estudio permite determinar la elección del sub-sistema que se estudiará con mayor profundidad en los siguientes capítulos. La priorización del sistema de transmisión se analizará de manera cualitativa mediante Diagramas de Jack-Knife, analizando los criterios de indisponibilidades y energía no suministrada versus la tasa de falla de cada sub-sistema de transmisión, los cuales están sub clasificados de acuerdo a su nivel de tensión.

3.1 Análisis de Indisponibilidades contra Frecuencia de Falla

En el siguiente estudio se analiza la frecuencia de fallas (λ) en fallas por hora y sus consecuencias, las que en este caso se representan con el MTTR (*Tiempo Medio de Reparación*) en horas por falla, según la información recopilada en los informes de falla. Este análisis tiene por objetivo determinar el impacto sobre los tiempos de indisponibilidad que han tenido las fallas en los últimos años

3.1.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 3.1 se muestran los resultados obtenidos en la realización del diagrama de λ-MTTR, donde se muestra el comportamiento para cada año de cada sub-sistema según su nivel de tensión. Además, como se explicó en el marco teórico, para poder realizar una comparación, es necesario incluir en el diagrama los criterios para cada variable, las cuales fueron calculados mediante el promedio global de cada variable:

- Límite de confiabilidad (λ cte) = 0,0010274 *[1/hrs]*.
- Límite de confiabilidad (MTTR cte) = 6,0643014 *[hrs]*.
- Límite de Indisponibilidad (D cte) = 0,0064506 *[-]*.

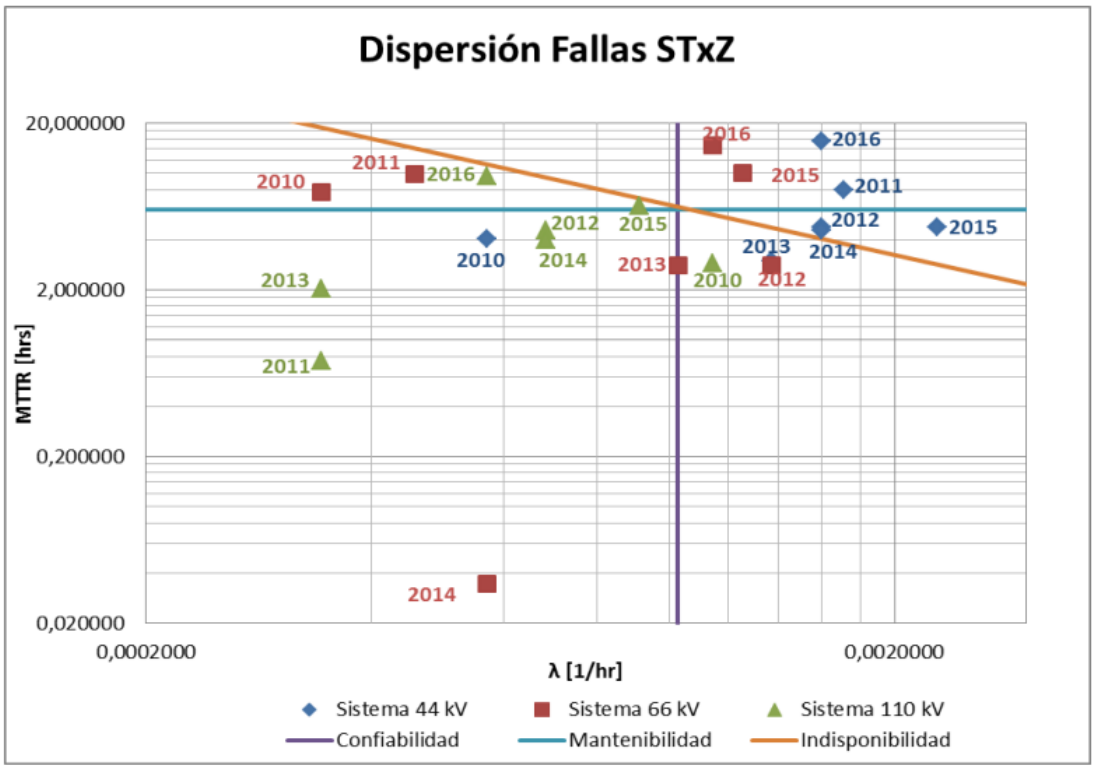


Figura 3.1. Diagrama λ-MTTR para fallas del sistema de transmisión zonal (STxZ).

3.1.2 Análisis de Resultados

Se puede observar una concentración de las fallas en el sistema de 44 kV a la derecha del límite de confiabilidad, por lo que, este sistema es el que tiene más fallas anualmente, seguido por el sistema de 66 kV.

Según el límite de mantenibilidad, la concentración no es tan clara, pero si es posible observar que el sistema de 44 kV junto con el de 66 kV son los que más se ven afectados vistos desde el MTTR, donde este último presenta una mayor dispersión.

Teniendo en cuenta el límite de indisponibilidad, se observa que la mayoría de los puntos sobre este límite corresponden al sistema de 44kV, luego el sistema de 66kV y

por último el sistema de 110kV que no posee puntos sobre esta recta. Por lo tanto el sistema de 44kV es cual presenta una mayor criticidad.

Teniendo en cuenta las tres variables analizadas, este estudio arroja la siguiente priorización en orden descendente de prioridad:

a) Sistema de 44kV.
b) Sistema de 66kV.
c) Sistema de 110kV.

3.2 Análisis de Energía no Suministrada contra Frecuencia de Falla

En el siguiente estudio se analiza la frecuencia de fallas (λ) y su consecuencia, la que en este caso, está representada por la energía no suministrada media (ENSM) medida en *[MWh]*, para lo que se realiza un diagrama de λ-ENSM. Este análisis tiene por objetivo determinar el impacto sobre la energía no suministrada en los clientes afectados por las fallas ocurridas en los últimos años, por lo que al estudiar esta variable, además del efecto económico debido a los costos asociados a una interrupción, se involucra implícitamente la capacidad de respaldo del sistema y el efecto en la sociedad mediante los tiempos de interrupción a clientes.

3.2.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 3.2 se muestran los resultados obtenidos en la realización del diagrama de λ-ENSM, donde se muestra el comportamiento para cada año de cada sub-sistema según su nivel de tensión. Además, como se explicó en el Marco Teórico, para poder realizar una comparación, es necesario incluir en el diagrama los criterios para cada variable, las cuales fueron calculados mediante el promedio global de cada variable:

- Límite de Confiabilidad (λ cte): 0,0010274 *[1/hrs]*.
- Criterio de ENSM (ENSM cte): 18,8640 *[MWh]*.
- Criterio de ENSH (ENSH cte): 0,0193809 *[MWh/hrs]*.

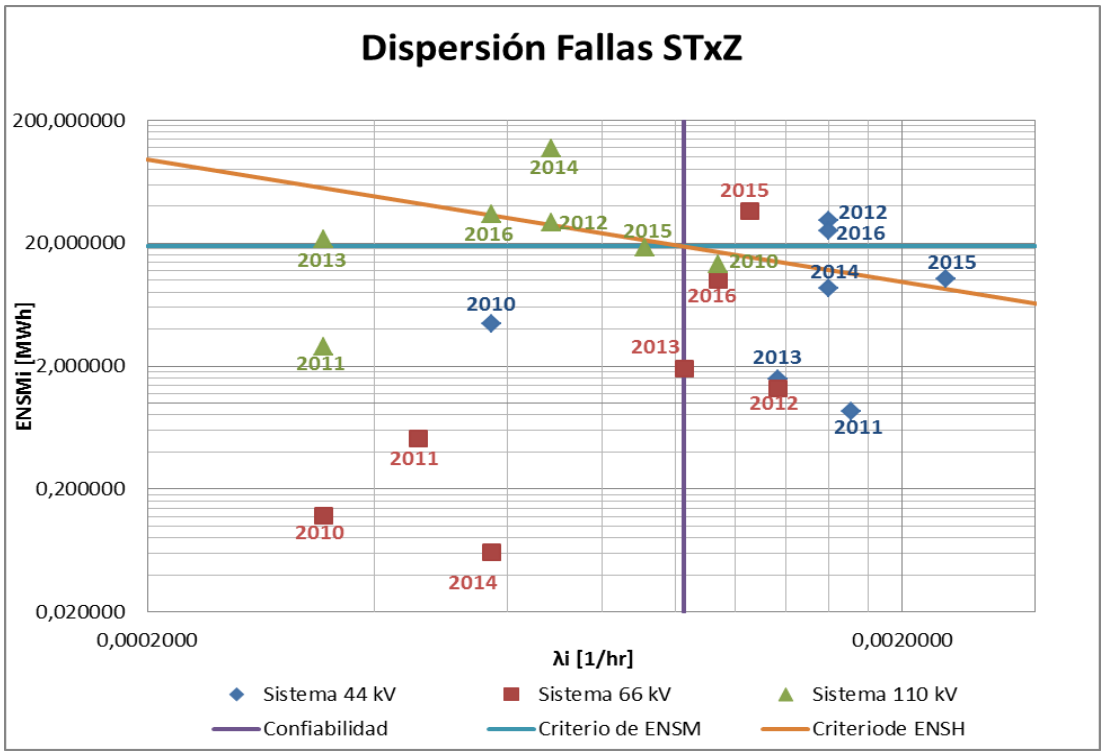


Figura 3.2. Diagrama λ-ENSM para fallas del sistema de transmisión zonal (STxZ).

3.2.2 Análisis de resultados

Se puede observar una concentración de los puntos asociados al sistema de 44kV a la derecha del límite de confiabilidad, por lo que, este sistema es el más impactado por cantidad de fallas, seguido por el sistema de 66kV.

Según el criterio de ENSM, existe una concentración de los puntos relacionados al sistema de 110 kV levemente sobre la recta, donde se observa que, para diferentes valores de λ la ENSM varia muy levemente, de esto se puede deducir, que el impacto en la energía no entregada a clientes se ve afectada por la poca capacidad de los respaldos existentes en este sistema, lo que implica que las fallas afecten de gran manera.

Al observar el límite de criticidad ENSH, es notoria la concentración de los sistemas de 110kV y el de 44kV en la recta limite, lo que implica en que el impacto en la criticidad es similar en ambos sistemas, lo que se traduce en que, el sistema de 110kV

tiene una menor frecuencia de falla, pero estas causan un gran impacto en el suministro eléctrico, mientras que en el sistema de 44kV la gran cantidad de fallas es la que logra equiparar las consecuencias, pero al ser la frecuencia la causa de las consecuencias, el sistema de 44kV se considera el más crítico, así también el que presentaría mayores oportunidades de mejora.

Por lo comentado anteriormente, se entrega como resultado la siguiente priorización en orden descendente de prioridad:

a) Sistema de 44kV.
b) Sistema de 110kV.
c) Sistema de 66kV.

3.3 Conclusiones y Comentarios

En este capítulo, se han realizado estudios que permitieron la priorización de los subsistemas de transmisión clasificados por nivel de tensión, incluyendo los sistemas de 44kV, 66kV y 110kV, se han elaborado dos análisis desde el punto de vista del impacto de la frecuencia, o tasa de fallas λ, en la consecuencia de interés, las que en este caso fueron el MTTR y la ENSM. Si bien ambos estudios han permitido una priorización individual, es necesario consolidar y analizar de manera conjunta.

La frecuencia de falla refleja la cantidad de fallas anuales que han acontecido en un sistema, y observando los gráficos, en este ámbito el sistema de 44kV es el más crítico, y ya que en ambos gráficos se utiliza la misma variable como eje horizontal, el análisis es idéntico para ambos estudios.

Al observar las variables MTTR y ENSM se aprecia un cambio de comportamiento del sistema de 110kV subiendo hacia el límite de consecuencia del diagrama λ-ENSM, lo que indica que es un sistema con pocas fallas y por lo general de corta duración, por lo que la potencia conectada a este hace las fallas tengan gran impacto en la energía que no se entrega al cliente, mientras que por otro lado el impacto no es tan grande viéndolo

desde los tiempos de reparación, lo que implica que la ubicación geográfica y los puntos de acceso juegan un papel fundamental a la hora de manejar los eventos de falla.

El sistema de 66kV se mantiene neutral en ambos estudios, estando en segundo lugar visto desde todos los criterios analizados, estando al borde del criterio de confiabilidad y criticidad (D y ENSH), por lo que al considerar ambos análisis, se puede considerar este sistema como el menos crítico.

El sistema de 44kV posee una alta tasa de falla, lo que, con el paso del tiempo repercuta en un alto impacto tanto en los tiempos de reparación como en la energía no suministrada, acá juegan un papel muy importante la ubicación geográfica, los puntos de acceso para reparación, además de la poca capacidad de respaldo al ser en su mayoría un sistema radial. Todo lo anterior lo hace igual de prioritario que el sistema de 110kV visto desde la ENSM, y más prioritario que los otros dos sistemas en el análisis de MTTR, lo que permite tomar como conclusión final que este sistema es el de mayor criticidad y por lo tanto, donde mayor impacto podría tener la implementación de mejoras en los planes de mantenimiento, y es por esto que se elige este sistema para la realización de la segunda etapa del proyecto, la cual trata sobre la priorización de las fallas no programadas en el sistema elegido.

4 PRIORIZACIÓN DE MODOS DE FALLA

En el siguiente informe se expondrán los resultados de los estudios realizados de la segunda etapa, donde se determinarán los modos de falla con mayor impacto en el sistema de 44kV. Los modos de falla utilizados en este capítulo están determinados según los códigos de fenómenos físicos indicados en la resolución RES EX Nº4764 año 2014 (ANEXO A) de la Superintendencia de Energía y Combustible (SEC), los cuales están aplicados en los informes de falla correspondientes al año 2014 en adelante, año en el que comienza a regir la resolución, sin embargo, debieron ser aplicados para las fallas anteriores al 2014. Para mayor información sobre los códigos utilizados, revisar el ANEXO D.

La priorización de los modos de falla se analizará de manera cualitativa mediante Diagramas de Jack-Knife, analizando los criterios de indisponibilidades y energía no suministrada versus la tasa de falla de cada modo de falla.

4.1 Análisis de Indisponibilidades contra Frecuencia de Falla

En el siguiente estudio se analiza la frecuencia de fallas (λ) en fallas por hora y sus consecuencias, las que en este caso se representan con el MTTR (*Tiempo Medio de Reparación*) en horas por falla, análisis que se realiza para cada tipo de falla, los que a su vez se identifican mediante los códigos de fenómenos físicos de la SEC según la información recopilada en los informes de falla del sistema. Este análisis tiene por objetivo determinar el impacto sobre los tiempos de indisponibilidad que han tenido cada tipo de falla en los últimos años, para ello se realizan diagramas de dispersión con las variables mencionadas, utilizando en cada uno, bloques de tiempo diferentes permitiendo obtener una mirada específica y globalizada de los mismos datos.

4.1.1 Diagrama λ-MTTR con Bloque de Tiempo Anual

En este diagrama se considera un bloque de tiempo anual, es decir, se analizan los tipos de falla agrupados en puntos representativos de un año, permitiendo discriminar el tipo de falla crítico de cada año, además de exponer las fallas prioritarias cuando se presentan en concentración de puntos.

Sin embargo, dado la alta densidad de puntos en el gráfico, no permite seguir de manera clara el comportamiento de un tipo de falla determinado. Al contrario de cuando se presenta una concentración de puntos de un mismo tipo, una gran dispersión de puntos, dificulta determinar si un tipo de falla es crítico o no.

4.1.1.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 4.1 se muestran los resultados obtenidos en la realización del diagrama de λ-MTTR, donde se muestra el comportamiento para cada año de cada modo de falla. Además, como se explicó en el marco teórico, para poder realizar una comparación, es necesario incluir en el diagrama los criterios para cada variable, las cuales fueron calculados mediante el promedio global de cada variable.

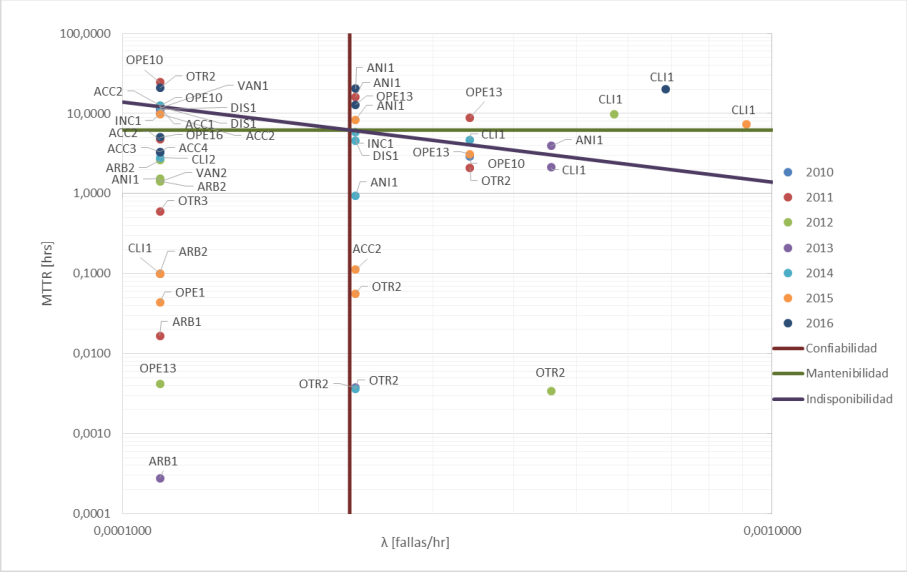


Figura 4.1 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo anual para los modos de falla del sistema de 44kV.

- Límite de confiabilidad (λ cte) = 0,0002236 *[1/hrs]*.
- Límite de mantenibilidad (MTTR cte) = 6,2164 *[hrs]*.
- Límite de indisponibilidad (D cte) = 0,0013897 *[-]*.

4.1.1.2 Análisis de Resultados

Se aprecia una concentración de puntos con códigos CLI1[1] y ANI1[2] en la zona de mayor criticidad, por lo que es posible indicar que estos códigos son considerados críticos en este estudio.

El código OPE13[3] presenta una leve concentración de puntos cerca de la zona crítica, sin embargo la dispersión de estos no permite indicar si es más o menos crítico que otros códigos.

Se presenta una dispersión de puntos por sobre el límite de confiabilidad con código OTR2[4], por lo que es necesario observar su comportamiento en los siguientes estudios.

No es posible determinar si más fallas son críticas, dado que la dispersión de estas no permite tomar una decisión objetiva.

4.1.2 Diagrama λ-MTTR con Bloque de Tiempo Único

Dada la poca claridad que entrega por el diagrama en un bloque de tiempo anual respecto a fallas con mucha dispersión, es conveniente estudiar las variables de interés mediante un bloque de tiempo único que abarque todo el periodo de estudio, creando un punto representativo para cada tipo de falla, por ende eliminando la dispersión presentada en el estudio anterior. Por lo tanto, con este modo de análisis, se podrán discriminar de manera clara y simple, la prioridad presentada en los modos de falla analizados.

[1] CLI1: Relacionado a eventos climáticos.
[2] ANI1: Relacionado a animales.
[3] OPE13: Ocasionado por maquinaria de trabajo pesado bajo la línea.
[4] OTR2: Modo de falla no identificado por el personal de mantenimiento.

Sin embargo en este tipo de estudio se pierde la línea temporal de cada falla, por lo que si deseamos observar este comportamiento será necesario realizar una exposición de datos similar al anterior, solo que esta vez de manera singular para cada falla.

4.1.2.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 4.2 se muestran los resultados obtenidos en la realización del diagrama de λ-MTTR, donde se muestra el comportamiento de cada modo de falla en todo el periodo de tiempo que comprende el estudio (2010-2016). Además, como se explicó en el marco teórico, para poder realizar una comparación, es necesario incluir en el diagrama los criterios para cada variable, las cuales fueron calculados mediante el promedio global de cada variable

- Límite de confiabilidad (λ cte) = 0,00008068*[1/hrs]*.
- Límite de mantenibilidad (MTTR cte) = 6,59112 *[hrs]*.
- Límite de indisponibilidad (D cte) = 0,0005318 *[-]*.

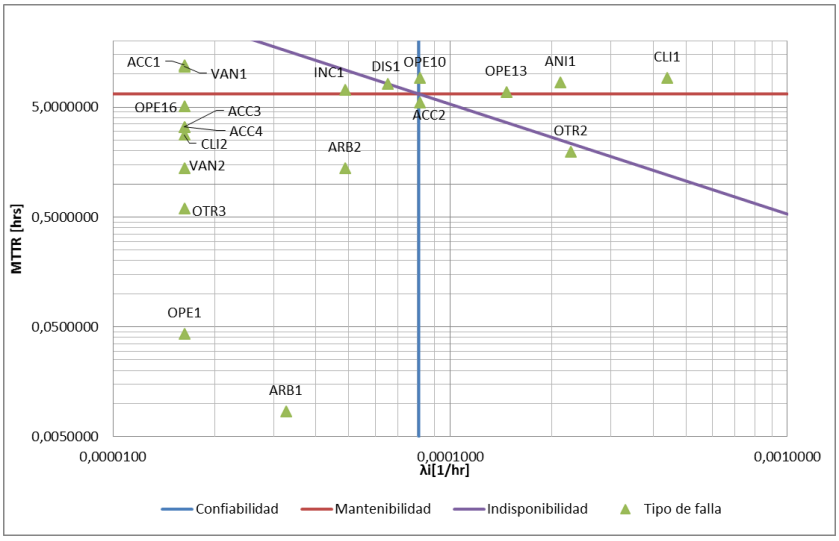


Figura 4.2 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo único para los modos de falla del sistema de 44kV

4.1.2.2 Análisis de Resultados

Coincidiendo con el estudio anterior, resaltan claramente los códigos CLI1 y ANI1 como las fallas más críticas lo que confirma lo visto en el ítem anterior.

Esta vez es posible discriminar sobre los códigos OPE13 y OPE10[1], los cuales se encuentran al borde de los límites de mantenibilidad y confiabilidad.

Es posible observar que en el borde del límite de criticidad se ubican los puntos relacionados a los códigos INC1[2], DIS1[3], ACC2[4], OTR2.

El código OTR2 hace relación a las fallas sin causal física determinada, y en este diagrama aparece al borde del límite de criticidad, por lo que, dependiendo de los resultados futuros, se tomará la decisión de analizar este tipo de fallas de acuerdo a causas físicas probables.

Dado que algunos tipos de fallas, tienen causas raíces similares, se decide analizar de manera conjunta los siguientes códigos.

- ACC1 + ACC2 + ACC3 + ACC4 = ACC
- ARB1[5] + ARB2[6] = ARB
- VAN1[7] + VAN2 = VAN

[1] OPE10: Relacionado a la fatiga de material.
[2] INC1: Relacionado a incendios.
[3] DIS1: Relacionado a perdida de aislación por fenómenos naturales.
[4] ACC1, ACC2, ACC3, ACC4: Relacionado a distintos tipos de accidentes.
[5] ARB1: Relacionado a arboles bajo la línea.
[6] ARB2: Relacionado a arboles a un lado de la línea.
[7] VAN1, VAN2: Relacionados a actos vandálicos.

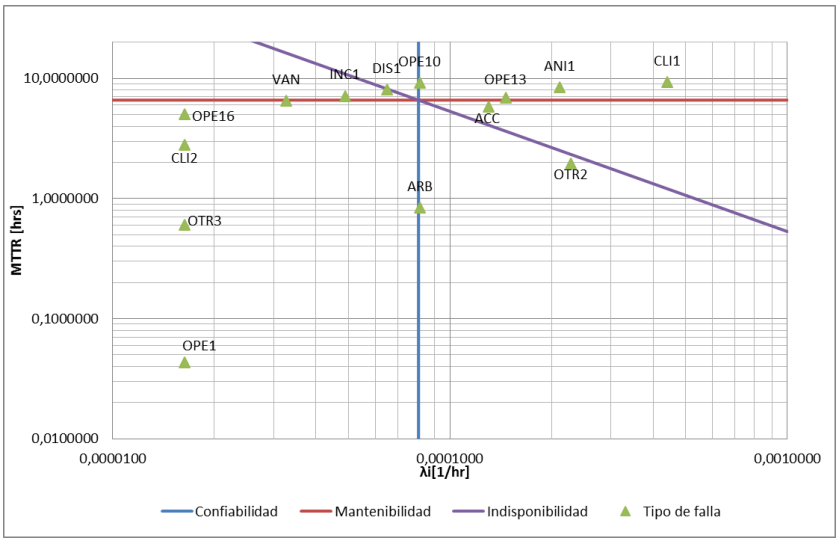


Figura 4.3 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo único y códigos agrupados

Luego de aplicado el agrupamiento y utilizando los mismos valores límite que en el diagrama anterior, se realiza el diagrama de la Figura 3 donde es posible observar lo siguiente respecto a los códigos modificados:

ACC: Se desplaza ligeramente a la derecha pasando el límite del criterio de confiabilidad, manteniendo su condición de falla crítica en este estudio.

VAN: Si bien se acerca al límite de confiabilidad, no se aproxima lo suficiente como para ser considerado como falla crítica.

ARB: Se acerca al límite de confiabilidad, pero no lo suficiente como para ser considerada crítica, sin embargo es interesante considerar la relación que tiene este tipo de falla con las falla del tipo INC1, por lo que considerar esta falla como crítica se dejara en evaluación de estudios posteriores.

En base a lo anterior, el resultado de esta priorización entrega que los códigos considerados como críticos serán los siguientes:

CLI1, ANI1, OPE13, OPE10, INC1, DIS1, ACC

4.2 Análisis de Energía no Suministrada contra Frecuencia de Falla

En el siguiente estudio se analiza la frecuencia de fallas (λ) y su consecuencia, la que en este caso, está representada por la energía no suministrada media (ENSM) medida en [MWh], para lo que se realiza un diagrama de λ-ENSM. Este análisis tiene por objetivo determinar el impacto sobre la energía no suministrada en los clientes afectados por las fallas ocurridas en los últimos años, por lo que al estudiar esta variable, además del efecto económico debido a los costos asociados a una interrupción, se involucra implícitamente la capacidad de respaldo del sistema y el efecto en la sociedad mediante los tiempos de interrupción a clientes.

4.2.1 Diagrama de λ – ENSM con Bloque de Tiempo Único

Dada la experiencia obtenida en el estudio 4.1.1, esta vez se analizarán directamente las variables de interés mediante un diagrama de tiempo único, donde como ya se explicó anteriormente, se crean puntos representativos de cada falla, por ende, se elimina la dispersión de puntos de un mismo tipo, por lo que se podrá realizar una mejor discriminación del estado de cada falla.

4.2.1.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 4.4 se muestran los resultados obtenidos en la realización del diagrama de λ-ENSM con bloque de tiempo único, donde es posible observar el comportamiento de cada modo de falla en todo el periodo de tiempo que comprende el estudio (2010-2016). Además, como se explicó en el marco teórico, para poder realizar una comparación, es necesario incluir en el diagrama los criterios para cada variable, las cuales fueron calculados mediante el promedio global de cada variable.

- Límite de confiabilidad (λ cte): 0,0000807 *[1/hrs]*.
- Criterio de ENSM (ENSM cte): 12,30763 *[MWh]*.
- Criterio de ENSH (ENSH cte): 0,0009930 *[MWh/hrs]*.

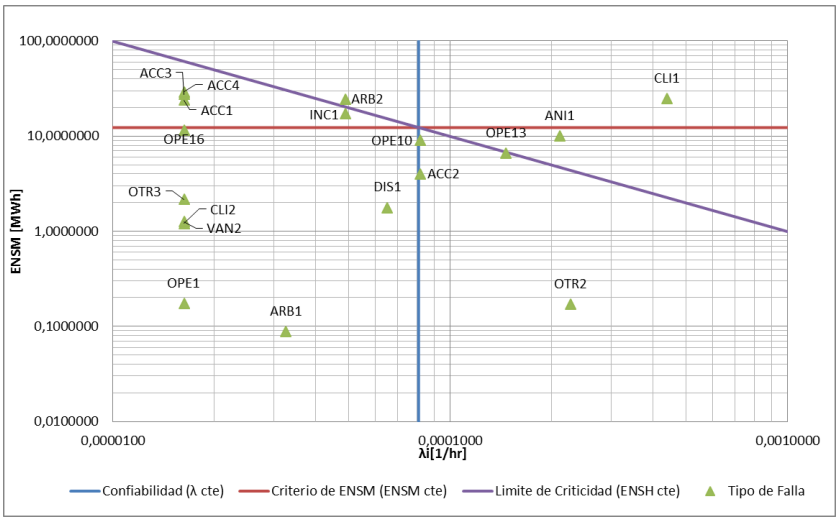


Figura 4.4 Diagrama λ-ENSM con bloque de tiempo único para los modos de falla del sistema de 44kV.

4.2.1.2 Análisis de Resultados

El código relacionado a eventos climáticos CLI1, es notoriamente el de mayor criticidad de todos, superando ampliamente este límite, seguido por el punto representante del código ANI1.

Al borde del límite de criticidad se encuentran los códigos ARB2, INC1, OPE10 y OPE13, los cuales serán considerados como críticos en este estudio.

Cabe destacar el comportamiento del código OTR2, ya que, si bien tiene una alta tasa de falla, no se considera como crítico debido al poco impacto que refleja en la energía no suministrada al cliente, por lo que no es necesario profundizar en las causas probables.

Siguiendo la misma lógica explicada en el ítem 4.1.2.2 se agruparán los tipos de falla que posean causas raíces similares creando los nuevos códigos ACC, ARB y VAN.

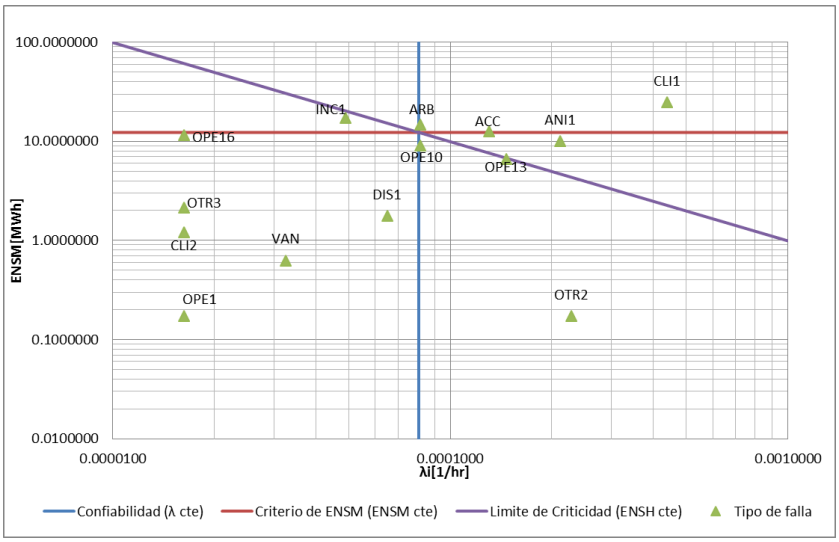


Figura 4.5 Diagrama λ-ENSM con bloque de tiempo único y códigos agrupados

Luego de aplicado el agrupamiento y utilizando los mismos valores límite que en el diagrama anterior, se realiza el diagrama de la Figura 4.5 donde es posible observar lo siguiente respecto a los códigos modificados:

ACC: este punto representativo se mueve a la derecha del límite de confiabilidad por lo que se considera como un tipo de falla crítica.

VAN: Se acerca al límite de confiabilidad pero no lo suficiente como para ser considerada una falla crítica.

ARB: se mueve al borde del límite de criticidad y al borde del límite de ENSM por lo que los códigos ARB1 y ARB2 serán considerados como críticos en este estudio.

4.3 Conclusiones y Comentarios

En este capítulo se han realizado estudios que posibilita la priorización de los modos de fallas en el sistema de 44kV, para esto se han elaborado dos tipos de análisis desde el punto de vista del impacto de la frecuencia, o tasa de fallas λ, en la consecuencia de interés, las que en este caso fueron el MTTR y la ENSM. Donde, si bien ambos tipos

de estudio han permitido una priorización individual, es necesario consolidar y analizar de manera conjunta.

Para seleccionar las fallas críticas, no se realizó un orden de prioridad, dado que solo se necesita identificar las fallas con mayor impacto en las consecuencias analizadas para así ser trabajadas en los capítulos siguientes.

La frecuencia de falla refleja la cantidad de fallas anuales que han acontecido en un sistema, y observando los gráficos, en este ámbito la falla relacionada a eventos climáticos CLI1 es la más crítica, y ya que en ambos estudios se utiliza la misma variable como eje horizontal, el análisis es idéntico para ambos estudios.

Al analizar ambos estudios, podemos discernir claramente las fallas más críticas del sistema de 44kV, ya que en su mayoría se repiten en los resultados de ambos diagramas, siendo determinados como prioritarias las siguientes fallas:

CLI1 – ANI1 – OPE13 – OPE10 – INC1 – DIS1 – ARB – ACC

Los códigos expuestos no se muestran en un orden especifico de criticidad, sin embargo, las fallas con mayor impacto en el sistema son relacionadas a los códigos CLI1 y ANI1, ya que destacan por sobre las demás en ambos estudios.

Luego, las fallas con códigos INC1, ACC, OPE10 y OPE13 se consideran menos críticas que CLI1 y ANI1, sin embargo presentan un alto nivel de criticidad en los estudios realizados.

Las fallas con códigos ARB y DIS1 son consideradas las menos críticas de la lista, debido a que solo presentan una alta criticidad en uno de los estudios realizados.

Para la próxima etapa de estudio, las fallas seleccionadas en este informe, se analizarán de manera teórica, de tal forma que se determinen las causas por la que ocurren dichos eventos, también será necesario al análisis de la normativa y/o legislación de manera de determinar los parámetros de importancia que se encuentran involucrados y delimitar el rango de valores aceptables para cada uno de ellos.

5 IMPACTO DE LA DEMANDA, CLIMA Y ACCESIBILIDAD EN LA MANTENIBILIDAD

La planificación a largo plazo del mantenimiento es una herramienta de gestión fundamental donde se determinan las tareas de mantenimiento a realizar durante el año, así como las líneas que se deben intervenir, por lo que trae consigo la desconexión de las líneas en cuestión, debiendo determinar el mejor periodo del año para realizar esta operación del sistema. Para ello se utiliza un estudio de riesgo respecto a la demanda y respaldo de clientes, el cual ha sido realizado por el área de mantenimiento como una guía básica para la planificación del mantenimiento anual.

Si bien, es correcto estudiar y analizar la demanda y los respaldos a clientes, en este análisis no se toman en cuenta ni el clima, ni la accesibilidad a la línea, como variables que afecten la planificación del mantenimiento a largo plazo, pudiendo causar el impedimento del flujo de las tareas programadas, las cuales deben ser reprogramadas y en ocasiones suspendidas.

Por lo anterior mencionado, se propone como mejora a la planificación del mantenimiento, incluir las variables climatológica y de accesibilidad, con el fin de complementar con estos dos criterios la matriz usada actualmente, lo cual ayudará a mejorar los flujos de las tareas de mantenimiento debido a una mejor planificación inicial. Para ello se realizarán matrices que indiquen de manera cualitativa, el efecto de los factores indicados en la mantenibilidad de cada línea, concluyendo con la consolidación de los tres factores en una sola matriz, lo que ayudará a mejorar la planificación de los planes de mantenimiento.

5.1 Mantenibilidad según Demanda y Respaldos

Para la planificación de mantenimiento a largo plazo, y por ende, las solicitudes de desconexión de las líneas de transmisión respectiva, el área de mantenimiento utiliza actualmente una matriz que permite identificar el periodo del año donde se corre menos riesgo de suspensión de trabajos en cada línea. Esto se basa en un estudio de la demanda y respaldos, indicando en una escala de 1 a 10 el riesgo de suspensión de los trabajos planificados debido a la posible afectación de clientes (Tabla 5.1). Esto se utiliza como una guía básica para determinar los periodos en los que se puede trabajar en alguna línea.

A continuación en la Tabla 5.1, se muestra el nivel de riesgo asociado a cada línea. Se observa que para algunas líneas no es posible determinar el periodo de menor o mayor riesgo, como por ejemplo, la línea "Chagres-Los Ángeles", la cual, al ser de simple circuito presenta un alto riesgo durante todo el año desde el punto de vista del respaldo. Por otro lado, las líneas "Las Vegas-San Pedro" y "Tap Pachacama-La Calera", al estar desenergizadas durante todo el año, presentan un riesgo mínimo y constante si solo se considera el factor operativo.

Línea	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Chagres-Los Ángeles	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Las Vegas-San Pedro	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tap Pachacama-La Calera	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
La Calera-Túnel El Melón	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10
Las Vegas-Rungue	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Las Vegas-FFCC Los Andes	10	10	9	8	5	5	5	5	6	7	8	9
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	6	6	6	6	8	8	8	8	8	6	6	6

Tabla 5.1. Niveles de riesgo asociados a demanda y respaldos en las líneas del sistema de 44kV.

5.2 Mantenibilidad según el Efecto Climático

A continuación se estudiará el efecto climático en la mantenibilidad de las líneas del sistema de 44kV, con el fin de determinar los periodos del año donde el riesgo de suspensión de trabajos es mayor.

Desde el punto de vista climático, y como criterio de seguridad, los trabajos son suspendidos cuando se presenta alguna de las alarmas de alerta mostradas en la Tabla 5.2, las cuales son generadas por la presencia de precipitaciones según el Plan de Contingencias Operacionales de Chilquinta, es por ello que será la base para la creación de los criterios a analizar.

Grado de alerta	Pronostico de precipitación [mm/día]
Amarilla	15<agua esperada<30
Naranja (Intermedia)	31<agua esperada<40
Roja (Máxima)	Agua esperada>41

Tabla 5.2. Alertas según nivel de precipitación

En este estudio se analizarán datos de precipitaciones entre el año 2006 y 2016, obtenidos desde la plataforma "Explorador Climático" de la Universidad de Chile [16]. Se expondrán los resultados obtenidos para las estaciones meteorológicas mostradas en la Tabla 5.3 y la Figura 5.1, donde se determinará el nivel de riesgo respecto a la suspensión de las tareas de mantenimiento planificadas, donde para un año promedio se considerarán los siguientes factores:

- Cantidad de precipitaciones (líquida o sólida) por zona.
- Cantidad de días con precipitaciones.
- Cantidad de días con alerta al año.

Como última etapa, se consolidarán en una sola matriz que represente el riesgo de suspensión de trabajos debido al efecto climático.

Estación Climatológica	Línea equivalente
Quillota	San Pedro – Tap Pachacama Tap Pachacama – La Calera
El Cobre	La Caleta – Túnel El Melón
Rio Aconcagua en Romeral	Tap Pachacama – Las Vegas Las Vegas – Rungue (tramo 1) Las Vegas – Chagres
Caleu	Las Vegas – Rungue (tramo 2)
Catemu	Chagres – Los Ángeles Chagres – Panquehue
San Felipe	Panquehue –FFCC. Los Andes
Rio Aconcagua en Chacabuquito	FFCC. Los Andes – Hnos. Clark (tramo 1)
Riecillos	FFCC. Los Andes – Hnos. Clark (tramo 2)

Tabla 5.3. Relación entre estaciones climatológicas y líneas del sistema de 44kV.

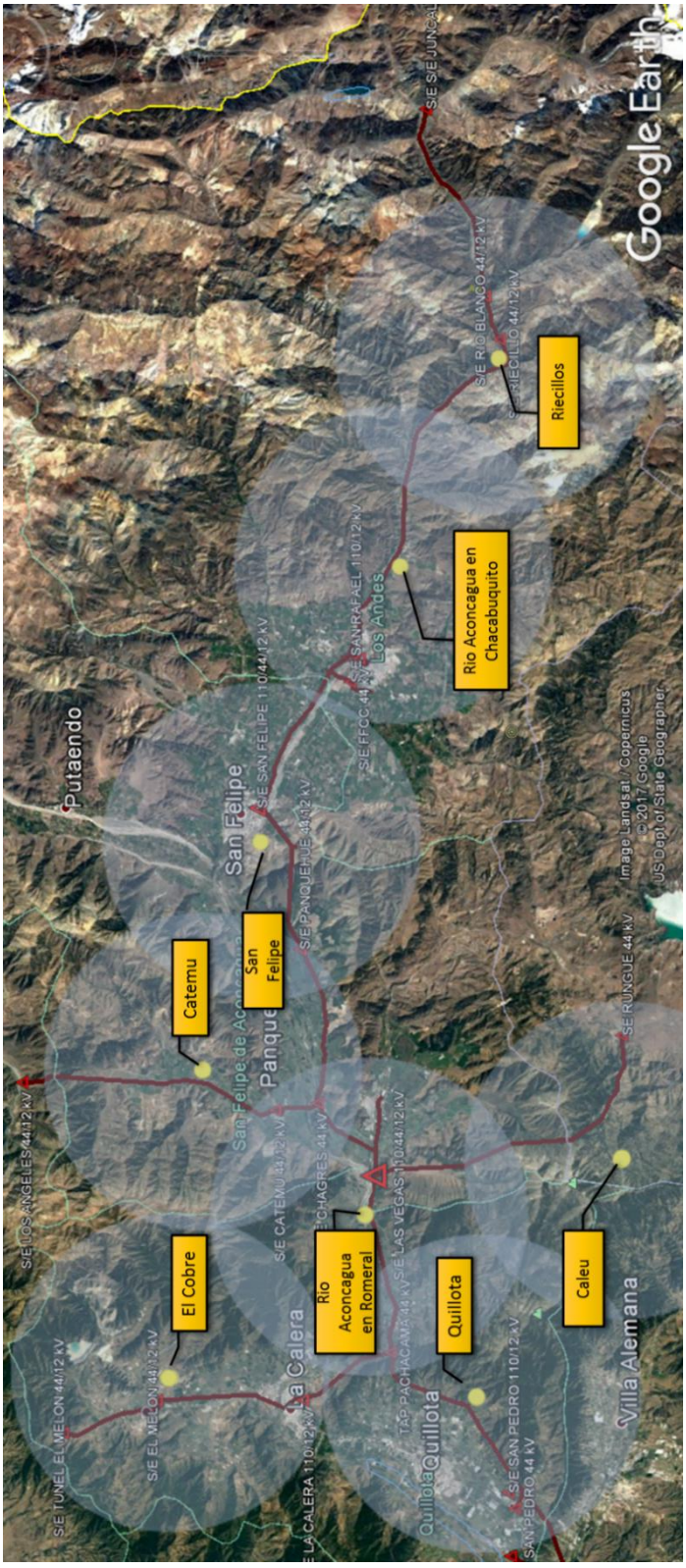


Figura 5.1. Estaciones Climatológicas y su Radio de Influencia Estimado (10km).

5.2.1 Precipitaciones Acumuladas

Para las estaciones climatológicas de la Tabla 5.3 se obtienen los siguientes resultados de precipitaciones acumuladas, donde se hace notar mayor cantidad de precipitaciones en el periodo de Mayo a Agosto, condición que se mantiene para todas las estaciones.

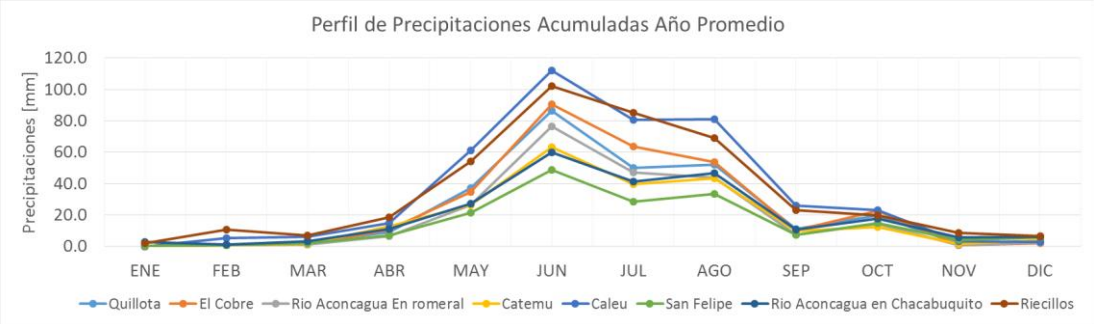


Figura 5.2. Perfil de precipitaciones acumuladas para un año promedio

Estación	*ENE*	*FEB*	*MAR*	*ABR*	*MAY*	*JUN*	*JUL*	*AGO*	*SEP*	*OCT*	*NOV*	*DIC*	*Total*
Quillota	0.3	0.9	2.7	9.2	37.0	86.4	49.8	52.0	10.9	19.7	1.7	2.7	273.3
El Cobre	0.0	0.8	1.3	10.8	34.7	90.4	63.7	53.7	10.4	22.6	0.9	2.0	291.2
Rio Aconcagua En romeral	0.0	1.0	1.3	6.4	26.5	76.4	47.1	43.9	7.4	14.2	0.9	2.2	227.3
Catemu	0.2	0.8	1.6	12.6	26.2	63.2	39.5	43.3	9.7	12.2	1.5	4.0	214.8
Caleu	0.0	5.1	6.1	14.9	61.2	112.2	80.4	81.0	25.9	23.3	3.2	3.0	416.3
San Felipe	0.3	0.6	2.2	7.0	21.4	48.9	28.4	33.2	7.3	14.8	4.3	5.8	174.2
Rio Aconcagua en Chacabuquito	2.7	1.0	3.4	11.1	27.2	60.0	41.4	46.7	10.8	17.6	5.8	6.0	233.7
Riecillos	2.1	10.7	6.9	18.7	54.2	102.2	85.3	69.2	23.2	19.6	8.6	6.7	407.3

Tabla 5.4. Precipitaciones acumuladas para un año promedio

A la tabla anterior, se le realiza un ajuste para traducir estos valores a una escala de 1 a 10 en base al valor máximo del conjunto, con el fin de poder comparar los resultados con lo mostrado en el ítem 5.1

Lo anterior permite obtener una matriz con la priorización de las estaciones según la variable estudiada, que muestra los periodos del año y los lugares donde se presentan mayores precipitaciones.

Estación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Quillota	1.0	1.1	1.2	1.7	4.0	7.9	5.0	5.2	1.9	2.6	1.1	1.2
El Cobre	1.0	1.1	1.1	1.9	3.8	8.3	6.1	5.3	1.8	2.8	1.1	1.2
Rio Aconcagua En romeral	1.0	1.1	1.1	1.5	3.1	7.1	4.8	4.5	1.6	2.1	1.1	1.2
Catemu	1.0	1.1	1.1	2.0	3.1	6.1	4.2	4.5	1.8	2.0	1.1	1.3
Caleu	1.0	1.4	1.5	2.2	5.9	10.0	7.4	7.5	3.1	2.9	1.3	1.2
San Felipe	1.0	1.0	1.2	1.6	2.7	4.9	3.3	3.7	1.6	2.2	1.3	1.5
Rio Aconcagua en Chacabuquito	1.2	1.1	1.3	1.9	3.2	5.8	4.3	4.7	1.9	2.4	1.5	1.5
Riecillos	1.2	1.9	1.5	2.5	5.3	9.2	7.8	6.5	2.9	2.6	1.7	1.5

Tabla 5.5. Priorización de estaciones según precipitaciones acumuladas.

5.2.2 Cantidad de Días con Precipitaciones

A continuación se muestra la cantidad de días con precipitaciones para las estaciones climatológicas en estudio.

Estación	*ENE*	*FEB*	*MAR*	*ABR*	*MAY*	*JUN*	*JUL*	*AGO*	*SEP*	*OCT*	*NOV*	*DIC*	*Total*
Quillota	0.1	0.1	0.5	1.0	2.6	4.1	3.9	4.1	2.1	1.5	0.2	0.3	20.5
El Cobre	0.0	0.2	0.3	0.9	2.6	4.1	3.8	3.1	1.5	1.3	0.2	0.3	18.2
Rio Aconcagua En romeral	0.0	0.2	0.4	1.3	2.7	4.7	4.9	4.6	2.0	1.5	0.5	0.5	23.2
Catemu	0.1	0.3	0.4	1.6	3.8	5.3	4.3	4.5	2.2	1.5	0.3	0.4	24.5
Caleu	0.0	0.2	0.5	1.5	3.6	4.7	5.1	4.5	1.5	1.2	0.3	0.5	23.7
San Felipe	0.2	0.1	0.5	1.1	3.0	3.9	3.6	4.0	1.6	1.4	0.4	0.4	20.1
Rio Aconcagua en Chacabuquito	0.5	0.5	0.6	1.9	4.0	5.5	5.2	5.5	2.9	2.1	0.6	0.5	29.7
Riecillos	0.6	1.2	0.9	1.5	4.0	5.0	5.0	4.6	2.9	2.0	0.5	0.7	29.0

Tabla 5.6 Cantidad de Días con precipitaciones para un año promedio

De manera similar al ítem 5.2.1, se realiza una transformación de los valores de la tabla anterior, con el objetivo de poder comparar de mejor manera con lo expresado en la Tabla 5.1.

Estación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Quillota	1.1	1.1	1.9	2.6	5.3	7.6	7.3	7.6	4.4	3.4	1.3	1.4
El Cobre	1.0	1.3	1.4	2.5	5.3	7.6	7.2	6.0	3.4	3.1	1.3	1.4
Rio Aconcagua En romeral	1.0	1.3	1.6	3.1	5.4	8.7	9.0	8.5	4.2	3.4	1.7	1.7
Catemu	1.1	1.4	1.6	3.7	7.2	9.6	7.9	8.2	4.5	3.4	1.4	1.6
Caleu	1.0	1.3	1.9	3.4	6.9	8.7	9.3	8.4	3.5	2.9	1.4	1.9
San Felipe	1.3	1.1	1.7	2.8	5.9	7.3	6.9	7.5	3.7	3.2	1.6	1.6
Rio Aconcagua en Chacabuquito	1.7	1.7	2.0	4.1	7.5	10.0	9.4	9.9	5.7	4.4	2.0	1.7
Riecillos	2.0	2.9	2.5	3.4	7.5	9.1	9.1	8.5	5.7	4.2	1.9	2.2

Tabla 5.7. Priorización de estaciones según cantidad de días con precipitaciones

5.2.3 Cantidad de Días con Alerta

Adicionalmente también se analiza la cantidad de días con alertas de emergencia, con el objetivo de tener en cuenta la variable de la intensidad de las precipitaciones.

Para realizar la priorización se realizó una suma ponderada de las variables expuestas, con el fin de exponer la importancia de la intensidad de la precipitación en el terreno.

- Total días :48%
- Roja :24%
- Naranja :16%
- Amarilla :12%

Posteriormente se realizó una conversión a una escala de 1 a 10 en base al valor máximo del conjunto (Tabla 5.8), con el fin de poder comparar con los demás estudios.

Estación	Amarilla	Naranja	Roja	Total	Puntuación Total	Priorización en escala 1-10
Quillota	1.5	2.0	4.0	7.5	5.033	9.2
El Cobre	1.9	1.5	3.5	7.0	4.687	8.6
Rio Aconcagua En romeral	1.2	1.1	2.6	4.9	3.305	6.4
Catemu	0.6	0.8	2.7	4.2	2.869	5.7
Caleu	0.9	0.7	2.9	4.5	3.105	6.1
San Felipe	0.3	0.9	2.6	3.8	2.644	5.3
Rio Aconcagua en Chacabuquito	1.0	0.6	3.3	4.9	3.364	6.5
Riecillos	2.2	1.3	4.7	8.2	5.527	10.0

Tabla 5.8. Priorización de las estaciones según la cantidad de días con alerta.

5.2.4 Consolidación de los Estudios

Como última etapa de este estudio se realizó la agrupación de las 3 variables trabajadas anteriormente, con el objetivo de consolidar el resultado en una matriz que permita distinguir el impacto del factor climático en la mantenibilidad de las líneas.

Como consideración, basado en los perfiles de precipitaciones acumuladas del ítem 5.2.1, los días con alerta fueron considerados como solo días entre los periodos de Mayo a Agosto ya que son estos meses donde se presentan las mayores precipitaciones.

Luego, sumando las puntuaciones obtenidas en cada estudio, el total para cada estación climatológica es la mostrada en la siguiente tabla.

Estación	*ENE*	*FEB*	*MAR*	*ABR*	*MAY*	*JUN*	*JUL*	*AGO*	*SEP*	*OCT*	*NOV*	*DIC*
Quillota	2.2	2.2	3.1	4.4	18.4	24.8	21.5	22.0	6.3	5.9	2.4	2.7
El Cobre	2.0	2.4	2.5	4.3	17.7	24.5	21.9	20.0	5.2	5.9	2.4	2.6
Rio Aconcagua En romeral	2.0	2.4	2.7	4.6	14.9	22.2	20.1	19.4	5.8	5.5	2.8	2.9
Catemu	2.2	2.5	2.7	5.7	16.0	21.3	17.8	18.4	6.3	5.3	2.6	2.9
Caleu	2.0	2.7	3.4	5.6	18.9	24.7	22.8	21.9	6.6	5.8	2.7	3.1
San Felipe	2.3	2.2	2.9	4.3	13.9	17.6	15.5	16.5	5.2	5.4	2.9	3.1
Rio Aconcagua en Chacabuquito	3.0	2.8	3.3	6.0	17.1	22.3	20.2	21.1	7.6	6.8	3.5	3.2
Riecillos	3.2	4.8	4.0	5.9	22.8	28.3	27.0	25.1	8.6	6.8	3.6	3.7

Tabla 5.9. Puntuación total considerando las tres variables en estudio.

Los valores de la Tabla 5.9 se convierten a escala 1-10 para una permitir la comparación con los estudios anteriores.

Estación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Quillota	1.7	1.7	2.0	2.4	6.9	8.9	7.8	8.0	3.0	2.9	1.8	1.8
El Cobre	1.6	1.7	1.8	2.4	6.6	8.8	8.0	7.3	2.7	2.9	1.8	1.8
Rio Aconcagua En romeral	1.6	1.8	1.9	2.5	5.7	8.1	7.4	7.2	2.9	2.7	1.9	1.9
Catemu	1.7	1.8	1.9	2.8	6.1	7.8	6.6	6.8	3.0	2.7	1.8	1.9
Caleu	1.6	1.9	2.1	2.8	7.0	8.9	8.2	8.0	3.1	2.8	1.9	2.0
San Felipe	1.7	1.7	1.9	2.4	5.4	6.6	5.9	6.2	2.7	2.7	1.9	2.0
Rio Aconcagua en Chacabuquito	1.9	1.9	2.1	2.9	6.5	8.1	7.4	7.7	3.4	3.2	2.1	2.0
Riecillos	2.0	2.5	2.3	2.9	8.3	10.0	9.6	9.0	3.7	3.2	2.1	2.2

Tabla 5.10. Indicadores de riesgo final según efecto climático.

Con la Tabla 5.10 se puede deducir cuales son las zonas donde el riesgo de suspensión de las tareas de mantenimiento es mayor, donde podemos ver que para el periodo Mayo a Agosto el riesgo es bastante mayor al resto del año, siendo la estación más complicada Riecillos correspondiente al tramo más cordillerano de la línea "FFCC. Los andes - Hnos. Clark", por lo tanto es la línea que mayor riesgo corre de suspender trabajos de mantenimiento en el periodo de invierno, lo que podría afectar al correcto flujo o cumplimiento de la planificación a largo plazo.

5.3 Mantenibilidad según la Accesibilidad a las Líneas de Transmisión

A continuación se realizará el estudio del impacto de la accesibilidad a la línea, en la mantenibilidad de las líneas de trasmisión del sistema de 44kV. Para esto es estudiarán los siguientes criterios:

- Restricción de entrada a las líneas.
- Accesos viales.

Los cuales determinan el nivel de dificultad con el que se encuentra el personal de mantenimiento al momento de los trabajos planificados.

Para la aplicación de estos criterios se realizó, en conjunto con el personal del área de mantenimiento, una clasificación para cada tramo de las líneas respecto a las variables ya mencionadas.

Para evaluar la restricción de entrada a cada tramo se consideraron 4 categorías o niveles las cuales servirán como puntuación. Las categorías a las cuales se hace referencia se muestran a continuación.

Tipo de Restricción de Entrada	Categorización
No necesita permiso - Horario Libre	1
Necesita Permiso - Horario Libre	2
Necesita Permiso - Horario Restringido	3
No se obtiene permiso	4

Tabla 5.11. Categorización de los Tipos de Restricción de Entrada.

Donde la categoría 1 es la que ofrece la mayor facilidad de acceder a la línea y la categoría 4 es la que mayores dificultades.

Por otro lado, se estudia la vialidad de los accesos a las líneas, tomando en cuenta si es posible o no acceder a las instalaciones con vehículo motorizado o simplemente a pie. Para ello se realizó una categorización que involucra los dos tipos,

Tipo de Acceso Vial	Categorización
Acceso con Vehículo	1
Sin Acceso a Vehículo	2

Tabla 5.12. Categorización de los Tipos de Accesos Viales

Donde la categoría 2 hace referencia a accesos que no permiten el acceso a vehículos por lo que deben realizarse a pie o de otra forma, entendiendo que esta categoría es la que ofrece la mayor dificultad al momento de acceder a las líneas.

5.3.1 Restricción de Entrada

Como se explicó en el ítem anterior, para cada línea se realizó una categorización que permite discriminar para cada tramo la dificultad de acceder a este. En la Tabla 5.13 se muestra un resumen de los resultados de la clasificación, respecto a las restricciones de entrada a las líneas, el cual permite realizar una priorización entre estas con el fin de discriminar las líneas más complicadas en referencia a este tema.

El promedio ponderado es un valor que hace referencia a la cantidad de estructuras para cada nivel, donde se asigna un peso porcentual a cada uno, en este caso se consideraron las siguientes ponderaciones,

- Categoría 1 (C1) : 0%
- Categoría 2 (C2) : 25%
- Categoría 3 (C3) : 25%
- Categoría 4 (C4) : 50%

Cabe destacar que la categoría 1 posee una ponderación de 0% debido a que, al permitir acceder las 24 hrs del día sin la necesidad de algún tipo de permiso, no agrega dificultad al acceso a las líneas.

Como última etapa, se realiza una equivalencia en una escala del 1 al 10 con el fin de poder comparar con las demás variables de estudio, donde el nivel 1 es el mínimo y el nivel 10 es el máximo valor posible del conjunto, lo que en este caso correspondería a un promedio ponderado 2,00

A continuación se exponen los resultados obtenidos, los que nos permiten obtener como priorización, que la línea más complicada en restricciones de entrada corresponde a la línea *"Tap Pachacama – La Calera*", seguida de la línea "*Las Vegas-San Pedro"*, las cuales a la vez de conseguir 9 estructuras con categoría 4, poseen en su gran mayoría tramos con categoría 3.

Por otro lado, la línea que menos dificultades opone es la línea "*La Calera-Túnel El Melón"*, la cual posee en su gran mayoría tramos con libre acceso las 24 hrs del día.

Línea	Tipo de Restricción				Suma total	Promedio Ponderado	Escala 1-10
	1	2	3	4			
Chagres-Los Ángeles	72	7	141	0	220	0.497	3.23
Las Vegas-San Pedro	2	0	174	9	185	0.803	4.61
Tap Pachacama-La Calera	4	0	37	9	50	0.915	5.12
La Calera-Túnel El Melón	115	2	50	0	167	0.231	2.04
Las Vegas-Rungue	63	0	106	0	169	0.470	3.12
Las Vegas-FFCC Los Andes	61	2	191	0	254	0.568	3.56
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	77	24	80	9	190	0.474	3.13

Tabla 5.13. Numero de estructuras según tipo de restricción de entrada y priorización de cada línea.

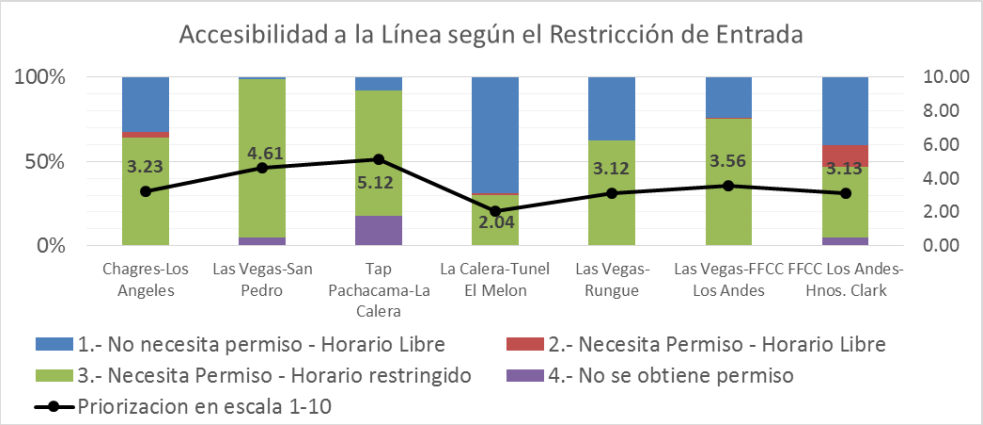


Figura 5.3. Accesibilidad las líneas según el tipo de restricción de entrada, presentada de manera gráfica.

5.3.2 Acceso Vial

Para el análisis de los accesos físicos a las líneas se crearon 2 categorías, con el fin de determinar los tramos en los cuales es posible acceder con vehículo motorizado o solo es posible hacerlo de manera pedestre.

En este caso solo se tomó en cuenta la cantidad de estructuras con un tipo de vialidad 2 (Ver Tabla 5.14), debido a que la categoría 1 no aporta dificultad al tipo de acceso, por lo que el promedio ponderado se calculará como la puntuación total de la línea en base a la cantidad de estructuras, para luego terminar la priorización convirtiendo estos

valores a una escala de 1 a 10 en base al máximo valor posible, con el fin de comparar con las demás variables.

A continuación se muestran los resultados de la priorización de las líneas respecto al tipo de vialidad de estas, donde es posible observar que la línea más complicada es la línea *"FFCC. Los Andes – Hnos. Clark"*, mientras que la línea *"La Calera - Túnel El Melón"* posee la menor dificultad al estar completamente accesible con vehículo.

Línea	Tipo de Vialidad		Promedio ponderado	Escala 1-10
	1	2		
Chagres-Los Ángeles	178	42	0.38	2.72
Las Vegas-San Pedro	129	56	0.61	3.72
Tap Pachacama-La Calera	33	17	0.68	4.06
La Calera-Túnel El Melón	167	0	0.00	1.00
Las Vegas-Rungue	112	57	0.67	4.04
Las Vegas-FFCC Los Andes	222	32	0.25	2.13
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	79	111	1.17	6.26

Tabla 5.14. Niveles de riesgo según tipo de acceso vial de cada línea

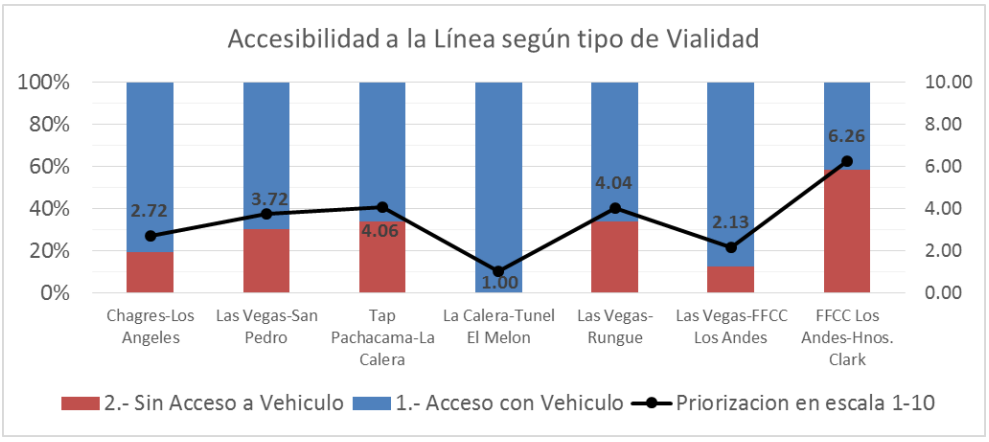


Figura 5.4.Vision grafica de los niveles de riesgo para caga línea del sistema de 44kV.

5.3.3 Consolidación de los Estudios

Como última etapa, se procede a unificar las variables estudiadas anteriormente mediante suma lineal de sus respectivas priorizaciones, donde luego se obtiene una priorización en escala de 1-10 en base a su máximo valor posible, la que en este caso es un puntaje total de 20, la que nos permitirá poder comparar con otras variables o estudios de priorización.

A continuación se presenta una tabla que resume la priorización final para cada línea del sistema de 44kV, donde se puede apreciar las líneas más complejas al momento de analizar la accesibilidad a éstas.

Línea	Restricción de Entrada (Escala 1-10)	Vialidad (Escala 1-10)	Puntaje total (20 máx.)	**Priorización Final (Escala 1-10)**
Chagres-Los Ángeles	3.23	2.72	5.95	**3.68**
Las Vegas-San Pedro	4.61	3.72	8.34	**4.75**
Tap Pachacama-La Calera	5.12	4.06	9.18	**5.13**
La Calera-Túnel El Melón	2.04	1.00	3.04	**2.37**
Las Vegas-Rungue	3.12	4.04	7.15	**4.22**
Las Vegas-FFCC Los Andes	3.56	2.13	5.69	**3.56**
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	3.13	6.26	9.39	**5.23**

Tabla 5.15. Priorización Final de las Líneas según la Accesibilidad a estas

En la Tabla 5.15 podemos observar que al momento de considerar ambas variables se puede llegar a concluir que la línea que mayor dificultad opone al momento de acceder a ella es la línea *"FFCC Los Andes – Hnos. Clark"*, la cual posee una alta dificultad de acceso vial debido a que en su mayoría solo es posible acceder de manera pedestre, seguida por la línea *"Tap Pachacama – La Calera"*, línea que presenta altas complejidades respecto a la restricción de entrada a sus instalaciones. Las líneas antes mencionadas podrían presentar problemas al momento de realizar mantenimiento debido a que la suspensión de los trabajos planificados presenta una gran dificultad para una reprogramación de los trabajos, por lo que es crucial aplicar políticas de

empresa para bajar estos índices, ya sea consiguiendo una mayor flexibilidad por parte de los dueños de los recintos privados en donde se ubican las estructuras, así como una mejora de sus vías de acceso.

Por otro lado, la priorización final nos estrega como resultado que la línea con menor dificultad de acceder a ella es la línea "La Calera – Túnel El Melón", la que presenta la más baja puntuación en ambas variables analizadas.

5.4 Ponderación de los Estudios Expuestos.

En esta última etapa se busca realizar una homogeneización de los tres estudios expuestos anteriormente, con el fin de concluir en un criterio que logre unificar las variables de Demanda, Clima y Accesibilidad, lo que mejorará la toma de decisiones al momento de realizar la planificación a largo plazo de las tarea de mantenimiento en las líneas del sistema de 44kV.

Para unificar los estudios en existencia, se asignó una ponderación a cada uno, con el fin de plasmar la importancia de estos. Para los estudios realizados las ponderaciones son las siguientes:

- Estudio de Demanda y Respaldos : 60%
- Análisis Climatológico : 20%
- Análisis de Accesibilidad : 20%

Estas ponderaciones se han elegido de manera arbitraria, con el fin de dejar establecida la importancia del primer estudio existente, siendo los dos siguientes un complemento que busca corregir el primero.

Posteriormente se realizará una transformación a escala 1 a 10 en base al máximo valor del conjunto, con el fin de poder comparar con el primer estudio.

Adicionalmente fue necesario establecer los tramos de cada línea con el fin de coincidir con el estudio climatológico el cual se divide en estaciones climatológicas. La equivalencia entre línea y tramo de línea se muestra en la tabla siguiente.

Línea	Tramo
Chagres-Los Ángeles	Chagres-Los Ángeles
Las Vegas-San Pedro	San Pedro-Tap Pachacama
Las Vegas-San Pedro	Tap Pachacama-Las vegas
Tap Pachacama-La Calera	Tap Pachacama-La calera
La Calera-Túnel El Melón	La Calera-Túnel El Melón
Las Vegas-Rungue	Las Vegas-Rungue Tramo1
Las Vegas-Rungue	Las Vegas-Rungue Tramo2
Las Vegas-FFCC Los Andes	Las Vegas-Chagres
Las Vegas-FFCC Los Andes	Chagres-Panquehue
Las Vegas-FFCC Los Andes	Panquehue-FFCC. Los Andes
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo1
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo2

Tabla 5.16. Equivalencia entre estación climatológica y línea de transmisión.

Luego, las matrices a utilizar para la unificación de los estudios son las siguientes:

Tramo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Chagres-Los Ángeles	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
San Pedro-Tap Pachacama	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tap Pachacama-Las vegas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tap Pachacama-La calera	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
La Calera-Túnel El Melón	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	9	10
Las Vegas-Rungue Tramo1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Las Vegas-Rungue Tramo2	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Las Vegas-Chagres	10	10	9	8	5	5	5	5	6	7	8	9
Chagres-Panquehue	10	10	9	8	5	5	5	5	6	7	8	9
Panquehue-FFCC. Los Andes	10	10	9	8	5	5	5	5	6	7	8	9
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo1	6	6	6	6	8	8	8	8	8	6	6	6
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo2	6	6	6	6	8	8	8	8	8	6	6	6

Tabla 5.17. Matriz de Riesgo según Demanda y Respaldo

Tramo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Chagres-Los Ángeles	1.69	1.80	1.87	2.80	6.08	7.77	6.65	6.84	3.01	2.70	1.81	1.93
San Pedro-Tap Pachacama	1.69	1.70	1.99	2.39	6.86	8.87	7.84	8.00	2.99	2.89	1.77	1.84
Tap Pachacama-Las vegas	1.64	1.75	1.86	2.46	5.75	8.05	7.40	7.18	2.86	2.75	1.89	1.93
Tap Pachacama-La calera	1.69	1.70	1.99	2.39	6.86	8.87	7.84	8.00	2.99	2.89	1.77	1.84
La Calera-Túnel El Melón	1.64	1.75	1.81	2.38	6.62	8.80	7.97	7.34	2.65	2.87	1.75	1.83
Las Vegas-Rungue Tramo1	1.64	1.75	1.86	2.46	5.75	8.05	7.40	7.18	2.86	2.75	1.89	1.93
Las Vegas-Rungue Tramo2	1.64	1.86	2.07	2.77	7.00	8.86	8.24	7.97	3.09	2.84	1.86	1.99
Las Vegas-Chagres	1.64	1.75	1.86	2.46	5.75	8.05	7.40	7.18	2.86	2.75	1.89	1.93
Chagres-Panquehue	1.69	1.80	1.87	2.80	6.08	7.77	6.65	6.84	3.01	2.70	1.81	1.93
Panquehue-FFCC. Los Andes	1.74	1.70	1.93	2.38	5.42	6.58	5.92	6.23	2.67	2.72	1.93	1.97
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo1	1.94	1.90	2.05	2.90	6.45	8.09	7.42	7.70	3.41	3.16	2.11	2.02
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo2	2.02	2.52	2.28	2.86	8.26	10.00	9.57	8.97	3.73	3.17	2.14	2.18

Tabla 5.18. Matriz de Riesgo según Efecto Climatológico

Tramo	Nivel de Riesgo
Chagres-Los Ángeles	3.68
San Pedro-Tap Pachacama	4.75
Tap Pachacama-Las vegas	4.75
Tap Pachacama-La calera	5.13
La Calera-Túnel El Melón	2.37
Las Vegas-Rungue Tramo1	4.22
Las Vegas-Rungue Tramo2	4.22
Las Vegas-Chagres	3.56
Chagres-Panquehue	3.56
Panquehue-FFCC. Los Andes	3.56
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo1	5.23
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo2	5.23

Tabla 5.19. Niveles de Riesgo según la Accesibilidad a las Líneas

A continuación se muestra el resultado obtenido en el proceso:

Tramo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Chagres-Los Ángeles	8.4	8.5	8.5	8.7	9.4	9.8	9.6	9.6	8.7	8.7	8.5	8.5
San Pedro-Tap Pachacama	3.2	3.2	3.2	3.3	4.4	4.8	4.6	4.6	3.5	3.4	3.2	3.2
Tap Pachacama-Las vegas	3.2	3.2	3.2	3.3	4.1	4.6	4.5	4.4	3.4	3.4	3.2	3.2
Tap Pachacama-La calera	3.3	3.3	3.3	3.4	4.4	4.9	4.7	4.7	3.6	3.5	3.3	3.3
La Calera-Túnel El Melón	8.8	8.8	7.5	7.6	8.6	9.1	8.9	8.7	7.7	7.7	8.1	8.8
Las Vegas-Rungue Tramo1	7.2	7.2	7.2	7.3	8.1	8.6	8.5	8.4	7.4	7.4	7.2	7.2
Las Vegas-Rungue Tramo2	7.2	7.2	7.3	7.4	8.4	8.8	8.7	8.6	7.5	7.4	7.2	7.2
Las Vegas-Chagres	9.1	9.1	8.4	7.9	6.6	7.1	7.0	6.9	6.6	7.3	7.8	8.5
Chagres-Panquehue	9.1	9.1	8.4	8.0	6.7	7.0	6.8	6.8	6.6	7.3	7.7	8.5
Panquehue-FFCC. Los Andes	9.1	9.1	8.5	7.9	6.5	6.8	6.6	6.7	6.6	7.3	7.8	8.5
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo1	6.8	6.8	6.8	7.0	9.2	9.6	9.4	9.5	8.5	7.1	6.8	6.8
FFCC Los Andes-Hnos. Clark Tramo2	6.8	6.9	6.9	7.0	9.6	10.0	9.9	9.8	8.6	7.1	6.8	6.8

Tabla 5.20. Matriz de Riesgo de Factibilidad de Mantenimiento según Demanda, Clima y Accesibilidad

Se logra apreciar que la condición de la zona del Tap Pachacama es la de menor riesgo debido al poco peligro operacional que posee al estar desenergizadas todo el año, sin embargo el nivel de riesgo aumenta respecto a mostrado en la Tabla 5.1, debido a la gran dificultad de accesibilidad de los tres tramos de línea involucrados, además de un mayor aumento en el periodo de invierno debido al efecto climático, por lo que esta matriz logra que una matriz de riesgo referida netamente a lo operativo como la mostrada en la Tabla 5.1, se acerque y relacione de mejor manera con la realidad del mundo del mantenimiento.

Otro ejemplo destacable es la línea *"FFCC Los Andes-Hnos. Clark",* la cual se divide en dos tramos, donde el segundo es el más cordillerano, lo que se plasma en el aumento de nivel de riesgo respecto al primer tramo, volviéndolo el tramo con peor mantenibilidad en el periodo de invierno, aspecto que no era visible en la matriz original.

5.5 Conclusiones y Comentarios

En este informe se han realizado 2 estudios complementarios con el fin de mejorar la matriz de riesgo utilizada actualmente para la planificación de mantenimiento a largo plazo, incluyendo en estos estudios la variable climática y accesos.

En el estudio de efecto climático se deja en evidencia la gran importancia de esta variable debido a que éste no se comporta de la misma forma en todo el sistema, teniendo los casos más críticos en la zona de Riecillos que abarca la línea *"FFCC Los Andes-Hnos. Clark"* en su tramo más cordillerano, por lo que para esta línea se recomienda planificar mantenimiento en otra época del año, preferiblemente en otoño, con el fin de preparar la línea para el estrés sometido en invierno.

Un comportamiento en común que se presentó al momento de estudiar las precipitaciones, fue su concentración en los meses de Mayo a Agosto, lo que lo convierte en el periodo crítico para todo el sistema.

Cuando se estudió la accesibilidad a la línea se dejó en evidencia la gran dificultad que algunas líneas presentan para la realización de mantenimiento como lo son las líneas conectadas al Tap-Pachacama, lo que dificulta en gran medida la realización de un buen mantenimiento en ellas, ya que, el tener líneas con mala accesibilidad implica una mala ejecución del mantenimiento, ya sea por no tener los permisos para acceder o por no lograr acceder de buena manera ya sea a realizar mantenimiento o inspecciones.

Se recomienda la aplicación de políticas de diplomacia con los dueños de los recintos privados donde se encuentren tramos o líneas con mala accesibilidad, y el mejoramiento de los accesos viales para así poder ejecutar un mejor mantenimiento y en menor tiempo, lo que se traduce en menores tiempos de desconexión de las líneas.

En general, al tomar en cuenta el factor climático y de accesibilidad, la nueva matriz de riesgo permite valorar el riesgo asociado a estos factores en las líneas con menos riesgo operacional como lo son las líneas conectadas al Tap Pachacama.

La nueva matriz permite ver diferencias de riesgo en ciertos tramos de las líneas más largas, un ejemplo de esto es la línea *"FFCC Los Andes-Hnos. Clark"* en su tramo más cercano a la cordillera, la cual es la que más riesgos de suspensión de trabajos tiene en el periodo de invierno (Mayo a Agosto), seguida por la línea *"Chagres-Los Ángeles"*, este efecto no es visible en la matriz de riesgos original (Tabla 5.1), la que presentaba una priorización contraria a la mencionada.

6 PROPUESTAS DE MEJORAS.

6.1 Selección de Modos de Falla

En este apartado se expondrán las propuestas de mejoras a los planes de mantenimiento que tendrán como objetivo mitigar la ocurrencia de los modos de falla descritos en el capítulo 10, no obstante se han seleccionado los modos de falla en donde es posible realizar mejoras tanto en las políticas de mantenimiento, planificación de los trabajos, y en la estrategia para la toma de decisiones. Por esa razón, se seleccionan los modos expuestos en la Figura 6.1 de falla a trabajar según los criterios indicados a continuación.

Criterio 1: Posibilidad de mitigar el modo de falla de manera directa con mantenimiento. Hace referencia a los modos de falla que son de responsabilidad externa, como los accidentes, incendios, etc. Se excluyen estos modos de fallas debido a que el impacto del mantenimiento en ellos se supone menor.

Criterio 2: Posibilidad de mitigar el modo de falla de manera directa con mantenimiento enfocado en otro modo de falla. Hace referencia a los modos de falla que se ven impactados directamente por otros modos de falla, un ejemplo de esto es el modo CLI1, el cual se ve aumentado, debido a que en invierno se someten las instalaciones a estrés mecánico debido a los temporales que ocurren en esa época del año, causando un impacto directo el mantenimiento enfocado en los modos OPE10, DIS1 y ARB.

A continuación se presenta un diagrama de flujo, donde se exponen estos criterios y la aplicación de estos a los modos de falla respectivos.

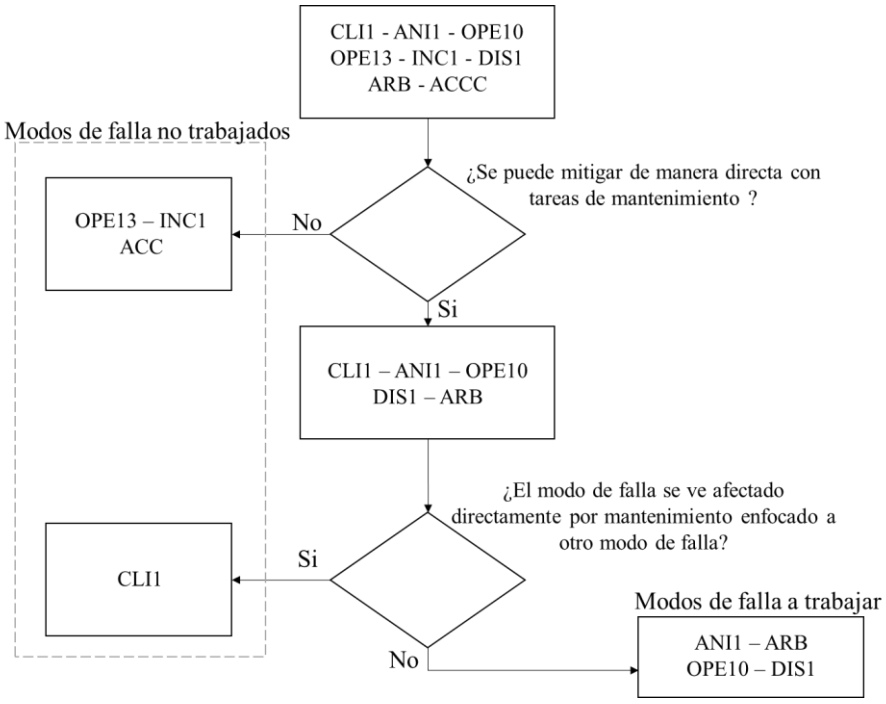


Figura 6.1. Selección de modos de falla para la aplicación de mejoras en sus planes de mantenimiento

Se puede observar en la Figura 6.1, que la aplicación de criterios deja excluidos los modos de falla OPE13, INC1, ACC y CLI1. Por lo tanto, las fallas aptas para trabajar son los modos ANI1, ARB, OPE10 y DIS1, sin embargo esta última no será desarrollada en esta oportunidad, debido a que se está desarrollando una investigación respecto al tema, lo que tomará más tiempo de lo que permite este trabajo de título.

6.2 Propuesta de Mejora Nº1: Determinación de Zonas de Riesgo de Fallas ANI1 para la Parcialización de Recursos en Protección Avifauna

Con el fin de mitigar la ocurrencia de fallas del tipo ANI1, el área de mantenimiento realizará la instalación de mangas aislantes, las que cumplen la función de aislar el conductor protegiendo la fauna que pudiese subir o posarse sobre estos, cambiando la filosofía de la disuasión por la de la protección de la avifauna. Es por esto que se propone determinar las zonas prioritarias para la instalación de esta tecnología, complementando la información expuesta por el área ambiental sobre el habitad de aves en la zona con la información de las fallas en el sistema de 44kV, obtenida en etapas anteriores de este trabajo, con el propósito de parcializar la instalación de manera priorizada logrando dirigir correctamente los recursos tanto económicos como humanos.

6.2.1 Justificación de la Propuesta

Como se determinó en etapas anteriores, el modo de falla ANI1 está relacionado principalmente a electrocución de la avifauna provocando un gran perjuicio tanto económicamente para la empresa por la energía no suministrada que implica, así como para los clientes que ven interrumpido el consumo eléctrico.

En la Figura 6.2 se muestran las causas probables de este evento mediante un diagrama de causa efecto, el cual fue realizado en conjunto con el área de "Mantenimiento de Líneas de Transmisión".

Como podemos observar, se tienen principalmente tres factores que favorecen a la ocurrencia de este tipo de falla, en la rama de "Ambiente" se indica como factor principal el uso de las estructuras como postes vigía, lo cual puede darse debido a la alta densidad de estas y/o a que la estructura se encuentra en una zona deforestada ya sea naturalmente (llanos) o artificialmente (Bosques talados).

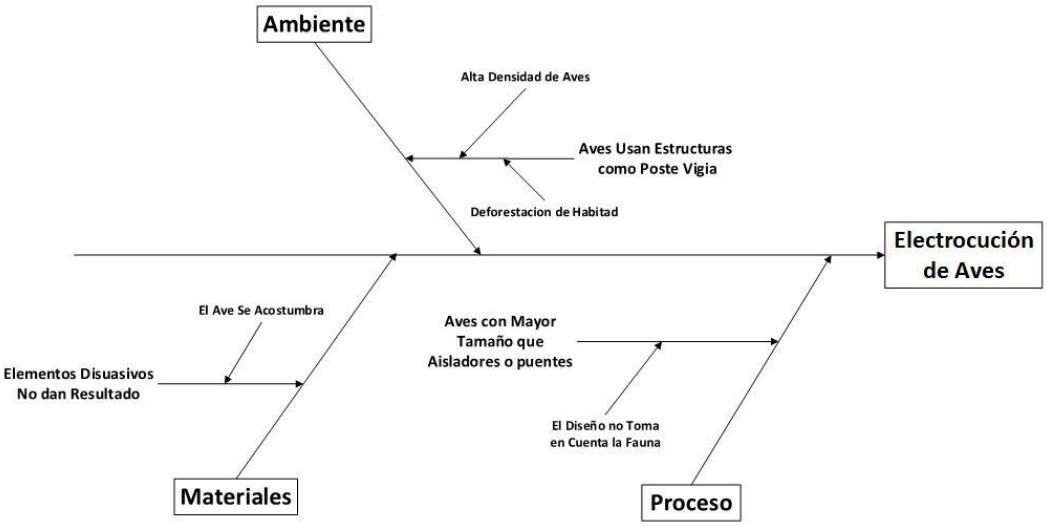


Figura 6.2. Diagrama Causa-Efecto para electrocución de Aves.

En la rama de "Proceso" se expone como factor incidente en las fallas, el problema del tamaño de las aves versus el tamaño de los aisladores, esto se da debido a la no inclusión de la avifauna en el diseño de distancias de seguridad y/o al cambio de habitad de la avifauna desde la puesta en marcha de la línea.

En la rama de "Materiales" se muestra como factor principal el no funcionamiento de elementos disuasivos, los cuales tienen como principal objetivo repeler a las aves, esto en ciertas ocasiones no dan resultado debido a que el ave se acostumbra a estos elementos.

Es por lo anterior que actualmente el área de "Mantenimiento de Líneas de Transmisión" ha optado por la implementación de elementos de protección avifauna, los cuales tienen como principal objetivo evitar la electrocución del ave cuando este se pose en la estructura, sin embargo poner en práctica esta solución en toda la red significa una gran inversión económica, recursos humanos y tiempo, por lo que se vuelve necesario realizar la ejecución de los trabajos por etapas, las cuales deben ser definidas de acuerdo a criterios definidos y justificados.

6.2.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta.

Según el problema definido anteriormente se plantea realizar como mejora al plan de mantenimiento, la determinación de zonas críticas para la instalación de elementos de protección avifauna mediante el análisis de información ambiental e historial de fallas en el sistema, para dirigir y enfocar los recursos económicos y humanos de mejor manera. Esto supondrá una mejora en los planes de mantenimiento debido a su gran impacto en la organización de los trabajos, justificando la toma de decisiones respecto a la ejecución de los trabajos.

Los criterios utilizados para determinar la prioridad de un tramo serán el riesgo ambiental y el riesgo por recurrencia de falla, los cuales se muestran a continuación:

- **Prioridad Alta**: Falla recurrente (2 o más) dentro o fuera de zona de riesgo ambiental.
- **Prioridad Media Alta**: Falla no recurrente (solo 1) dentro de zona de riesgo ambiental
- **Prioridad Media Baja**: Fallas Fuera de zona de riesgo ambiental o tramo dentro de zona de riesgo sin fallas registradas.
- **Prioridad Baja**: Tramo fuera de la zona de riesgo sin fallas registradas.

6.2.3 Medio Ambiente

El área de medio ambiente ha realizado un mapa donde se exponen las zonas con presencia de aves en la V Región, el cual fue superpuesto en GISRED, donde se exponen las zonas de mayor riesgo de fallas tomando en cuenta el factor Habitad (ANEXO C).

En la Figura 6.3, se muestra el sistema de 44kV y la relación que guardan las zonas de mayor riesgo pintadas de color rojo en base a la información entregada por el área de medio ambiente.

Como es de observar, las zonas de riesgo cubren bastamente la red de 44kV, sin embargo no es concluyente como determinar zonas críticas para la instalación de elementos de protección avifauna, es por esto que se realiza un análisis de las fallas ocurridas en el sistema relacionadas a la electrocución de aves.

6.2.4 Fallas en el Sistema

Con el fin de complementar la información de medio ambiente, se analizan las fallas ocurridas en el sistema desde el año 2010, exponiendo sus estadísticas principales y ubicación para así determinar zonas críticas desde este punto de vista.

En el sistema de 44kV y basados en los informes de falla se han registrado un total de 13 fallas relacionadas a electrocución de aves (ANI1 en código SEC), desde el año 2010 hasta el 2016, según esto se muestra la siguiente tabla resumen.

Línea	Cantidad	Tasa Falla [fallas/años]
Chagres-Los Ángeles	3	0,43
Las Vegas-FFCC Andes	8	1,14
Las Vegas-Rungue	2	0,29

Tabla 6.1. Resumen de Fallas ANI1 en el Sistema de 44kV.

Se observa en la Tabla 6.1 el resumen de las fallas ocurridas, además de la Tasa de Falla que representa la cantidad promedio de fallas en el año, con lo que se puede determinar la más afectada por este tipo de falla, siendo esta la línea Las Vegas-FFCC Andes, donde se registra en promedio 1,14 fallas por año.

Linea	Estructura inicial	Estructura Final	Estructuras Involucradas
San Pedro-Las Vegas	1	58	58
	107	189	83
Tap Pachacama-La Calera	10	50	41
La Calera-Tunel El Melon	1	17	17
	39	112	74
Las Vegas-Rungue	1	40	40
Las Vegas-FFCC Los Andes	1	46	46
	174	192	19
	210	254	45
Chagres-Los Angeles	14	134	121
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	1	47	47
	96	128	33
	185	191	7
Total Estructuras			631

Figura 6.3. Zonas con riesgo de falla según habitad de aves

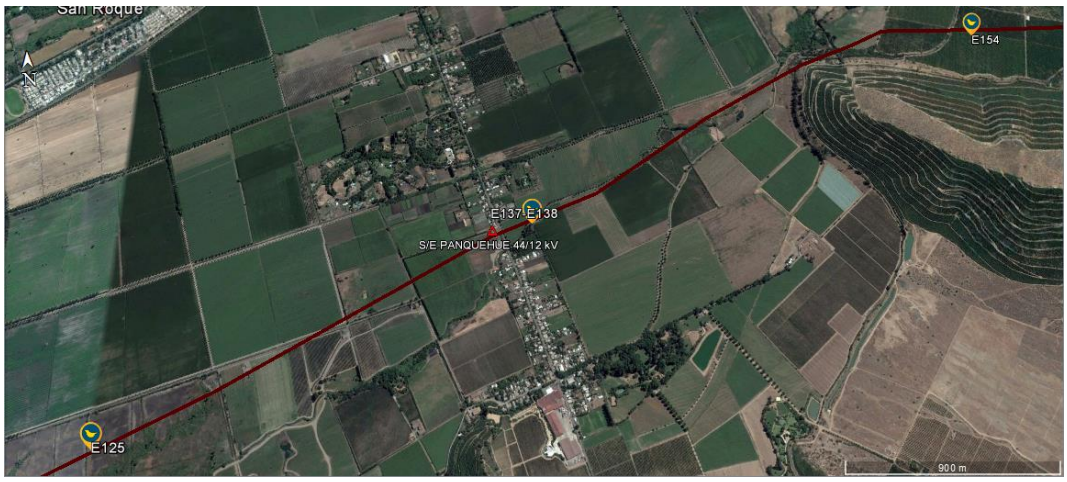
Además de este análisis se ha determinado la ubicación de las fallas en el sistema con el fin de determinar zonas problemáticas específicas en las líneas. Las fallas son ubicadas mediante “Google Earth” y se encuentran superpuestas a las zonas de riesgo según el análisis medio ambiental.

En la Figura 6.4 se muestran las fallas de la línea Las Vegas-FFCC Los Andes, donde podemos observar que existen 3 zonas afectadas, en la zona C solo se registra una falla, en la zona B se presentan 3 fallas separadas por aproximadamente 4 kilómetros, mientras que la zona A se muestra 1 falla aislada junto con un grupo de falla concentrada en un rango de 700 metros. Con esto se puede concluir que existe un sector crítico en la línea que ha presentado problemas en varias ocasiones.

A)

B)

C)



D)

Figura 6.4. A) Línea Las Vegas-FFCC Los Andes y sus ubicaciones de fallas ANI1 - B) Zona a - C) Zona b - D)Zona C

En la Figura 6.5, se presenta la línea Las Vegas-Rungue, que hasta el momento ha presentado dos fallas atribuibles a electrocución de la avifauna separadas aproximadamente por 5 kilómetros con tasa de falla más alta de las líneas afectadas, por lo que desde este punto de vista es la línea menos crítica.

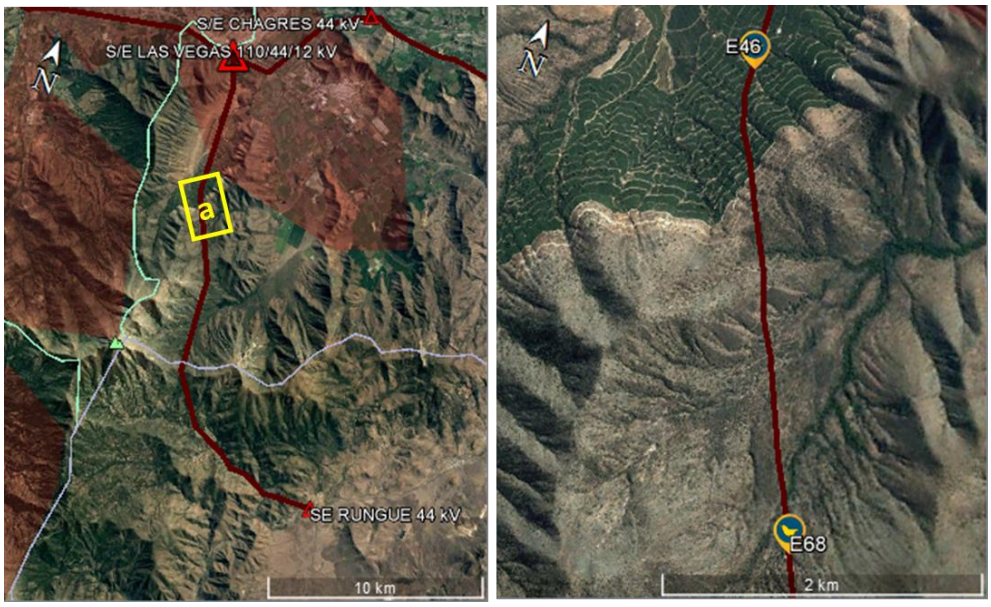


Figura 6.5. Vista general línea Las Vegas-Rungue; Fallas del tipo ANI1 en la línea.

Por último, la Figura 6.6 muestra la línea Chagres-Los Ángeles con 2 fallas en el mismo sector haciéndolo destacar como un sector crítico desde el punto de vista de la frecuencia de falla.

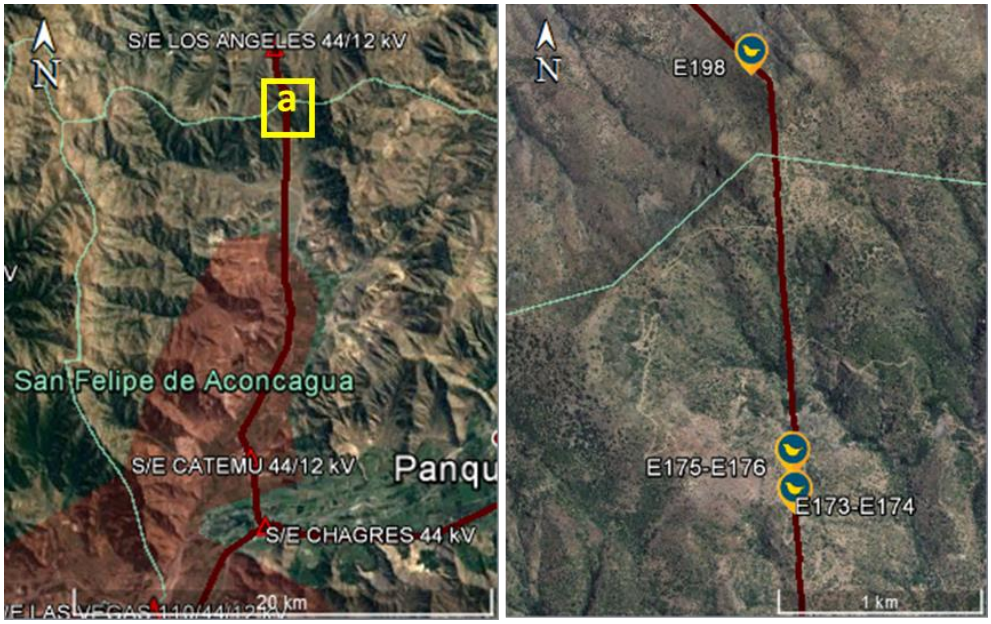


Figura 6.6. Vista general línea Chagres-Los Ángeles; Fallas tipo ANI1 en la línea

6.2.5 Priorización de Tramos

Según la información expuesta en los ítems anteriores, se puede determinar la priorización del sistema respecto a la instalación de elementos de protección avifauna, en la tabla siguiente se muestran los resultados de la priorización aplicando los criterios explicados al inicio del capítulo.

Prioridad	Línea	Tramo		Margen	Tramo Final		Total Estructuras
Alta	Chagres-Los Ángeles	174	176	3	171	179	9
	Las Vegas-FFCC Los Andes	94	98	3	91	101	11
Media Alta	Las Vegas-FFCC Los Andes	254	254	3	251	254	4
Media Baja	Chagres-Los Ángeles	14	134	3	11	137	127
	Chagres-Los Ángeles	198	198	3	195	201	7
	FFCC Los Andes-Hnos. Clark	1	47	3	1	50	50
	FFCC Los Andes-Hnos. Clark	96	128	3	93	131	39
	FFCC Los Andes-Hnos. Clark	185	191	3	182	191	10
	La Calera-Túnel El Melón	1	17	3	1	20	20
	La Calera-Túnel El Melón	39	112	3	36	115	80
	Las Vegas-FFCC Los Andes	1	46	3	1	49	49
	Las Vegas-FFCC Los Andes	79	79	3	76	82	7
	Las Vegas-FFCC Los Andes	125	125	3	122	128	7
	Las Vegas-FFCC Los Andes	137	138	3	134	141	8
	Las Vegas-FFCC Los Andes	154	154	3	151	157	7
	Las Vegas-FFCC Los Andes	174	192	3	171	195	25
	Las Vegas-FFCC Los Andes	210	254	3	207	250	44
	Las Vegas-Rungue	1	40	2	1	42	42
	Las Vegas-Rungue	46	46	3	43	49	7
	Las Vegas-Rungue	68	68	3	65	71	7
Baja	Chagres-Los Ángeles	1	10	0	1	10	10
	Chagres-Los Ángeles	138	170	0	138	170	33
	Chagres-Los Ángeles	180	194	0	180	194	15
	Chagres-Los Ángeles	202	220	0	202	220	19
	FFCC Los Andes-Hnos. Clark	51	92	0	51	92	42
	FFCC Los Andes-Hnos. Clark	132	181	0	132	181	50
	La Calera-Túnel El Melón	21	35	0	21	35	15
	La Calera-Túnel El Melón	116	167	0	116	167	52
	Las Vegas-FFCC Los Andes	50	75	0	50	75	26
	Las Vegas-FFCC Los Andes	83	90	0	83	90	8
	Las Vegas-FFCC Los Andes	102	121	0	102	121	20
	Las Vegas-FFCC Los Andes	129	133	0	129	133	5
	Las Vegas-FFCC Los Andes	142	150	0	142	150	9
	Las Vegas-FFCC Los Andes	158	170	0	158	170	13
	Las Vegas-FFCC Los Andes	196	206	0	196	206	11
	Las Vegas-Rungue	50	64	0	50	64	15
	Las Vegas-Rungue	72	172	0	72	172	101
	San Pedro-Las Vegas	1	189	0	1	189	189
	Tap Pachacama-La Calera	1	50	0	1	50	50

Tramos prioritarios dentro de la categoria Media Baja

Tabla 6.2. Priorización del sistema de 44kV para instalación de elementos de protección avifauna, Ordenadas según Prioridad y luego alfabéticamente.

6.2.6 Análisis Económico

Para que la ejecución de los trabajos se realice de manera ordenada y parcializada. La implementación de este proyecto se realizará en 4 etapas según su orden de prioridad, las cuales se indican a continuación.

- **Etapa 1:** estructuras con prioridad Alta.
- **Etapa 2:** Estructuras con prioridad Media Alta.
- **Etapa 3:** Estructuras con prioridad Media Baja en amarillo.
- **Etapa 4:** Estructuras con prioridad Media Baja.

El elemento de protección seleccionado por el área de mantenimiento es la manguilla aislante de silicona clase 4 de la empresa Global Soluciones Ltda. Los detalles del material se muestran a continuación.

Ítem	Manguera Aislante Silicona
Tensión	35 [kV]
Diámetro de conductor	12,75 – 18,72 [mm]
Largo por unidad	15,2 [mts]
Precio por unidad	$305.880
Precio por metro	$20.124

Tabla 6.3. Datos técnicos manguera aislante de silicona.

Por otro lado es necesario incluir los costos de instalación los cuales se muestran en la Tabla 6.4.

Ítem	Valor en UF	Valor en pesos
Instalación de manguera aislante	0,5948	$16.060

Tabla 6.4. Costo de instalación de manguera aislante empresa Simantec.S.A.; UF aproximada a $27.000

Con el fin de realizar la planificación de presupuestos, en la Tabla 6.5 se presenta la programación de las etapas mencionadas y resumen general de costos incluyendo el costo material (donde se consideraron 2 metros por fase) y los costos de instalación (donde se considera 1 unidad por fase), mientras que en la Tabla 6.6, Tabla 6.7, Tabla 6.8 y Tabla 6.9, se presenta el detalle de cada etapa separado por línea.

	Total Estruc.	Metros Totales	Total Material	Total Instalación	Total Global
Etapa 1	20	186	$ 3.743.005	$ 1.493.542.80	$ 5.236.548
Etapa 2	4	48	$ 965.937	$ 385.430	$ 1.351.367
Etapa 3	50	558	$ 11.229.016	$ 4.480.628	$ 15.709.644
Etapa 4	486	4470	$ 89.952.868	$ 35.893.206	$ 125.846.074
Total	**560**	**5262**	$ 105.890.826	$ 42.252.808	**$ 148.143.634**

Tabla 6.5. Resumen general costo de total de material por etapas

Etapa 1 : Prioridad Alta				
Líneas	**Nº Ctos**	**Nº Estructuras**	**Metros de Material**	**Costo total**
San Pedro-Las Vegas	2	0	0	$ 0
Tap Pachacama-La Calera	2	0	0	$ 0
La Calera-Túnel El Melón	1	0	0	$ 0
Las Vegas-Rungue	2	0	0	$ 0
Las Vegas-FFCC Los Andes	2	11	132	$ 3.716.260
Chagres-Los Ángeles	1	9	54	$ 1.520.288
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	2	0	0	$ 0
Total		20	186	$ 5.236.548

Tabla 6.6. Detalle costos de material Etapa 1 separado por línea.

Etapa 2 : Prioridad Media Alta				
Líneas	**Nº Ctos**	**Nº Estructuras**	**Metros de Material**	**Costo total**
San Pedro-Las Vegas	2	0	0	$ 0
Tap Pachacama-La Calera	2	0	0	$ 0
La Calera-Túnel El Melón	1	0	0	$ 0
Las Vegas-Rungue	2	0	0	$ 0
Las Vegas-FFCC Los Andes	2	4	48	$ 1.351.367
Chagres-Los Ángeles	1	0	0	$ 0
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	2	0	0	$ 0
Total		4	48	$ 1.351.367

Tabla 6.7. Detalle costos de material Etapa 2 separado por línea.

Etapa 3 : Prioridad Media Baja (Amarillo)				
Líneas	**Nº Ctos**	**Nº Estructuras**	**Metros de Material**	**Costo total**
San Pedro-Las Vegas	2	0	0	$ 0
Tap Pachacama-La Calera	2	0	0	$ 0
La Calera-Túnel El Melón	1	0	0	$ 0
Las Vegas-Rungue	2	14	168	$ 4.729.785
Las Vegas-FFCC Los Andes	2	29	348	$ 9.797.413
Chagres-Los Ángeles	1	7	42	$ 1.182.446
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	2	0	0	$ 0
Total		50	558	$ 15.709.644

Tabla 6.8. Detalle costos de material Etapa 3 separado por línea.

Etapa 4 : Prioridad Media Baja				
Líneas	**Nº Ctos**	**Nº Estructuras**	**Metros de Material**	**Costo total**
San Pedro-Las Vegas	2	0	0	$ 0
Tap Pachacama-La Calera	2	0	0	$ 0
La Calera-Túnel El Melón	1	100	600	$ 16.892.091
Las Vegas-Rungue	2	42	504	$ 14.189.356
Las Vegas-FFCC Los Andes	2	118	1416	$ 39.865.334
Chagres-Los Ángeles	1	127	762	$ 21.452.955
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	2	99	1188	$ 33.446.339
Total		486	4470	$ 125.846.074

Tabla 6.9. Detalle costos de material Etapa 4 separado por línea.

6.2.7 Conclusiones y Recomendaciones.

Con el análisis de la información presentada en capitulo anterior se puede concluir lo siguiente:

Las líneas San Pedro-las Vegas y Tap Pachacama-La Calera se consideran como prioridad Baja debido a que se encuentran permanentemente desconectada, por lo que no existe probabilidad de electrocución de aves.

Las estructuras clasificadas como prioridad Alta y Media Alta corresponden al 2% (24 estructuras) del sistema, en caso de que esta cantidad se considere como pequeña, se

recomienda de manera opcional, y atribuyéndolo a la necesidad de cubrir zonas donde existan experiencias de falla, considerar los tramos marcados en amarillo como una subclasificación de mayor prioridad dentro de la categoría Media Baja pero de menor prioridad que la categoría Media Alta. Las conclusiones que a continuación se presentan, incluyen la recomendación anterior, para fines prácticos se suman estos tramos a la categoría Media Alta.

El sistema de 44kV se encuentra bastamente cubierto por zonas de riesgo de falla del tipo ANI1, abarcando un total de 560 estructuras lo que corresponde a un 45,1% del sistema en total, incluyendo los niveles de prioridad Alto y ambas categorías Medias definidos con anterioridad.

Las estructuras clasificadas con prioridad Alta y Media Alta corresponden al 6% (74 estructuras) del total del sistema, lo que implica que las fallas se concentran en puntos críticos específicos. Este 6% a su vez representa el 13,2% del total de la zona de riesgo (Figura 6.7.).

Prioridad	**Total**	**Relativo**
Alta	20	1.6%
Media Alta	54	4.3%
Media Baja	486	39.1%
Baja	683	54.9%
Total	**1243**	**100%**

Tabla 6.10. Cantidad de estructuras en la priorización de instalación de elementos de protección avifauna

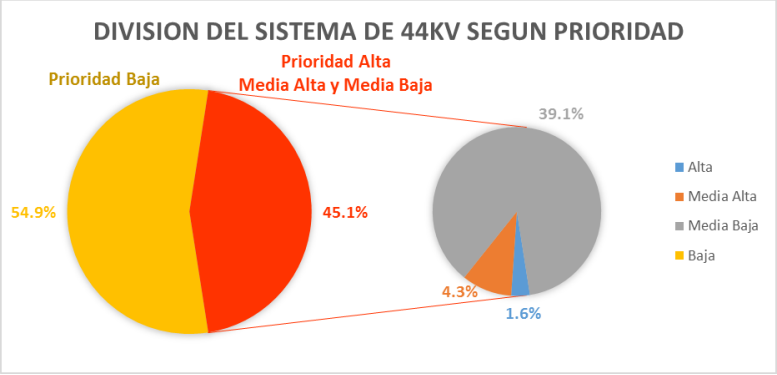


Figura 6.7. División del sistema de 44kV en la priorización de instalación de elementos de protección avifauna.

Es posible que en el caso de tener que priorizar entre estructuras de la misma categoría, se deba agregar un criterio más específico, para esto se recomienda utilizar como criterio selectivo el MTTR (“*Mean Time To Repair”*) de la línea, seguido de la accesibilidad de la estructura, evitando que se presenten fallas en las estructuras más difíciles de acceder mejorando los tiempos de respuesta ante una eventual falla en el sistema.

El costo total para la implementación de las Etapas 1 y 2 es un total de $ 5.236.548 pesos, correspondiendo al 5% del costo total del proyecto lo que aplica a un total de 24 estructuras. Esto permitiría cubrir los puntos más críticos con una mínima inversión de por medio.

La implementación de la Etapa 3 significa un total de $ 15.709.644 pesos, correspondiendo al 11% del total del proyecto, lo que aplicaría a un total de 50 estructuras, lo que permite cubrir sectores de menor prioridad pero con presencia de fallas.

Como conclusión final es posible aseverar que la priorización de las estructuras permite un parcelamiento del enfoque de los recursos económicos y humanos, logrando una mejor implementación de los trabajos de mitigación del modo de falla ANI1, donde se recomienda ejecutar las etapas 1 y 2 con carácter urgente. Sin embargo será deber del encargado de los recursos, definir cuantas etapas del proyecto se consideran aceptables económicamente.

6.3 Propuesta de Mejora Nº2: Determinación de Periodos de Factibilidad para la Ejecución de Termografías en Líneas de 44kV

Como se observó en el Capítulo 4, las fallas relacionadas a la fatiga de material (Código SEC OPE10) significan un problema que es necesario tomar en cuenta, es por ello, que recientemente (2016) la empresa Chilquinta ha comenzado a realizar inspecciones visuales con la ayuda de una cámara termografía, la cual permite la detección de puntos calientes debido a pérdidas resistivas, las que se ven aumentadas por cuando un elemento como conductor y/o herrajes, se encuentran corroídos o en mal estado por estrés mecánico o eléctrico.

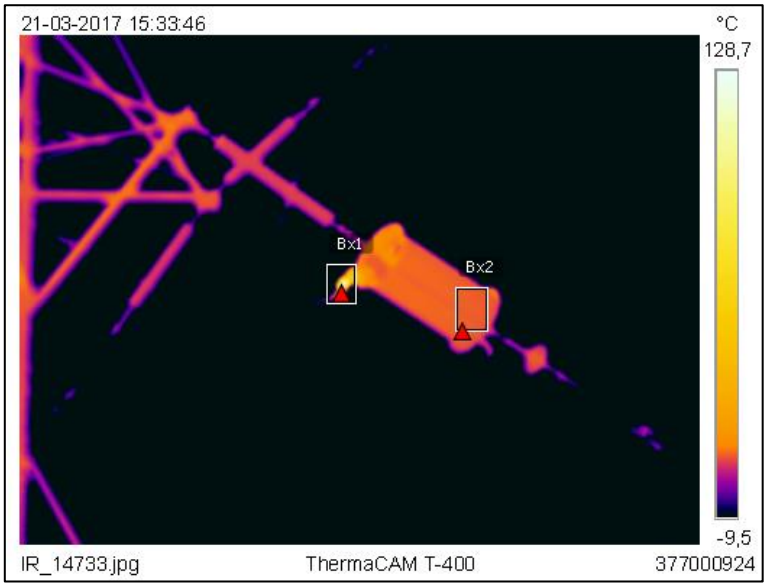


Figura 6.8 Imagen termografía con punto caliente en Bx1

Sin embargo, la normalización a nivel empresa se ha realizado recientemente (2017) por lo que la estrategia sobre la planificación se encuentra en su etapa más temprana, por lo tanto, basados en el criterio que la carga de la línea no puede ser menor a un 40% de la carga nominal (según la norma NFPA 70B de la "*National Fire Protection Association*"), se propone la determinación de los periodos donde sea factible la ejecución de las inspecciones termografías en las líneas de 44kV, analizando su perfil de carga anual. Esto con el objetivo de mejorar la toma de decisiones en la planificación en el plan de mantenimiento anual.

6.3.1 Justificación de la Propuesta

En la Figura 6.9 se muestran las causas probables de este evento, mediante un diagrama de causa efecto realizado en conjunto con el área de Mantenimiento de Líneas de Transmisión.

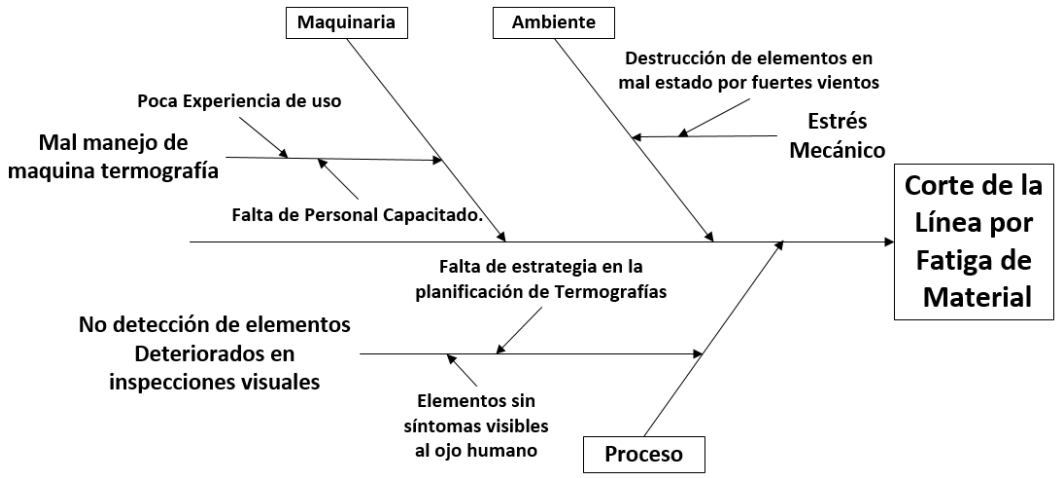


Figura 6.9. Diagrama Causa-Efecto para el corte de la línea por fatiga de material.

En la rama de "Maquinaria", podemos observar que el problema principal es el mal manejo de la maquina termográfica, eso debido a la poca experiencia de uso y por falta de personal capacitado para su uso, esto puede recaer en que las inspecciones sean de baja confiabilidad. Este problema se presenta debido a que es un instrumento nuevo, el cual se encuentra terminando su periodo de adaptación en el presente año, por lo que el personal está siendo capacitado en el tema, además de tomar experiencia con el instrumento con las mediciones en terreno lo que irá mejorando la calidad de las inspecciones.

En la rama de "Ambiente" se indica como factor principal el estrés mecánico al que son sometidos los elementos como herrajes y conductores durante las tormentas, los que al encontrarse corroídos o deteriorados, terminan rompiéndose provocando la discontinuidad de la línea. Si bien los eventos climáticos no pueden ser evitados, es necesario mantener en buen estado los elementos mencionados, con el fin de externalizar responsabilidades si llegase a ocurrir una falla.

La rama de “Proceso” expone el problema en el cual se enfoca esta propuesta, siendo esta la falta de estrategia para la planificación de las inspecciones, las que provocan que en ocasiones, no se detecten elementos en mal estado, debido a que la termografía no se realiza en el periodo adecuado del año, desaprovechando recursos humanos.

6.3.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta

En base al problema expuesto anteriormente, se propone como mejora al plan de mantenimiento, la determinación de los periodos del año donde es idóneo realizar termografías, en base a los perfiles de carga de las líneas del sistema de 44kV, identificando los meses del año donde se cumplen las condiciones, e indicando los días y horarios de dichos meses donde es posible realizar termografías.

Esta propuesta pretende cubrir el vacío estratégico en la planificación de éstas, logrando una mejor toma de decisiones respecto a que líneas realizar termografías, lo que de paso mejora el aprovechamiento del personal capacitado, el que como se mencionó anteriormente es escaso.

Las líneas analizadas en este estudio pertenecen al sistema de 44kV las cuales para fines prácticos se dividen en tramos y se separan en circuitos, a continuación se muestra una tabla con las nomenclaturas utilizadas para lo mencionado.

Línea	Tramo o Circuito	Nomenclatura	Cap. Nom. [MVA/Cto]
Chagres-Los Ángeles	Chagres-Catemu	CHA-CAT	10
	Catemu-Los Ángeles	CAT-LAN	10
La Calera-Túnel El Melón	La Calera-Túnel El Melón	LC-ME	24
Las Vegas-FFCC Los Andes	Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1	LV-LA 1	25
	Las Vegas-FFCC Los Andes Cto2	LV-LA 2	25
	Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1 y Cto2	LV-LA 1y2	25
Las Vegas-Rungue	Las Vegas-Rungue Cto1	LV-RU 1	12
	Las Vegas-Rungue Cto2	LV-RU 2	12
	Las Vegas-Rungue Cto1 y Cto2	LV-RU 1y2	12
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	FFCC Los Andes-Hnos. Clark Cto1 y Cto2	LA-HC 1y2	25

Figura 6.10. Tramos y circuitos estudiados, líneas desenergizadas han sido omitidas.

6.3.2.1 Carga Mensual Promedio

Para este estudio se considera como criterio principal lo mencionado en la norma NFPA 70B, donde se indica como condición de confiabilidad de medición, que esta se debe realizar con no menos del 40% de la carga nominal de la línea. Sin perjuicio de lo anterior, se considera como la mejor condición los periodos de mayor carga del año.

Como primer filtro es necesario indicar los meses donde se suele cumplir el mínimo de carga necesaria para cada línea y circuito. Para ello se realiza un promedio mensual en base a la carga porcentual promedio a lo largo de un año de referencia (Año 2016), los cuales se observan en la Tabla 6.11.

Meses	CAT - LAN	CAT T2	CHA - CAT	LC - ME	LV - LA 1	LV - LA 2	.LV - LA 1y2	.LV - RU 1	.LV - RU 2	.LV - RU 1y2	.LA - HC 1y2
ENE	24.1%	87.4%	111.6%	22.2%	50.6%	20.8%	71.4%	8.8%	1.7%	10.6%	3.1%
FEB	24.1%	84.2%	108.4%	22.8%	49.1%	21.9%	71.0%	8.7%	1.5%	10.1%	3.1%
MAR	23.1%	81.7%	104.9%	22.5%	47.1%	22.5%	69.6%	9.1%	1.4%	10.5%	2.7%
ABR	20.5%	53.2%	73.7%	16.8%	32.7%	8.4%	41.1%	9.4%	1.1%	10.6%	7.3%
MAY	22.2%	52.0%	74.1%	14.1%	32.1%	7.1%	39.1%	9.0%	1.1%	10.1%	7.6%
JUN	19.3%	51.4%	70.6%	15.8%	27.6%	14.0%	41.6%	8.2%	1.2%	9.4%	2.8%
JUL	20.4%	51.4%	71.9%	14.5%	31.2%	11.3%	42.5%	8.5%	1.1%	9.6%	3.8%
AGO	18.6%	56.0%	74.5%	16.8%	33.0%	16.1%	49.1%	8.4%	1.0%	9.4%	3.7%
SEP	19.3%	56.5%	75.9%	18.7%	33.1%	18.0%	51.1%	9.3%	1.1%	10.4%	3.4%
OCT	20.7%	65.1%	85.8%	19.1%	37.4%	16.4%	53.8%	9.5%	1.2%	10.7%	3.2%
NOV	24.2%	78.1%	102.3%	21.7%	45.9%	21.2%	67.1%	9.1%	1.2%	10.4%	3.0%
DIC	22.7%	79.6%	102.3%	23.3%	46.4%	22.7%	69.0%	10.0%	1.3%	11.3%	2.9%

Tabla 6.11.Promedio mensual de carga porcentual en lineas de 44kV para el año 2016. Verde:Factible ; Rojo:Factible y Sobrecarga.

Como se observa en la Tabla 6.11, no se cumple el 40% de carga en todas las líneas, en otras solo es posible alcanzar dicha condición traspasando la carga por un solo circuito mediante la operación del sistema. En la Figura 6.11 y la Figura 6.12 se muestran los perfiles de carga anual para las líneas que cumplen con las condiciones impuestas. En las demás líneas no es posible realizar termografías ya que no cumplen las condiciones técnicas necesarias.

a) Línea Chagres – Los Ángeles

Como se observa en la Figura 6.11, esta línea cumple con la condición mínima durante todo el año en su tramo Chagres-Catemu, debido a la demanda vista desde la Subestación Catemu (Catemu T2), causando una sobrecarga en el periodo de Noviembre a Marzo. Sin embargo en el periodo de Abril a Octubre también se cumplen las condiciones técnicas para la ejecución de termografías.

Por lo tanto se determinan los siguientes periodos como aptos para la realización de termografías.

Tramo o Circuito	Periodo	Carga	Condición
Chagres-Catemu	Noviembre a Marzo	Mayor a 100%	**Factible**
	Abril a Octubre	Mayor a 70%	**Factible**
Catemu-Los Ángeles	Todo el Año	Menor a 40%	**No Factible**

Tabla 6.12. Factibilidad de termografía linea Chagres-Los Angeles.

Donde el periodo de Noviembre a Marzo es el óptimo para realizar termografías, ya que la línea se encuentra en plena carga.

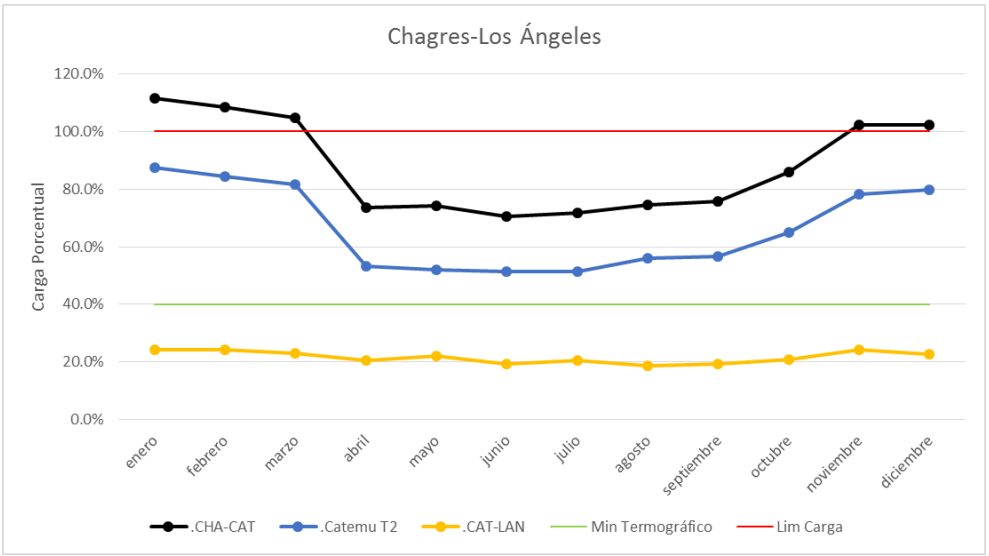


Figura 6.11. Perfil de carga anual promedio línea Chagres-Los Ángeles

b) Línea Las Vegas – FFCC Los Andes

Como se observa en la Figura 6.12, la carga entregada por el circuito 2 no es suficiente para cumplir la condición mínima de carga, por otro lado el circuito 1 solo cumple esta condición en el periodo de noviembre a marzo. Sin embargo, la condición se cumple durante todo el año si se traspasa toda la carga a uno de estos circuitos mediante la operación del sistema, aun así es posible dividir en dos periodos según si nivel de carga.

Por lo tanto los periodos determinados como aptos, son los expuestos en la siguiente tabla.

Tramo o Circuito	Periodo	Carga	Condición
Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1 y Cto2	Noviembre a Marzo	Mayor a 60%	**Factible**
	Abril a Octubre	Mayor a 40%	**Factible**
Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1	Noviembre a Marzo	Mayor a 40%	**Factible**
	Abril a Octubre	Menor a 40%	**No Factible**
Las Vegas-FFCC Los Andes Cto2	Todo el Año	Menor a 40%	**No Factible**

Tabla 6.13. Factibilidad de termografía línea Las Vegas-FFCC Los Andes

Donde el periodo de Noviembre a Marzo es el óptimo para realizar termografías, siempre y cuando, se encuentre toda la carga disponible por un solo circuito.

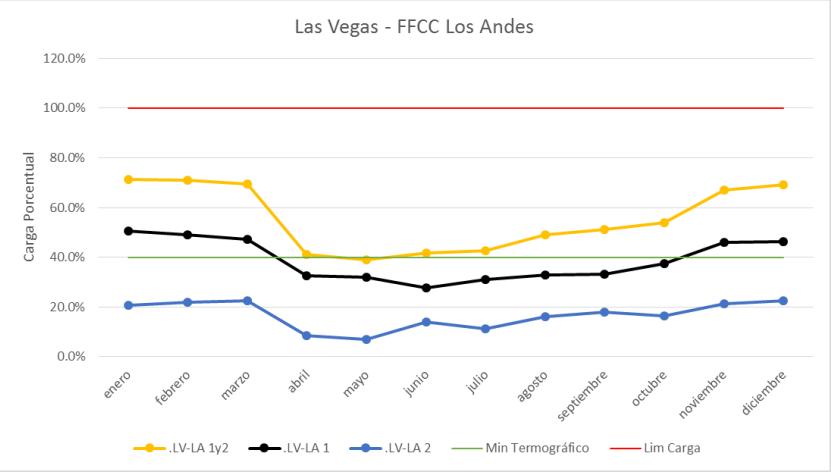


Figura 6.12. Perfil de carga anual promedio linea Las Vegas-FFCC Los Andes

6.3.2.2 Perfil de Carga Diario

Para los periodos donde exista factibilidad de termografía, se realiza un análisis de sus perfiles diarios, con el fin de determinar si la condición se cumple en los días y horarios hábiles (Lunes a Viernes de 9:00 a 17:00 hrs).

a) Línea Chagres – Los Ángeles (Tramo Chagres-Catemu)

En la Figura 6.13 se muestra el perfil de carga para una semana hábil de la línea Chagres-Los Ángeles en su tramo Chagres-Catemu, donde se puede observar que no existe inconvenientes de días, ni horarios, para la realización de termografías en el periodo de noviembre a marzo.

Por otro lado se observa en la Figura 6.14, que para el periodo Abril a Octubre, el periodo de carga alta se encuentra entre las 0:00 y las 18:00 cubriendo gran parte del horario hábil, por lo que para este tramo es posible realizar termografías durante toda la semana y horario hábil durante el periodo de Abril a Octubre. Sin embargo se recomienda utilizar el periodo demarcado (9:00 – 16:00) debido a la poca variación de la demanda. Un resumen del análisis expuesto, se muestra en la Tabla 6.14

Tramo o Circuito	**Periodo**	**Carga**	**Condición en Periodo Hábil**
Chagres-Catemu	Noviembre a Marzo	Entorno al 100%	**Factible**
	Abril a Octubre	Entorno al 90%	**Factible 9:00-16:00**

Tabla 6.14. Factibilidad de termografía en horario habil linea Chagres-Los Angeles tramo Chagres Catemu

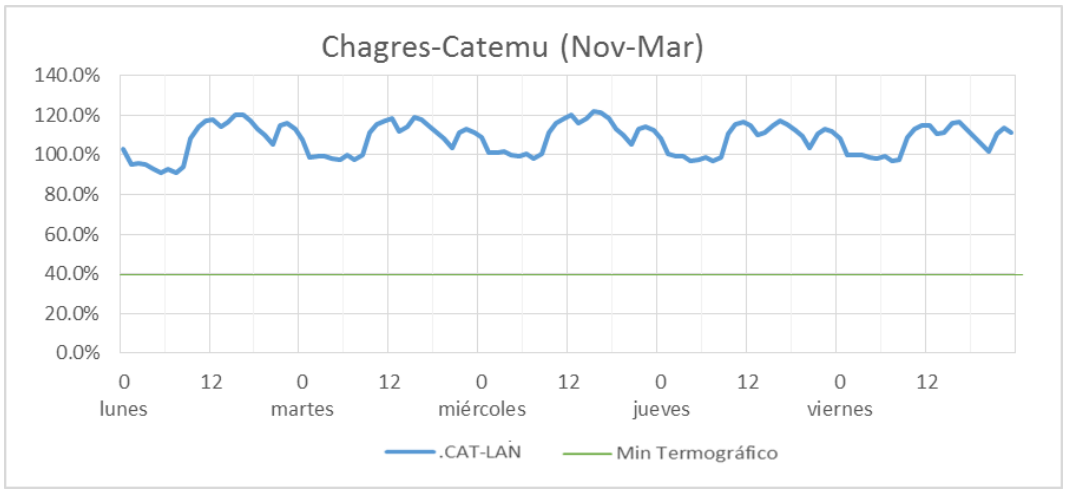


Figura 6.13 Perfil de carga horario para una semana hábil tramo Chagres-Catemu (noviembre a marzo)

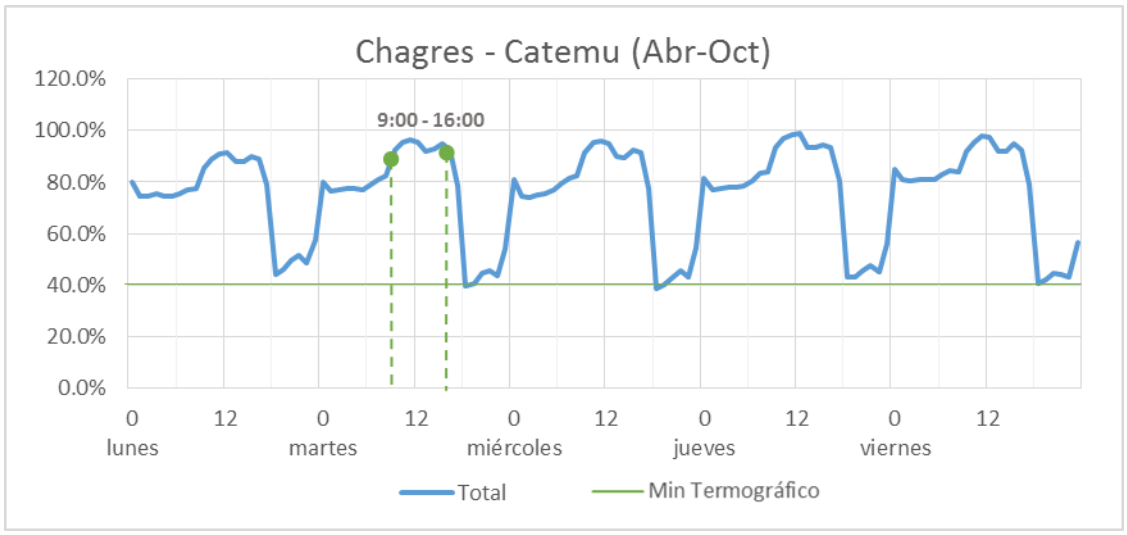


Figura 6.14. Perfil de carga horario para una semana hábil tramo Chagres-Catemu (abril a octubre)

b) Línea Las Vegas – FFCC Los Andes

En la Figura 6.15 se muestra el perfil de carga para una semana hábil de la línea Las Vegas-FFCC Los Andes, soportando toda la carga posible por uno de los dos circuitos, donde se puede observar que no existe inconvenientes de días, ni horarios, por lo que la realización de termografías en el periodo de noviembre a marzo es factible, se recomienda realizar entre las 10:00 y las 17:00 debido a la poca variación de la demanda.

Por otro lado se observa en la Figura 6.16, que entre Abril y Octubre, el periodo de carga alta se encuentra entre las 9:00 y las 16:00, coincidiendo en gran parte con el horario hábil, por lo que siempre y cuando se tenga toda la carga por uno de los dos circuitos, es posible realizar termografías durante toda la semana en el horario indicado dentro de los meses Abril a Octubre. De solo tener la carga del circuito 1, es posible observar que el periodo de factibilidad se restringe entre las 9:00 y las 13:00 lo que coincide con media jornada laboral, considerando solamente miércoles a viernes.

Un resumen del análisis expuesto, se muestra en la Tabla 6.14

Tramo o Circuito	**Periodo**	**Carga**	**Condición en Periodo Hábil**
Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1 y Cto2	Noviembre a Marzo	Cercana al 80%	**Factible 10:00:17:00**
	Abril a Octubre	Cercana al 60%	**Factible 9:00-16:00**
Las Vegas-FFCC Los Andes Cto1	Noviembre a Marzo	Cercana al 40%	**Factible 9:00-13:00 Miércoles-Viernes**
	Abril a Octubre	Menor a 40%	**No Factible**

Tabla 6.15. Factibilidad de termografía en horario habil linea Las Vegas-FFCC Los Andes

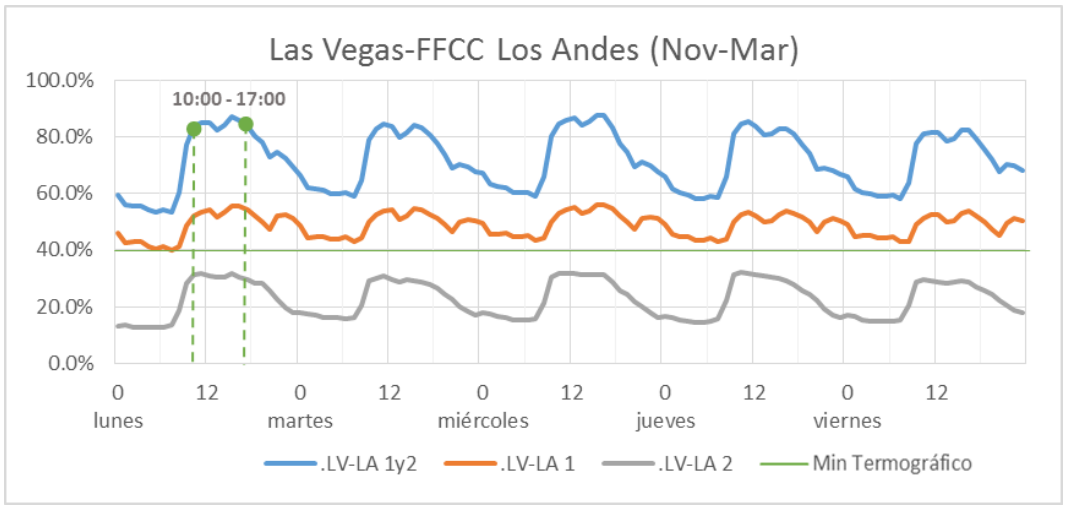


Figura 6.15. Perfil de carga horario en semana hábil línea Las Vegas-FFCC Los Andes (noviembre a marzo); Máxima carga posible por un circuito.

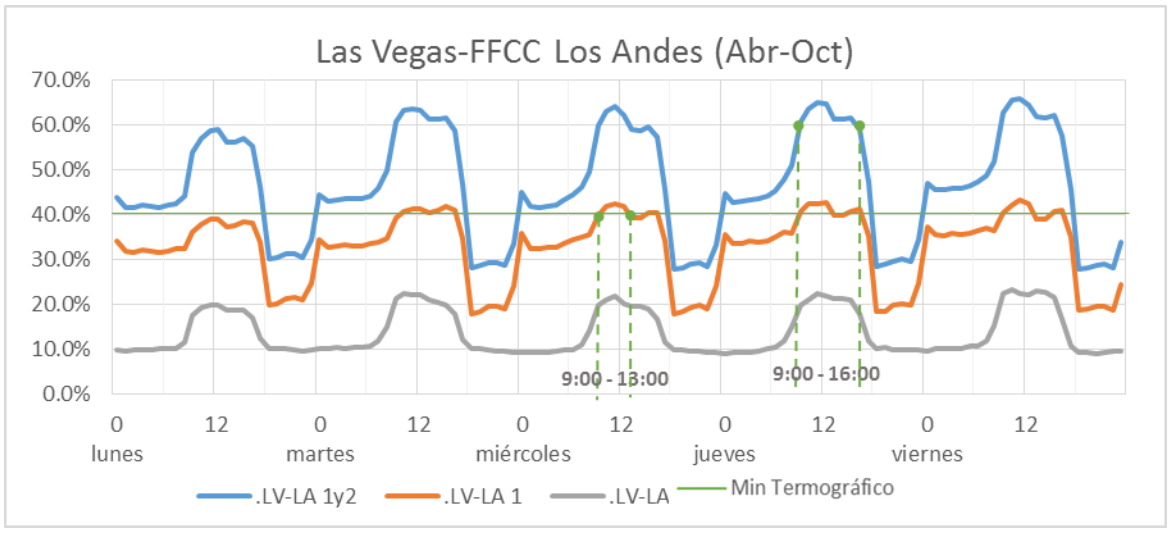


Figura 6.16 Perfil de carga horario en semana hábil línea Las Vegas-FFCC Los Andes (abril a octubre)

6.3.3 Conclusiones y Recomendaciones

En este estudio se determinaron los periodos donde existe factibilidad de realizar inspecciones termográficas en las líneas de 44kV, donde para cada línea y circuito se encontraron los meses del año donde se cumplen las condiciones técnicas, con sus respectivos restricciones de horario dentro de la jornada hábil. Un resumen del estudio realizado se puede encontrar en la Tabla 6.16

Línea	Tramo o Circuito	Condición de Carga	Condición de Factibilidad	Restricción de Horario
Chagres-Los Ángeles	CHA-CAT	Entorno al 100% Mayor al 80%	Noviembre a Marzo Abril a Octubre	- 9:00 - 16:00
	CAT-LAN	Menor a 40%	No Factible	-
La Calera-Túnel El Melón	LC-ME	Menor a 40%	No Factible	-
Las Vegas-FFCC Los Andes	LV-LA 1	En torno al 50%	Noviembre a Marzo	Miércoles a Viernes 09:00 – 13:00
	LV-LA 2	Menor al 40%	No Factible	
	LV-LA 1y2	Entorno al 80% Entorno al 60%	Noviembre a Marzo Abril a Octubre	10:00 – 17:00 9:00 – 16:00
Las Vegas-Rungue	LV-RU 1	Menor a 40%	No Factible	-
	LV-RU 2	Menor a 40%	No Factible	-
	LV-RU 1y2	Menor a 40%	No Factible	-
FFCC Los Andes-Hnos. Clark	LA-HC 1y2	Menor a 40%	No Factible	-

Tabla 6.16. Factibilidad de inspección termográfica en líneas de 44kV

Es posible observar que la mayoría de las líneas no cumplen las condiciones mínimas para ser inspeccionadas con termografía, por lo que solo se pueden revisar mediante inspecciones visuales sin el uso del recurso mencionado.

Por otro lado, en líneas como Chagres-Los Ángeles solo es posible realizar termografías en un tramo de esta (Chagres-Catemu) debido a la poca demanda que presenta el tramo Catemu-Los Ángeles durante todo el año.

En la línea Las Vegas-FFCC Los Andes, es posible realizar termografías durante todo el año solo si se realizan traspasos de carga a un solo circuito, permitiendo cumplir las condiciones técnicas. Esto debido a la poca carga presente en el circuito 2 durante el año mientras que por otro lado el circuito 1 solo logra las condiciones técnicas mínimas en periodos restringidos tanto de meses como horarios.

Los horarios indicados en la Tabla 6.16 son recomendados con el fin de ejecutar las inspecciones termográficas con una demanda con la menor variación posible, ya que una baja abrupta de la demanda puede a inducir errores de interpretación y llevar a conclusiones erróneas.

La realización de este estudio permitirá mejorar la toma de decisiones al momento de la planificación de los trabajos de mantenimiento, mejorando su estrategia y consiguiendo aprovechar de mejor manera los recursos humanos existentes en la actualidad.

6.4 Propuesta de Mejora Nº3: Planificación de Trabajos de Intervenciones e Inspecciones de Especies Arbóreas en Líneas de Transmisión

Como se dejó constatado en los informes de avance anteriores, las fallas relacionadas a contacto de árboles con las líneas de trasmisión son un tema que es de suma importancia estudiar, abordar y mitigar. Es por ello que se propone realizar un sistema de planificación de trabajos en especies arbóreas permitiendo llevar una planificación a mediano plazo y estandarizar la forma de registro de la información de los trabajos en terreno con el fin de mejorar la gestión de esta

6.4.1 Justificación de la Propuesta.

En estudios anteriores se pudo confirmar la importancia de la profundización sobre las fallas relacionadas al contacto de árboles con la línea, realizando un análisis de causa y efecto determinando las causas probables que provocan la falla, este diagrama se presenta a continuación.

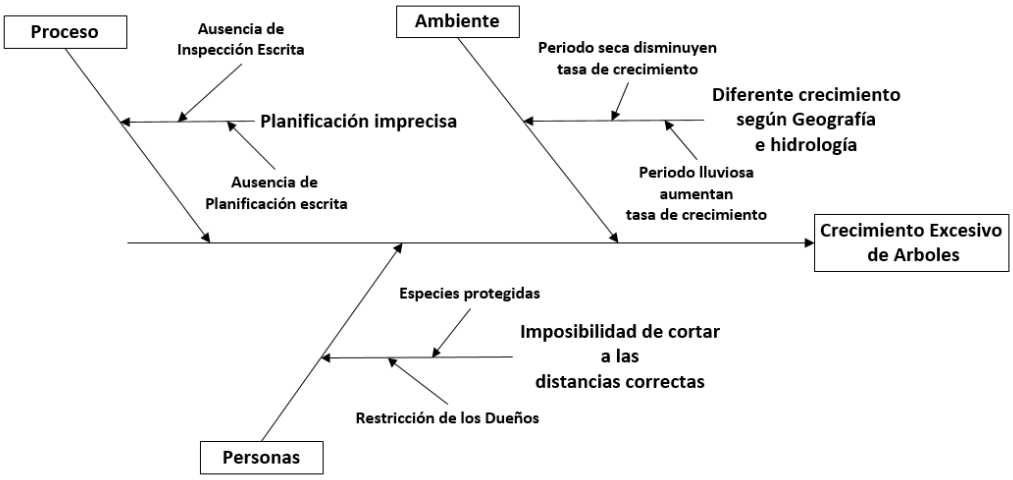


Figura 6.17. Diagrama Causa-Efecto para Fallas del tipo ARB

En la rama "Personas" se muestran los factores sociales que agregan dificultan para el mantenimiento, la causa principal es la imposibilidad de cortar las especies a las distancias correctas (estipuladas en la "NSEG 5 E.n. 71"), ya que o son especies

protegidas, o son especies utilizadas como ornamentación, por lo que intervenir en gran manera perjudica a los dueños del terreno.

En la rama de “Ambiente”, se plantean las dificultades ambientales, que se relaciona a la gran variedad de hidrología y terrenos debido a la gran zona abarcada por el sistema de transmisión, siendo esto factor fundamental para el control de crecimiento de las especies, lo que hace que el proceso dependa de la experiencia de la empresa encargada de los servicios de poda.

Por ultimo en la rama de “Proceso”, se plantea como gran problema la falta de sistemas que permitan que guie al personal en terreno con el fin de inspeccionar las zonas correctas y de manera que se pueda crear una trazabilidad. Lo mismo sucede al momento de la planificación de los trabajos a largo plazo. Esto podría llegar a provocar un descontrol de puntos específicos, debido a la gran cantidad de kilómetros de línea involucrados.

Del análisis del diagrama de Causa-Efecto podemos resumir las causales en los siguientes ítems.

- Ausencia de inspecciones por escrito.
- Ausencia de planificación a largo de plazo.
- Comportamiento de especies arbóreas según hidrología y geografía en la planificación.
- Zonas con intervenciones restringidas por dueños.

Conocidos las causales mencionadas anteriormente es posible plantear una propuesta que permita abarcar la mayor cantidad de problemas posibles, teniendo como consecuencia la disminución de la cantidad de indisponibilidades debido a este tipo de fallas.

Según lo dicho anteriormente se plantea como solución crear un sistema de planificación de intervenciones e inspecciones que logre organizar los trabajos futuros. Estas planificaciones tendrán como piedra angular las frecuencias de intervención para

cada especie y en las distintas ubicaciones geográficas, para ello se tomará como referencia la experiencia del personal que ejecuta dichas tareas.

Este sistema logrará incluir los factores que podrían desencadenar una falla en el sistema, solventando la ausencia de planificaciones escritas, incluyendo el comportamiento de cada especie según su ubicación, lo que permitirá un mayor control sobre éstas, ya sea sobre zonas con una frecuencia de intervención alta o en zonas de mayor complicación como en las que existan restricciones por parte de los dueños del sector.

6.4.2 Análisis y Desarrollo de la Propuesta.

El sistema propuesto consta de dos bloques, el primero abarca los trabajos en terreno y el segundo la gestión de los mismos, por lo que para un buen funcionamiento del sistema es necesario un método de comunicación entre estos dos bloques. Para ello se realizará un conjunto de documentos tanto de entrada como de salida de datos, que permitirán que los trabajos en terreno sean más organizados a la vez que posibilitarán la formación de una trazabilidad de los trabajos ejecutados. Los documentos mencionados son el "Reporte General", la "Priorización de Intervenciones" y las planillas de inspección e intervención.

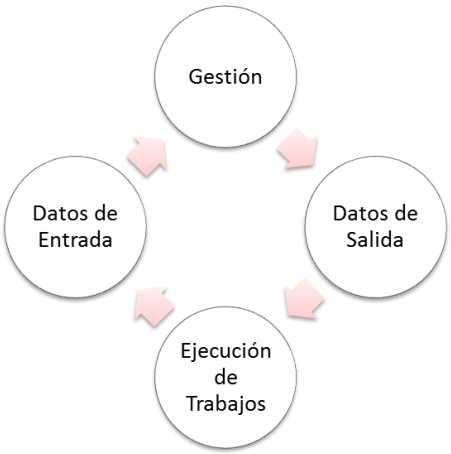


Figura 6.18. Relación de la entrada y salida de datos con la gestión y ejecución

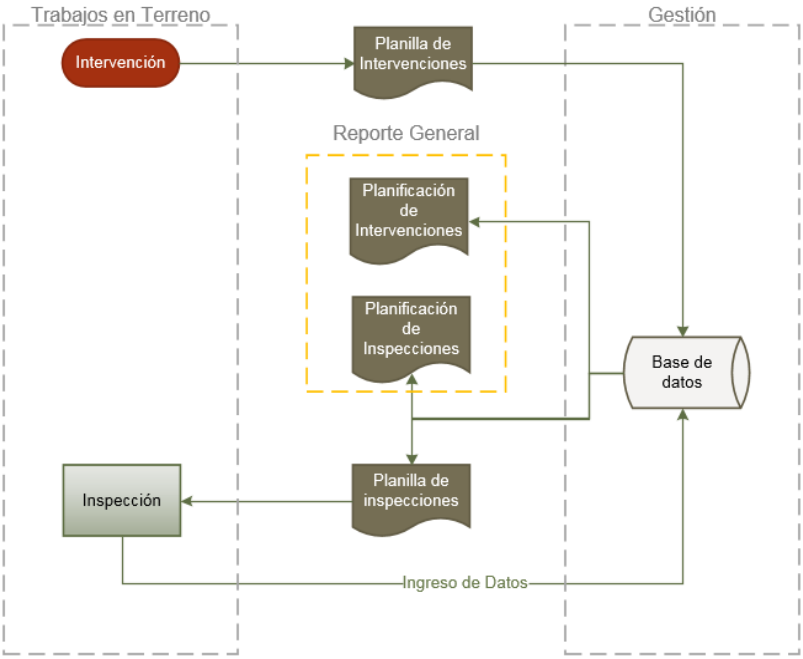


Figura 6.19. Esquema general del sistema

6.4.2.1 Base de Datos

Para comenzar es necesario crear una base de datos donde se almacenen todos los valores relacionados a la ubicación y trabajos ejecutados (Figura 6.19). Esta base de datos debe ser creada en base a la experiencia del personal que ejecuta los trabajos de manejo de vegetación, debido a que tienen la experiencia suficiente para reconocer especies y el comportamiento de éstas en cada zona geográfica, la cual se podrá ir actualizando a medida que existan más datos para agregar (Figura 6.19).

Debido a la laboriosa tarea que significa la recolección de esta información, durante la ejecución de este modelo, el tamaño de la base de datos quedara restringida a la cantidad de datos suficientes para que este sistema funcione de manera inicial, luego se podrá ir completando con los datos restantes incluyendo correcciones o modificaciones.

6.4.2.2 Priorización de Intervenciones

Esta etapa realiza una priorización de todas las intervenciones futuras en el sistema de transmisión organizándolas de más cercanas a más lejanas en el tiempo a partir del día en que se genera la priorización.

Esta priorización se realiza en 4 niveles según los meses restantes desde el actual, donde a más cercana sea la fecha, más prioritaria se vuelve. Tiene como objetivo entregar una planificación general de las futuras intervenciones en todas las líneas, indicando los tramos más prioritarios. Para mayor información se puede generar un "Reporte General" de la línea que se desee.

Tiempo Restante	Nivel
1 Mes	Rojo
3 Meses	Naranja
6 Meses	Amarillo
Más de 6 Meses	Verde

Tabla 6.17. Niveles de Priorización de Intervenciones

6.4.2.3 Reporte General por Línea

El "Reporte General" entregará para la línea seleccionada toda la información necesaria para realizar una buena gestión, indicando en sus puntos más generales, datos de ubicación, último trabajo ejecutado, y datos técnicos calculados en base a los datos almacenados en la base de datos.

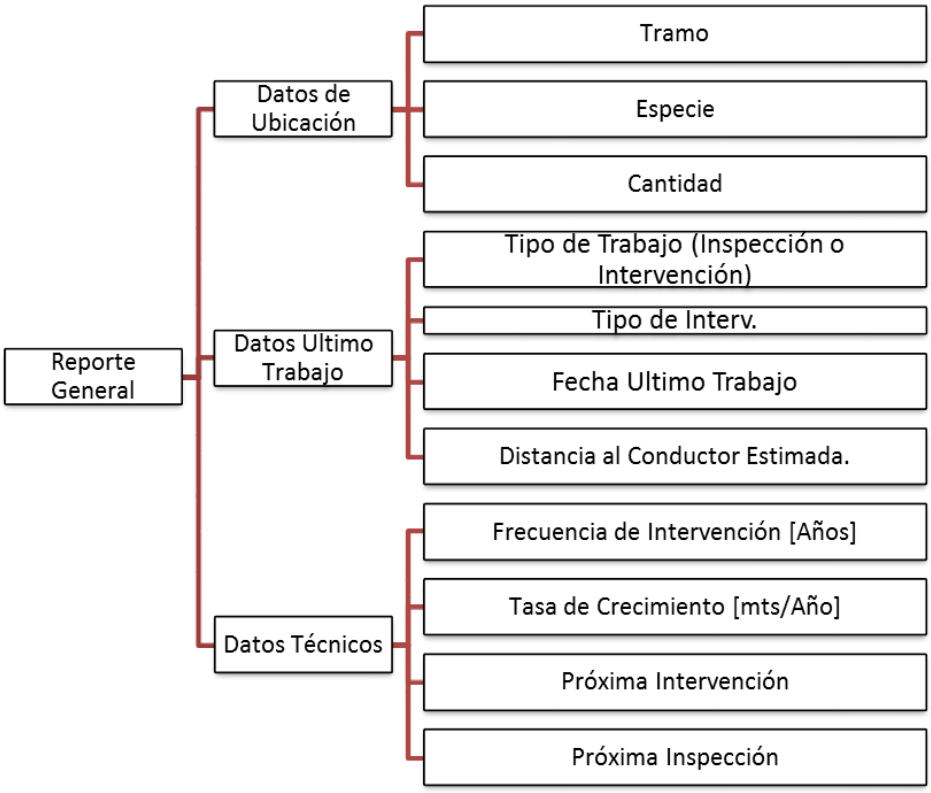


Figura 6.20. Composición del Reporte General

CHILQUINTA energía

Reporte General de Especies Arboreas en la La línea

Generado el martes, 03 de octubre de 2017

Línea	Las Vegas – FFCC. Los Andes
Cantidad de Tramos	254
Inspecciones Recomendadas	2

Datos del Tramo			Datos del Ultimo Trabajo Ejecutado				Datos Tecnicos			
Tramo	Especie	Cantidad	Tipo Trabajo	Tipo de Interv.	Fecha Ultimo Trabajo	Distancia al Conductor [mts]	Tiempo hasta Prox Interv. [Años]	Tasa de crec. [mts/año]	Proxima interv.	Fecha Recomendada Proxima Inspec.
3-7	PALTO	52	INT	REBAJE	dic/16	3	1	0.5	dic/17	dic/17
11-13	EUCALIPTO	2	INT	TALA	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	oct/17
11-13	SAUCE CASTILLA	1	INT	REBAJE	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	oct/17
11-13	SAUCE LLORON	1	INT	REBAJE	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	oct/17

Figura 6.21. Ejemplo Reporte General línea Las Vegas-FFCC Los Andes

a) Datos de Ubicación:

- **Tramo**: Ubicación del trabajo realizado en formato E1-E2.
- **Especie:** Especies del o los individuos encontrados en el tramo indicado.
- **Cantidad**: Cantidad de individuos de la Especie indicada.

b) Datos de Último Trabajo:

- **Tipo de Trabajo**: Indica si es Intervención (INT) o Inspección (INS).
- **Fecha Último Trabajo**: Es la fecha de la INT o INS ejecutada.
- **Distancia al Conductor**: Distancia estimada o medida indicada por la persona que ejecuta el trabajo.

c) Datos Técnicos:

- **Frecuencia de Intervención**: Indica el tiempo en Años hasta la próxima intervención, entregada al momento de ejecutar la última intervención.
- **Tasa de Crecimiento**: Cociente entre la Distancia al conductor y la frecuencia de intervención, indica la velocidad (en mts/año) con la que crece la especie indicada en la zona especificada. Es la variable que se usará para la corrección de la frecuencia de intervención si es necesario.
- **Próxima Intervención**: Fecha de próxima intervención, calculada en base a Frecuencia de Intervención y la fecha de ejecución de la última intervención.
- **Próxima Intervención**: Entrega una recomendación de Inspección del tramo correspondiente, calculada en base a la fecha de próxima intervención y la cantidad de inspecciones requeridas.

6.4.2.4 Planilla de Inspección

La Planilla de Inspección es un documento que organiza y guía a la persona que está ejecutando la inspección, se muestran las referencias suficientes de manera que quien ejecuta la tarea tenga la información de lo que se espera encontrar en terreno debiendo solo completar con la estimación o medición de la distancia actual del árbol a la línea.

En la Figura 6.22 se muestra la cabecera de una Planilla de Inspecciones generada para la línea Las Vegas – FFCC Los Andes correspondiente al periodo 2017, los datos de tramo y los datos del último trabajo son los mismos explicados anteriormente.

Planilla de Inspección de Especies Arbóreas

Las Vegas – FFCC. Los Andes

Datos Generales			Datos de Inspección		
Periodo Buscado	ene/17	dic/17	Encargado	Nombre	Firma
Cantidad de Tramos	254				
Numero de Individuos	2243		Fecha		
Inspecciones Recomendadas	2		Duración de Inspección		

Datos de Tramo			Datos del Ultimo Trabajo			
Tramo	Especie Encontrada	Cantidad	Tipo de intervención	Ultima Intervención	Distancia Anterior al Conductor	Distancia actual al Conductor
3-7	PALTO	52	REBAJE	dic/16	3	
11-13	EUCALIPTO	2	TALA	may/17	5	
11-13	SAUCE CASTILLA	1	REBAJE	may/17	5	
11-13	SAUCE LLORON	1	REBAJE	may/17	5	

Figura 6.22. Ejemplo de Planilla de Inspecciones línea Las Vegas-FFCC Los Andes.

6.4.2.5 Planilla de Intervención

La Planilla de Intervención es el documento que permitirá registrar la información de los trabajos de intervención realizados en terreno con el fin de ser agregados a la base de datos.

Lo anterior permite que la información recopilada en terreno llegue de la manera correcta a la persona encargada de la gestión de los trabajos, además de permitir la generación de conocimiento a largo plazo sobre el comportamiento de las especies arbóreas en la línea.

Planilla de Intervenciones de Especies Arboreas

Línea	Las Vegas – FFCC. Los Andes	
Cantidad de Tramos	254	
Encargado	Sebastian Zapata A.	
	Nombre	Firma

Datos del Tramo			Datos del Ultimo Trabajo Ejecutado				Datos Tecnicos
Tramo	Especie	Cantidad	Tipo Trabajo	Tipo de Interv.	Fecha de Intervención	Distancia al Conductor	Tiempo hasta Prox Interv. [Años]

Figura 6.23. Ejemplo de Planilla de Intervenciones de Especies Arbóreas

6.4.3 Análisis Económico

6.4.3.1 Costos por Intervenciones

Los costos por cada actividad realizada se encuentran definidos en el contrato vigente hasta el 31 de enero de 2020; entre las empresas Foresta Servicios (contratista) y Chilquinta Energía, los cuales se muestran en al siguiente tabla.

Nº	Actividad	Unidad	Precio UF
1	Tala de árboles hasta 15 metros de altura	Árbol	1,1654
2	Tala de árboles sobre 15 metros de altura	Árbol	2,2698
3	Rebaje Fuerte	Árbol	0,7776
4	Desganche o Rebaje Parcial	Árbol	0,5832
5	Patrullaje	km	0,8927

Tabla 6.18. Valor en UF por actividad, validos hasta año 2020.

Los valores para las intervenciones varían de acuerdo al tipo, por lo que, con la planificación anual generada por el sistema es posible generar un presupuesto anual estimado para cada línea. En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de cálculo para la línea Las Vegas Los Andes, de acuerdo a los datos registrados de cantidad de individuos y tipo de intervención en esa línea.

Año 2017	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Cantidad de Interv.	0	0	0	2	0	0	0	0	0	23	7	0	**32**
Cantidad de Individuos	0	0	0	74	0	0	0	0	0	244	131	0	**449**
Valor Total en UF	0	0	0	71,89	0	0	0	0	0	189,73	102,64	0	**364,26**
Valor Total en M$	**0**	**0**	**0**	**$ 1.941**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**$ 5.123**	**$ 2.771**	**0**	**$ 9.835**

Tabla 6.19. Estimación de Costos de Intervenciones año 2017 para la línea Las Vegas - FFCC Los Andes

Cabe destacar que el valor real de los trabajos realizados en el año 2017 fue de $10.741.656 pesos por lo que el margen de error en la estimación es de un 8,4%. Por lo tanto es posible realizar una estimación de los costos asociados al año 2018, los cuales se expresan en la Tabla 6.20.

Año 2018	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Cantidad de Interv.	0	0	1	2	31	10	0	0	1	5	0	1	51
Cantidad de Individuos	0	0	1	62	376	95	0	0	100	46	0	52	732
Valor Total en UF	0	0	0,7776	72,2548	305,17	73,87	0	0	77,76	43,52	0	40,43	613,8002
Valor Total en M$	0	0	$ 21	$ 1.951	$ 8.240	$1.995	0	0	$2.100	$1.175	0	$ 1.092	$ 16.573

Tabla 6.20. Estimación de Costos de Intervenciones año 2018 para la línea Las Vegas - FFCC Los Andes.

6.4.3.2 Costos por Inspecciones.

Para determinar los costos relacionados a las inspecciones de cada línea es necesario determinar la cantidad de inspecciones al año a realizar por línea. Las inspecciones estarán dadas en el "Reporte General" y filtradas por año en la "Planilla de Inspecciones". Sin embargo, las fechas de inspección recomendadas por el sistema son tentativas por lo que en la práctica la cantidad de inspecciones de especies arbóreas se restringe a una vez al año para cada línea valorizada por cantidad de kilómetros.

Línea	Largo [km]	Costo Anual por Inspección UF	Costo anual por inspección [CLP]*
San Pedro – Las Vegas	31,5	27,405	$ 739.935
Tap Pachacama – La Calera	7,8	6,786	$ 183.222
La Calera – Túnel El Melón	20,5	17,835	$ 481.545
Las Vegas – FFCC. Los Andes	47,6	41,412	$ 1.118.124
Las Vegas – Rungue	25,1	21,837	$ 589.599
Chagres – Los Ángeles	24,6	21,402	$ 577.854
FFCC Andes – Hnos. Clark	48,8	42,456	$ 1.146.312

*Tabla 6.21. Resumen de costos anuales por inspecciones de especies arbóreas; *UF estimada $27.000 pesos.*

6.4.4 Conclusiones y Recomendaciones

La propuesta de mejora expuesta en este informe cubre la mayor parte de las causas probables detectadas por el diagrama de Causa-Efecto, incluyendo la creación de documentos que permiten organizar y guiar tanto al bloque de gestión como al bloque de ejecución de los trabajos, permitiendo llevar un control del intercambio de información entre ambos bloques.

Para la organización de las intervenciones se crea un método de priorización según la cercanía de la fecha calculada siendo clasificadas en 4 niveles. Lo anterior, permite la organización general de las intervenciones indicando los lugares más críticos para ser intervenidos.

La inclusión de las variables, frecuencia de intervención en la "Planilla de Intervención" y la distancia al conductor en la "Planilla de Inspecciones", permite al largo plazo, guardar los registros del comportamiento de las especies arbóreas en las líneas, permitiendo así realizar análisis de datos sobre cada especie en cada zona geográfica mediante la creación de una base de datos.

Los datos de frecuencia de intervención dependen de la estimación del experto en la materia (empresa contratista), los cuales al largo plazo podrán ser contrastados con los datos registrados.

La distancia al conductor determinada en la "Planilla de Inspecciones" es una variable estimada, que dependerá de la persona que ejecute el trabajo. Sin embargo ésta permitirá guardar registros sobre el comportamiento del crecimiento de las especies arbóreas según la época en la que se observe.

El registro de las actividades realizadas permitirá la estimación de los presupuestos anuales y su distribución durante el año, determinando los periodos donde los gastos son mayores, a la vez que permitirá justificar las diferencias de presupuesto respecto a dos años distintos debido al comportamiento de las especies en cada línea.

Los costos de las actividades son válidas hasta el año 2020 debido a la vigencia del contrato con la empresa que ejecuta los trabajos, sin embargo es probable que la estandarización de la ejecución de las inspecciones incremente los costos operativos de esta debido a que pasa de ser una inspección visual sin planificar a una inspección con un plan de ejecución realizado con anterioridad.

6.5 Factibilidad Económica de las Propuestas

Las propuestas expuestas anteriormente implican un costo generado por materiales, recursos humanos, planificación, etc. Es por esto que, al proponer la aplicación de una medida de mitigación para los modos de falla, es posible que sea cuestionada al tomar en cuenta, los costos directos que provoca caer en un evento de falla funcional del sistema, por lo tanto se vuelve fundamental analizar los costos que implica una indisponibilidad en el sistema de transmisión.

A continuación se evaluarán los costos directos asociados de una falla, tales como energía no suministrada, reparaciones, y el riesgo de sanciones por parte de la SEC, de manera de sensibilizar al lector respecto al impacto económico de cada falla en relación a los costos de aplicación de las propuestas de mejoras.

6.5.1 Costos por Energía no Suministrada

Para la evaluación de la energía no suministrada (ENS) de cada modo de falla, se considerara la energía no suministrada media (ENSM) asociado a cada tipo de evento valorizándose, a modo de aproximación, con la tarifa BT1 en un total de 130 [$/kWh], según el valor de septiembre 2017, la cual es la más común en la red. Adicionalmente se considerara, lo indicado en la ley 18.410 en su Art. 16.B donde se indica que se debe compensar a los clientes por la ENS con el duplo del valor.

En la Tabla 6.22, se exponen los factores mencionados en el párrafo anterior, donde es posible observar la consideración de los costos asociados al modo de falla CLI1 (eventos climáticos), debido al impacto directo desde los demás modos de falla.

Código SEC	ENSM [MWh/falla]	Costo por Energía	Costo falla	Total $/falla
CLI1	24,8556	$ 3.231.226	$ 6.462.451	$ 9.693.677
ARB	14,7136	$ 1.912.772	$ 3.825.544	$ 5.738.316
ANI1	9,9783	$ 1.297.183	$ 2.594.365	$ 3.891.548
OPE10	9,0790	$ 1.180.270	$ 2.360.540	$ 3.540.810

Tabla 6.22. Costos por ENSM para cada modo de falla.

6.5.2 Costos por Reparación

Los costos por reparación hacen referencia a la totalización de los costos asociados a material por reemplazo de elementos en mal estado debido a la falla (típicamente aisladores) y a los servicios solicitados a la empresa contratista Simantec S.A, la cual ejecuta las tareas de reparación en caso de ser necesarias.

Para la valorización de la reparación se consideran los siguientes ítems,

- Patrullaje: Al momento de ocurrir una falla el personal contratista envía una patrulla para encontrar el modo de falla.
- Detector de fase abierta: mientras se envía una patrulla a inspeccionar la línea, otro grupo acude a la subestación para inspeccionar si el circuito afectado se encuentra con una fase abierta, mediante un localizador de falla.
- Reparación Conductor: En caso de encontrar una fase abierta, la empresa contratista lo repara mediante la unión de este.
- Aislador: Indica el valor típico de una cadena de aisladores, la cual es necesaria cambiar en caso de resultar destruida en la falla.
- Reemplazo de Aislador: costo por el servicio de cambio de una cadena de aisladores.

En la Tabla 6.23, se expone la valorización de los ítems descritos para un caso típico al ocurrir una falla, el total puede variar de acuerdo a la distancia inspeccionada y a los daños en más cadenas de aisladores y conductores,

Ítem	Unidad	Valor UF	Cantidad típica	Total UF	Caso Típico
Patrullaje	km	1.6	30	49.2	$ 1.327.185
Detector fase abierta.	gl	18.0	1	18.0	$ 486.105
Reparación Conductor	gl	22.8	1	22.8	$ 616.043
Aisladores	cadena	3.7	1	3.7	$ 100.000
Reemplazo Aislador	cadena	8.0	1	8.0	$ 214.949
Total				**101.6**	**$ 2.744.282**

Tabla 6.23. Costos por reparación y servicios relacionados a una falla.

6.5.3 Sanciones Económicas por Responsabilidad

La aplicación de sanciones debido a la responsabilidad de una falla en el sistema es normada por la ley 18.410, donde indica en su artículo 16.A, los valores en UTA (Unidad Tributaria Anual) para las multas, de acuerdo a el nivel de gravedad de la infracción, estas pueden ser leves, graves o gravísimas, dependiendo de la frecuencia de éstas (conducta anterior) y del impacto que tengan en el sistema. En la siguiente tabla podemos visualizar los valores máximos correspondientes a cada nivel de gravedad y sus equivalentes en otras unidades monetarias.

Infracción	UTA	UTM	UF	Pesos
Gravísima	10000	120000	208889	$ 5.640.000.000
Grave	5000	60000	104444	$ 2.820.000.000
Leve	500	6000	10444	$ 282.000.000
Típico		200	348	$ 9.400.000

Tabla 6.24. Valores máximos de multa según la gravedad de infracción; UTM aproximado a $47.000.

Sin embargo, el valor final de la multa dependerá de las apelaciones realizadas por la empresa. Según el área de mantenimiento en las ocasiones que la empresa ha sido multada es por incurrir en infracciones leves, donde el valor final no supera el rango de las 200 UTM. No obstante, para la empresa no es frecuente recibir una multa.

6.5.4 Análisis de las Propuestas versus Costos por Falla

Las mejoras propuestas suponen disminuir la posibilidad de ocurrencia de los modos de fallas respectivo, además de implicar directamente en la disminución de la posibilidad de fallas en eventos climáticos. Es por esto que al momento de analizar los costos de implementación versus los costos de falla se debe considerar este modo de falla.

Para el análisis de riesgos económicos, las sanciones solo serán consideradas en caso aparte debido a que aumentan en demasía el costo de una falla y solo en pocas ocasiones.

En la siguiente tabla se muestran los costos aproximados para cada modo de falla sin tener en cuenta las sanciones:

Tipo de Costo	ANI1	OPE10	ARB	CLI1
ENSM	$ 3.891.548	$ 3.540.810	$ 5.738.316	$ 9.693.677
Reparación	$ 2.744.282	$ 2.744.282	$ 2.744.282	$ 2.744.282
Total	$ 6.635.830	$ 6.285.092	$ 8.482.598	$ 12.437.959

Tabla 6.25. Costos totales de falla sin considerar multas.

Como se observa en la Tabla 6.25, los costos implicados por cada falla van entre los 6 y 12 millones de pesos, y si se comparan con los costos de implementación de cada propuesta tenemos lo expuesto en la siguiente tabla.

Propuesta	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3
Modo de falla relacionado	ANI1	OPE10	ARB
Costo Inversión Según propuesta	$ 5.236.548	0	$ 10.741.656
Costo por falla	$ 6.635.830	$ 6.285.092	$ 8.482.598

Tabla 6.26. Comparación de costos de implementación y costos por falla

Donde,

- Propuesta de Mejora Nº1: Determinación de Zonas de Riesgo de Fallas ANI1 para la Parcialización de Recursos en Protección Avifauna, (Considerando etapa 1 y 2)
- Propuesta de Mejora Nº2: Determinación de Periodos de Factibilidad para la Ejecución de Termografías en Líneas de 44kV (No presenta costos de implementación)
- Propuesta de Mejora Nº3: Planificación de Trabajos de Intervenciones e Inspecciones de Especies Arbóreas en Líneas de Transmisión (Considerando costo de mantenimiento de la línea Las Vegas – FFCC Los Andes)

Se observa que los montos relacionados a inversión versus los costos de falla se encuentran en el mismo orden de magnitud, por lo que, implementar mejoras en los planes de mantenimiento resulta conveniente desde el punto de vista económico, ya que si se lograse evitar solo una falla, la inversión se vería casi 100% rentabilizada.

7 CONCLUSIONES

7.1 Comentarios Finales

Con el objetivo de mejorar la estrategia, planificación y con ello la calidad del mantenimiento, se proponen mejoras a los planes de mantenimiento, para esto se realizan diversos estudios sobre el sistema y su comportamiento, ante los distintos modos de falla y su mantenibilidad, finalizando con las propuestas de mejoras y su evaluación económica.

Para la priorización del sistema, se realiza un estudio del impacto de las fallas en el sistema de transmisión mediante diagramas de Jack-Knife, identificando al sistema de 44kV como el de mayor criticidad en cuanto a los tiempos de indisponibilidad y a la energía no suministrada a los clientes. Bajo el mismo método se seleccionan los modos de falla con mayor impacto en este sub-sistema, exponiendo a los modos de falla CLI1, ANI1, OPE13, OPE10, INC1, DIS1, ARB y ACC, como los de mayor criticidad en esta red. Sin embargo, se determina en base al impacto del mantenimiento en la mitigación dichos eventos, la exclusión del proyecto de los modos de falla OPE13, INC1 Y ACC. Por otro lado, el modo de falla CLI1 no se trabajó directamente, debido al impacto del mantenimiento de los modos de falla OPE10, ARB y DIS1, asociando estos modos de falla al estrés mecánico provocado y al movimiento de árboles cercanos a las líneas provocado por los vientos, además del estrés eléctrico de aisladores al someterse en ambientes húmedos.

Se realizó una matriz que indica el riesgo de la suspensión de los trabajos, complementando las variables demanda, accesibilidad y clima. Este estudio permite determinar la mantenibilidad de cada línea a través del año incluyendo las variables más importantes para su mantenimiento, lo que ayuda a la toma de decisiones respecto a la planificación de los trabajos en el año, además de lograr sensibilizar a otras áreas respecto al tema.

Se ofrecen 3 propuestas de mejoras, dejando excluido el modo de falla DIS1 debido a que se está realizando la investigación sobre los efectos de la contaminación sobre los aisladores según su tipo de material en base al documento mencionado en la referencia [10] y a las Normas IEC 815 en sus versiones 1, 2 y 3, por lo que se escapa al tiempo de término para el presente trabajo de título.

Para primera propuesta, se determina la localización de las estructuras de mayor prioridad para la instalación de protección avifauna, donde cabe destacar que la protección ofrecida por la empresa no cumple el nivel de tensión necesario para una correcta protección, sin embargo, la empresa propone su instalación con motivos experimentales, por lo que para ello es determinante la selección de los lugares críticos para su instalación, no obstante, esto no influye en el análisis realizado.

Como segunda propuesta, se identifican los periodos del año y los horarios donde es recomendable realizar inspecciones termográficas, determinando la factibilidad para cada línea del sistema de 44kV, donde es posible observar que en la mayoría de las líneas no es posible ejecutar este tipo de trabajos debido al sobredimensionamiento del conductor en comparación con la demanda, sin embargo, esto sirve para la correcta distribución del recurso humano, además de contar con estudios que respaldan la decisión de no realizar termografía dichas líneas, planificando para ellas inspecciones visuales normales.

En la tercera propuesta se presenta un método para la planificación de intervenciones en especies arbóreas, permitiendo priorizar las intervenciones. La creación de una planilla de inspecciones e intervenciones permite la normalización de los trabajos, determinando de manera clara la información requerida por el área de mantenimiento a la empresa contratista, almacenándola en una base de datos que permitirá crear planificaciones a largo plazo, estimar costos y crear trazabilidad para cada línea, además de permitir la posibilidad de generar estadísticas sobre estas, analizando el comportamiento de cada especie en la línea, con el objetivo de optimizar las planificaciones. Se recomienda ejecutar esta propuesta mediante una marcha blanca, lo

que permitirá determinar errores que solo son posibles observar en la ejecución en terreno.

Al analizar las propuestas desde el punto de vista económico, se exponen los costos relacionados a cada modo de falla implicado, comparándolos con los costos relacionados a cada propuesta, logrando determinar la poca diferencia entre ambos valores, por lo que no solo es factible, sino que conveniente realizar este tipo de mantenimiento debido a que una falla implica un costo muy cercano al costo del mantenimiento, sin tener en cuenta las multas que se pudiesen impartir.

7.2 Trabajos Futuros

Se recomienda realizar un estudio sobre la descarga en aisladores, analizando la contaminación en cada línea, incluyendo un análisis de la mantenibilidad de estas, para la creación de criterios de instalación y reemplazo de aisladores.

Se sugiere realizar un estudio mantenibilidad similar al del capítulo 5, para los sub-sistemas de 66kV y 110kV, para permitir la aplicación de los criterios formados en todo el sistema de transmisión.

Se recomienda la implementación de las propuestas ofrecidas en este proyecto, en las redes de 110kV y de 66kV, realizando antes un estudio de la criticidad de los modos de falla, para determinar si corresponde la aplicación de estos.

8 REFERENCIAS

[1]. ARATA Andreani, Adolfo. *Manual de Gestión de Activos y Mantenimiento*. Santiago de Chile, RIL Editores, 2005.

[2]. PASCUAL J., Rodrigo. *El Arte de Mantener*. Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2005.

[3]. RES EX Nº4764, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Santiago de Chile, 2014.

[4]. OLIVARES N. SGM-027/2017 *Plan de Interacción y protección de Aves*. Chilquinta Energía S.A., Curauma, 2012

[5]. FERRER Baena, Miguel Ángel. *Aves y tendidos eléctricos Del conflicto a la solución*. Sevilla, Fundación MIGRES, 2012

[6]. SUKHNANDAN, A., HOCH, D. *Fire induced flashovers of transmission lines: Theoretical Models*. University of Natal, Durban, South Africa. IEEE Africon, 2002.

[7]. LI, Peng, HUANG, Daochun, RUAN, Jiangjun, WEI, Han, QIN, Zhihang, QIU, Zhibin, CHEN, Xiaoming, *Study on the Dielectric Characteristics of Simulation Transmission Line Gap under Fire Conditions*. IEEE Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2015

[8]. LARREA Moraga, Julian Eduardo. *Evaluación técnico económica sobre uso de dispositivos de mitigación climática en líneas de alta tensión para Codelco División El Teniente*. Tesis (Ing. Civil Electricista), Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2015.

[9]. ROMERO Herrera, Juan Pablo. *Guía práctica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión de alta tensión en Chile*. Tesis (Ing. Civil Electricista) Santiago de Chile, Universidad de Chile, 2010.

[10]. CIGRE Working Group 33.13, Polluted Insulators: A Review of Current Knowledge, Junio 2000. 5p

[11]. CASTRO Fernández, Miguel. *La Corrosión en el sector cubano: Estudio de caso*. Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergetinas (CIPEL). [en línea] http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar18/HTML/articulo01.htm [consulta: 30 junio 2017]

[12]. Decreto con Fuerza de Ley 4/20018. *Ley General de Servicios Eléctricos*. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 05 de mayo de 2007.

[13]. Decreto 327. *Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 10 de septiembre de 1998.

[14]. Decreto 4188. *Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes*. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 12 de noviembre de 1955.

[15]. Ley 18410. *Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles*. Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, 22 de mayo de 1985.

[16]. Centro de Ciencias del Clima y Resiliencia. *Explorador Climático*. [en línea] http://explorador.cr2.cl/ [consulta: julio 2017]

[17].

ANEXOS

Anexo A. CÓDIGOS DE MODOS DE FALLA

Anexo B. ARCHIVOS PARA LA PROPUESTA DE MEJORA Nº3

Anexo C. MAPA DE DENSIDAD DE HABITAD AVIFAUNA

Anexo D. ANÁLISIS TEÓRICO Y NORMATIVO DE LOS MODO DE FALLA

Anexo E. ÌNDICE DE FIGURAS

Anexo F. ÍNDICE DE TABLAS

ANEXO A CÓDIGOS DE MODOS DE FALLA

A.1 Codificación para modos de falla - SEC RES EX Nº 4764 del año 2014

FENOMENO_FISICO_ID	DESCRIPCION
ACC1	Accidentes causados aviones, helicópteros o eventos similares.
ACC2	Falla originada en terceros (Accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)
ACC3	Choque de vehículo a poste
ACC4	Acto temerario (suicidio o intento de suicidio)
ACC5	Daño cable de poder
ANI1	Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)
ARB1	Contacto de ramas con conductores.
ARB2	Caída de árbol sobre línea o instalación.
AUT1	Desconexión debido a una emergencia, para evitar riesgos a personas o cosas.
AUT2	Intervención a solicitud de bomberos
CLI1	Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)
CLI2	Objeto llevado por el viento hacia los conductores.
COM1	Pérdida total de combustión (flameout)
COM2	Cierre de válvula reguladora de gas de unidad generadora
DIS1	Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales.
DIS2	Crecimiento de la demanda no evaluado
DIS3	Aumento de temperatura en aceite (fuera de parámetros).
DIS4	Activación sobre presión en transformador
DIS5	Vida útil de equipo o número de operaciones
DIS6	Ruptura de capacidad dieléctrica
DIS7	Temperatura fuera de límites
INC1	Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal)
INC2	Calor excesivo debido a incendio
OPE1	Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza
OPE2	Run back en unidad generadora
OPE3	Obstrucción por algas agua refrigeración
OPE4	Alta presión hogar en unidad generadora
OPE5	Conector suelto o sucio
OPE6	Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución.
OPE7	Error de personal u operador
OPE8	Falta de Combustible
OPE9	Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros.
OPE10	Falla de Material, por fatiga de material o mala calidad
OPE11	Elemento dañado, corrosión, trisadura, Etc.
OPE12	Combustible mojado, congelado, contaminado
OPE13	Maquinaria de Trabajo Pesado
OPE14	Deslizamiento de tierra por trabajos
OPE15	Desconexión debido a puesta en servicio de equipos o instalaciones nuevas.
OPE16	Fuga o degradamiento del dieléctrico (Ej. SF6, Aceite, Etc.)
OPE17	Falta de limpieza en aisladores o terminales
OPE18	Violación de distancia eléctrica
OPE19	Explosión de equipos
OPE20	Daño de motor en equipos primarios
OPE21	Error en Conexionado
OPE22	Error en Programación
OPE23	Desperfecto de Fabrica
OTR1	Súbito aumento de demanda.
OTR2	Origen no determinado (Trip de Interruptor)
OTR3	Otros
VAN1	Objeto, alambre o cadena lanzada
VAN2	Atentado / explosivos / Sabotaje
VAN3	Robo conductor o equipo

ANEXO B ARCHIVOS PARA LA PROPUESTA DE MEJORA Nº3

B.1 Ejemplo de Planilla de Intervenciones Arbóreas en Blanco.

CHILQUINTA energía	Planilla de Intervenciones de Especies Arboreas					
Línea						
Cantidad de Tramos						
Encargado						
			Nombre	Firma		
Datos del Tramo			Datos del Ultimo Trabajo Ejecutado			Datos Tecnicos
Tramo	Especie	Cantidad	Tipo de Intervencion	Fecha de Intervención	Distancia al Conductor [mts]	Tiempo hasta Prox Interv. [Años]

B.2 Ejemplo de Priorización de Intervenciones Arbóreas Parte 1.

CHILQUINTA energía

Proximas Intervenciones de Especies Arboreas

Generado el jueves, 26 de octubre de 2017

1.- Lista de Intervenciones para los siguientes 3 meses

1 Mes (nov/2017)		
Línea	**Tramo**	**Fecha**
Las Vegas – FFCC. Los Andes	84-85	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	85-86	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	94-96	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	105-108	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	108-109	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	110-111	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	113-114	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	151-164	oct/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	252-253	oct/17
Chagres – Los Ángeles	8-10	nov/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	34-38	nov/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	42-43	nov/17
Las Vegas – FFCC. Los Andes	44-47	nov/17

3 Meses (ene/2018)		
Línea	**Tramo**	**Fecha**

B.3 Ejemplo de Priorización de Intervenciones Arbóreas Parte 2.

CHILQUINTA energía

2.- Lista de Intervenciones para los siguientes 6 meses y posterior

6 Meses (abr/2018)		
Línea	**Tramo**	**Fecha**
Chagres – Los Ángeles	13-14	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	4-6	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	7-10	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	12-13	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	14-15	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	17-19	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	38-40	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	49-50	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	52-54	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	68-69	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	75-78	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	80-81	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	82-83	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	85-87	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	92-94	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	95-97	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	105-110	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	114-117	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	127-129	feb/18
La Calera – Túnel El Melón	157-160	feb/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	29-30	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO10-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO11-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO12-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO13-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO15-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO16-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO2-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO3-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO4-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO6-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO7-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO8-	mar/18
San Pedro – Las Vegas	TRAMO9-	mar/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	242-243	abr/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	244-245	abr/18

Posterior a 6 Meses (> abr/2018)		
Línea	**Tramo**	**Fecha**
Las Vegas – FFCC. Los Andes	104-105	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	108-109	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	132-133	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	134-135	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	136-138	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	142-143	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	143-144	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	146-147	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	148-149	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	194-197	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	197-198	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	201-202	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	208-209	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	214-215	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	248-249	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	32-33	may/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	55-56	jun/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	56-60	jun/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	71-72	jun/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	65-67	sep/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	11-13	oct/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	122-123	oct/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	209-210	oct/18
Las Vegas – FFCC. Los Andes	3-7	dic/18
La Calera – Túnel El Melón	49-50	feb/19
La Calera – Túnel El Melón	157-160	feb/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	80-82	mar/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	19-20	mar/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	86-87	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	128-129	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	150-151	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	191-192	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	197-198	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	251-252	may/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	48-49	dic/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	49-55	dic/19
Las Vegas – FFCC. Los Andes	49-55	nov/21
Las Vegas – FFCC. Los Andes	71-72	nov/21
Las Vegas – FFCC. Los Andes	23-28	nov/22

B.4 Ejemplo de Reporte General de Especies Arbóreas en la Línea Las Vegas-FFCC Los Andes.

CHILQUINTA energía

Reporte General de Especies Arboreas en la La línea

Generado el domingo, 08 de octubre de 2017

Línea	Las Vegas – FFCC. Los Andes
Cantidad de Tramos	254
Inspecciones Recomendadas	1

Datos del Tramo			Datos del Ultimo Trabajo Ejecutado				Datos Tecnicos			
Tramo	Especie	Cantidad	Tipo Trabajo	Tipo de Interv.	Fecha Ultimo Trabajo	Distancia al Conductor [mts]	Tiempo hasta Prox Interv. [Años]	Tasa de crec. [mts/año]	Proxima interv.	Fecha Recomendada Proxima Inspec.
3-7	PALTO	52	INT	REBAJE	dic/16	3	1	0.5	dic/17	dic/17
11-13	EUCALIPTO	2	INT	TALA	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	ene/18
11-13	SAUCE CASTILLA	1	INT	REBAJE	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	ene/18
11-13	SAUCE LLORON	1	INT	REBAJE	may/17	5	1.5	3.3	oct/18	ene/18
19-20	SAUCE LLORON	1	INT	REBAJE	sep/17	4	1.5	2.7	mar/19	jun/18
23-28	ALAMO	60	INT	TALA	dic/12	0	5	3.0	dic/17	dic/17
29-30	SAUCE LLORON	1	INT	REBAJE	mar/17	5	1	5.0	mar/18	mar/18
32-33	ALAMO	3	INT	TALA	nov/16		1.5	4.0	may/18	may/18
34-38	ACASIO	40	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
34-38	MORA	40	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
34-38	OLMO	40	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
42-43	ALAMO	2	INT	TALA	nov/16		1	0.0	nov/17	nov/17
42-43	ALGARROBO	1	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
42-43	AROMO	2	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
44-47	SAUCE LLORON	6	INT	REBAJE	nov/16	3	1	3.0	nov/17	nov/17
48-49	ALAMO	6	INT	TALA	dic/15		2	3.5	dic/17	dic/17
49-55	ACASIO	75	INT	TALA	dic/15		2	1.0	dic/17	dic/17
49-55	EUCALIPTO	30	INT	REBAJE	dic/13		4	1.8	dic/17	dic/17
49-55	OLMO	75	INT	TALA	dic/15		2	1.0	dic/17	dic/17
55-56	ACASIO	8	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
55-56	ALAMO	7	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
55-56	AROMO	7	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
55-56	MAITEN	2	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
55-56	NOGAL	8	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
56-60	ALAMO	15	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
56-60	AROMO	15	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
56-60	PALTO	15	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
56-60	PINO	15	INT	REBAJE	jun/17	2	0.5	4.0	dic/17	dic/17
65-67	PINO	100	INT	REBAJE	sep/16	2	2	1.0	sep/18	sep/18
71-72	ALAMO	7	INT	TALA	dic/13	0	4	1.3	dic/17	dic/17
71-72	ALAMO	7	INT	TALA	dic/13		4	1.3	dic/17	dic/17
71-72	SAUCE LLORON	3	INT	REBAJE	jun/17	3	0.5	3.0	dic/17	dic/17
80-82	ALAMO	60	INT	REBAJE	mar/17	3	1	3.0	mar/18	mar/18
80-82	ALAMO	60	INT	REBAJE	mar/17	3	1	3.0	mar/18	mar/18
84-85	ACASIO	11	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
84-85	CRETEO	11	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
84-85	NARANJO	11	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
84-85	PALTO	11	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
85-86	ACASIO	7	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
85-86	ALAMO	7	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
85-86	PALTO	7	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
85-86	PINO	7	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
86-87	EUCALIPTO	10	INT	REBAJE	may/17	2	2	1.0	may/19	may/18
86-87	EUCALIPTO	10	INT	REBAJE	may/17	2	2	1.0	may/19	may/18
94-96	ACASIO		INT	TALA	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
94-96	ALAMO		INT	TALA	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
94-96	EUCALIPTO		INT	TALA	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
94-96	HIGERA		INT	TALA	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
104-105	ACASIO		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
104-105	ACASIO CAPRENCE		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
104-105	ALAMO		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
104-105	OLMO		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
105-108	NOGAL	1	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
108-109	ALAMO		INT	REBAJE	may/17	2	1	2.0	may/18	may/18
108-109	MAITEN		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
108-109	NARANJILLO		INT	REBAJE	may/17	2	0.5	4.0	oct/17	oct/17

108-109	PIMIENTO		INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
110-111	DESCONOCIDA	19	INT	REBAJE	may/17	1	0.5	2.0	oct/17	oct/17
113-114	PALTO	40	INT	REBAJE	may/17	2	0.5	4.0	oct/17	oct/17
122-123	ALAMO	18	INT	TALA	may/17	10	1.5	6.7	oct/18	ene/18
128-129	ALAMO	6	INT	TALA	may/17	15	2	7.5	may/19	may/18
132-133	ACASIO	4	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
132-133	PINO	4	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
134-135	ACASIO	7	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
134-135	PINO	7	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
136-138	PLATANO ORIENTAL	17	INT	REBAJE	may/17	1	1	1.0	may/18	may/18
142-143	ACASIO	23	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
142-143	PLATANO ORIENTAL	22	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
143-144	ACASIO	49	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
143-144	ACASIO	49	INT	REBAJE	may/17		1	0.0	may/18	may/18
146-147	SAUCE	2	INT	REBAJE	may/16	4	2	2.0	may/18	may/18
148-149	ACASIO	15	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
148-149	AROMO	15	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
148-149	EUCALIPTO	15	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
148-149	HIGERA	15	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
148-149	OLMO	15	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
150-151	ACASIO	32	INT	TALA	may/17		2	0.0	may/19	may/18
151-164	DURANZO	1	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
151-164	PALTO	1	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
191-192	ALAMO	12	INT	TALA	may/17		2	0.0	may/19	may/18
194-197	PIMIENTO	10	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
194-197	SAUCE	28	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
197-198	ALAMO	1	INT	DESGANCHE	may/17	6	2	3.0	may/19	may/18
197-198	NARANJILLO	7	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
201-202	SAUCE	1	INT	REBAJE	may/17		1	0.0	may/18	may/18
207-208	ACASIO	37	INT	TALA	may/15	3	2	1.5	abr/17	abr/17
207-208	ACASIO	37	INT	REBAJE	may/15	3	2	1.5	abr/17	abr/17
208-209	SAUCE	3	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
209-210	ALAMO	24	INT	REBAJE	may/17		1.5	0.0	oct/18	ene/18
214-215	CAÑA	30	INT	TALA	may/17		1	0.0	may/18	may/18
242-243	EUCALIPTO	60	INT	TALA	may/15		3	0.0	abr/18	abr/18
244-245	ALAMO	2	INT	TALA	may/15		3	0.0	abr/18	abr/18
248-249	ALAMO	18	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
248-249	SAUCE	17	INT	REBAJE	may/17	3	1	3.0	may/18	may/18
251-252	ACASIO	13	INT	TALA	may/17		2	0.0	may/19	may/18
252-253	ACASIO	22	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
252-253	DURAZNOS	22	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
252-253	GRAVILLEAS	22	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
252-253	MAQUIS	22	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17
252-253	PIMIENTO	22	INT	REBAJE	may/17	3	0.5	6.0	oct/17	oct/17

B.5 Ejemplo de Planilla de Especies Arbóreas en la Línea Las Vegas-FFCC Los Andes.

CHILQUINTA energía

Planilla de Inspección de Especies Arbóreas

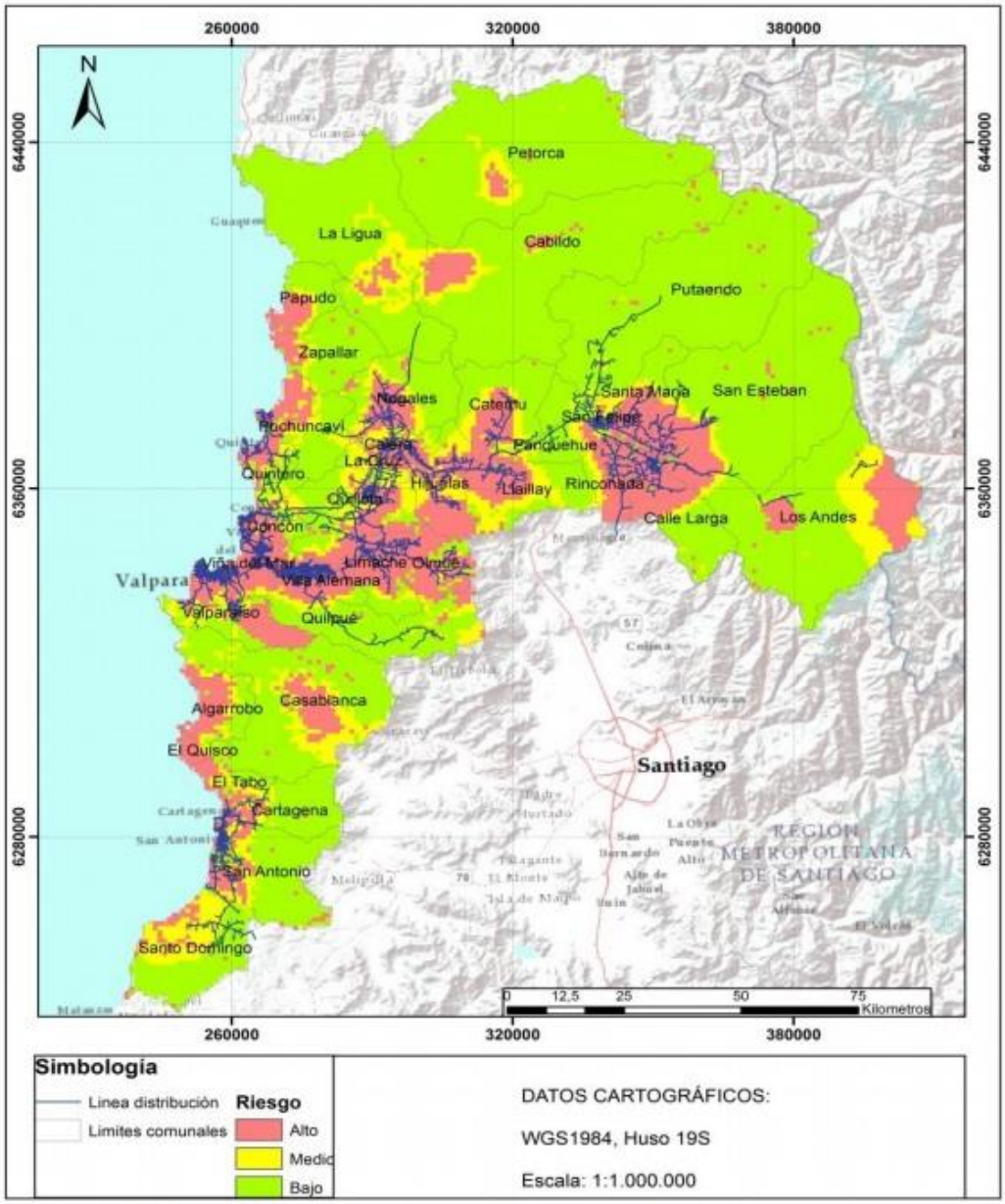
Las Vegas – FFCC. Los Andes

Datos Generales			Datos de Inspección	
Periodo Buscado	ene/17	dic/17	Encargado	Nombre / Firma
Cantidad de Tramos	254			
Numero de Individuos	1646		Fecha	
Inspecciones Recomendadas	1		Duración de Inspección	

Datos de Tramo			Datos del Ultimo Trabajo			
Tramo	Especie Encontrada	Cantidad	Tipo de intervención	Ultima Intervención	Distancia Anterior al Conductor	Distancia actual al Conductor
3-7	PALTO	52	REBAJE	dic/16	3	
23-28	ALAMO	60	TALA	dic/12	0	
34-38	ACASIO	40	REBAJE	nov/16	3	
34-38	MORA	40	REBAJE	nov/16	3	
34-38	OLMO	40	REBAJE	nov/16	3	
42-43	ALAMO	2	TALA	nov/16		
42-43	ALGARROBO	1	REBAJE	nov/16	3	
42-43	AROMO	2	REBAJE	nov/16	3	
44-47	SAUCE LLORON	6	REBAJE	nov/16	3	
48-49	ALAMO	6	TALA	dic/15		
49-55	ACASIO	75	TALA	dic/15		
49-55	EUCALIPTO	30	REBAJE	dic/13		
49-55	OLMO	75	TALA	dic/15		
55-56	ACASIO	8	REBAJE	jun/17	2	
55-56	ALAMO	7	REBAJE	jun/17	2	
55-56	AROMO	7	REBAJE	jun/17	2	
55-56	MAITEN	2	REBAJE	jun/17	2	
55-56	NOGAL	8	REBAJE	jun/17	2	
56-60	ALAMO	15	REBAJE	jun/17	2	
56-60	AROMO	15	REBAJE	jun/17	2	
56-60	PALTO	15	REBAJE	jun/17	2	
56-60	PINO	15	REBAJE	jun/17	2	
71-72	ALAMO	7	TALA	dic/13	0	
71-72	ALAMO	7	TALA	dic/13		
71-72	SAUCE LLORON	3	REBAJE	jun/17	3	
84-85	ACASIO	11	REBAJE	may/17	1	
84-85	CRETEO	11	REBAJE	may/17	1	
84-85	NARANJO	11	REBAJE	may/17	1	
84-85	PALTO	11	REBAJE	may/17	1	
85-86	ACASIO	7	REBAJE	may/17	1	
85-86	ALAMO	7	REBAJE	may/17	1	
85-86	PALTO	7	REBAJE	may/17	1	
85-86	PINO	7	REBAJE	may/17	1	
94-96	ACASIO		TALA	may/17	3	
94-96	ALAMO		TALA	may/17	3	
94-96	EUCALIPTO		TALA	may/17	3	
94-96	HIGERA		TALA	may/17	3	
105-108	NOGAL	1	REBAJE	may/17	1	
108-109	NARANJILLO		REBAJE	may/17	2	
110-111	DESCONOCIDA	19	REBAJE	may/17	1	
113-114	PALTO	40	REBAJE	may/17	2	
151-164	DURANZO	1	REBAJE	may/17	3	
151-164	PALTO	1	REBAJE	may/17	3	
207-208	ACASIO	37	TALA	may/15	3	
207-208	ACASIO	37	REBAJE	may/15	3	
252-253	ACASIO	22	REBAJE	may/17	3	
252-253	DURAZNOS	22	REBAJE	may/17	3	
252-253	GRAVILLEAS	22	REBAJE	may/17	3	
252-253	MAQUIS	22	REBAJE	may/17	3	
252-253	PIMIENTO	22	REBAJE	may/17	3	

ANEXO C MAPA DE DENSIDAD DE HABITAD AVIFAUNA

C.1 Mapa de Densidad de Habitad Avifauna creado por el Área de Medio Ambiente.



ANEXO D ANÁLISIS TEÓRICO Y NORMATIVO DE LOS MODO DE FALLA

En este capítulo, los modos de fallas seleccionados en el capítulo 4 se analizarán de manera teórica exponiendo las causas que dan ocurrencia dichos eventos, donde junto con la descripción de cada falla se agregara un diagrama de causa y efecto, el cual muestra y relaciona las causas probables que inciden en el modo de falla correspondiente, estos diagramas fueron construidos en base a reuniones de trabajo con el personal del área de mantenimiento de líneas de transmisión de la empresa Chilquinta Energía.

También se realizará un análisis de la normativa vigente, de manera de determinar los parámetros de importancia que se encuentran involucrados, así como para esclarecer los deberes y derechos de la empresa concesionaria relacionándolos con los modos de falla cuando corresponda.

D.1 Código ANI1

Las fallas asociadas al código ANI1 hacen referencia a eventos causados directamente por la electrocución de animales incluyendo roedores y aves, el 100% de las veces han sido causados por la electrocución por contacto directo o indirecto de aves.

El tendido eléctrico al convertirse en parte intrínseca del paisaje, se convierte en posaderos (punto elevado desde los que se domina visualmente una amplia superficie de terreno), lugar de reposo e incluso como punto de nidificación, siendo en las líneas de transmisión, las dos primeras las de mayor conflicto, lo que tiene como consecuencia fallas monofásicas que pueden causar, daños en los aisladores o conductores, y por ende, la indisponibilidad de la línea.

Como se muestra en la Figura D.1, el ave se posa en la cruceta de la torre, encontrándose a una distancia D del conductor, mayor que la distancia disruptiva del aire. El ave al extender las alas, acorta la distancia entre fase y tierra, lo que, dándose las condiciones de ruptura dieléctrica del aire produce una descarga eléctrica concluyendo con la electrocución del ave y con la indisponibilidad de la línea. El efecto es similar cuando el ave se posa sobre el conductor. [4]

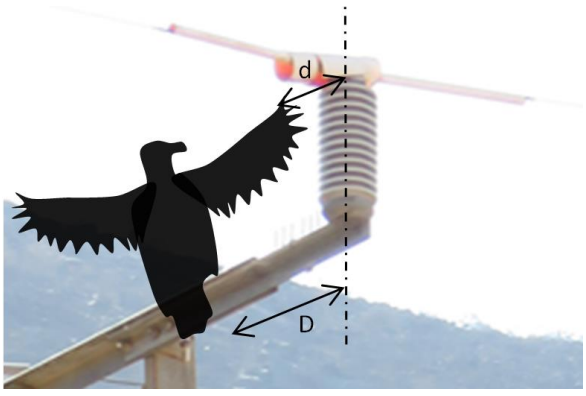


Figura D.1 Esquema de ave sobre línea de 44kV Las Vegas- Rungue estructura 16.

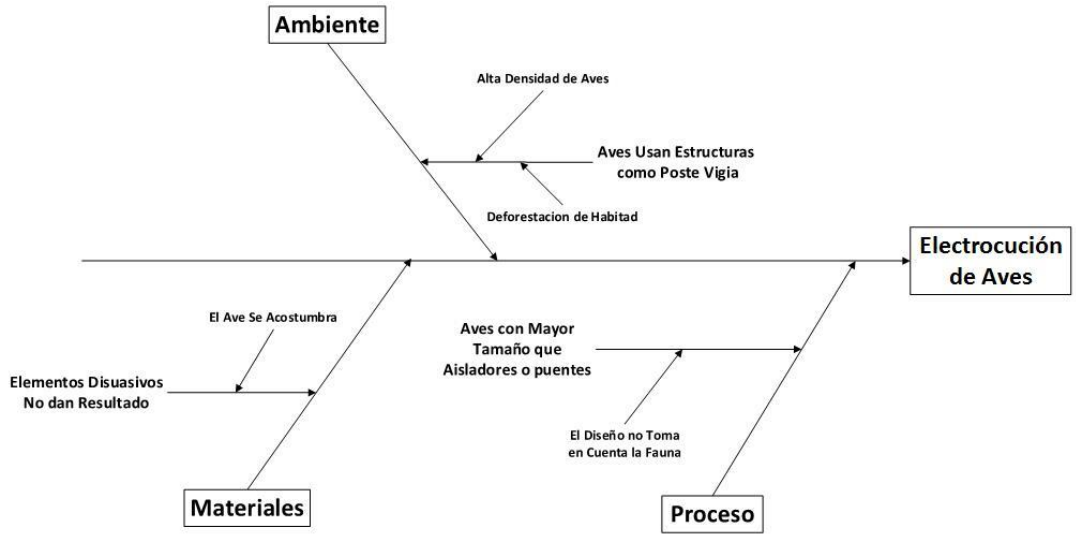


Figura D.2 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ANI1

D.2 Código ARB

El código ARB se compone de los códigos ARB1 y ARB2, los cuales están definidos por la Superintendencia de Energía y Combustible (SEC) haciendo referencia al contacto de ramas con los conductores y a la caída de un árbol sobre la línea respectivamente.

La falla relacionada al código ARB1 es originada por el crecimiento excesivo de uno o más arboles bajo el tendido eléctrico, lo que se traduce en fallas monofásicas a tierra, las que se suelen producir en mitad del vano, donde la distancia al terreno es menor, sin embargo no es excluyente que pueda ocurrir en otro lugar de la línea ya que depende de cada caso.

Figura D.3 Árboles bajo la línea 44kV Chagres-Los Ángeles E73-E74

Por otro lado las fallas asociadas al código ARB2, se originan por el crecimiento excesivo de árboles al costado de la línea sobrepasando el límite de proyección sobre los conductores, y ya sea por motivos naturales (viento, pudrimiento o curvatura de sus ramificaciones), o por razones causadas por terceros (tala ilegal), al momento de caer, lo hacen sobre el circuito energizado produciendo fallas monofásicas o fallas bifásicas a tierra según sea la disposición del circuito y la robustez del árbol caído.

Figura D.4 Arboles con proyección de caída Línea 110kV San Antonio - Tap Algarrobo E201-E202

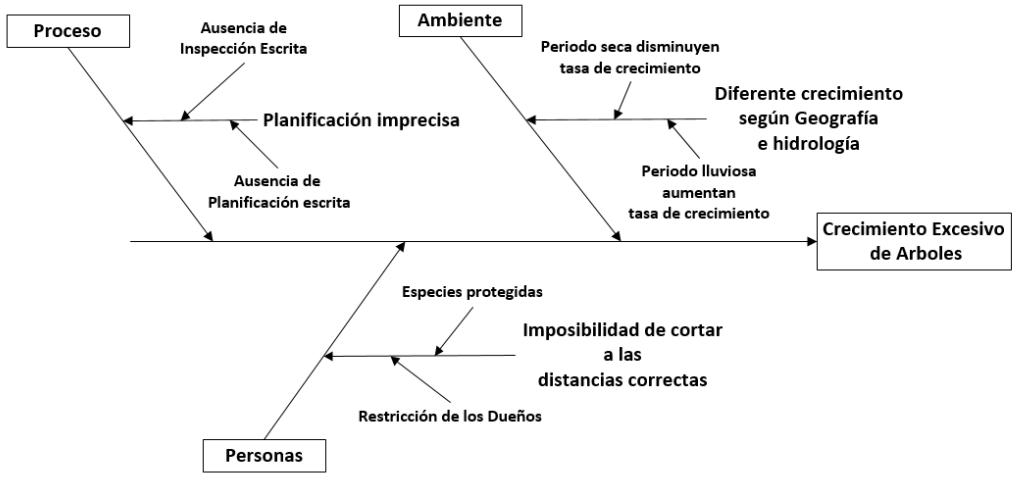


Figura D.5 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ARB

D.3 Código INC1

El código INC1 hace referencia a fallas originadas debido a incendios generados bajo la línea de transmisión o en sus proximidades.

La temperatura excesiva (entre 800 y 1000ºC) producida por el foco de incendio provoca una disminución de la rigidez dieléctrica del aire, debido a la disminución de la densidad del aire, lo cual provoca una ionización térmica causando fallas monofásicas y fallas bifásicas con y sin tierra. [5]

Como se muestra en la Figura D.6, la rigidez dieléctrica del aire entre dos elementos conductores disminuye fuertemente cuando se está sometido a condiciones de incendio, lo que implica en una disminución de la tensión necesaria para provocar un arco eléctrico (*Tensión disruptiva*). Un efecto a agregar es el tipo de vegetación quemada, ya que cada tipo de combustible libera diferentes agentes contaminantes que en distinta medida, disminuyen levemente el gradiente de tensión necesario para provocar la falla, los que considerando las variables antes mencionadas, disminuyen entre un 10% y 20%.

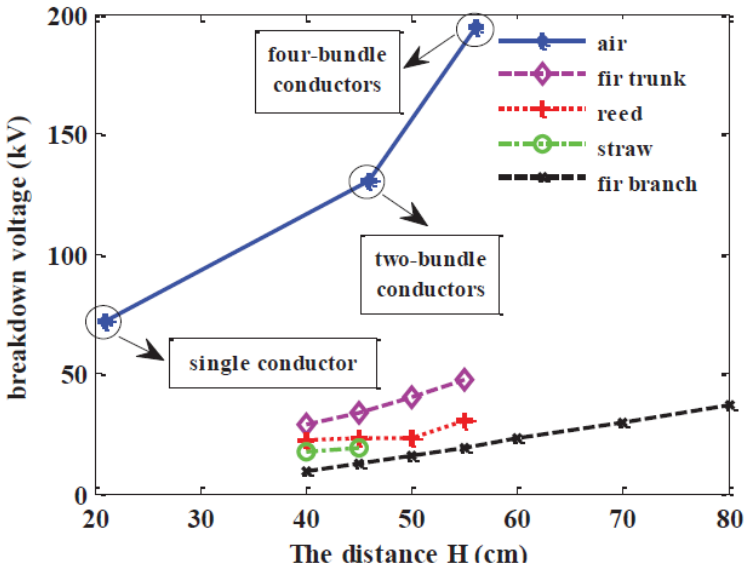


Figura D.6 Tensiones de ruptura en condiciones de incendio en diferentes vegetaciones [6]

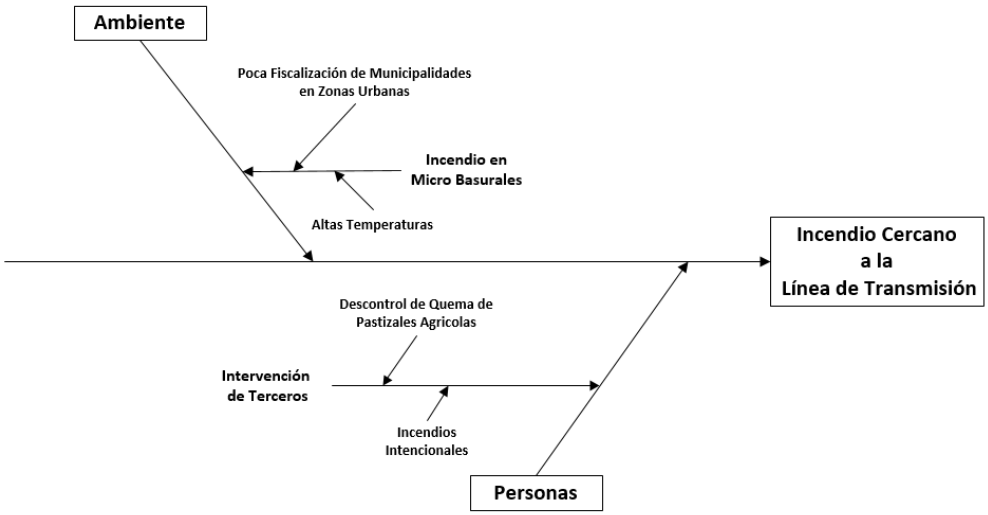


Figura D.7 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla INC1

D.4 Código CLI1

El código CLI1 está relacionados a todo fenómeno natural que interrumpa el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, incluyendo terremotos, temporales, derrumbes nevazones, descargas atmosféricas, etc. Sin embargo, la totalidad de los eventos están concentrados en 3 razones fundamentales, las que se muestran en la Figura D.8.

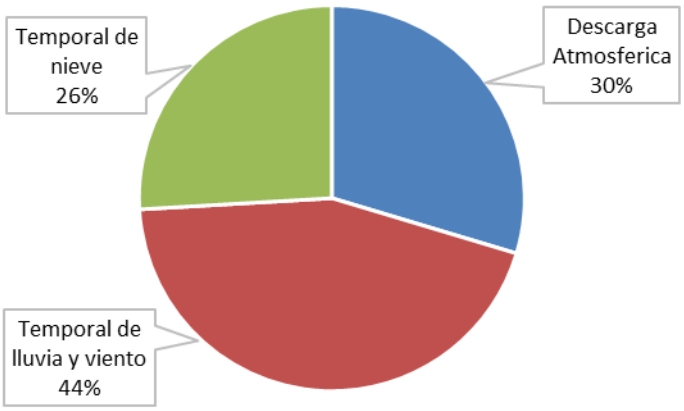


Figura D.8 Eventos climáticos relacionados a fallas CLI1

Aunque los temporales invernales (lluvia o nieve) pueden causar falla por distintas razones (estrés mecánico en conductores, herrajes, aisladores, etc.), lo más común es que estos eventos naturales se traduzcan en vibraciones eólicas de baja y alta frecuencia, además del efecto látigo de uno o más conductores por desprendimiento de hielo (*Ice Jumping*).

D.4.1 Vibración de Alta Frecuencia

Es un tipo particular de vibración que se da en los conductores bajo la presencia de vientos de mediana intensidad los cuales al impactar con el conductor genera un vórtice (Figura D.9) lo que causa una inestabilidad de fuerzas implicando en vibraciones del

orden de 5 a 60 Hz las cuales pueden causar corte de hebras y desgaste de los herrajes, lo que con el tiempo lleva al corte de estos en eventos climáticos posteriores. [7]

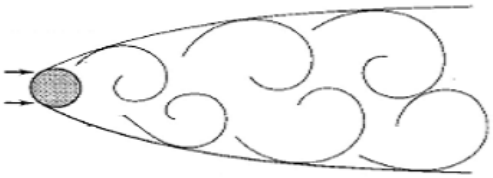


Figura D.9 Vórtices formados por el impacto del viento sobre un conductor [7]

D.4.2 Efecto Galloping

Al igual que en el punto anterior, este fenómeno se genera debido a la presencia de vientos de alta intensidad. Sin embargo, este efecto se ve incrementado por la formación de hielo sobre los conductores modificando su sección transversal, volviéndolos aerodinámicamente inestables. Esto provoca que ante vientos transversales con la intensidad necesaria, se produzcan oscilaciones de amplitudes mayores a las expuestas en el ítem anterior, conociéndose como Efecto Galloping.

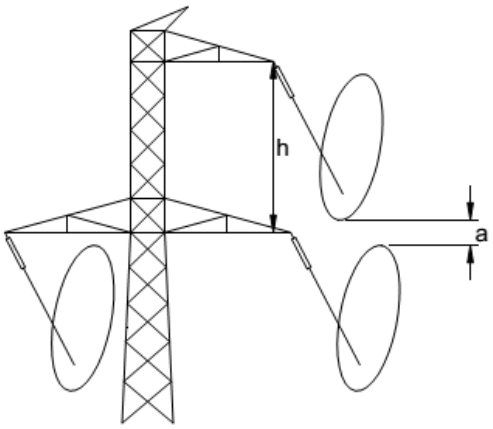


Figura D.10 Esquema de Galloping en una línea de transmisión [7]

Estas oscilaciones tienen típicamente una frecuencia entre 0,15 y 1 Hz con tendencia hacia el plano vertical con una trayectoria elíptica lo cual puede causar un acercamiento (distancia "a" en la Figura D.10) entre conductores provocando fallas bifásicas [7].

D.4.3 Ice Jumping

Este efecto puede ser considerado una especie de Galloping, sin embargo la causa que lo genera es distinta, ya que, se debe al desprendimiento de hielo o nieve acumulada (flecha F1) en la superficie de un conductor, lo que provoca un efecto látigo con amplitud ΔF por la energía elástica liberada, concluyendo con una falla bifásica por un acercamiento de los conductores lo que en la figura se identifica como DFF, por lo que es sustancial que se tenga en cuenta este tipo de fenómenos al momento del diseño de la línea. Sin embargo, en líneas extremadamente antiguas se pueden ver cambios en el comportamiento del medio ambiente que los rodea, siendo necesaria una evaluación del diseño actual y determinar la necesidad de un rediseño debido.

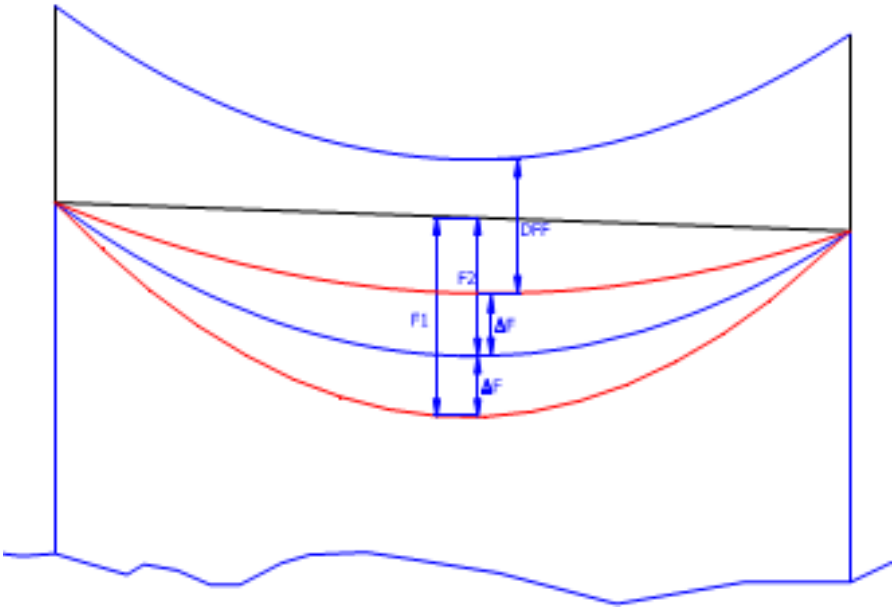


Figura D.11 Esquema de un efecto de Ice jumping entre dos torres de alta tensión [8]

D.5 Código DIS1

El código DIS1 hace referencia a fallas ocurridas debido a la pérdida de aislación por fenómenos naturales, lo que en líneas de transmisión se traduce en falla en aisladores expuestos a zonas de intensa niebla y/o contaminación.

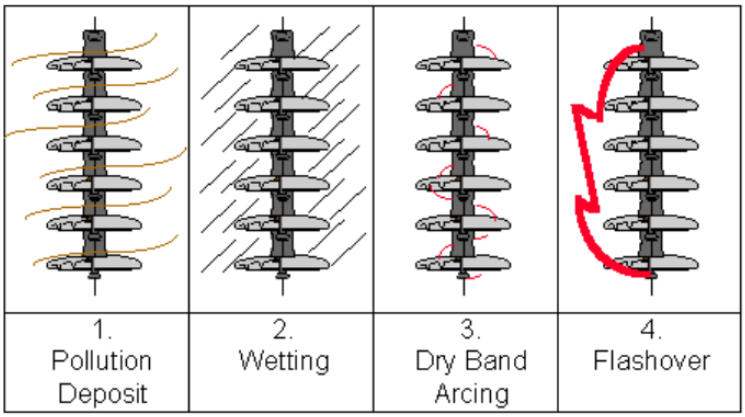


Figura D.12. Proceso de flameo por contaminación [9]

Como se muestra en la Figura D.12, el proceso de flameo por contaminación consta de 4 etapas:

- Depósito de polución: la polución ambiental se posa sobre el aislador formando una capa sobre él.
- Humedecimiento: La humedad provocada por el roció o lluvia, provocan que la polución depositada en el aislador se convierta en un líquido conductor, por lo que aumentan las corrientes de fuga.
- Creación de bandas secas: El aumento de las corrientes de fuga provoca que el líquido conductor se seque, generándose las llamadas “Bandas Secas”,
- Arco por concentración de campo: Las Bandas Secas provocan descargas localizadas debido a la concentración de campo, las que concluyen en un arco eléctrico causante de falla.

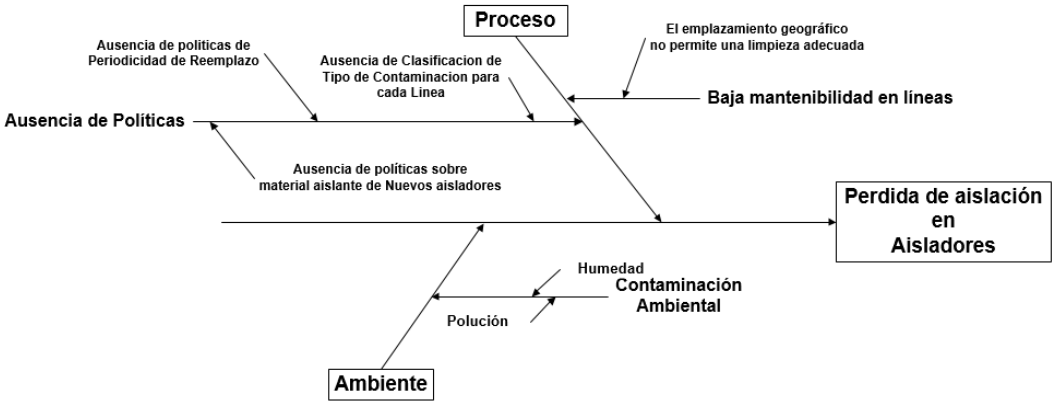


Figura D.13 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla DIS1

D.6 Código OPE10

El código OPE10 hace referencia a fallas relacionadas a la fatiga de material de algún elemento del esquema constructivo de la línea de transmisión estando relacionada a la incapacidad de un componente de sostener esfuerzos mecánicas.

La corrosión de ciertos puntos críticos es la causa más importante al momento de hablar de fatiga de material, la cual provoca una degradación y destrucción de los elementos metálicos (Figura D.14). Podemos hablar de 2 tipos de corrosión los cuales tienen mayor impacto desde una visión general: hablamos de la corrosión atmosférica, la cual se produce debido a la exposición de los componentes a ambientes corrosivos, y de la corrosión galvánica, la cual se produce por la formación de un par galvánico por el contacto entre metales de distintos potenciales electroquímicos.

Si bien son muchos los elementos que están expuestos al fenómeno de la corrosión, en el caso de los conductores la situación tiene un agravante debido a la alta resistencia eléctrica de las zonas corroídas u oxidadas, lo que se traduce en puntos calientes en el conductor y/o sus herrajes causando la pérdida de sus características mecánicas y provocando el corte de estos ante una demanda alta, causando fallas de fase abierta.

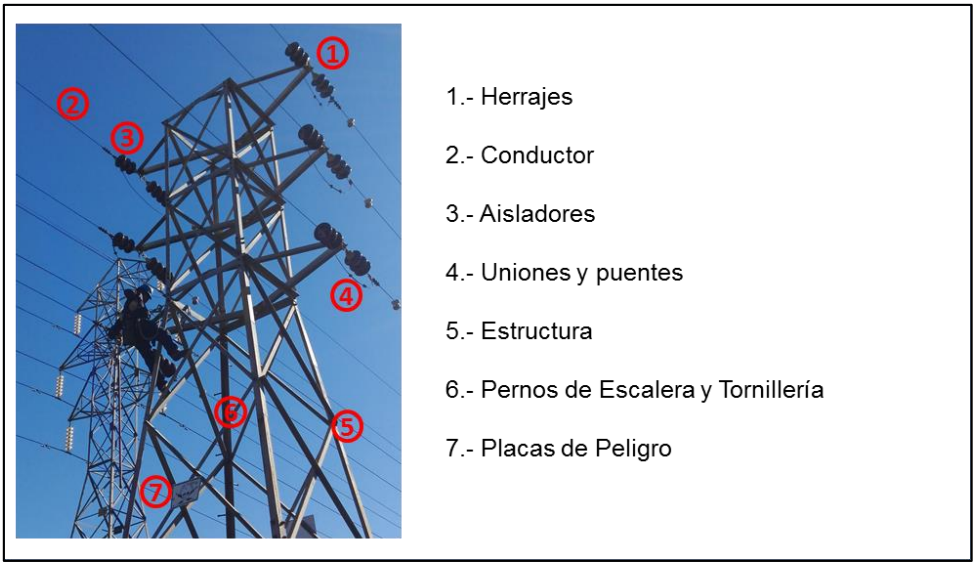


Figura D.14.Puntos propensos a corrosión; Línea 44kV Las Vegas-Rungue estructura E30

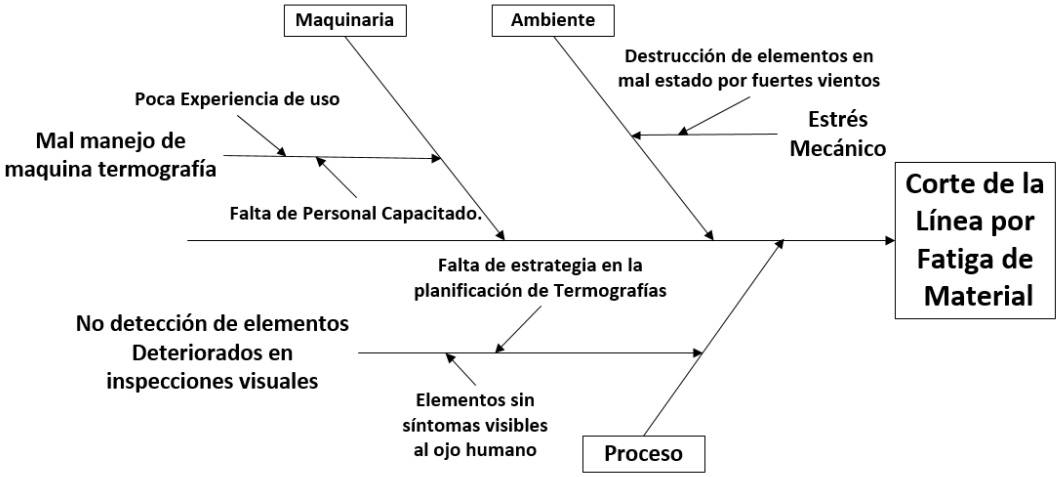


Figura D.15 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla OPE10

D.7 Código OPE13

Las fallas registradas con el código OPE13, son relacionadas a indisponibilidades provocadas por el trabajo de maquinaria pesada bajo la línea de transmisión, por lo que generalmente son fallas monofásicas, aunque también pueden presentarse fallas bifásicas a tierra.

Según la información obtenida de los informes de falla, las zonas de falla corresponden a tramos de línea ubicadas en zonas agrícolas durante el trabajo de preparación del terreno para expansión de plantaciones, por lo que detectar estas zonas con anterioridad es fundamental para la aplicación de medidas de mitigación.

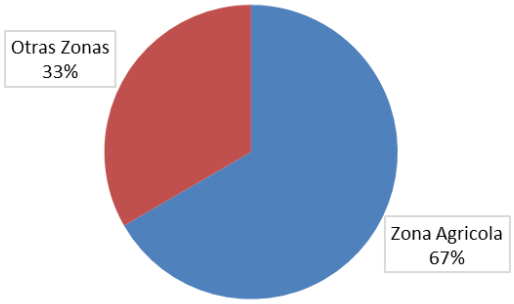


Figura D.16 Porcentaje de fallas OPE13 en zonas agrícolas

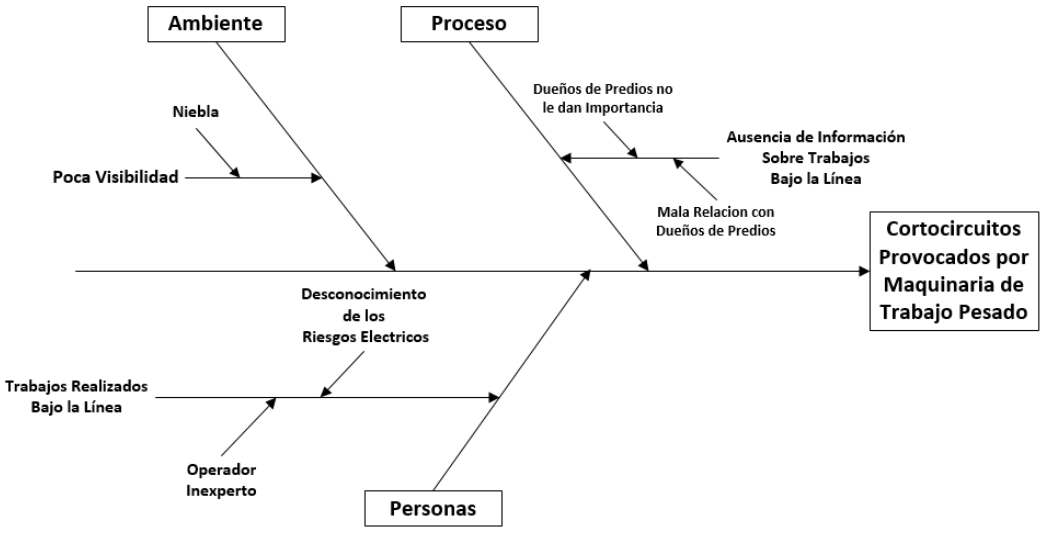


Figura D.17 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla OPE13

D.8 Código ACC

El código ACC agrupa las fallas con codificación ACC1, ACC2, ACC3, ACC4 y ACC5, las cuales hacen referencia a fallas provocadas por terceros de manera accidental, incluyendo el choque de vehículos aéreos o terrestres, actos temerarios y resultados indirectos de accidentes o trabajos, como deslizamientos de terreno.

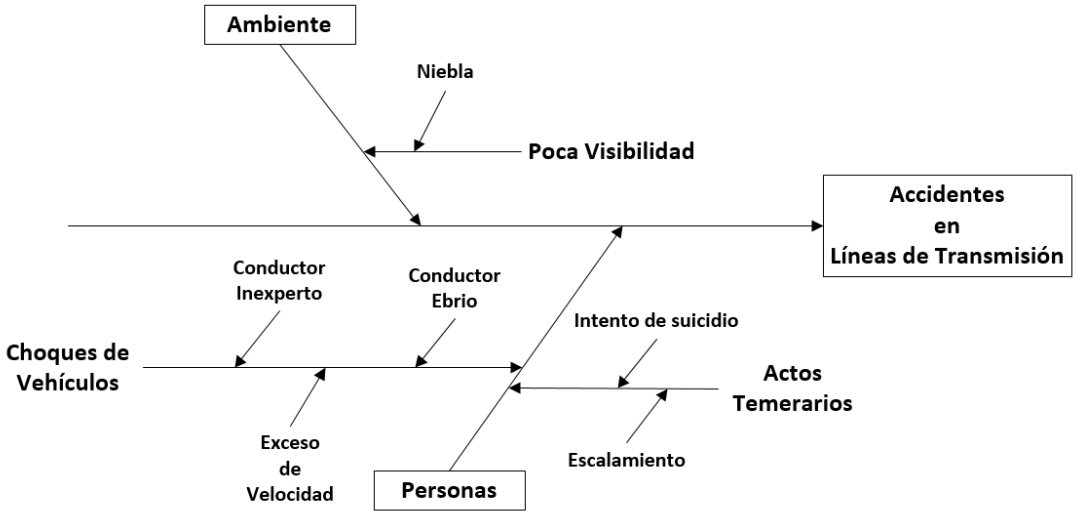


Figura D.18 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ACC

D.9 Normativa y Legislación

A continuación se exponen las normativas relacionadas al mantenimiento de líneas de transmisión con el fin de conocer los derechos y deberes que se poseen como área de mantenimiento, así también revisar las normativas relacionadas a las fallas de interés.

D.9.1 Deberes y Derechos

La servidumbre eléctrica de una línea de transmisión impone derechos y deberes, tanto a los dueños de los predios donde se emplazan así como a la empresa encargada de las

instalaciones eléctricas. Estos deberes y derechos están regulados en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y su reglamento D.S Nº327 del año 1998.

En el caso de líneas de transmisión, la concesión tiene los siguientes derechos (Art. 51 LGSE):

a) Tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas.
b) Ocupar terrenos necesarios para el transporte de la energía.
c) Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas.
d) Ingresar al predio a efectuar reparaciones y mantenimientos necesarios.

Por otra parte, la concesión tiene el deber de mantener las instalaciones en buen estado según el Art 205 del D.S Nº327.

> "Es deber de todo operador de instalaciones eléctricas en servicio, sean de generación, transporte o distribución, y de todo aquel que utilice instalaciones interiores, mantenerlas en buen estado de conservación y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas" (Art 205 del D.S Nº327).

De la misma forma el propietario tiene las siguientes obligaciones:

a) "Permitir la entrada a inspectores y trabajadores debidamente identificados para efectuar reparaciones, incluidos los materiales necesarios para estos trabajos" (Art. 56 LGSE).
b) "No hacer plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de las servidumbres. De infringir esto, el propietario de la instalación podrá realizar las reparaciones a costa del dueño del suelo" (Art. 57 LGSE).
c) "Si no existen caminos adecuados para la unión del camino público o vecinal más próximo con el sitio ocupado por las obras, el concesionario tendrá derecho a que el dueño del suelo le otorgue una servidumbre de transito por los predios que sea necesario ocupar para establecer el camino de acceso" (Art. 58 LGSE).

Los artículos mencionados anteriormente plantean un trasfondo al mantenimiento de las instalaciones eléctricas, entregando el deber de ser inspeccionadas y mantenidas periódicamente, además de ser reparadas cuando corresponda. En este sentido, el artículo 205 del reglamento LGSE conecta la responsabilidad externa con la responsabilidad interna para un modo de falla, un ejemplo de esto es la ocurrencia de fallas ANI1 por primera vez considerándolo como un caso fortuito. Sin embargo, este evento debe despertar la alerta de la empresa concesionaria y tomar medidas mitigantes afín de la no reiteración del modo de falla en la misma zona, traspasando la responsabilidad de un segundo evento a la concesionaria.

Así también, los dueños de los predios donde se emplazan las líneas de trasmisión tienen el deber de permitir el ingreso del personal, para reparar y mantener las instalaciones, situación que a experiencia del personal del área de mantenimiento no siempre se cumple a cabalidad, entorpeciendo las actividades de mantenimiento correspondientes y aumentando los tiempos de respuesta antes eventos de falla.

D.9.2 Normativa Técnica NSEG 5 E.n. 71

La norma técnica NSEG 5 E.n. 71, también conocida como "*Ley de Corrientes Fuertes*", es el documento que rige los principales parámetros técnicos que se encuentran relacionados con el diseño de las líneas de transmisión.

Por otra parte, esta normativa habla sobre el manejo de la vegetación presente en la servidumbre, indicando lo siguiente:

a) "Los árboles que están en la proximidad de líneas aéreas en conductor desnudo deben ser o bien derribados o bien podados suficientemente para no exponer esas líneas a un peligro." (Art 111.1 NSEG 5 E.n. 71)
b) "En las líneas de categoría C, la distancia entre los conductores y los árboles vecinos será igual a la altura de los árboles, pero no inferior a 5 metros." (Art 111.4 NSEG 5 E.n. 71)

c) “Se permite la existencia de árboles frutales debajo de las líneas de las categorías B. o C., siempre que el propietario de dichos árboles los mantenga en forma que su altura no sobrepase 4 metros sobre el suelo.” (Art 111.5 NSEG 5 E.n. 71)

d) “Los concesionarios podrán retirar de la vecindad de la línea toda vegetación o material que pueda poner en peligro la línea en caso de incendio.” (Art 111.6 NSEG 5 E.n. 71)

Este artículo está directamente relacionado al modo de falla ARB, estableciendo el actuar frente a las especies arbóreas presentes en la servidumbre, sin embargo la ejecución de las podas están limitadas por agentes externos, un ejemplo de esto es la restricción los trabajos de tala, rebajes o podas en arboles ornamentales por parte de las municipalidades en áreas públicas o dueños de sectores privados. Otro ejemplo de esto es la limitación por parte de la “*Corporación Nacional Forestal*” (CONAF), de intervenir sobre especies protegidas, las cuales solo pueden ser realizadas resguardando la vida de la especie encontrada.

ANEXO E ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Emplazamiento geográfico de las líneas del sistema de transmisión zonal Chilquinta 1

Figura 1.2 Cantidad de Fallas por Año en el Sistema 2

Figura 1.3 Fallas por Responsabilidad Interna 3

Figura 1.4 Fallas de responsabilidad Externa 3

Figura 3.1. Diagrama λ-MTTR para fallas del sistema de transmisión zonal (STxZ). 12

Figura 3.2. Diagrama λ-ENSM para fallas del sistema de transmisión zonal (STxZ). 14

Figura 4.1 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo anual para los modos de falla del sistema de 44kV. 18

Figura 4.2 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo único para los modos de falla del sistema de 44kV 20

Figura 4.3 Diagrama λ-MTTR con bloque de tiempo único y códigos agrupados 22

Figura 4.4 Diagrama λ-ENSM con bloque de tiempo único para los modos de falla del sistema de 44kV. 24

Figura 4.5 Diagrama λ-ENSM con bloque de tiempo único y códigos agrupados 25

Figura 5.1. Estaciones Climatológicas y su Radio de Influencia Estimado (10km). .. 31

Figura 5.2. Perfil de precipitaciones acumuladas para un año promedio 32

Figura 5.3. Accesibilidad las líneas según el tipo de restricción de entrada, presentada de manera gráfica. 39

Figura 5.4.Vision grafica de los niveles de riesgo para caga línea del sistema de 44kV. 40

Figura 6.1. Selección de modos de falla para la aplicación de mejoras en sus planes de mantenimiento 49

Figura 6.2. Diagrama Causa-Efecto para electrocución de Aves..... 51

Figura 6.3. Zonas con riesgo de falla según habitad de aves 54

Figura 6.4. A) Línea Las Vegas-FFCC Los Andes y sus ubicaciones de fallas ANI1 - B) Zona a - C) Zona b - D)Zona C..... 56

Figura 6.5. Vista general línea Las Vegas-Rungue; Fallas del tipo ANI1 en la línea. 57

Figura 6.6. Vista general línea Chagres-Los Ángeles; Fallas tipo ANI1 en la línea .. 57

Figura 6.7. División del sistema de 44kV en la priorización de instalación de elementos de protección avifauna. 62

Figura 6.8 Imagen termografía con punto caliente en Bx1 64

Figura 6.9. Diagrama Causa-Efecto para el corte de la línea por fatiga de material. . 65

Figura 6.10. Tramos y circuitos estudiados, líneas desenergizadas han sido omitidas. 66

Figura 6.11. Perfil de carga anual promedio línea Chagres-Los Ángeles..... 68

Figura 6.12. Perfil de carga anual promedio linea Las Vegas-FFCC Los Andes 69

Figura 6.13 Perfil de carga horario para una semana hábil tramo Chagres-Catemu (noviembre a marzo) 71

Figura 6.14. Perfil de carga horario para una semana hábil tramo Chagres-Catemu (abril a octubre)..... 71

Figura 6.15. Perfil de carga horario en semana hábil línea Las Vegas-FFCC Los Andes (noviembre a marzo); Máxima carga posible por un circuito. 73

Figura 6.16 Perfil de carga horario en semana hábil línea Las Vegas-FFCC Los Andes (abril a octubre) 73

Figura 6.17. Diagrama Causa-Efecto para Fallas del tipo ARB 76

Figura 6.18. Relación de la entrada y salida de datos con la gestión y ejecución..... 78

Figura 6.19. Esquema general del sistema 79

Figura 6.20. Composición del Reporte General 81

Figura 6.21. Ejemplo Reporte General línea Las Vegas-FFCC Los Andes..... 81

Figura 6.22. Ejemplo de Planilla de Inspecciones línea Las Vegas-FFCC Los Andes. 83

Figura 6.23. Ejemplo de Planilla de Intervenciones de Especies Arbóreas 83

Figura D.1 Esquema de ave sobre línea de 44kV Las Vegas- Rungue estructura 16. 107

Figura D.2 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ANI1 108

Figura D.3 Árboles bajo la línea 44kV Chagres-Los Ángeles E73-E74..... 109

Figura D.4 Arboles con proyección de caída Línea 110kV San Antonio - Tap Algarrobo E201-E202 109

Figura D.5 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ARB 110

Figura D.6 Tensiones de ruptura en condiciones de incendio en diferentes vegetaciones [6] 111

Figura D.7 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla INC1 111

Figura D.8 Eventos climáticos relacionados a fallas CLI1 112

Figura D.9 Vórtices formados por el impacto del viento sobre un conductor [7] 113

Figura D.10 Esquema de Galloping en una línea de transmisión [7]..... 113

Figura D.11 Esquema de un efecto de Ice jumping entre dos torres de alta tensión [8] 114

Figura D.12. Proceso de flameo por contaminación [9] 115

Figura D.13 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla DIS1 116

Figura D.14.Puntos propensos a corrosión; Línea 44kV Las Vegas-Rungue estructura E30 117

Figura D.15 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla OPE10 117

Figura D.16 Porcentaje de fallas OPE13 en zonas agrícolas 118

Figura D.17 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla OPE13 118

Figura D.18 Diagrama Causa-Efecto para el modo de falla ACC 119

ANEXO F ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Resumen de tiempos de vida de los circuitos del sistema de transmisión zonal Chilquinta. 2

Tabla 5.1. Niveles de riesgo asociados a demanda y respaldos en las líneas del sistema de 44kV. 28

Tabla 5.2. Alertas según nivel de precipitación 29

Tabla 5.3. Relación entre estaciones climatológicas y líneas del sistema de 44kV. 30

Tabla 5.4. Precipitaciones acumuladas para un año promedio 32

Tabla 5.5. Priorización de estaciones según precipitaciones acumuladas. 33

Tabla 5.6 Cantidad de Días con precipitaciones para un año promedio 33

Tabla 5.7. Priorización de estaciones según cantidad de días con precipitaciones 34

Tabla 5.8. Priorización de las estaciones según la cantidad de días con alerta. 34

Tabla 5.9. Puntuación total considerando las tres variables en estudio. 35

Tabla 5.10. Indicadores de riesgo final según efecto climático. 35

Tabla 5.11. Categorización de los Tipos de Restricción de Entrada. 37

Tabla 5.12. Categorización de los Tipos de Accesos Viales 37

Tabla 5.13. Numero de estructuras según tipo de restricción de entrada y priorización de cada línea. 39

Tabla 5.14. Niveles de riesgo según tipo de acceso vial de cada línea 40

Tabla 5.15. Priorización Final de las Líneas según la Accesibilidad a estas 41

Tabla 5.16. Equivalencia entre estación climatológica y línea de transmisión. 43

Tabla 5.17. Matriz de Riesgo según Demanda y Respaldo 43

Tabla 5.18. Matriz de Riesgo según Efecto Climatológico 44

Tabla 5.19. Niveles de Riesgo según la Accesibilidad a las Líneas 44

Tabla 5.20. Matriz de Riesgo de Factibilidad de Mantenimiento según Demanda, Clima y Accesibilidad..... 45

Tabla 6.1. Resumen de Fallas ANI1 en el Sistema de 44kV. 53

Tabla 6.2. Priorización del sistema de 44kV para instalación de elementos de protección avifauna, Ordenadas según Prioridad y luego alfabéticamente..... 58

Tabla 6.3. Datos técnicos manguera aislante de silicona. 59

Tabla 6.4. Costo de instalación de manguera aislante empresa Simantec.S.A.; UF aproximada a $27.000 59

Tabla 6.5. Resumen general costo de total de material por etapas 60

Tabla 6.6. Detalle costos de material Etapa 1 separado por línea. 60

Tabla 6.7. Detalle costos de material Etapa 2 separado por línea. 60

Tabla 6.8. Detalle costos de material Etapa 3 separado por línea. 61

Tabla 6.9. Detalle costos de material Etapa 4 separado por línea. 61

Tabla 6.10. Cantidad de estructuras en la priorización de instalación de elementos de protección avifauna 62

Tabla 6.11.Promedio mensual de carga porcentual en lineas de 44kV para el año 2016. Verde:Factible ; Rojo:Factible y Sobrecarga. 67

Tabla 6.12. Factibilidad de termografía linea Chagres-Los Angeles. 68

Tabla 6.13. Factibilidad de termografía línea Las Vegas-FFCC Los Andes 69

Tabla 6.14. Factibilidad de termografía en horario habil linea Chagres-Los Angeles tramo Chagres Catemu 70

Tabla 6.15. Factibilidad de termografía en horario habil linea Las Vegas-FFCC Los Andes 72

Tabla 6.16. Factibilidad de inspección termográfica en líneas de 44kV 74

Tabla 6.17. Niveles de Priorización de Intervenciones..... 80

Tabla 6.18. Valor en UF por actividad, validos hasta año 2020. 84

Tabla 6.19. Estimación de Costos de Intervenciones año 2017 para la línea Las Vegas - FFCC Los Andes 84

Tabla 6.20. Estimación de Costos de Intervenciones año 2018 para la línea Las Vegas - FFCC Los Andes. 85

Tabla 6.21. Resumen de costos anuales por inspecciones de especies arbóreas; *UF estimada $27.000 pesos..... 85

Tabla 6.22. Costos por ENSM para cada modo de falla. 88

Tabla 6.23. Costos por reparación y servicios relacionados a una falla. 89

Tabla 6.24. Valores máximos de multa según la gravedad de infracción; UTM aproximado a $47.000..... 90

Tabla 6.25. Costos totales de falla sin considerar multas. 91

Tabla 6.26. Comparación de costos de implementación y costos por falla 91