

Universidad de Valparaíso
Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas
Ingeniería Civil Industrial



**Desarrollo de Metodología
para evaluar y gestionar el Riesgo Operativo
(EMPRESA MODELO CHILECTRA S.A.)**

por

**Patricio Galdames Garrido
Richard Herrera Fernández**

Tesis para optar al título de
Ingeniero Civil Industrial
y Grado de
Licenciado en Ciencias de la Ingeniería

Prof. Guía Samuel Varela

Mayo, 2010

Dedicatoria

Dedicamos este trabajo y les expresamos nuestro reconocimiento a los seres que más amamos en este mundo; nuestras esposas por su estímulo, paciencia y tolerancia durante esas noches y fines de semana que dedicamos a este trabajo, a nuestros hijos por entender nuestras ausencias cuando nos necesitaron y no pudimos estar a su lado, a nuestros padres que imprimieron en nosotros la fuerza, el tesón y la perseverancia, valores que nos han acompañado en la vida y en especial en este esfuerzo.

Agradecimiento

Expresamos nuestro agradecimiento a Chilectra S.A. por brindarnos la información necesaria para la el planteamiento de nuestra Tesis.

Al Sr. Leonel Navarro por ser nuestro desinteresado guía en el planteamiento de diversos temas como, las variables recomendables para utilizar en la Lógica Difusa y sus opiniones en el análisis económico de los casos.

A todos los profesionales técnicos que participaron formando los paneles de expertos que permitieron recopilar los antecedentes necesarios para determinar los puntos críticos en las redes de la empresa modelo (Chilectra S.A) adaptándose a la aplicación el Método Delphi.

A aquellas jefaturas, que nos brindaron su apoyo y nos facilitaron el tiempo y los recursos para favorecer nuestros estudios.

A nuestros profesores, por el apoyo y tiempo dedicado, más allá de la formalidad a la que están comprometidos.

INDICE

• Glosario.....	5
• Lista de abreviaturas.....	9
• Lista de figuras	10
• Lista de Tablas	11
• Objetivo General	12
• Objetivos Específicos.....	12
• Resumen	12
• Introducción	14
1 Presentación de la Empresa Modelo Chilectra S.A.....	15
2 Riesgo Operativo en Empresa modelo y sus Variables Incidentes.	20
2.1 Problemática del Riesgo Operativo.....	20
2.2 Variables Incidentes	22
3 Definición de metodología para evaluar el riesgo operativo.....	28
3.1 Utilización de la Técnica Delphi.....	28
3.2 Utilización de diagrama de Ishikawa	30
3.3 Identificación de Amenazas y Vulnerabilidades.....	30
3.4 Dimensionamiento del peligro	36
3.5 Valoración del Impacto	37
3.6 Valoración del Índice de Riesgo y su representación gráfica	40
3.7 Niveles de Riesgo.....	41
3.8 Planes de acción a partir de los niveles de Riesgo.....	43
4 Aplicación de metodología del riesgo operativo y planes de acción mitigadores. ..	47
4.1 Determinación, medición y evaluación de puntos críticos en Empresa Modelo, Aplicando Técnica Delphi, Ishikawa y variables difusas.	47
4.1.1 Medida del Impacto	48
4.1.2 Amenazas y Vulnerabilidades para la Medida del Peligro	49
4.1.3 Evaluación del nivel de riesgo en Líneas de Transmisión.....	50
4.1.4 Evaluación del nivel de riesgo en Subestaciones de Poder.....	57

4.1.5	Evaluación del nivel de riesgo en sistemas de Protecciones.....	63
4.1.6	Evaluación del nivel de riesgo en Sistemas Network.....	67
4.1.7	Trazado del mapa de Riesgo.	71
4.2	Preparación de planes de acción para los puntos de Riesgo obtenidos.....	72
4.2.1	Diseño de Planes de Acción.....	72
4.2.2	Seguimiento	74
5	Evaluación económica de las implicancias del riesgo operativo.	75
5.1	Análisis Costo Beneficio	75
5.2	Evaluación económica del riesgo operativo	76
5.3	Formular planes de Mitigación para casos de menor índice de riesgo.	83
6	Conclusiones y recomendaciones	85
7	Anexos.....	86
	Anexo 1: Evaluación económica proyecto Builos y Los Almagros	86
	Anexo 2: Evaluación económica proyecto protecciones S/E Chepia	89
	Anexo 3: Evaluación económica proyecto Sistemas Network.....	92
	Bibliografía.....	95

- **Glosario.**

Riesgo Operativo: Riesgo que puede afectar el patrimonio y la continuidad de operación de una empresa ante una situación operacional no prevista.

Megawatts interrumpidos: Energía eléctrica no suministrada producto de una falla en el sistema.

Sensibilidad de los clientes: Propensión de un cliente a iniciar acciones civiles legales ante un hecho que considere que lo afectó y perjudicó.

Técnica Delphi: Técnica que mediante el consenso basado en la discusión de expertos permite concluir a partir de los datos y experiencia recogidas.

Grupo Delphi: Grupo de expertos en un tema específico, que aplicarán la metodología Delphi.

Peligro: Combinación de las amenazas y vulnerabilidades a que está expuesta una red eléctrica.

Índice de riesgo: par ordenado que resulta de la combinación entre el peligro y el impacto.

Niveles de Riesgo: rangos de valores del riesgo definidos en 4 regiones de un diagrama polar.

Panel de expertos: Grupo de personas especialistas en un tema, reunidas para analizar y concluir.

Diagrama de Ishikawa: Llamado también diagrama causa – efecto, que permite mediante la representación gráfica, que facilita el análisis de problemas y sus soluciones.

Lluvia de ideas: Herramienta de trabajo grupal que facilita la generación de ideas originales en un ambiente relajado.

Amenazas: variable que permite valorar los eventos a los que está expuesta la red eléctrica, con origen en eventos naturales humanos, no humanos y operacionales.

Vulnerabilidades: Variable que permite valorar las debilidades propias de las redes eléctricas.

Impacto: Variable que conjuga lo que puede producir una falla en términos económicos.

Variables difusas: conjunto de calificadores lingüísticos que miden las variables de entrada de un sistema, identificando los factores que califican el riesgo

Lógica difusa: Lógica basada en los cuantificadores del lenguaje (ejemplo: mucho, muy, poco).

Plan Comunicacional: Estrategia de comunicación para mantener el posicionamiento y la imagen de una empresa ante su público objetivo.

Mapa de Riesgo: Imagen bidimensional polar, donde se representa el índice de riesgo operativo de los puntos críticos de una empresa.

Planes de Acción: Medidas que permiten mitigar o eliminar el riesgo operativo en una empresa.

Análisis de Riesgo: Estudio de las causas de posibles amenazas, vulnerabilidades e impactos que estas puedan producir.

Análisis de Falla: Proceso de recolección y análisis de datos para determinar la causa de una anomalía en un sistema eléctrico.

Variables incidentes: Variables difusas de las cuales depende el valor del riesgo operativo.

Proceso de Fuzzificación: Proceso de transformación de los valores de las variables reales a los grados de pertenencia en sus correspondientes valores lingüísticos en los conjuntos difusos.

Plan Reactivo: Medidas de acción inmediata, para enfrentar los riesgos operativos de mayor criticidad.

Plan Operacional: Medidas tendientes a aliviar el sistema eléctrico afectado por una falla.

Decisión Estratégica: Medida para minimizar los efectos de un riesgo operativo.

Puntos Críticos: Zonas que presentan un alto nivel de riesgo operativo.

Puntos sensibles: Zonas factibles de convertirse en puntos críticos.

Criterio de planificación n-1: Normativa interna cuya estrategia permite operar en condiciones de falla del sistema eléctrico ante una simple contingencia, con menos unidades.

Subestaciones de Poder: Instalaciones donde se concentran los equipamientos para la distribución de energía eléctrica de A.T. y de gran potencia.

Subestaciones de Interconexión: Instalación de A.T. con transformación de los niveles de tensión 220 a 110 kV donde se produce la compra de energía entre la empresa generadora y la Distribuidora.

Subestaciones de Bajada: Instalación de A.T. donde la transformación se produce desde los niveles de A.T. (220, 110 y 44 kV) a la tensión de distribución que es la M.T. (12 y 23 kV).

Líneas de Transmisión: Línea de A.T. de mas de 50 km que no posee derivación y que se utiliza para transmitir la energía eléctrica entre dos puntos

Líneas de subtransmisión: Línea de A.T. de menos de 50 km que posee derivaciones y que se utiliza para transmitir la energía eléctrica entre dos puntos.

Líneas de Simple Circuito: Línea de alta tensión, que posee un solo circuito.

Líneas de Doble Circuito: Línea de alta tensión que posee dos circuitos.

Capacidad de Transmisión: Capacidad de una línea de alta tensión de transmitir determinada potencia eléctrica

Alta Tensión: Voltaje que se encuentra ente los rangos de 220 a 44 kilovolts.

M.T.: Voltaje que se encuentra entre los rangos de 23 a 12 Kv.

Sistemas de Protecciones: conjunto de protecciones que operan en forma coordinada formando parte de un sistema de protecciones eléctricas.

Redes Network: Líneas de media tensión de alimentación subterránea que posee una configuración de red enmallada.

Cámara: Obra civil subterránea destinada a direccional, distribuir y mantener los cables de media tensión.

kV: Unidad de medida de voltaje eléctrico expresada en Kv.

MW: Unidad de medida de potencia eléctrica expresada en Mega watts.

Generación: creación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica

Puntos calientes: Puntos o uniones eléctricas defectuosas que causan elevación de temperatura considerablemente mayor a otro punto similar inmediatamente adyacente y que puede transformarse en una falla.

Capacidad de Respaldo: Facultad de las instalaciones de alta tensión que mediante sistemas redundantes permiten resguardar la potencia para la cual fueron diseñadas originalmente.

MVA Interrumpidos: Potencia aparente interrumpida a causa de una falla o anomalía en el sistema.

Tiempo de restablecimiento: Tiempo en el cual un sistema eléctrico de potencia se demora en ser vuelto a la normalidad

GIS: Equipos encapsulados en compartimentos sellados y presurizados con gas SF₆.

Celdas de Media Tensión: Compartimentos cerrados de media tensión diseñados para contener equipos de maniobra para la distribución de la energía eléctrica.

Gas de Hexafluoruro de Azufre: Gas incoloro e inodoro cuyas cualidades como aislante permiten su utilización en equipos de alta tensión.

Alimentadores: Cables o líneas de media tensión que salen de una subestación de poder y suministra la energía para la red de distribución domiciliaria.

Barra: Elemento conductor desde el cual salen derivaciones, que mediante equipos de maniobra se interconectan con los Alimentadores

Acoplador de barras: Equipo de maniobra que permite interconectar 2 barras eléctricas.

Microprocesadores: circuito integrado que contiene algunos o todos los elementos hardware, y el de CPU en un computador.

Relés: o relevador, del francés relais, relevo, es un dispositivo electromecánico, que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

Equipos de maniobra: Aparato eléctrico que permite conectar o desconectar un circuito energizado.

Protecciones eléctricas: Dispositivos eléctricos que tienen la función de comandar un equipo de maniobra para desconectar una instalación eléctrica de forma rápida cuando existe una falla. La operación la realiza en un tiempo lo suficientemente corto como para no provocar daños graves a las personas o equipos.

Sistemas de control: conjunto de componentes de protección eléctrica que pueden regular su propia conducta o la de otro sistema con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, de modo que se reduzcan las probabilidades de fallos y se obtengan los resultados buscados.

Termografía: La termografía es una técnica que permite medir temperaturas exactas a distancia y sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar.

Cargabilidad: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

- **Lista de abreviaturas**

RO: Riesgo Operativo, Riesgos Operativos
IR: Índice de Riesgo, Indices de Riesgo
AT: Alta Tensión
MT Media Tensión
Kv Kilo Volts
MW: Megawatts, unidad de medida de la potencia eléctrica activa
CGE: Empresa Eléctrica “Compañía General de Electricidad”
SF6: Gas Hexafloruro de Azufre
GIS: Gas Insulation Switchgear, Celda de alta tensión aislada con gas
MVA: Mega volts amperes, unidad de medida potencia eléctrica aparente
S/E: Subestación
SS/EE:Subestaciones

- **Lista de figuras**

Figura 3.1 Esquema de riesgo comparativo sistema de distribución actual y futuro.....	31
Figura 3.2– Condiciones de exposición de la red eléctrica	32
Figura 3.3– Universo de puntos sensibles de una Red Eléctrica	33
Figura 4.1 Línea Chepia – C° Nasa 110 kV	52
Figura 4.2 - Línea Lo Pardo – Curico 44 kV.....	53
Figura 4.3 - Línea San Pedro – Lo Pardo 110 kV	54
Figura 4.4 – Diagrama CAUSA – EFECTO para el proceso de Líneas de Transmisión	55
Figura 4.5 - Banco Transformadores de poder Subestación Los Almagros 220/110 kV	58
Figura 4.6 - Equipo encapsulada en SF6 de Subestación Los Conscriptos 110/12 kV	59
Figura 4.7 - Celdas de Media tensión 12 kV de Subestación Los Conscriptos.....	60
Figura 4.8 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Subestaciones de Poder	61
Figura 4.9 - Sistema de control y Protecciones en Subestación Chepia 220/110 kV	64
Figura 4.10 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Protecciones	65
Figura 4.11 - Cámara Cables subterráneos en Network Subestación San Cristóbal	68
Figura 4.12 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Sistemas Network.....	69
Figura 4.13 – Mapa de Riesgos para todos los puntos sensibles	71
Figura 5.1 – Análisis financiero proyecto BUILOS con multa leve.....	78
Figura 5.2 - Análisis financiero proyecto BUILOS con multa severa.....	78
Figura 5.3 - Análisis financiero proyecto CHEPIA con multa leve	80
Figura 5.4 - Análisis financiero proyecto CHEPIA con multa severa.....	80
Figura 5.5 - Análisis financiero proyecto Network con multa Severa.....	82
Figura 5.6 - Análisis financiero proyecto Network con multa leve.....	82
Figura 7.1 – BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.....	86
Figura 7.2 - BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el año 15 después de implementación de una solución.....	87
Figura 7.3 - BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.	88
Figura 7.4 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.....	89
Figura 7.5 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en la mitad del periodo de implementación de una solución.	90
Figura 7.6 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.	91
Figura 7.7 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.	92
Figura 7.8 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia en la mitad del periodo de implementación de una solución.	93
Figura 7.9 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.	94

- **Lista de Tablas**

Tabla 3.1 - Formulario de encuesta para análisis de riesgo operativo	29
Tabla 3.2 - valorización de Vulnerabilidades para un conjunto 1	36
Tabla 3.3- Clasificación del Peligro de ocurrencia del impacto.....	37
Tabla 3.4 - Escala de calificación del tamaño del impacto	38
Tabla 3.5 – Grupos de Calificación del impacto	38
Tabla 4.1 – Medida del impacto.	48
Tabla 4.2 – Identificación de amenazas.	49
Tabla 4.3 – Factores de Vulnerabilidad.	49
Tabla 4.4 – Encuesta de análisis de riesgo operativo en Líneas de transmisión	50
Tabla 4.5 – Índice de Riesgos para el proceso de Líneas de Transmisión.	56
Tabla 4.6 – Encuesta para análisis de Riesgo Operativo en Subestaciones de Poder.....	57
Tabla 4.7 – Índice de Riesgo para el Proceso de Subestaciones de Poder.....	62
Tabla 4.8 – Encuesta de análisis de riesgo en sistemas de protecciones.	63
Tabla 4.9 – Índice de Riesgos para el proceso de Protecciones.	66
Tabla 4.10 - Encuesta análisis de riesgo en los Sistemas Network.	67
Tabla 4.11 – Índice de Riesgo Operativo para el proceso Sistemas Network.....	70
Tabla 5.1 – Datos económicos para Evaluación proyecto BUILOS y LOS ALMAGROS.....	77
Tabla 5.2 – Beneficios esperados proyecto BUILOS y LOS ALMAGROS.	77
Tabla 5.3 – Datos económicos para evaluación proyecto CHEPIA.	79
Tabla 5.4 – Beneficios esperados proyecto CHEPIA.	79
Tabla 5.5 – Datos económicos para evaluación de Proyecto Sistemas Network.	81
Tabla 5.6 – Beneficios esperados en proyecto Sistemas Network.	81

- **Objetivo General**

Desarrollar una metodología que permita evaluar el Riesgo operativo en una empresa y proponer planes de acción para gestionarlo.

- **Objetivos Específicos.**

- Recopilación de los potenciales puntos críticos de una red de distribución eléctrica.
- Medición y evaluación del nivel de riesgo basado en un Índice de Riesgo (IR).
- Evaluación económica del riesgo operativo
- Proponer planes de acción para mitigar los riesgos operativos.

- **Resumen**

Las empresas de Distribución eléctrica, tienen en sus redes puntos de riesgo que hacen vulnerables sus instalaciones, que las exponen a importantes impactos por multas cursadas por la autoridad, por el aumento de los costos de operación y disminución de ventas ante interrupciones de servicio.

La continua búsqueda de métodos que permitan minimizar la ocurrencia de fallas y/o disminuir las consecuencias de las mismas, hace que estas empresas que hoy son ejemplo en su negocio, deban aprender que para ser líderes en materia de Confiabilidad y Calidad, convengan trabajar en la creación de una organización con una fuerte cultura en la detección de problemas y la optimización de procesos, con énfasis en aquellos que presenten mayores impactos en el negocio.

Por tal motivo, es necesario que las empresas eléctricas cuenten con un sistema de análisis para valorar y posteriormente anular o minimizar el riesgo operativo (RO) de sus redes, que represente una alternativa efectiva y eficiente para realizar estudios que permitan aumentar la confiabilidad de los procesos.

Esta tesis desarrolla una metodología para evaluar y gestionar el RO al que se encuentran expuestas las redes del sistema eléctrico de una empresa distribuidora de electricidad. Se toman como base el número de clientes afectados, algunas fallas históricas y la energía interrumpida. El desarrollo de esta metodología se hará utilizando la experiencia e información de Chilectra S.A.

Los objetivos específicos ponen énfasis en la recopilación de datos que permitan determinar potenciales puntos críticos de las redes y en torno a estos, medir el nivel de RO basado en un índice de riesgo (IR), para posteriormente evaluar en términos económicos la disminución del riesgo, trazando planes de acción para mitigar sus efectos, a través de propuestas apoyadas en planes de inversión futura o de procedimientos que permitan controlar el RO.

El desarrollo de esta metodología plantea el uso de herramientas de análisis para medir niveles de riesgo basado en índices de riesgo, identificando los factores que califican el riesgo a través de los métodos Delphi e Ishikagua, obteniendo desde el sistema eléctrico de Chilectra los puntos sensibles, mediante criterios de impactos técnicos en las instalaciones, probabilidad de ocurrencia y efectos en el patrimonio.

- **Introducción**

Las redes de las empresas eléctricas de Distribución, conviven con múltiples puntos de riesgos que hacen vulnerables sus instalaciones y pueden tener un impacto importante en su patrimonio.

El impacto que puede producir una falla, por daños a las instalaciones, pérdida de margen por no suministrar servicio eléctrico a los clientes y multas cursadas por la autoridad, se pueden medir y cuantificar de acuerdo a algunas magnitudes claves como, número de clientes afectados, megawatts (MW) interrumpidos, duración de la falla y sensibilidad de los clientes, la que se expresa numéricamente estimando multas o pagos por demandas civiles.

Otros factores que deben considerarse corresponden, a la definición del peligro en las redes, que combina las amenazas a las que están expuestos los componentes de la red y las vulnerabilidades que presentan estas. Las amenazas se valoran en función de los eventos a los que está expuesta la red (acciones del hombre, medio ambiente y las operativas del sistema). A las vulnerabilidades se les asignaran valores que permitirán cuantificar las “debilidades” de las redes según el estado físico en que se encuentran.

Considerando los factores mencionados, esta tesis elabora una metodología que permite identificar, evaluar y priorizar los puntos críticos que requieren planes de acción, actuaciones de emergencia y/o proyectos de inversión, que mitiguen y anticipen los efectos del RO.

1 Presentación de la Empresa Modelo Chilectra S.A.

Referencia Histórica

La Compañía Chilena de Electricidad Ltda. nació como empresa privada de distribución de energía eléctrica el 1° de septiembre de 1921, producto de la fusión de Chilean Electric Tramway and Light Co. (fundada en 1889) y la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, que operaba desde 1919 en Santiago.

Entre 1929 y 1931, South American Power Co., compró y asoció varias entidades eléctricas que funcionaban en la zona central del país, entre ellas a la Compañía Chilena de Electricidad Ltda.

En los años siguientes se incorporaron a la compañía instalaciones de otras sociedades que también operaban dentro del sector de concesión, se llegó a cubrir lo que es hoy la V Región y Área Metropolitana, que en conjunto representaban casi la mitad de los habitantes del país.

La empresa fue estatizada el 14 de agosto de 1970, mediante la Ley n° 17.323 que autorizó a la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) a adquirir todas las acciones y bienes. Desde 1971 se llamó Compañía Chilena de Electricidad S.A.

Posteriormente en 1981 fue dividida en:

Una Casa Matriz; Compañía Chilena de Electricidad S.A. (Chilectra S.A.). y Tres filiales.

a.- Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. (Chilectra Metropolitana S.A.) que proveería de energía eléctrica al Área Metropolitana.

b.- Compañía Chilena de Distribución Eléctrica Quinta Región S.A. (Chilectra Quinta Región), que atendería Valparaíso y el Valle del Aconcagua.

c.- Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación), que mantuvo las funciones de generación y transporte de energía.

Durante 1983, la compañía inició un proceso de reprivatización que culminó en Agosto de 1987 con la totalidad del capital accionario en el sector privado. Producto de este proceso, en noviembre de 1987, se creó la primera filial de la compañía; Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., que en mayo de 1994 se constituyó como: Chilectra S.A.

La Consolidación en el Mercado Nacional

Chilectra se constituyó en el principal exponente del mercado de la energía eléctrica nacional, en este contexto, el 30 de septiembre de 1996 adquirió la Empresa Eléctrica de Colina S.A.,

(hoy Empresa Eléctrica de Colina Ltda.), ubicada en la zona norte del área de concesión de la compañía.

Esta misma consolidación en el país, se vio reflejada en el Decreto N° 621 que publicó el ministerio de Economía en el Diario Oficial, el 8 de enero de 1997, donde le otorgó de manera definitiva la concesión que le permitía distribuir energía eléctrica en la provincia de Chacabuco, este aumento del área de concesión significó para la empresa abarcar 663 Kms² adicionales, con ello alcanzó a 2.118 Kms².

En el sector oriente de la capital, Chilectra a través de la filial Luz Andes S.A., (hoy Luz Andes Limitada), el 11 de agosto de 1998, suministró energía eléctrica al centro invernal Valle Nevado. Asimismo, el mismo año, adquirió el 100 por ciento de los activos de la Empresa Municipal de Electricidad de Lo Barnechea, que le permitió distribuir a los recintos de Farellones, El Colorado y La Parva.

Marco Regulatorio que afecta a las empresas de Distribución Eléctrica.

Hoy en día la incidencia del precio de la energía eléctrica en un consumidor cualquiera en general es poco significativa, dado que los precios han venido sostenidamente a la baja y que éstos se comparan razonablemente a nivel internacional.

El problema actual no está en el precio de la electricidad, y se acentúa esta conclusión porque se aprecia que la regulación pone énfasis en los precios y no en la disponibilidad, consecuentemente esto no estimula las inversiones.

Los protagonistas principales en el tema del suministro eléctrico son las empresas concesionarias y los consumidores, quienes debieran tener normas que sean satisfactorias para ambas partes. Las empresas se ven forzadas a invertir para cumplir los estándares exigidos por la autoridad, donde la presión se ve reflejada, en parte, en las sanciones que consideran los distintos reglamentos. Cuando una empresa no cumple con las exigencias de calidad impuestas por la autoridad existen sanciones que van desde multas en dinero hasta la caducidad de la concesión.

Por otra parte, la Ley 19.613, otorga facultades a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y desde su promulgación incrementó en forma importante el monto máximo de las multas que puede aplicar y permite una discrecionalidad en la aplicación de las mismas, no existiendo una reglamentación que pueda hacer efectivo el tema de las compensaciones, vale decir, que quien incumple, es el que debe pagar directamente sin necesidad de judicializar el tema para poder repetir hacia las generadoras.

Visión, misión y valores de la empresa modelo

Con el escenario y limitaciones descritas, Chilectra enfrenta numerosos desafíos de cara al futuro, y es por ello que ha tratado de definir un norte claro para guiar su actuar. Se ha

propuesto metas que le permitan cumplir las exigencias de sus clientes, la autoridad y la comunidad, cimentando bases sólidas para hacerlo.

Cuenta con una visión, una misión y valores; que involucran a sus trabajadores y colaboradores, haciéndolos parte de sus valores, pretendiendo arraigarlos en la organización de tal manera que le permitan tener confianza en los retos que se impone.

Su visión es: “Ser la mejor empresa de servicios de Chile”.

Para proyectar esa visión, considera que tiene la ventaja de haber avanzado muchísimo en el camino para obtenerla, pues como organización se atrevió a entrar a los hogares de sus clientes, a sus lugares de estudio y de trabajo, estando presentes en cada una de sus actividades, compartiendo sus inquietudes y aspiraciones, presentándoles las soluciones de una empresa moderna, ágil e innovadora.

Definiendo su visión como guía y carta de navegación permanente, desea cumplir con su misión fundamental, que es ser un actor importante, para que las personas mejoren su calidad de vida y con ello construir una relación de respeto y aprecio por parte de los usuarios, accionistas, la comunidad y las autoridades.

Es así como se ha planteado la Misión de:

“Crear valor, entregando calidad a las personas, energía y soluciones innovadoras a sus clientes”.

Y los siguientes valores.

Liderazgo

- Ser una organización de referencia en sus mercados.
- Crear valor para su público objetivo.
- Mantener un crecimiento sostenible.

Orientación al cliente

- Escuchar y anticiparse a las necesidades de las personas.
- Facilitar la calidad de vida de sus clientes.
- Proteger y proyectar su marca y reputación

Excelencia operacional

- Contar con objetivos y metas compartidas.
- Basarse en la eficiencia, innovación y una sólida cultura de ejecución.
- Conjugar la excelencia del negocio básico con el desarrollo de nuevos negocios.
- Ofrecer ofertas innovadoras para sus clientes.

Compromiso con la comunidad

- Fomentar actividades que permitan obtener mutuos beneficios.
- Cuidar el medio ambiente y la calidad de vida de las personas.
- Ser transparentes en su actuación y gestión.

Trabajo en equipo

- Crear condiciones organizacionales que fomenten un clima laboral de trabajo en equipo.
- Promover la gestión y retención del talento del personal propio y colaboradores.
- Desarrollar visiones compartidas con sus colaboradores bajo los principios de mutua responsabilidad y transparencia.

Cuidado de las personas

- Impulsar una cultura de prevención, seguridad y salud laboral.
- Desarrollar entornos seguros y saludables para sus trabajadores.
- Asegurar la conciliación de la vida laboral y familiar de las personas.
- Promover la igualdad de oportunidades en sus equipos de trabajo

Compatibilización del marco regulatorio con la visión, misión y valores

Desde el punto de vista del RO, para ser consecuente con las exigencias que le son impuestas y conjugarlas con su visión, misión y valores, en el marco del valor de la excelencia operacional, se ve la necesidad de optimizar la utilización de las instalaciones existentes con el propósito de optimizar las inversiones.

Para ello, precisa abordar la siniestralidad de la infraestructura evaluando y disminuyendo los tipos de riesgos, aplicando una metodología relacionada con la Planificación y explotación, que son los que tienen directa relación con el ejercicio de la utilización de la red y también con otros tipos de riesgos tienen más relación con el entorno, la comunidad y la autoridad.

En los próximos capítulos, será desarrollada la metodología enunciada en el párrafo anterior que le permita afrontar el RO.

2 Riesgo Operativo en Empresa modelo y sus Variables Incidentes.

Riesgo Operativo

El RO es la pérdida potencial producida por fallas en los procesos internos, recursos humanos y sistemas, así como las originadas en factores externos, fuera del control empresarial. En el caso de las compañías eléctricas se entenderá por RO de Redes Propias a las condiciones de las redes actuales y futuras que podrían impedir otorgar el suministro a clientes y usuarios bajo condiciones que no son frecuentes o nunca han sido experimentadas antes. En algunos casos, aunque un riesgo podría haberse encontrado previamente, podría no haber registro de su existencia.

2.1 Problemática del Riesgo Operativo

Las empresas de distribución de electricidad, tienen en sus redes puntos de riesgos que hacen vulnerables sus instalaciones, con un importante impacto en los costos de operación y disminución de ventas por interrupciones de servicio. La búsqueda continua de tareas que permitan minimizar la ocurrencia de fallas y/o disminuir las consecuencias de las mismas hace que estas empresas que hoy son ejemplo en su negocio, deban aprender que para ser líderes en materia de confiabilidad y calidad, deben trabajar en la creación de una organización con una fuerte cultura en solución de problemas y optimización de procesos, con énfasis en aquellos que presenten mayores impactos en el negocio.

Por tal motivo, se hace necesario para las empresas eléctricas contar con una metodología para evaluar y gestionar el RO de sus redes, que represente una alternativa efectiva y eficiente hacia realizar estudios con resultados que den confiabilidad en los procesos.

La problemática abordada por esta tesis se efectúa centrada en una empresa distribuidora de energía eléctrica, pero también es aplicable a otro tipo de actividades (empresas proveedoras de bienes o servicios) que carecen de una metodología que permita medir y evaluar el RO, determinando el impacto económico que este significa en sus instalaciones, con ocasión de fallas de gran envergadura que se manifiesten en prolongados periodos de interrupción del servicio, y la carencia de planes de acción para reducir dicho riesgo.

La falta de esta metodología, hace permeables a las empresas eléctricas, pues no permite proveer con antelación los recursos necesarios para enfrentar el RO de las redes.

Las redes de las empresas eléctricas de Distribución, conviven con múltiples riesgos, el impacto que puede producir una falla, en términos de daño a las instalaciones y la pérdida de suministro para los clientes, se puede medir y cuantificar de acuerdo a algunas magnitudes claves como, número de clientes afectados, energía no suministrada, duración de la falla,

multas, demandas civiles, daños en las propias instalaciones y aumento en los costos de operación.

Considerando los factores mencionados, es necesario elaborar una metodología efectiva que permita identificar, evaluar y priorizar los pocos críticos (los riesgos más significativos) que requieren planes de acción, actuaciones de emergencia y/o proyectos de inversión, que mitiguen y anticipen los efectos del RO.

En el riesgo de no dar suministro se identifican dos escenarios:

- Sistema eléctrico Futuro
- Sistema eléctrico Actual

El análisis de riesgo debe ser considerado como un instrumento importante de gestión y planeamiento, ya que sin él, muchas empresas eléctricas podrían no estar conscientes de la importancia de los problemas resultantes de incidencias o eventos y enfrentar así riesgos muy elevados que podrían ocasionar perjuicios, con pérdidas en su patrimonio y bajas en su rentabilidad.

Todos los riesgos comparten tres características esenciales:

1. Forman parte del futuro y no han ocurrido todavía
2. Son inciertos y podrían no ocurrir
3. Importarían si ocurriesen

El análisis de RO habita en una zona diferente de la diaria vivencia de la empresa, y se centra en los eventos de extraña ocurrencia, los que no tienen que ver con la conexión de nuevos clientes, las fallas comunes de alimentadores, el sistema de transmisión ni el mantenimiento. Esta forma el análisis pretende obtener un acercamiento detallado de las situaciones casi irreparables o de eventos casi inimaginados, mediante una representación gráfica y/o tabular de ellos.

Ahora bien, al considerar los agentes que pueden provocar incidencias que deriven en la salida de servicio de algún componente de la red, se hace necesario definir algunos conceptos respecto a los riesgos como los que se presentan a continuación:

- Riesgos en la red actual.
- Riesgos vinculados a la Planificación y Explotación de la red
- Inherentes a los Criterios de Planificación: Riesgo “aceptado” en los Criterios de Planificación (n-1, simple contingencia).
- Rebosamiento de límites de Riesgo Técnico: Se refieren a los límites de Riesgo Técnico que se utilizan para identificar “Puntos Críticos” de la red, considerados en el dimensionamiento de las instalaciones, ya sea para satisfacer

- la demanda en condiciones normales de Operación (condición n), como ante simple contingencia por ejemplo (condición n-1).
- Postergación / eliminación de Inversiones: eventualmente se producen por retraso en la ejecución de obras o por recortes de presupuesto.
 - Incertidumbre intrínseca en modelos: Presentes en cualquier estudio en que se deben hacer supuestos, mediciones o cálculos (pronósticos de demandas, cálculos, error de equipos de medida, análisis de escenarios, etc.).
 - Riesgos vinculados al diseño de equipos e instalaciones
 - Accidentes de Personas (ingreso furtivo a subestaciones, choques de vehículos, caída de conductores energizados, etc.).
 - Incendios y Explosiones (acumulación de gas en cámaras subterráneas, sobrecalentamiento de instalaciones hacinadas, etc.).
 - Campos Electromagnéticos (no se garantizan las distancias de seguridad, inducción en estructuras metálicas como rejas, bancas de plaza, tenderos de ropa mojada, etc.).
 - Otros similares
 - Riesgos vinculados al entorno
 - Peligros producidos por actos de vandalismos, catástrofes naturales, etc.
 - atentados: derribamiento de torres, bombas en subestaciones, etc.
 - Vandalismo: Alambres lanzados sobre las redes, cadenas, etc.
 - Hurtos o saqueos de instalaciones
 - Terremotos
 - Tornados, vendavales
 - etc.

2.2 Variables Incidentes

Introducción a las variables difusas

La mayoría de los procedimientos y herramientas que se utilizan actualmente para manipular la información a través de variables, se basan en los principios de la lógica aristotélica formalizada de manera matemática por las leyes de Boole y de Morgan, durante el siglo XIX; campo que se conoce como lógica matemática. Uno de sus principios fundamentales es la ley de la no contradicción o del tercero excluido, lo cual define un sistema de lógica binaria, la pertenencia completa o no a un conjunto.

La necesidad de una nueva lógica, la materializaron a comienzos del siglo XX Jan Lukasiewicz y Max Black, con la lógica difusa y el análisis de la vaguedad que encontró una relación con la lógica clásica, posteriormente, Lofti Zadeh, a mediados de la década de los sesenta, sentó las bases de la lógica polivalente y el cálculo de la incertidumbre, mediante la

definición de conjunto difuso a partir de **la idea de pertenencia gradual**, denominada por el propio Zadeh teoría de la posibilidad, la cual proporciona una base matemática para modelar el razonamiento humano.

En el caso de un modelo para **decisiones de actuación**, se busca que el instrumental analítico **sea consistente con los sistemas de valoración humanos** y su percepción, **más que el formalismo y exactitud matemática**, ya que los sistemas de valoración humanos son imprecisos, vagos y tienen el problema de que no pueden ser capturados de forma directa por la precisión matemática convencional. Precisamente, en la búsqueda de modelos que tengan en cuenta estas realidades **surge la utilidad de la lógica difusa** como un modelo matemático que permite utilizar conceptos relativos a la realidad siguiendo patrones de comportamiento similares al pensamiento humano.

En el campo de la toma de decisiones, y en general **en la vida real, existen hechos que no se pueden definir como totalmente verdaderos o totalmente falsos**, sino que tienen un grado de verdad o falsedad. Como se indicó en un párrafo anterior, la lógica clásica no es la más adecuada para tratar este tipo de razonamientos, ya que excluye por completo una tercera posibilidad.

Un sistema de lógica difusa convierte variables de entrada (cuantitativas y cualitativas) en variables lingüísticas a través de funciones de pertenencia o conjuntos difusos, los cuales son evaluados mediante un conjunto de reglas difusas del **tipo si-entonces**. Luego las salidas del sistema se convierten en valores nítidos mediante un **proceso de concreción**, que permiten brindar información para la toma de decisiones. Un sistema de lógica difusa utiliza cualquier tipo de información y la procesa de manera similar al pensamiento humano; por ello, **los sistemas de lógica difusa son adecuados para tratar información cualitativa, inexacta e incierta**, que permiten, además, tratar con procesos complejos, haciéndola una alternativa para modelar problemas de toma de decisiones [Zadeh75]

Por que no utilizar la probabilidad

El Riesgo se define en dos dimensiones: incertidumbre y efecto en los objetivos empresariales. Es común usar los términos "**probabilidad**" e "**impacto**" para describir estas dos dimensiones, y evaluar el significado de cualquier riesgo dado que significa considerar ambos. Es relativamente sencillo evaluar el efecto en los objetivos, puesto que esto requiere meramente definir la situación después que el riesgo ha ocurrido, y entonces imaginar lo que ocurre: "¿Si este riesgo ocurre, cuál sería el efecto?" La Probabilidad no es tan fácil. Del mismo modo, los gestores del riesgo experimentan repetidamente dificultad en evaluar la probabilidad de que un riesgo dado podría ocurrir. Hay varias razones para esto:

Incetidumbre: Se intercambian palabras diferentes para describir la dimensión de la incertidumbre de un riesgo, tales como "probabilidad", "frecuencia", "lo más probable" o el "azar". De hecho estos no significan la misma cosa, y la confusión puede surgir si los términos son mal utilizados. Por ejemplo, "frecuencia" describe cómo a menudo un evento o un conjunto de circunstancias se espera que ocurran basados en la experiencia previa, tanto en un

periodo de tiempo (p.e. una vez por año) como en un número de intentos (p.e. siete de diez). Así pues la frecuencia aplica realmente a eventos repetibles. Esto no es lo mismo que la "probabilidad" que es un término estadístico que describe cómo es de probable que ocurra un evento sencillo incierto o un conjunto de circunstancias. Una solución es usar un término más general tal como "lo más probable", y reconocer dos variantes llamadas "probabilidad" (para eventos sencillos) y "frecuencia" (para eventos repetibles).

Subjetividad. La evaluación de la probabilidad requiere formarse una opinión sobre un evento futuro o sobre un conjunto de circunstancias que no han ocurrido todavía. Personas diferentes tendrán visiones diferentes del futuro, y no hay una "única respuesta correcta" puesto que el futuro no ha ocurrido todavía. La probabilidad de riesgo no puede medirse, solo estimarse. Las Evaluaciones del futuro incierto están influenciadas por muchos factores, incluyendo filtros de percepción, medios de motivación, medios cognitivos, o medios heurísticos subconscientes. La solución aquí es darle un enfoque basado en el equipo, explorando diferentes perspectivas, examinando suposiciones subyacentes, y alcanzando el consenso siempre que sea posible. Los orígenes de los medios deberían ser entendidos también y corregidos donde sea posible.

Carencia de datos. Algunos riesgos **nunca han sido experimentados antes**, especialmente aquellos relativos a los aspectos únicos de las instalaciones. En otros casos, incluso aunque un riesgo podría haberse encontrado previamente, **podría no haber registro** de su existencia.

Direccionar estas insuficiencias requiere el reconocimiento de que en algunas áreas no se tiene experiencia relevante previa. Todo esto es importante por dos razones:

- La evaluación de probabilidad incorrecta significa que los riesgos serán priorizados de forma equivocada, conllevando al fallo para centrarse en los riesgos más significativos, selección de respuestas inapropiadas, inhabilidad para gestionar los riesgos de forma efectiva, y pérdida de confianza en el proceso de riesgos.
- La evaluación de la probabilidad de riesgo acertada mejora el entendimiento de cada riesgo, permitiendo la priorización adecuada, mejor selección de la respuesta, mejor efectividad en la gestión del riesgo, y un alcance más fiable de los objetivos del proyecto y del negocio.

Es necesario entender los problemas asociados con la evaluación de probabilidad, y llevar a cabo alguna acción para **direccionarlos, utilizando el lenguaje y los formatos apropiados**, identificando y gestionando los recursos predispuestos, la experiencia, la efectividad del proceso de evaluación de la probabilidad, y monitorizando el desempeño de la gestión del riesgo para determinar la exactitud de la probabilidad de riesgo evaluada.

La aplicación de los conceptos descritos en el párrafo anterior adquieren especial relevancia cuando se cuenta con información imprecisa e insuficiente, y no resulta concluyente utilizar **instrumentos estadísticos, su insuficiencia no permite obtener resultados significativos**. La lógica difusa surge precisamente para tratar con este tipo de problemas y lograr darles una solución óptima. De esta forma, una combinación entre un sistema de lógica difusa y la

experiencia o conocimiento que tienen los responsables de tomar las decisiones es una excelente manera de obtener buenos resultados [Klirk&Yuan95].

“Las condiciones extremas o absolutas asumidas por la lógica formal son sólo un caso particular dentro del universo de la lógica difusa. Esta última permite ser relativamente impreciso en la representación de un problema y aun así llegar a la solución correcta” [Klirk&Yuan95].

“Los pasos esenciales para el diseño de un sistema difuso son (Jang et al., 1997; Kasavov, 1998; Kosko, 1994)” [Celikyilmaz&Burhan08].:

1. Identificación del tipo de problema y el tipo de sistema difuso que mejor se ajusta a los datos.
2. Definición de variables de entrada y salida, sus valores difusos y sus funciones de pertenencia, parametrización de variables de entrada y salida).
3. Definición de la base de conocimiento o reglas difusas.
4. Obtención de salidas del sistema mediante la información de las variables de entrada utilizando el sistema de inferencia difuso.
5. Traslado de la salida difusa del sistema a un valor nítido o concreto mediante un sistema de defusificación.
6. Ajuste del sistema validando los resultados.

Proceso de fusificación.

En esta primera etapa, se definen las variables tanto de entrada como de salida del sistema (variables lingüísticas), sus valores lingüísticos y sus funciones de pertenencia. Este proceso también es llamado parametrización. La expresión variables lingüísticas se refiere a conceptos o variables que pueden tomar valores ambiguos, inexactos o poco claros, por ejemplo, la variable lingüística rentabilidad puede tomar los valores lingüísticos "baja, media y alta", que tienen un significado semántico y que se pueden expresar numéricamente por medio de funciones de pertenencia.

De esta manera, se puede hablar formalmente de conjunto difuso como:

Sea: X el universo de valores que puede tomar la variable x , un elemento cualquiera de X

$A(X)$: colección de elementos x pertenecientes a X .

Si X es una colección de objetos denotados genéricamente por x , entonces el conjunto difuso A en X es definido como el conjunto de pares ordenados:

$A = \{[x, \mu_A(x)] / x \in X\}$ [Zadeh75].

Variables Difusas en el Riesgo Operacional

Las siguientes son las definiciones incorporadas a la gestión del RO y las variables relacionadas con estos conceptos.

Punto Sensible

Elemento de la red calificada como Punto Sensible (PS), que en caso de falla causa que se superen los estándares determinados por cada empresa como Alto Impacto. Los puntos sensibles pueden ser: Redes de Transmisión, Transformadores, convertidores, Equipos de Subestación y Alimentadores importantes.

Impacto

Valoración numérica del efecto de una falla en un punto sensible sobre: Clientes, Duración de la interrupción, Volumen o cantidad del servicio interrumpido y Sensibilidad de los Clientes.

Amenaza

La **Amenaza** permitirá valorar los eventos a los que está expuesta la red, clasificadas en tres categorías:

- Naturales Humanas: se refieren a las acciones del hombre: Vandalismo, Terrorismo, Obras de Terceros.
- Naturales no humanas: relacionadas con el medio ambiente: Vientos, Lluvias, Rayos, Nieve, Sismos, Contaminación, Temperatura, Salinidad y Vegetación.
- Operacionales: condiciones operativas particulares a las que podría verse sometida la red: red en Emergencia por Mantenimiento, Red en Emergencia por Operación y Despacho de Energía Débil.

Vulnerabilidad

La Vulnerabilidad permitirá valorar las “debilidades” propias de las redes, según el estado físico en que se encuentran las instalaciones: Estructuras, Aisladores, Conductores, Puestas a tierra, Franjas de servidumbre.

Peligro

El Peligro será la relación operatoria entre las Amenazas y Vulnerabilidades que permitirá evaluar para cada punto sensible, el riesgo que se materialice una falla sobre un punto sensible.

Índice de Riesgo Operativo

El Índice de Riesgo, interpreta la gravedad de un Punto Sensible y quedará definido sobre una gráfica polar que determina el nivel de riesgo, de manera proporcional a la distancia del PS con respecto al origen.

Evento

Incidente o situación que podría ocurrir en un lugar específico en un intervalo de tiempo particular.

Causa (¿Porque puede suceder?)

Medios, circunstancias y agentes que generan los riesgos.

Consecuencia (¿Como podría materializarse el riesgo?, ¿Que podría ocurrir?)

Conjunto de efectos derivados de la ocurrencia de un evento expresado cualitativa o cuantitativamente, sean pérdidas, perjuicios, desventajas o ganancias.

Riesgo = Evento + Causa + Consecuencia

3 Definición de metodología para evaluar el riesgo operativo

Metodología.

En la definición de esta metodología, se plantea el uso de herramientas de análisis como medición de niveles de riesgo basado en índices de riesgo utilizando como instrumento final las variables difusas descritas en el capítulo 2, identificando los factores que califican el riesgo (Diagrama de Ishikawa), como la carencia de datos y la subjetividad, obteniendo de los expertos y/o responsables conocedores del sistema eléctrico de Chilectra los puntos sensibles (Técnica Delphi), que afectan las instalaciones. Será necesario entonces contar con antecedentes de la misma, específicamente respecto a sus procesos y en torno a estos, medir el nivel de riesgo.

3.1 Utilización de la Técnica Delphi

Conocida como técnica de predicción del futuro, se aplica mediante la reunión de un grupo de expertos para abordar los distintos peligros. Estos expertos son quienes mejor los conocerán y, por tanto, los más indicados para responder a los desafíos que plantea el futuro.

Los pasos a seguir para utilizar esta herramienta son los siguientes:

- 1^{er} Paso: Establecer el equipo adecuado para llevar a cabo esta tarea.
- 2^o Paso: Identificar el riesgo. El tema debe definirse con claridad para comunicarlo apropiadamente a los miembros del grupo Delphi.
- 3^{er} Paso: Elaborar un cuestionario que se centrará con precisión sobre el tema en cuestión y buscará respuestas de los expertos a aspectos técnicos específicos planteados por el equipo.
- 4^o Paso: Reunir un panel de expertos para el grupo Delphi. Es importante designar a aquellos expertos capaces de brindar ayuda para dar respuesta a ciertos cuestionarios relativos al problema potencial.
- 5^o Paso: Realizar la primera ronda de encuestas y tabular los resultados, enviar el cuestionario a todos los miembros del grupo Delphi y recopilar las respuestas para resumirlas.
- 6^o Paso: Realizar la segunda ronda de encuestas a los miembros del grupo Delphi, resumir y sintetizar los resultados comunicándolos al grupo.

7° Paso: Realizar la tercera ronda de encuestas y tabular los resultados. Cada paso va centrándose con más precisión en las perspectivas de la materialización del riesgo.

8° Paso: Interpretar los resultados. El equipo estudiará e interpretará los resultados de las tres rondas; a partir de este ejercicio, el equipo preparará la predicción del riesgo detectado.

El formulario 3.1 corresponde a la encuesta que se utilizará como base para recoger las preguntas que ayudarán finalmente a elaborar el diagrama de CAUSA - EFECTO.

Tabla 3.1 - Formulario de encuesta para análisis de riesgo operativo

ITEM	PREGUNTAS	RESPUESTAS
1	¿Cuál es su mayor preocupación ante una falla, que le pudiese dificultar la reposición rápida del servicio?	
2	¿Por qué?	
3	¿Cuál es su percepción de la probabilidad de ocurrencia?	
4	¿Qué ocurre si pasa?	
5	¿Cuál es el impacto que provocaría?	
6	¿Cuánto tiempo tomaría reparar la falla?	
7	¿Qué elementos faltarían para reparar la falla rápidamente?.	
8	¿A cuantos clientes afectaría?	
9	¿Qué tipo de clientes se afectan?	
10	¿Qué multas podría aplicar la autoridad?	
11	¿En que estado están las instalaciones que son de su responsabilidad?	
12	¿Qué planes de acción existen para salvar la contingencia?	
13	¿Cuáles son las amenazas que cree pueden desencadenar una falla?	
14	¿Cuáles son las Vulnerabilidades que tienen las instalaciones?	

3.2 Utilización de diagrama de Ishikawa

También llamado diagrama de causa-efecto, facilitará el análisis de riesgos y sus soluciones en esferas como es la calidad de los procesos; su línea central, representará el riesgo a analizar.

Esta herramienta permitirá un análisis participativo con los grupos expertos, que mediante técnicas como la lluvia de ideas, sesiones de creatividad y otras, facilitará un resultado óptimo en el entendimiento de las causas que podrían originar el problema.

Consideraciones para la Definición de Eventos

- Deben definirse en función de la generación de exposiciones a **pérdida económica**.
- La exposición a pérdida, es una condición en la cual la empresa puede verse afectada por un evento que puede producirla.

3.3 Identificación de Amenazas y Vulnerabilidades

En un sistema que lleva energía eléctrica desde su centro de generación, haciendo transitar la energía a través de líneas de transmisión (Tx) para entregarlo a una red de distribución (Dx), requiere un análisis de riesgo de no suministro, partiendo desde una situación actual, proyectándose hacia una condición futura, identificando las amenazas y Vulnerabilidades.

El sistema actual sin medidas para mitigar el riesgo está expuesto a fallas de componentes que en la contingencia y/o a falta de capacidad ante crecimiento inesperado de la demanda, no permiten prever tal situación.

Es esencial proyectarse en forma permanente al sistema que se tendrá a futuro, donde incrementos de la demanda, vayan acompañados con criterios de planificación e inversión, que para efectos de esta Tesis será con revisiones anuales. La figura 3.1, permite apreciar esquemáticamente la condición actual versus una situación futura considerando los riesgos involucrados.

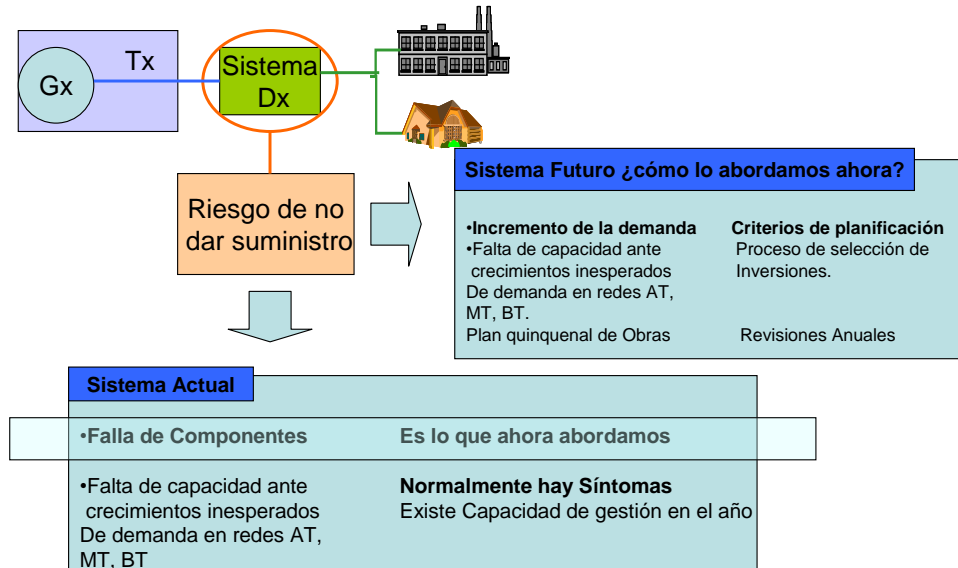


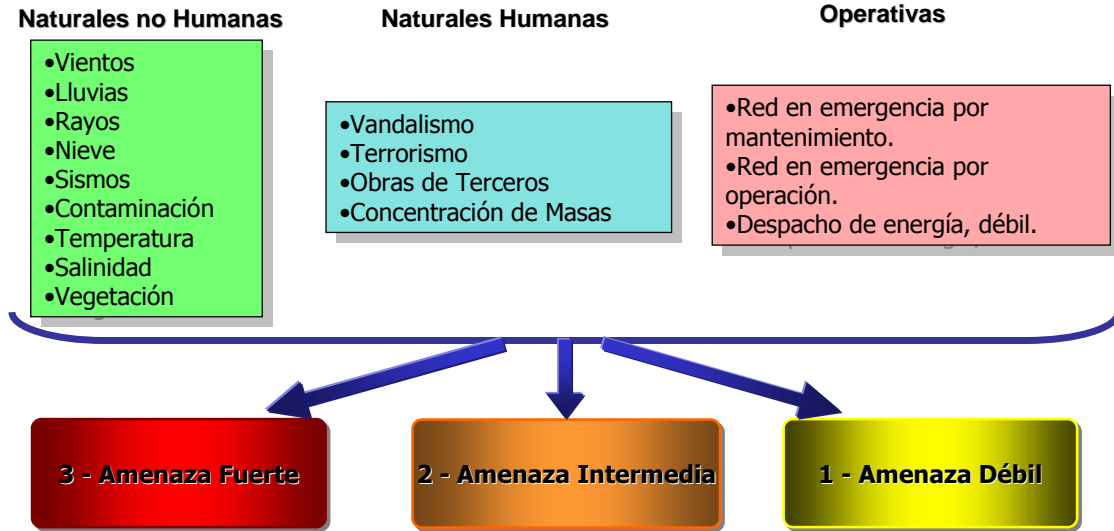
Figura 3.1 Esquema de riesgo comparativo sistema de distribución actual y futuro

Valoración de las Amenazas

Las Amenazas permiten valorar una cantidad acotada de condiciones adversas a las que está expuesta la red, en tres categorías: Naturales Humanas, Naturales No Humanas y Operacionales; que se refieren a acciones del hombre, del medio ambiente y de las condiciones operativas particulares a las que podría verse sometida la red.

Para cada Punto Sensible, las Amenazas se valoran en tres categorías: Débil, Intermedia o Fuerte. Esta valoración se representa, respectivamente, como un número del 1 al 3. valores que a su vez tendrán ponderadores.

La tabla 3.2 que se presenta a continuación, permite visualizar la valorización de estas variables



Representan las condiciones a las que puede estar expuesta la red

Figura 3.2– Condiciones de exposición de la red eléctrica

Medición de Las Amenazas (Ejemplo)

Las distribuidoras pueden dividir su universo de puntos sensibles en la cantidad de espacios, que denominaremos “**Mundos**”, que estime convenientes de acuerdo a las características comunes del entorno, debidamente sustentadas, y que sean afectadas por amenazas similares. Inclusive, cada punto sensible de la red (línea, transformador o equipo de subestación) podría ser un mundo particular. La figura 3.3 esquematiza el universo de puntos sensibles en que puede dividirse las amenazas



Figura 3.3– Universo de puntos sensibles de una Red Eléctrica

Para cada punto sensible de cada mundo, se califica como **Débil (1)**, **Intermedia (2)** o **Fuerte (3)**.

Valorización de la Amenaza, toma valores de 1 a 3.

Para cada punto sensible corresponde el promedio de la calificación dada a las amenazas, representada en la siguiente expresión:

$$Amenaza = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{n}$$

Donde “**C_i**” representa cada una de las amenazas identificadas en la evaluación de los puntos críticos, que estará valorizada de acuerdo al nivel de incidencia en el caso o mundo en estudio, y “**n**” nos señala la cantidad de amenazas individualizadas.

Un ejemplo de esto se puede observar en la tabla 3.4.



Figura 3.4 – Valorización de las amenazas.

Vulnerabilidades

Las Vulnerabilidades permiten valorar una cantidad acotada de “debilidades” de las redes propias, que en general están asociadas a los materiales, las características constructivas o el mantenimiento ejecutado, entre otros aspectos.

Para cada punto sensible en cada conjunto, se cualifica la vulnerabilidad como **Incipiente (1)**, **Menor (2)**, **Mayor (3)** ó **Fuerte (4)**, como se define en la figura 3.5

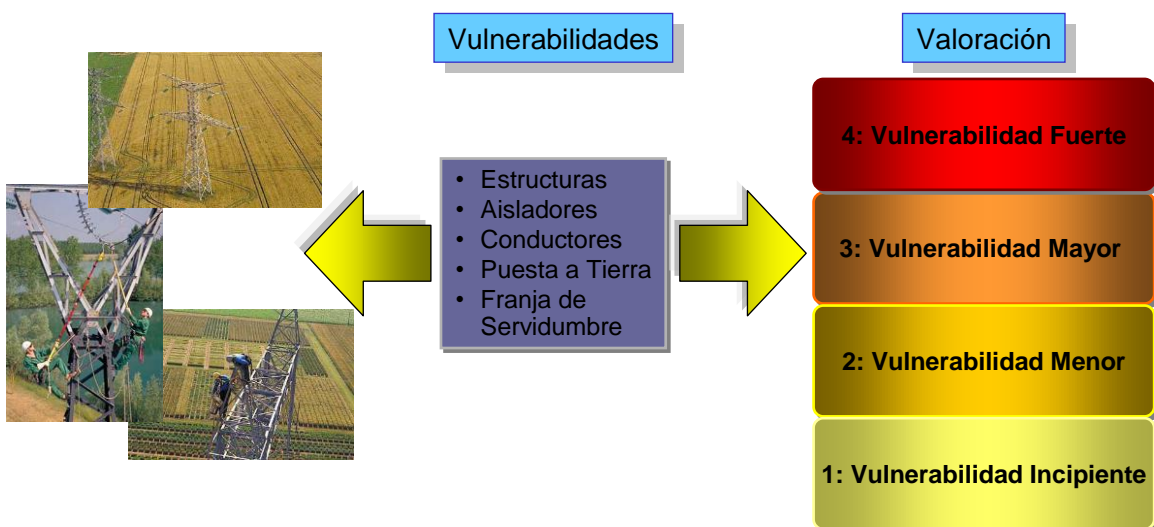


Figura 3.5 – Identificación y valorización de las Vulnerabilidades

Medición de las vulnerabilidades (Ejemplo)

Si bien la calificación del Grado de Vulnerabilidad, puede ser asignada de 1 a 4: Cada Distribuidora podrá dividir su universo de puntos sensibles en la cantidad de subconjuntos que desee, de una misma clase, por ejemplo pueden encontrarse varios conjuntos de líneas, y solo un conjunto de subestaciones. Inclusive, cada punto sensible de la red podría ser un conjunto particular.

Para cada conjunto, la distribuidora asignará las Vulnerabilidades propias, que sean aplicables. Para cada punto sensible, se califica la vulnerabilidad, tal como se indicó: **Incipiente (1)**, **Menor (2)**, **Mayor (3)** y **Fuerte (4)**.

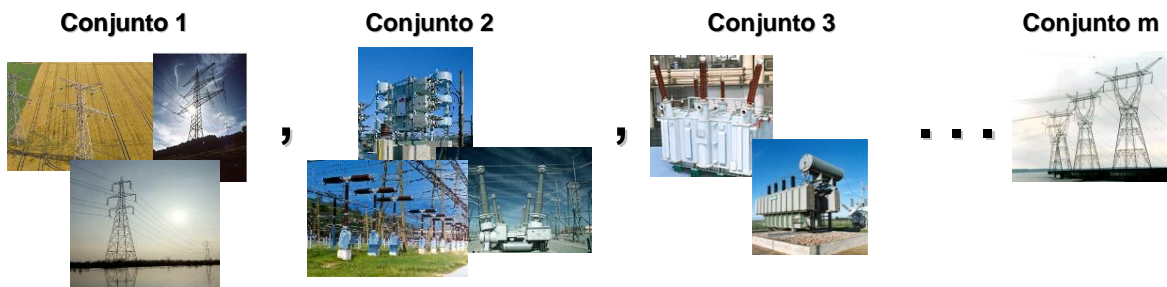


Figura 3.6 – Universo de Subconjunto de puntos sensibles

Valoración de la vulnerabilidad

Cada punto sensible corresponde al promedio de las debilidades asociada a la vulnerabilidad.

$$\text{Vulnerabilidad} = \sum_{i=1}^n \frac{V_i}{n}$$

Ejemplo de calificación del grado de vulnerabilidad, entre 1 y 4.

Para cada punto sensible, utilizando variables difusas, se calificarán aquellas vulnerabilidades de la red, definidas en los cuatro niveles.

Tabla 3.2 - valorización de Vulnerabilidades para un conjunto 1

Conjunto 1			
Vulnerabilidades	Línea A	Línea B	Línea C
Franja de servidumbre	4	1	1
Estructura	3	2	2
Aisladores	4	2	4
Conductores	3	1	4
Puesta a tierra	3	3	2
Valor de las Amenazas	3,4	1,8	2,6



3.4 Dimensionamiento del peligro

Se establece el **Peligro** de un riesgo inherente de acuerdo con la estimación de ocurrencia, según los factores **Amenaza y Vulnerabilidad**, debiendo valorarse considerando la percepción y experiencia en lo inherente a estos.

Combina la exposición a **Amenazas** de componentes de la red y las **Vulnerabilidades** que presentan ellos mismos.

A partir de las amenazas y las vulnerabilidades, se puede estimar el peligro, de tal forma que a mayor valor resultante, mayor es el riesgo para la red y este corresponde a la combinación, a través de la multiplicación, de dos fenómenos independientes entre si, en la figura 3.7 se plasma en forma gráfica mediante la variación de intensidad del color de las flechas, desde blanca a roja.

$$\text{Peligro} = \text{Amenaza} \times \text{Vulnerabilidad}$$

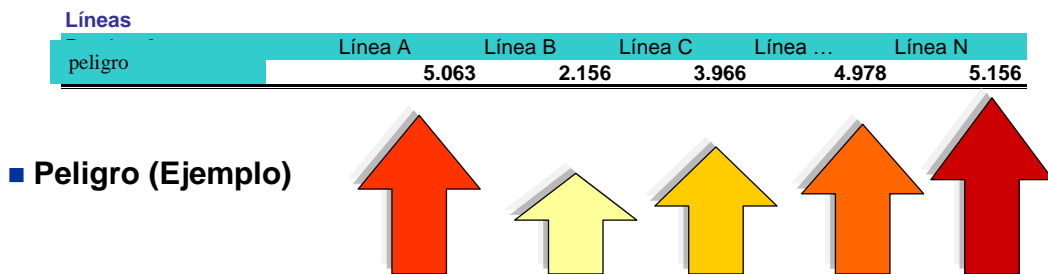


Figura 3.7 – Ejemplo de Valorización del peligro

3.5 Valoración del Impacto

Impacto de un evento calcula la gravedad de los efectos adversos, la magnitud de una pérdida, desventaja o el costo potencial de la oportunidad si el riesgo llega a materializarse.

El **Impacto** conjuga lo que puede producir una falla, en términos de la máxima pérdida de suministro para un cliente en cualquier instante, con la consecuente pérdida económica.

El Impacto es la cuantificación de los Factores Claves (Cantidad de clientes, MVA no suministrados, Duración de la falla y Sensibilidad de los clientes) involucrados en un evento.

Tabla 3.3- Clasificación del Peligro de ocurrencia del impacto

IMPACTO	VALOR	DESCRIPCION
Preocupante	1	La ocurrencia del evento no tendría efecto en la actividad ni sobre sus objetivos. El incidente no tiene significancia alguna.
Importante	2	La ocurrencia del evento causaría pérdidas menores o incrementos bajos en términos de costo y tiempo. Los requerimientos y objetivos pueden ser alcanzados. El incidente tiene una consecuencia estrictamente interna y de bajo impacto.
Grave	3	La ocurrencia del evento causaría pérdidas moderadas o incrementos en términos de costo y tiempo, pero los objetivos importantes pueden aún lograrse. El incidente tiene un impacto visible desde fuera del área (otras áreas del negocio, clientes o socios del negocio, público en general). Pero no es significativo en el cliente externo e interno.
Crítico	4	La ocurrencia del evento causaría fallas, pérdidas o consecuencias inaceptables para el logro de los objetivos fundamentales. Se afecta severamente el servicio al cliente, lo que destruye la confianza entre las partes afectadas (otras áreas del negocio, clientes, socios del negocio y el público en general): Puede ocasionar una masiva declinación del negocio.

Calificación del Impacto

El impacto se dimensionará calificando con variables difusas los efectos sobre cuatro categorías, utilizando además cuatro niveles definidos según las características de la Distribuidora a calificar. La tabla 3.3 muestra esta forma.

Tabla 3.4 - Escala de calificación del tamaño del impacto

Categorías	Preocupante 1	Importante 2	Grave 3	Crítico 4
C ₁ : Clientes afectados después de 1 hora				
C ₂ : Duración de la interrupción				
C ₃ : Sensibilidad de Clientes				
C ₄ : MVA interrumpidos después de 1 hora				

- Valores característicos por Compañía
- Interpretación del impacto equivalente en cada Compañía

Cada Distribuidora podrá definir escalas de impacto por zonas dentro de su área de concesión, por ejemplo, escalas diferenciadas para sectores urbanos y rurales, con el objetivo de cubrir la diversidad de impactos que pueden darse en las diferentes zonas, esto, como se muestra en la tabla 3.4 y 3.5, se puede apreciar una categorización de preocupante, importante, grave y crítico en la existencia de n grupos.

Tabla 3.5 – Grupos de Calificación del impacto

Categorías	Grupo 1 (Urbanos)				Grupo 2 (Rurales)				Grupo n (Otros)			
	Preocupante 1	Importante 2	Grave 3	Crítico 4	Preocupante 1	Importante 2	Grave 3	Crítico 4	Preocupante 1	Importante 2	Grave 3	Crítico 4
C ₁ : Clientes afectados después de 1 hora	1.000 3.000	3.000 5.000	5.000 7.000	>7.000	10000 20.000	20.000 40.000	40.000 50.000	>50.000	70.000 100.000	100.000 150.000	150.000 200.000	>200.000
C ₂ : Horas duración de la falla	> 2	> 5	> 8	> 12								
C ₃ : Sensibilidad de los clientes afectados	> 8	> 55	> 50	> 100								
C ₄ : Potencia no suministrada	Baja	Media	Alta	Muy Alta								

Los puntos sensibles de los distintos grupos podrían tener una calificación similar con una gran diferencia en la cantidad de clientes afectados, pero, a modo de ejemplo, el Metro de Santiago, miembro del Grupo 1, no es muy representativo en Duración, Clientes y MVA, pero sí en Sensibilidad:

Consideraciones para la calificación del Impacto.

Para reflexionar respecto a las calificaciones de impacto que se aplicarán a las tablas indicadas, deberá construirse el gráfico que se muestra en el esquema de la figura 3.8. Este considerará la cantidad de usuarios afectados, que corresponderá a los usuarios que continúan sin servicio después de un tiempo determinado. En el caso del gráfico, se considera una hora (este tiempo es calificado como normal en la Operación de red de la empresa modelo). Si la normalización de la falla ocurre antes del tiempo determinado, no será considerado un punto sensible.

El gráfico muestra la demanda y número de clientes servidos antes de la falla y aquellos clientes y demanda que no pudo ser recuperada después de una hora.

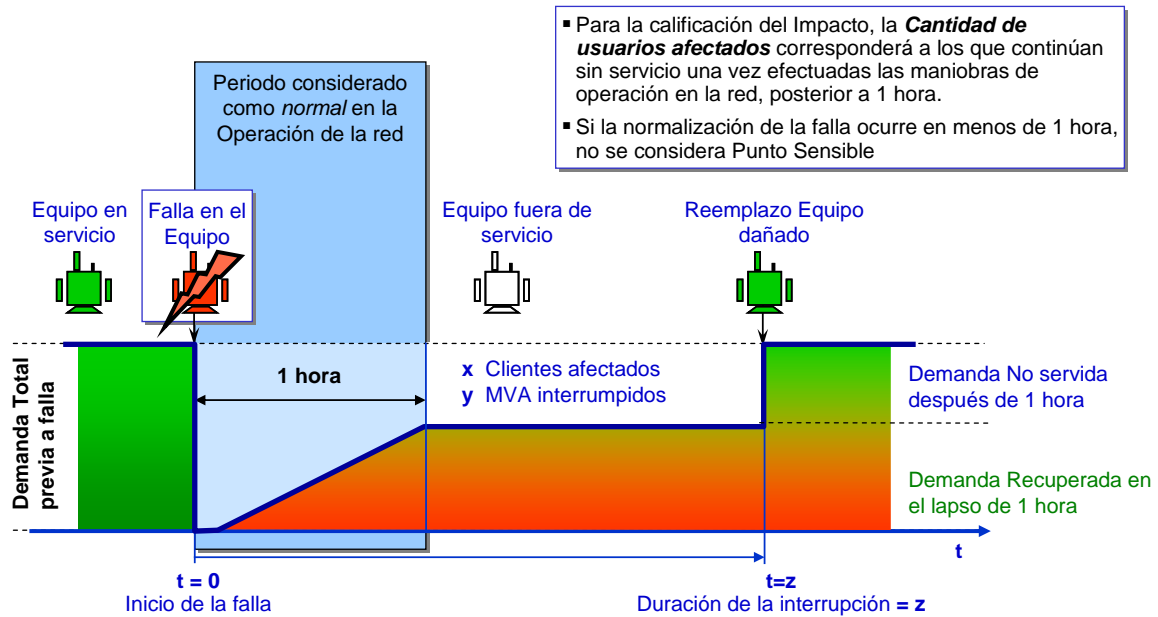


Figura 3.8 – Ciclo de una falla en una red eléctrica

Valoración del Impacto

A cada punto sensible le corresponde el promedio de la calificación de Impacto, como se indica en la siguiente expresión.

$$\text{Impacto} = K \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{n}$$

La constante k, sirve para ajustar la escala de impacto de manera conveniente, en el caso de este modelo, esta constante tomará el valor 3.

3.6 Valoración del Índice de Riesgo y su representación gráfica

Para cada Punto Sensible analizado, se tiene un par ordenado (Impacto, Peligro). Al ubicarlo sobre un plano que será llamado Impacto - Peligro, la medida del riesgo asociado se puede relacionar con la distancia entre el origen y el punto sensible. De esta forma, el IR se define como la medida de la hipotenusa de un triángulo rectángulo cuyo cateto adyacente es la medida de Peligro, y como cateto opuesto tiene la medida del Impacto.

$$IRT_i = \sqrt{P_i^2 + I_i^2}$$

donde IRT_i es el índice de riesgo total, y P_i e I_i son el peligro y el impacto, respectivamente, del punto sensible i .

La visualización del Mapa de Riesgos, se presentará como muestra la figura 3.9., donde se ha adaptado la escala para la absisa y la ordenada, en el rango entre 0 y 12.

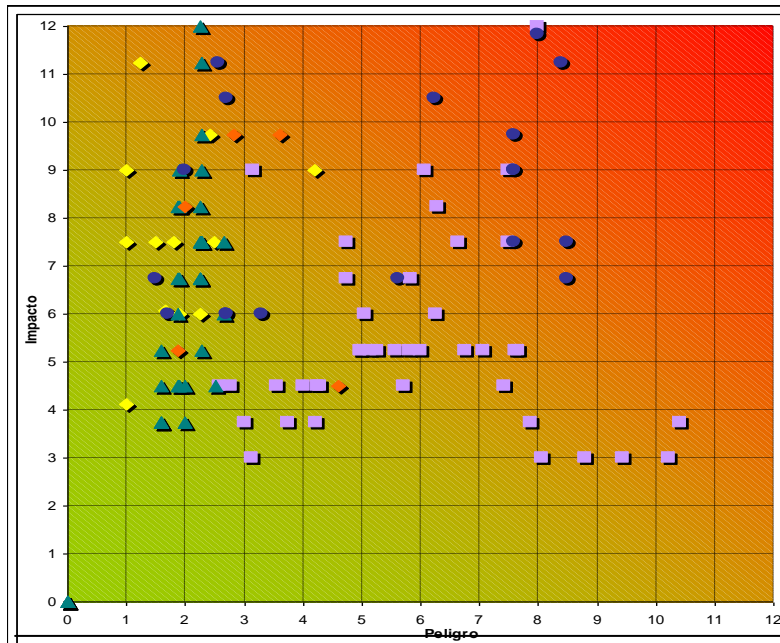


Figura 3.9 –Representación de un mapa de riesgos

3.7 Niveles de Riesgo

Es necesario definir los límites de las regiones de riesgo, a fin de priorizar aquellos riesgos más significativos; ello dependerá del nivel de riesgo que estén dispuesta a correr las empresas, por lo que no es posible definir un criterio único en este sentido. Para efectos de esta tesis, se dividirá en forma arbitraria el mapa de riesgos en cuatro zonas delimitadas por los niveles de Peligro e Impacto, en los puntos 4, 6 y 9 de los ejes de las abscisas y ordenadas.

A partir de la clasificación de los puntos sensibles dentro de cada región de riesgo, se desarrollan o definen las acciones a tomar con cada uno de estos riesgos. Para ello se prepara una matriz de aceptabilidad del riesgo, que tendrá los siguientes niveles y acciones:

Preocupante – IR I: Una amenaza situada en esta región del mapa significa que la combinación de probabilidad-consecuencia no representa un peligro significativo por lo que no amerita la inversión inmediata de recursos y no requiere una acción específica para la gestión sobre ella más que un seguimiento de su evolución.

Acciones:

Seguimiento de factores

Alto – IR II: Una amenaza situada en esta región del mapa significa que, aunque deben desarrollarse actividades para la gestión sobre el riesgo, éstas tienen una prioridad de segundo nivel.

Acciones:

Seguimiento de factores

Plan Reactivo genérico (especialmente el Plan Comunicacional)

Crítico – IR III: Una amenaza situada en esta región del mapa significa que deben desarrollarse actividades para minimizar el riesgo. Estas son:

Acciones:

Seguimiento de factores

Plan Reactivo específico (especialmente el Plan Comunicacional)

Solución definitiva

Inaceptable – IR IV: Una amenaza situada en esta región del mapa significa que se requieren desarrollar acciones prioritarias e inmediatas para su mitigación, debido al alto impacto que tendrían sobre la empresa. Estas son:

Acciones:

Seguimiento de factores

Plan Reactivo específico (especialmente el Plan Comunicacional)

Solución definitiva

Acción Inmediata

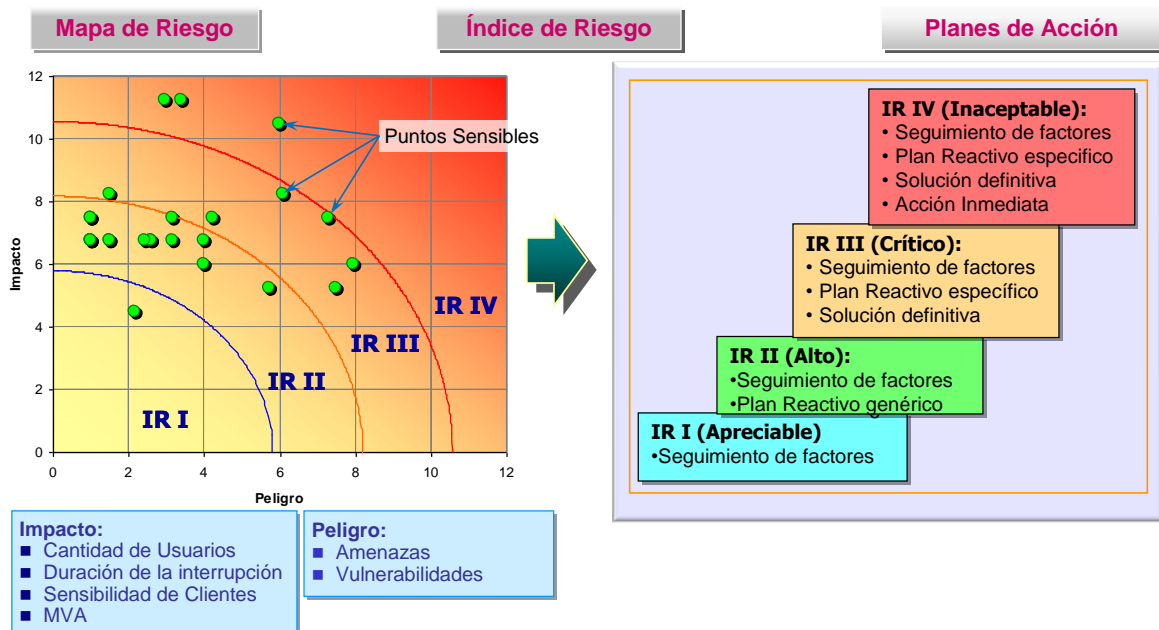


Figura 3.10 - Visualización de los Planes de Acción, según la clasificación del riesgo.

3.8 Planes de acción a partir de los niveles de Riesgo.

Diseño de Planes de Acción

Al interior de cada compañía distribuidora, se conformará un Equipo multidisciplinario con participación de profesionales de al menos las siguientes unidades:

Gerencia/Dirección Técnica: Encargada de la toma de decisiones sobre los planes de acción planteados.

Planificación

e Ingeniería: Encargada de la modelación y el crecimiento de la red.

Obras: Encargados de ejecutar las inversiones que se desprendan del plan de acción acordado.

Operación: Encargada de supervigilar la utilización de la red en forma óptima y segura.

Mantenimiento: Encargados de conservar el buen estado de los equipos y la red en general.

Gerencia de

Comunicaciones: Encargada de la preparación de los planes comunicacionales con la autoridad y la opinión pública.

Gerencia

Comercial (*Call Center*): Encargada de canalizar los requerimientos de los clientes y derivar a las áreas responsables.

Este equipo de profesionales será responsable de diseñar los planes de acción, que contengan al menos lo que se describe a continuación.

Seguimiento.

Observar la evolución preferentemente semestral (o, al menos anual) de las categorías de Impacto:

Número de clientes.

MVA.

Duración

Sensibilidad de Clientes afectados.

Análisis de Falla:

En caso de ocurrir la indisponibilidad por falla del elemento, se hace necesario recopilar información y analizar las reales consecuencias de la falla una vez que esta ocurre, contrastando los valores reales con respecto a los estimados en el Análisis de RO.

Reevaluación:

Reclasificación del punto sensible, si corresponde, por cambios de apreciación en los factores de vulnerabilidad o por cambios estructurales en la operación de la red eléctrica (esto sucede con la incorporación de nuevas obras o habilidades en el sistema).

Plan Reactivo.

Un Plan Reactivo comprende, entre otras, unas etapas de comunicación y operación para la acción:

Plan Comunicacional:

Plan de comunicaciones específicas orientado a la ciudadanía y autoridades, de tal forma de aliviar la tensión de la incertidumbre (causas, duración estimada, etc.) y manifestar públicamente compromisos cumplibles en relación con los intereses de la Comunidad.

Plan Operacional:

Plan de operaciones del sistema, tendiente a aliviar con la mayor rapidez posible todas las áreas de servicio afectadas por la falla.

Simulación y Rediseño de Planes:

Plan de simulaciones para entrenar al personal involucrado en los planes definidos, así como para la revisión permanente de su diseño.

Solución Definitiva.

En cuanto a la solución definitiva, ésta incluye las siguientes acciones relevantes:

Planificación de la Solución Definitiva:

La Gerencia/Dirección Técnica deberá definir las alternativas de inversión proponiendo y dando solución (en el mediano plazo), a la situación operacional que provoca el Punto Sensible detectado. Todo esto, en el marco del proceso de selección de inversiones corriente, al momento de detectar el punto sensible en cuestión.

Decisión Estratégica:

Analizadas las proposiciones de inversión o reestructuración necesarias para “eliminar” el punto sensible, para lo que la alta Dirección de la Compañía deberá tomar la decisión de carácter estratégico, acerca de la conveniencia y el momento más oportuno de adoptar la solución definitiva recomendada, además de asignar y asegurar los recursos en los respectivos Presupuesto OA-PM

Acción Inmediata.

Como su nombre lo sugiere, este plan es de inmediato cumplimiento para minimizar la intranquilidad y los daños causados por una eventual falla. Sus principales planes son:

Acción Inmediata:

La Gerencia/Dirección Técnica deberá:

Definir las alternativas de inversión o gasto que den solución en el brevísimo plazo a la situación operacional que provoca el Punto Sensible detectado.

Proponer a la alta Dirección de la Compañía, la solución identificada.

Decisión Estratégica:

Así como para las propuestas planificadas, la implementación de la acción inmediata, será una decisión estratégica de la alta Dirección de las Empresas que apliquen esta metodología. Esta decisión estratégica tendrá que considerar la asignación de recursos, dentro del Presupuesto operacional anual.

El siguiente es un esquema resumen en la determinación del RO, siendo la propuesta que esta metodología sea revisada una vez al año.

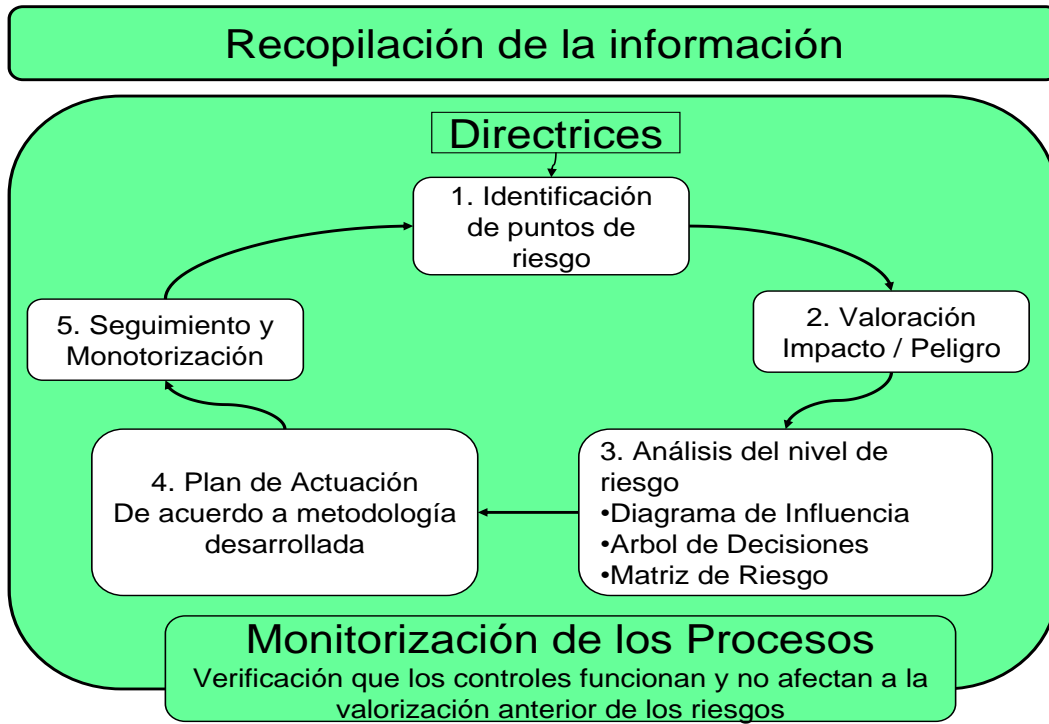


Figura 3.11 – Flujograma del ciclo de la metodología del riesgo operativo

4 Aplicación de metodología del riesgo operativo y planes de acción mitigadores.

4.1 Determinación, medición y evaluación de puntos críticos en Empresa Modelo, Aplicando Técnica Delphi, Ishikawa y variables difusas.

En la recopilación de los potenciales puntos críticos en las empresas distribuidoras, debe tenerse presente que las redes eléctricas son dinámicas y por lo tanto el concepto del “RO” se transforma en un viaje permanentemente, y no en un destino final. El proceso constante evolucionará en la medida que avance el conocimiento en las empresas, las que requieren realimentación constante del comportamiento de sus puntos críticos.

En las empresas distribuidoras de energía eléctrica los puntos considerados críticos se concentran en los equipos que conforman la red de alta y media tensión, esto porque una operación indeseada producto de una falla en A.T. afecta una alta potencia no suministrada o a un gran número de clientes, que en algunos casos podría ocasionar la caída total del sistema.

Para el éxito de la aplicación del método que se está proponiendo en esta tesis, es relevante que participen en la identificación de los puntos críticos los profesionales especialistas que conforman el ámbito técnico de la alta y media tensión (aplicación de técnica Delphi), donde los sistemas que están más expuestos a un riesgo del tipo operativo lo conforman las Subestaciones de Poder (mundo 1), Sistemas de protecciones (mundo 2), Líneas de Transmisión y subtransmisión (mundo 3) y las redes subterráneas tipo Network (mundo 4), dado que los especialistas de los mundos señalados son los que poseen el conocimiento de las Redes, experiencia sobre los equipos, así como el modo de fallar de cada uno. Estos profesionales son los indicados para efectuar el levantamiento de estos puntos y de cualificar las variables difusas independientes que se han definido, a partir de las cuales será determinado el nivel de impacto y ocurrencia de los puntos sensibles del sistema.

Para aplicar de la técnica Delphi, se siguieron los pasos establecidos en el capítulo 3, lográndose lo siguiente:

- a) Efectuadas las reuniones con los directivos de cada una de las áreas operativas, se pudo identificar los especialistas que conformaran el grupo de análisis, ello para establecer el equipo adecuado en la identificación de los puntos de Riesgo.
- b) En las reuniones de trabajo con los especialistas, se dio a conocer la metodología que se utilizaría para evaluar el RO existente en la Empresa. Se les explicó la necesidad de contar con el aporte de su experiencia y conocimiento de las instalaciones, para poder identificar los puntos de la red de mayor peligro de falla que pudiesen afectar los activos de la Empresa, Para luego formar grupos de trabajo por especialidad y abordar los temas.

- c) Se utilizó el cuestionario genérico indicado en la tabla 3.1 del capítulo 3, capaz de contener las preguntas claves para abarcar todas las áreas operativas:
- d) Durante un mes de trabajo fueron realizadas tres rondas de encuestas,, en cada una de ellas los expertos fueron realimentados con los resultados resumidos y sintetizados para la obtención de los potenciales riesgos.
- e) Finalmente fueron interpretados los resultados e identificaron los problemas, amenazas y vulnerabilidades en cada una de las especialidades de la A.T.

Continuaron las reuniones grupales quincenales por un periodo de dos meses, concluyéndose con un diagrama de causa - efecto que identifica las vulnerabilidades y amenazas que fueron identificadas y extraídas para conformar el mapa final de riesgos para cada especialidad.

En todos los casos analizados con los especialistas, se utilizó la estructura del método planteado en el capítulo 3, tabulando las amenazas y vulnerabilidades identificadas del diagrama CAUSA - EFECTO, con sus evaluaciones asociadas y la calificación del peligro para cada caso, obteniéndose como resultado el “IR”. Finalmente se elabora un mapa con todos los índices obtenidos, lo que permitió visualizar y priorizar aquellos casos que resultaron de mayor preocupación y sobre los cuales habrá que trabajar finalmente en planes de acción e inversiones para su mitigación.

A continuación se muestra el desarrollo en detalle del trabajo realizado con los especialistas en la aplicación del método lo que permitió llegar a la elaboración del mapa de riesgos.

4.1.1 Medida del Impacto

En la evaluación del nivel de impacto, el grupo de expertos colaboró en la definición de las categorías, quedando estructurada conforme se detalla en la tabla 4.2:

Tabla 4.1 – Medida del impacto.

Categorías	Preocupante 1	Importante 2	Grave 3	Crítico 4
C1: Clientes afectados después de 1 hora	> 10.000	> 50.000	> 100.000	> 150.000
C2: Duración de la interrupción	> 2	> 5	> 8	> 12
C3: Sensibilidad de Clientes	> 8	> 25	> 50	> 100
C4: MVA interrumpidos después de 1 hora	Baja	Media	Alta	Muy Alta

4.1.2 Amenazas y Vulnerabilidades para la Medida del Peligro

Un factor que debemos valorizar para los puntos sensibles determinados en el punto 4.1 de este capítulo, dice relación con las amenazas, que de acuerdo al método planteado en el capítulo 3. fluctúa entre 1 y 3. Conforme a los resultados que se desprenden del diagrama causa – efecto de los casos analizados, se elabora la tabla que se muestra a continuación en la tabla 4.3 con las amenazas identificadas y que serán utilizadas para el cálculo del IR.

Tabla 4.2 – Identificación de amenazas.

<u>AMENAZAS (entre 1 y 3)</u>
VIENTOS
RAYOS
VEGETACION
CONTAMINACION
SISMOS
VANDALISMO
ESCALAMIENTOS
AVES
ACCIONES DE TERCEROS
OTROS.

Para valorar las vulnerabilidades que pudiesen tener nuestros puntos sensibles en estudio, Se consideran 4 variables difusas, estas se definen en Fuerte, Mayor, Menor e incipiente.

Finalmente, para cada punto sensible de cada conjunto, que fue calificada según se describió en el método como vulnerabilidad **Incipiente (1), Menor (2), Mayor (3) ó Fuerte (4)**, es expresada en una tabla, como sigue:

Tabla 4.3 – Factores de Vulnerabilidad.

Factor de Vulnerabilidad FV	Incipiente 1	Menor 2	Mayor 3	Fuerte 4
FV1:Clientes afectados después de 1 hora	10.000 50.000	50.000 100.000	100.000 150.000	>150.000
FV2:Duración de la interrupción	2 - 5	5 - 8	8 - 12	>12
FV3:MVA interrumpidos después de 1 hora	8 - 25	25 – 50	50 - 100	>100
FV4:Sensibilidad de Clientes	Baja	Media	Alta	Muy Alta

Determinados los factores que se utilizarán para la aplicación de la metodología, estos se aplican a situaciones concretas en los casos que a continuación se detallan:

4.1.3 Evaluación del nivel de riesgo en Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión y subtransmisión que poseen las empresas de distribución son las carreteras para la distribución del suministro eléctrico hacia sus clientes y dependiendo de la configuración de estas redes, se generan puntos de mucha criticidad que son motivo de análisis. Mayoritariamente estas líneas se diseñan como sistemas redundantes, es decir de doble circuito donde la falla de uno de ellos puede ser respaldada a través de un segundo circuito que sigue en servicio, sin embargo al estar estas líneas inmersas en un gran sistema interconectado, pueden eventualmente y bajo ciertas situaciones quedar expuestas a condiciones de alta demanda o situación de debilidad las que deben ser evaluadas bajo diferentes escenarios.

Conforme se entrevista a los especialistas en el tema, se logra identificar dentro del sistema de Chilectra, algunas líneas de transmisión que notoriamente forman parte del mundo de los puntos críticos.

Aplicando el formulario presentado en el punto “c” de la sección 4.1, se obtuvo valiosa información cuyo resumen del resultado se muestra a continuación en la tabla 4.5.

Tabla 4.4 – Encuesta de análisis de riesgo operativo en Líneas de transmisión

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
1	¿Cuál es su mayor preocupación ante una falla, que le pudiese dificultar la reposición rápida del servicio?	Fallas prolongadas en líneas de transmisión con capacidad de carga excedida; Líneas de simple circuito sin respaldo.
2	¿Por qué?	Falta de inversiones necesarias; criterios de planificación inadecuados.
3	¿Cuál es su percepción de la probabilidad de ocurrencia?	Han ocurrido eventos menores que podrían haberse convertido en fallas de mayor envergadura.
4	¿Qué ocurre si pasa?	Caída total del sistema; Falla prolongada con interrupción a un número importante de clientes.
5	¿Cuál es el impacto que provocaría?	Repercusión a nivel nacional con inserto en la prensa y multas importantes de la autoridad.
6	¿Cuánto tiempo tomaría reparar la falla?	No menos de 8 horas.
7	¿Qué elementos faltarían para reparar la falla rápidamente?.	Equipamiento adecuado y personal adicional en los contratistas, para atenciones de emergencia de gran envergadura.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
8	¿A cuantos clientes afectaría?	A más de 100.000 clientes en los casos más desfavorables.
9	¿Qué tipo de clientes se afectan?	Residenciales, clientes rurales e industriales importantes.
10	¿Qué multas podría aplicar la autoridad?	Para la envergadura de una falla en estas líneas, se estima una multa que va desde MM US\$ 1.000 hasta MM US\$ 6.000
11	¿En que estado están las instalaciones que son de su responsabilidad?	En buen estado y con un plan de mantenimiento riguroso.
12	¿Qué planes de acción existen para salvar la contingencia?	Solo planes escritos de actuación ante emergencia; Torres y equipamiento auxiliar para emergencias.
13	¿Cuáles son las amenazas que cree pueden desencadenar una falla?	Condiciones climáticas adversas, vandalismo, aves, entre otros.
14	¿Cuáles son las Vulnerabilidades que tienen las instalaciones?	Problemas de acceso a la franja de servidumbre; Conductores sobrecargados.

En base a los resultados del cuestionario obtenido de la tabla 4.5 y al análisis caso a caso con los especialistas, se pudo precisar que las líneas con mayor riesgo son: Línea 110 kV Chepia - Cerro Nasa, Línea 44 kV Lo Pardo – Curico y Línea 110 kV San Pedro – Lo Pardo.

A continuación se da una reseña de los casos identificados, para posteriormente de acuerdo al método, aplicar la técnica de Ishikawa.

Caso 1: Línea 110 kV Chepia - Cerro Nasa

Características: Línea 110 kV de 12 Km. en doble circuito, que une las subestaciones de interconexión 220/110 kV Chepia y Cerro Nasa y abastece a 6 subestaciones de bajada: Santa María, Maipo, Lo Valle, Pajares, San José y Puyehue. La capacidad de transmisión de esta línea no es la misma en toda su extensión, siendo sus extremos los de mayor capacidad.

Situación Actual: Las condiciones actuales de generación y operación del sistema de transmisión han implicado en que en parte del día esta línea haya incrementado el nivel de carga, llegando en varias oportunidades a sobrepasar su capacidad de diseño, arriesgando posibles puntos calientes y debiendo constantemente monitorearse la carga (corriente) y su temperatura en aquellos tramos de menor capacidad de corriente.

Como acción operacional, para evitar sobrecargas, se abren los interruptores de la línea en S/E Cerro Nasa, dejando en forma radia la línea desde S/E Chepia.

En caso de una falla en la línea se procede de acuerdo con un Plan general de Atención de fallas en líneas de transmisión.



Figura 4.1 Línea Chepia – C° Nasa 110 kV

Caso 2: Línea 44 kV Lo Pardo – Curico

Características: Esta es una línea sin posibilidad de realimentar desde otro extremo y de simple circuito que con una longitud de 13,9 Km, va desde la S/E Lo Pardo 110/44 kV, hasta la S/E Curico 44/12 kV. La capacidad de la línea, es de 12 MVA en invierno y 10 MVA en verano. Se caracteriza por estar emplazada en zonas agrícolas y cerros, siendo difícil acceder a ella en vehículos.

Situación Actual: Esta línea a sido considerada como punto sensible por su característica de simple circuito, que en caso de falla deja sin suministro a la S/E Curico 44/12 kV (de propiedad de CGE), con nula capacidad de respaldo. Además, es una línea que presenta frecuentemente fallas producto de la presencia de aves, tormentas eléctricas, lo que se añade la dificultad de acceder a ella en caso de contingencia.



Figura 4.2 - Línea Lo Pardo – Curico 44 kV

Caso 3: Línea 110 kV San Pedro – Lo Pardo:

Características: Esta línea es radial y nace en la S/E de interconexión Cerro Nasa, en doble circuito y llega hasta la S/E San Pedro 110/23-12 kV, desde donde continua sólo en simple circuito hasta la S/E Lo Pardo 110/44 kV. Tiene una longitud de 14,4 Km. con una capacidad del tramo San Pedro – Lo Pardo, de 93 MVA en invierno y 73 MVA en verano.

Situación Actual: Se ha considerado esta línea como punto sensible por su característica de simple circuito, que en caso de falla deja sin suministro a las subestaciones Lo Pardo 44/12 kV y S/E Curico 44/12 kV (esta última propiedad de CGE). La capacidad de respaldo para la S/E Lo Pardo es baja, mientras que para la S/E Curico es nula. Existe la posibilidad de conectarse a la línea 44 kV de Carena, pero tiene un costo elevado para Chilectra.



Figura 4.3 - Línea San Pedro – Lo Pardo 110 kV

Con los antecedentes detallados en los tres casos, el resultado de los cuestionarios y el panel de expertos, a continuación se elabora el diagrama causa - efecto, que permitirá valorar la medida de las amenazas y vulnerabilidades que afectan a cada una de las líneas determinadas.

Diagrama Causa – Efecto con Amenazas y Vulnerabilidades

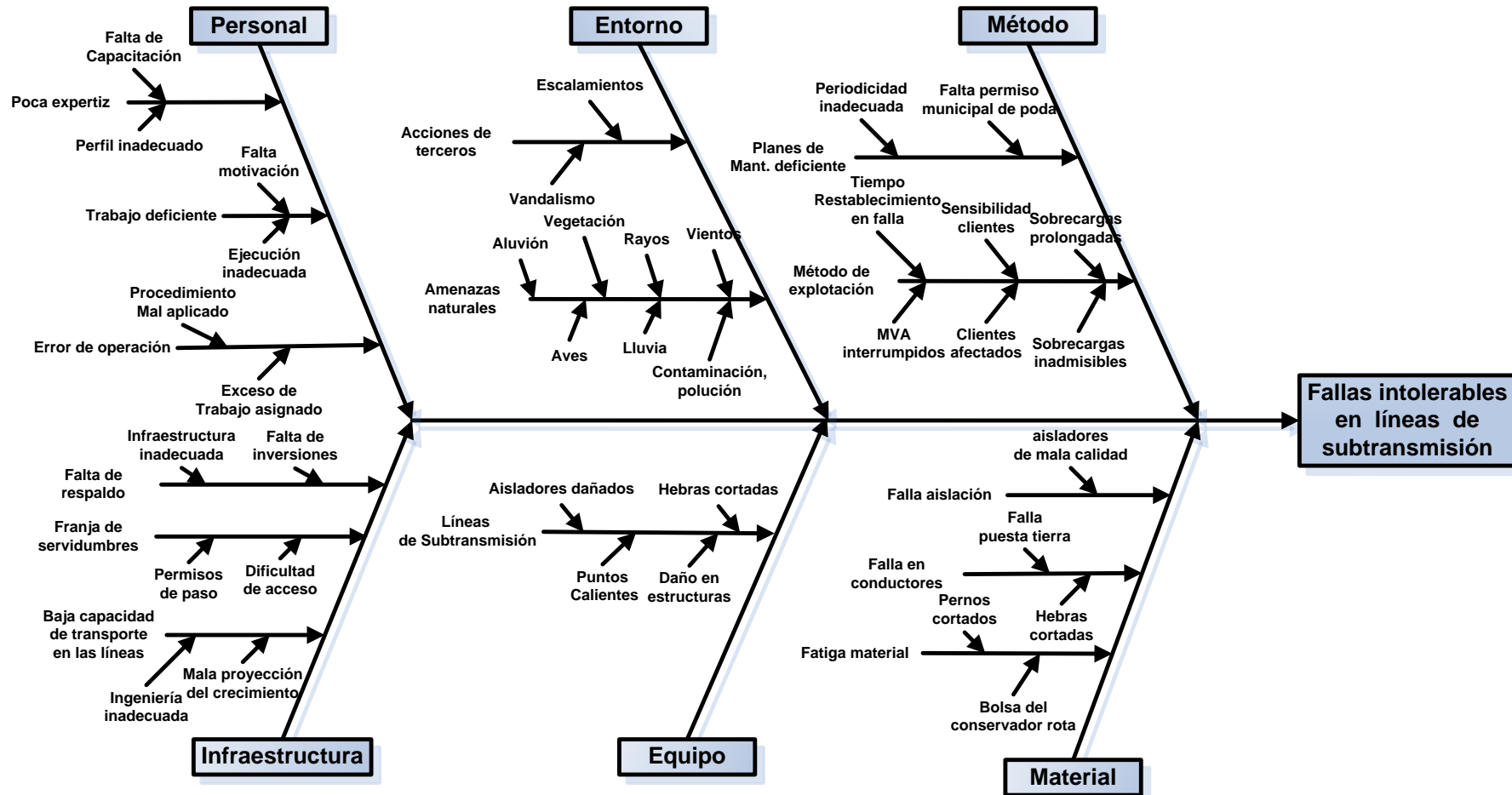


Figura 4.4 – Diagrama CAUSA – EFECTO para el proceso de Líneas de Transmisión

Tabla 4.5 – Índice de Riesgos para el proceso de Líneas de Transmisión.

LINEAS

AMENAZAS (1 a 3)	LT San Pedro-Lo Pardo	LT Chepia - C° Nasa	LT Lo Pardo - Curicó
VIENTOS	2	1	1
LLUVIA	2	1	2
RAYOS	1	1	1
VEGETACION	3	1	3
ALUVIONES	1	1	1
CONTAMINACION	1	2	1
SISMOS	3	2	1
VANDALISMO	2	1	1
ESCALAMIENTOS	1	2	1
AVES	3	1	3
CONDICIONES OPERACIÓN	2	3	1
ACCIONES DE TERCEROS	2	1	1
TOTAL	1,92	1,42	1,42

VULNERABILIDAD (1 a 4)	LT San Pedro-Lo Pardo	LT Chepia - C° Nasa	LT Lo Pardo - Curicó
ESTRUCTURAS	1	1	1
AISLADORES	3	1	4
CONDUCTORES	2	2	1
PUESTAS A TIERRA	1	1	1
FRANJA DE SERVIDUMBRES	1	1	1
TOTAL	1,60	1,20	1,60

PELIGRO (AMENAZA X VULNERABILIDAD)	3,07	1,70	2,27
-------------------------------------------	-------------	-------------	-------------

LINEAS

Impacto	LT San Pedro-Lo Pardo	LT Chepia - C° Nasa	LT Lo Pardo - Curicó
Tiempo de Restablecimiento Horas	7	4	>24
Calificación	2	1	4
Clientes Afectados Cantidad	8.000	>150.000	>90.000
Calificación	1	4	2
MVA Interrumpidos MVA	28	120	90
Calificación	2	4	3
Sensibilidad de Cliente Indice	Medio	Critico	Critico
Calificación	2	4	5
IMPACTO TOTAL	5,25	9,75	10,50

Indice de Riesgo	6,08	9,90	10,74
-------------------------	-------------	-------------	--------------

4.1.4 Evaluación del nivel de riesgo en Subestaciones de Poder

El primer análisis que se mostrará corresponde al conjunto de las Subestaciones de poder y como parte de este conjunto se encuentran como componentes sensibles para el análisis los; **Transformadores de Subestaciones de Interconexión**, que son los que permiten la reducción de los niveles de tensión de 220 KV a 110 KV en los puntos de compra de energía en las empresas de distribución; **Equipos de A.T. encapsulados en SF6 (GIS)**, que son básicamente subestaciones completamente encapsuladas diseñadas para trabajar en espacios reducidos donde no existe la posibilidad de instalar equipos convencionales (sector densamente poblado); **Celdas de M.T.**, que permiten la alimentación a los sectores urbanos a través de un sistema de distribución aéreo o subterráneo.

Aplicando la metodología, los especialistas en el tema, contestando la encuesta logran identificar dentro del sistema de Chilectra los puntos críticos, obteniendo como resultado lo mostrado en la tabla 4.7.

Tabla 4.6 – Encuesta para análisis de Riesgo Operativo en Subestaciones de Poder.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
1	¿Cuál es su mayor preocupación ante una falla, que le pudiese dificultar la reposición rápida del servicio?	Falla de transformadores en Subestaciones de interconexión; Falla en equipos encapsulados en SF6. Falla destructiva con Incendio en celdas de M.T..
2	¿Por qué?	Falta de respaldo; Equipos de tecnología discontinuada; baja confiabilidad.
3	¿Cuál es su percepción de la probabilidad de ocurrencia?	Alta probabilidad de ocurrencia por, vida útil, fallas recurrentes, solo percepción.
4	¿Qué ocurre si pasa?	Caída total del sistema interconectado; Clientes importantes sin suministro.
5	¿Cuál es el impacto que provocaría?	Repercusión a nivel nacional con inserto en la prensa y multas de la autoridad.
6	¿Cuánto tiempo tomaría reparar la falla?	No menos de 10 horas.
7	¿Qué elementos faltarían para reparar la falla rápidamente?.	Repuestos mayores; inversiones en equipamiento redundante.
8	¿A cuantos clientes afectaría?	A más de 100.000 clientes.
9	¿Qué tipo de clientes se afectan?	Toda la región metropolitana; La moneda; El metro de Santiago.
10	¿Qué multas podría aplicar la autoridad?	Se estima una multa que va desde MM US\$ 1.000 hasta MM US\$ 6.000
11	¿En que estado están las instalaciones que son de su responsabilidad?	En buen estado y con un plan de mantenimiento riguroso, pero en el final de su vida útil.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
12	¿Qué planes de acción existen para salvar la contingencia?	Planes escritos de actuación ante emergencia; Equipos móviles de respaldo ante emergencias, solo para algunos casos.
13	¿Cuáles son las amenazas que cree pueden desencadenar una falla?	Sismos; Vandalismo; Incendios.
14	¿Cuáles son las Vulnerabilidades que tienen las instalaciones?	Antigüedad; Tiempos de reparación; sobrecargas prolongadas.

Transformadores de Subestaciones de Interconexión:

Estos equipos son los que reciben el suministro como punto de compra de energía desde las empresas generadoras. La desconexión imprevista por falla o mala operación de estos transformadores, puede provocar un corte de suministro a nivel de todo el sistema interconectado central, con las consecuentes pérdidas de venta de energía y multas cursadas por la autoridad. En el caso de Chilectra las subestaciones de interconexión son 5 y sus nombres son **Chepia, Cerro Nasa, Los Almagros, Los Saltos y Builos.**



**Figura 4.5 - Banco Transformadores de poder
Subestación Los Almagros 220/110 kV**

Analizando el caso de los transformadores de interconexión de las subestaciones Los Almagros y Builos, se ha establecido que una falla en alguna de las unidades podría tomar 8 horas poder conectar una unidad de respaldo, a su vez una anomalía de esta envergadura afectaría a más de 150.000 clientes, con una potencia interrumpida de 400 MVA., que indudablemente tendría una alta afectación en los clientes.

En los equipos de Subestaciones de poder se ha consensado que las mayores amenazas las constituyen los sismos y las acciones de terceros; La vulnerabilidad de estas se puede categorizar en los años de servicio, las descargas internas, los accesorios que constituyen el equipo, El tiempo que puede tomar una reparación y la exposición a cortocircuitos.

Equipos de Alta Tensión encapsulados en SF6 (GIS)

Estos se encuentran operando en subestaciones donde no es posible la instalación de equipos de A.T. de intemperie por existir espacios reducidos o porque se requiere una alta confiabilidad de las instalaciones. Su característica principal es que son de muy alto costo, su aislación eléctrica entre fases y tierra, es gas de hexafluoruro de azufre (SF6), son sellados y una falla interna requiere sacar del servicio toda la subestación por periodos que podrían prolongarse por semanas. Si bien estos equipos corresponden a tecnología desarrollada hace más de 30 años, no ha habido mayor desarrollo en este ámbito en las últimas décadas. En Chilectra se encuentra operando en las subestaciones **San Cristóbal**, **Los Almagros** y **Los Conscriptos**. En esta última opera un equipo GIS con 25 años de antigüedad, el que se utiliza para abastecer de suministro eléctrico al sector céntrico de Santiago, El Metro y el palacio de la MONEDA, por lo que una falla en la posición acoplador de barras de este equipo tendría graves consecuencias.



Figura 4.6 - Equipo encapsulada en SF6 de Subestación Los Conscriptos 110/12 kV

Celdas de Media Tensión:

Estos equipos generalmente se utilizan en Subestaciones de poder donde existe muy poco espacio disponible y el terreno es de elevado costo. Habitualmente se emplazan en sectores urbanos, para abastecer zonas céntricas densamente pobladas.

La falla de un conjunto de celdas generalmente involucra hasta 6 alimentadores de M.T., afectando aproximadamente a 30.000 clientes, con una demanda de energía incumplida de alrededor de 40 MVA.

Las fallas de estos equipos se deben a diversas causas, tales como ingreso de roedores, gatos o problemas de aislamiento eléctrico, que se traducen en incendios generados por el arco eléctrico que llevan a la destrucción completa de un conjunto de celdas.

En Chilectra el punto sensible que se ha identificado como crítico corresponde a la Subestación **Los Conscriptos**, la que da suministro a todo el sector céntrico de Santiago, con clientes importantes como La moneda y al tren metropolitano.



Figura 4.7 - Celdas de Media tensión 12 kV de Subestación Los Conscriptos

Diagrama Causa – Efecto
con Amenazas y Vulnerabilidades

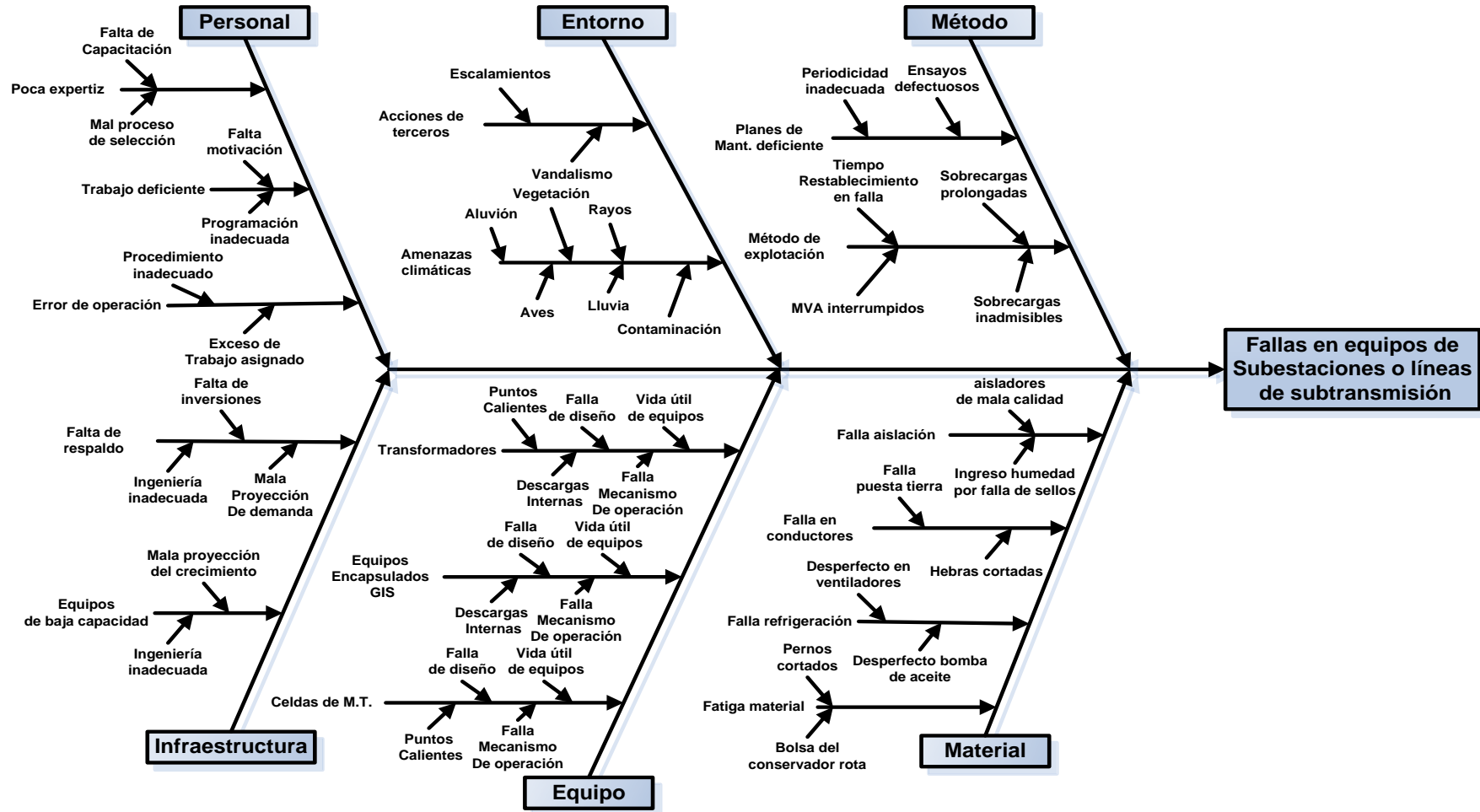


Figura 4.8 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Subestaciones de Poder

Tabla 4.7 – Índice de Riesgo para el Proceso de Subestaciones de Poder.

EQUIPOS DE SUBESTACIONES							
AMENAZAS (1 a 3)	Transformadores de Interconexión					Equipos en SS/EE	
	S/E Chepia	S/E C° Nasa	S/E Los Almagros	S/E Los Saltos	S/E Builos	GIS Los Conscriptos	Celdas de M.T.
SISMOS	3	3	3	3	3	3	2
ACCIONES DE TERCEROS	1	1	1	1	1	2	1
ALUVION			2	3	1		1
INCENDIO						1	1
TOTAL	2.00	2.00	2.00	2.33	1.67	2.00	1.25
VULNERABILIDAD (1 a 4)	S/E Chepia	S/E C° Nasa	S/E Los Almagros	S/E Los Saltos	S/E Builos	GIS Los Conscriptos	Celdas de M.T.
ANOS SERVICIO	1	2	2	1	3	4	1
DESCARGAS INTERNAS	2	1	3	2	1	4	2
MECANISMOS OPERACIÓN	1	1	3	1	1	3	2
TIEMPO DE REPARACION	2	1	2	1	2	4	1
EXPOSICIÓN A CORTOCIRCUITOS	2	2	2	1	2	1	3
ACCESORIOS	1	1	3	1	2	1	4
CAPACIDAD DE SOBRECARGA	1	1	3	1	3	1	1
TOTAL	1.43	1.29	2.57	1.14	2.00	2.57	2.00
PELIGRO (AMENAZA X VULNERABILIDAD)	2.86	2.57	5.14	2.67	3.33	5.14	2.50
Impacto	S/E Chepia	S/E C° Nasa	S/E Los Almagros	S/E Los Saltos	S/E Builos	GIS Los Conscriptos	Celdas de M.T.
Tiempo de Restablecimiento							
Horas	2<TI<5	5<TI<8	8<TI<12	5<TI<8	8<TI<12	>12	>13
Calificación	1	2	3	2	3	4	4
Clientes Afectados							
Cantidad	>150000	>150000	>150000	>150000	>150000	10,100	10,100
Calificación	4	4	4	4	4	2	2
MVA Interrumpidos							
MVA	MVA>100	MVA>100	MVA>100	MVA>100	MVA>100	80	80
Calificación	4	4	4	4	4	3	3
Sensibilidad de Cliente							
Indice	Media	Media	Alta	Media	Muy Alta	Muy Alta	Alta
Calificación	2	2	3	2	4	4	3
IMPACTO TOTAL	8.25	9.00	10.50	9.00	11.25	9.75	9.00
Indice de Riesgo	8.73	9.36	11.69	9.39	11.73	11.02	9.34

4.1.5 Evaluación del nivel de riesgo en sistemas de Protecciones

Los sistemas de protecciones están compuestos por circuitos de control que coordinan relés e interactúan con las protecciones propiamente tales. A diferencia de los antiguos relés electromecánicos y los de electrónica convencional, hoy en día la tecnología permite que todos estos sistemas estén conformados por microprocesadores que se relacionan a través de protocolos de comunicación abiertos.

El cambio tecnológico en este ámbito ha sido tan acelerado, que algunos sistemas de protecciones quedan obsoletos a los pocos años de funcionamiento y la migración a un sistema de última generación resulta extremadamente costosa y muchas veces resulta utópico de llevar a cabo con los equipos en servicio.

El grupo de especialistas en el tema, concordó en la encuesta DELPHI, que existen algunos puntos de gran criticidad. Su resumen se refleja en la tabla 4.9.

Tabla 4.8 – Encuesta de análisis de riesgo en sistemas de protecciones.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
1	¿Cuál es su mayor preocupación ante una falla, que le pudiese dificultar la reposición rápida del servicio?	Falla de los sistemas completos de control que pudiesen ocasionar ante una operación automática, la no actuación de las protecciones y la destrucción e incendio de los transformadores de poder.
2	¿Por qué?	Problemas en protocolos de comunicación; controles de tecnología descontinuada; baja confiabilidad.
3	¿Cuál es su percepción de la probabilidad de ocurrencia?	Alta probabilidad de ocurrencia por fallas recurrentes debido a tecnología descontinuada.
4	¿Qué ocurre si pasa?	Caída total del sistema interconectado; Clientes importantes sin suministro, incendio de una subestación.
5	¿Cuál es el impacto que provocaría?	Repercusión a nivel nacional con inserto en la prensa y multas de la autoridad.
6	¿Cuánto tiempo tomaría reparar la falla?	Mas de 1000 horas.
7	¿Qué elementos faltarían para reparar la falla rápidamente?.	Reemplazo de todo el sistema de control por etapas y en servicio.
8	¿A cuantos clientes afectaría?	A más de 150.000 clientes.
9	¿Qué tipo de clientes se afectan?	Toda la región metropolitana y el sistema interconectado.
10	¿Qué multas podría aplicar la autoridad?	Se estima una multa que va desde MM US\$ 1.000 hasta MM US\$ 6.000
11	¿En que estado están las instalaciones que son de su responsabilidad?	En buen estado y con un plan de mantenimiento riguroso, pero sin repuestos y un sistema de baja confiabilidad.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
12	¿Qué planes de acción existen para salvar la contingencia?	Planes escritos de actuación ante emergencia; Equipos móviles de respaldo ante emergencias, solo para algunos casos.
13	¿Cuáles son las amenazas que cree pueden desencadenar una falla?	Roedores que dañan los cables de control; Humedad y concentración de calor en salas concentradoras.
14	¿Cuáles son las Vulnerabilidades que tienen las instalaciones?	Tecnología descontinuada; Falla en los sistemas de comunicación.

En las reuniones posteriores a la encuesta con los especialistas del ámbito de las protecciones, se pudo concluir que la Subestación **Chepia**, es un punto extremadamente sensible. Esta es una subestación de interconexión donde Chilectra compra energía para inyectarla a su sistema de distribución. El sistema de protecciones actualmente en servicio en esta subestación, está diseñado en base a circuitos de control con fibra óptica, que ha presentado fallas repetitivas y que han imposibilitado que los equipos hallan actuado adecuadamente para despejarlas. La reparación del sistema actual no es viable, debido a que es un sistema descontinuado y obsoleto, sin posibilidad de obtener repuestos. El riesgo que ocurra una falla con consecuencias importantes es tan alto, que la situación amerita ser analizada bajo la mirada del RO.

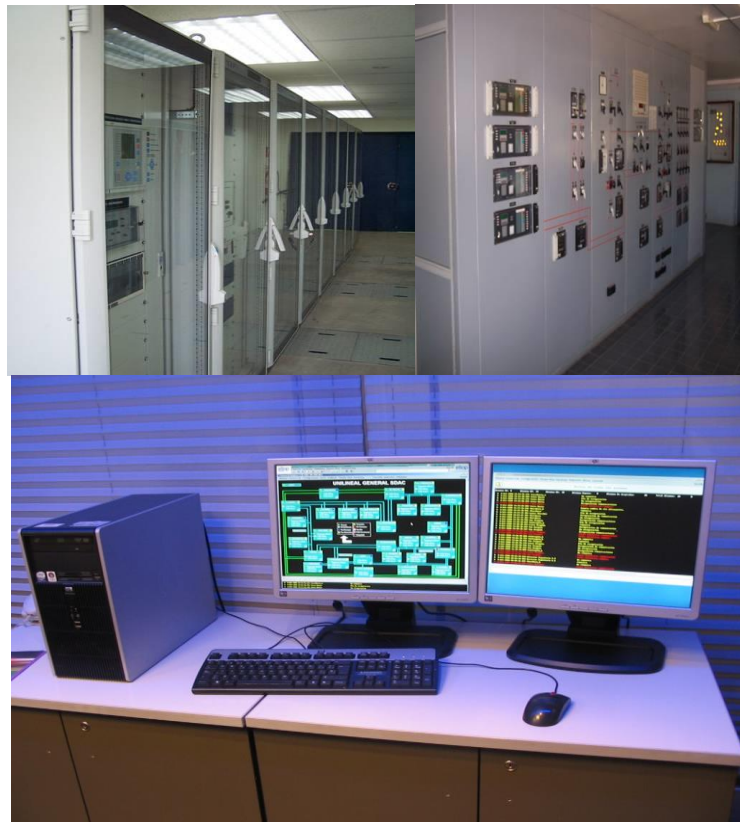


Figura 4.9 - Sistema de control y Protecciones en Subestación Chepia 220/110 kV

Diagrama Causa – Efecto
con Amenazas y Vulnerabilidades

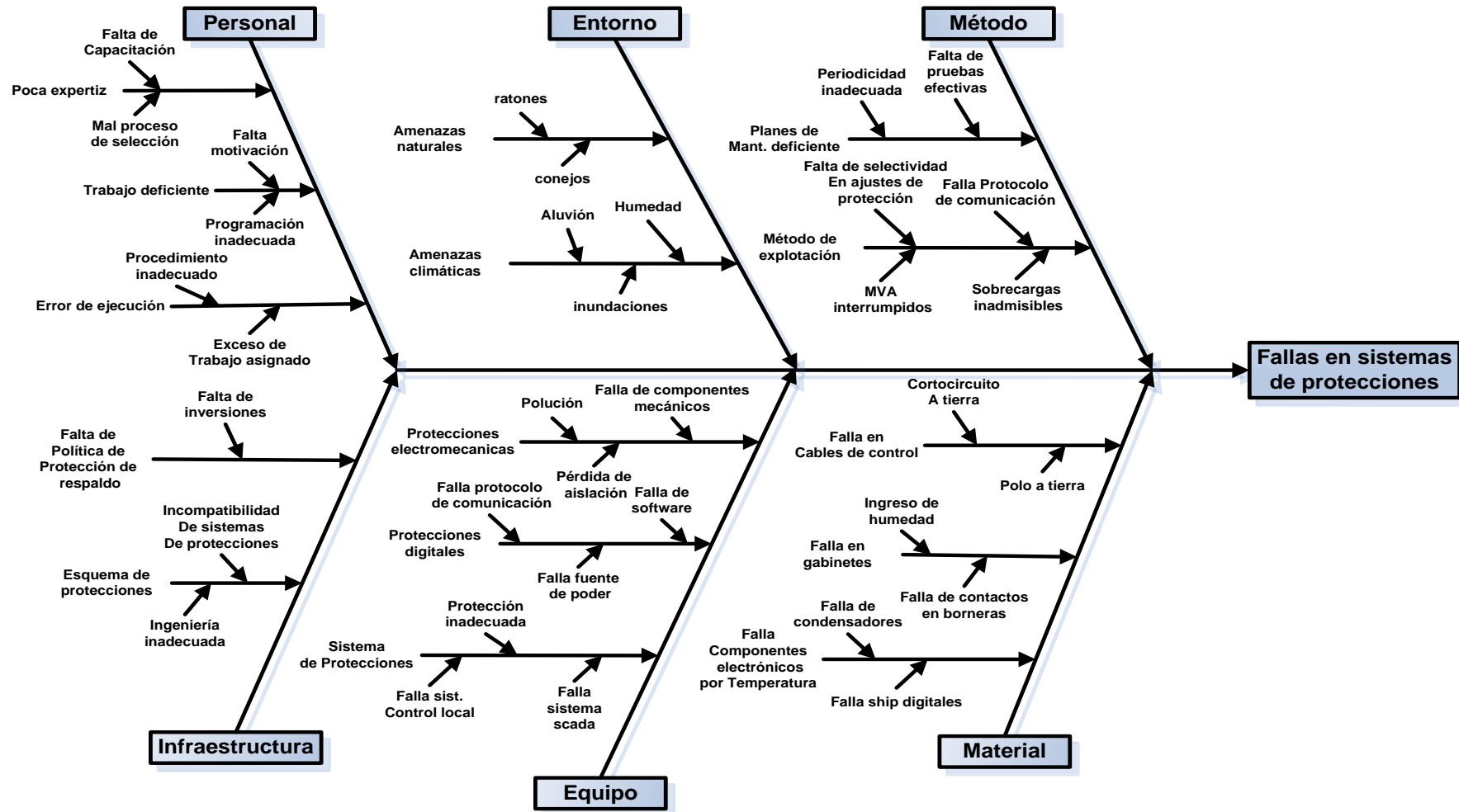


Figura 4.10 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Protecciones

Tabla 4.9 – Índice de Riesgos para el proceso de Protecciones.

SISTEMAS DE PROTECCIONES

AMENAZAS (1 a 3)	Bueyes	Chepia	Cerro Nasa
SABOTAJE	1	1	1
ROEDORES	2	2	1
POLUCIÓN	2	3	1
TEMPERATURA	1	3	2
HUMEDAD	1	3	1
INUNDACIONES	2	2	1
TOTAL	1.50	2.33	1.17

VULNERABILIDAD (1 a 4)	Bueyes	Chepia	Cerro Nasa
PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	1	3	1
CABLEADO DE CONTROL	2	4	1
INCOMPATIBILIDAD DE SISTEMAS	2	4	2
MALLA DE PUESTAS A TIERRA	1	2	1
TECNOLOGÍA DESCONTINUADA	2	4	2
TOTAL	1.60	3.40	1.40
PELIGRO (AMENAZA X VULNERABILIDAD)	2.40	7.93	1.63

SISTEMAS DE PROTECCIONES

Impacto	PPCC Bueyes	PPCC Chepia	PPCC Cerro Nasa
Tiempo de Restablecimiento			
Horas	<2	>24	<2
Calificación	1	4	1
Clientes Afectados			
Cantidad	>150.000	>150.000	>150.000
Calificación	4	4	4
MVA Interrumpidos			
MVA	400	400	400
Calificación	4	4	4
Sensibilidad de Cliente			
Indice	Medio	Grave	Medio
Calificación	2	3	2
IMPACTO TOTAL	8.25	11.25	8.25

Indice de Riesgo	8.59	13.77	8.41
-------------------------	-------------	--------------	-------------

4.1.6 Evaluación del nivel de riesgo en Sistemas Network

El panel de expertos ha determinado que el sistema Network de M.T. es en si un punto sensible. La encuesta arrojó como resumen lo que se detalla en la tabla 4.11:

Tabla 4.10 - Encuesta análisis de riesgo en los Sistemas Network.

ITEM	PREGUNTAS	RESUMEN DE RESPUESTAS
1	¿Cuál es su mayor preocupación ante una falla, que le pudiese dificultar la reposición rápida del servicio?	Falla en varios cables subterráneos en forma simultánea.
2	¿Por qué?	Existe agrupamiento de cables en algunas cámaras subterráneas.
3	¿Cuál es su percepción de la probabilidad de ocurrencia?	Alta probabilidad de ocurrencia por generación de elevadas temperaturas de operación.
4	¿Qué ocurre si pasa?	Caída total del centro cívico de Santiago.
5	¿Cuál es el impacto que provocaría?	Repercusión en la opinión pública por incendio en el sector céntrico de Santiago.
6	¿Cuánto tiempo tomaría reparar la falla?	Más de 12 horas.
7	¿Qué elementos faltarían para reparar la falla rápidamente?.	Inversiones en nuevos túneles de ductos.
8	¿A cuantos clientes afectaría?	A más de 10.000 clientes.
9	¿Qué tipo de clientes se afectan?	La moneda y sector cívico de Santiago.
10	¿Qué multas podría aplicar la autoridad?	Se estima una multa que va desde MM US\$ 1.000 hasta MM US\$ 3.000
11	¿En que estado están las instalaciones que son de su responsabilidad?	En regular estado y con falta de espacio físico.
12	¿Qué planes de acción existen para salvar la contingencia?	Planes escritos de actuación ante emergencia; Equipos móviles de respaldo ante emergencias, solo para clientes importantes.
13	¿Cuáles son las amenazas que cree pueden desencadenar una falla?	Sismos; Vandalismo; Incendios.
14	¿Cuáles son las Vulnerabilidades que tienen las instalaciones?	Años en servicio; Concentración de gran número de cables en una sola cámara.

La acción recomendada por el panel de especialistas es identificar aquellos puntos de mayor impacto y mayor probabilidad de ocurrencia de fallas (ejemplo: Casa de Moneda,

Ministerios, entre otros), con el fin de tener reconocida y estimada la carga a liberar desde la red de Baja tensión y comenzar la energización parcial y progresiva del Sistema Network afectado. Se considera tener reconocidos los equipos a intervenir y los tiempos estimados de normalización por bloque de suministro.

Una falla en el sistema Network, que afecte a varios alimentadores, podría ocasionar un corte de suministro en todo el sector céntrico de Santiago por muchas horas e inclusive días.

Los especialistas de las redes de M.T., argumentaron que para determinar algún punto sensible en los sistemas Network, era necesario efectuar un levantamiento de estas redes, para lo cual se realizó un catastro de las cámaras ubicadas en los perímetros inmediatos de las Subestaciones **San Cristóbal** y **Los Conscriptos**, lo que permitió detectar aquellas cámaras por la que pasan 5 alimentadores de un mismo Sistema Network. Los resultados son los que se indica a continuación:

Network Norte (1): Está abastecido desde Subestación **San Cristóbal**, se detectó 1 cámara por la que pasan sus 5 alimentadores.

Network Sur (2): Está abastecido desde Subestación **San Cristóbal**, no se detectaron cámaras que posean esta falencia.

Network Poniente (3): Está abastecido desde Subestación **Los Conscriptos**, se detectaron 4 cámaras por la que pasan sus 5 alimentadores..

Network Oriente (4): Está abastecido desde Subestación **Los Conscriptos**, no se detectaron cámaras que posean esta falencia.



Figura 4.11 - Cámara Cables subterráneos en Network Subestación San Cristóbal

Como resultado del análisis se llevaron estos datos a un diagrama de causa – efecto, que se aprecia en la figura 4.12 con los cuales se pudo determinar cuales amenazas y vulnerabilidades aplicaban para el caso de las cámaras donde existen varios cables de alimentadores en espacios reducidos.

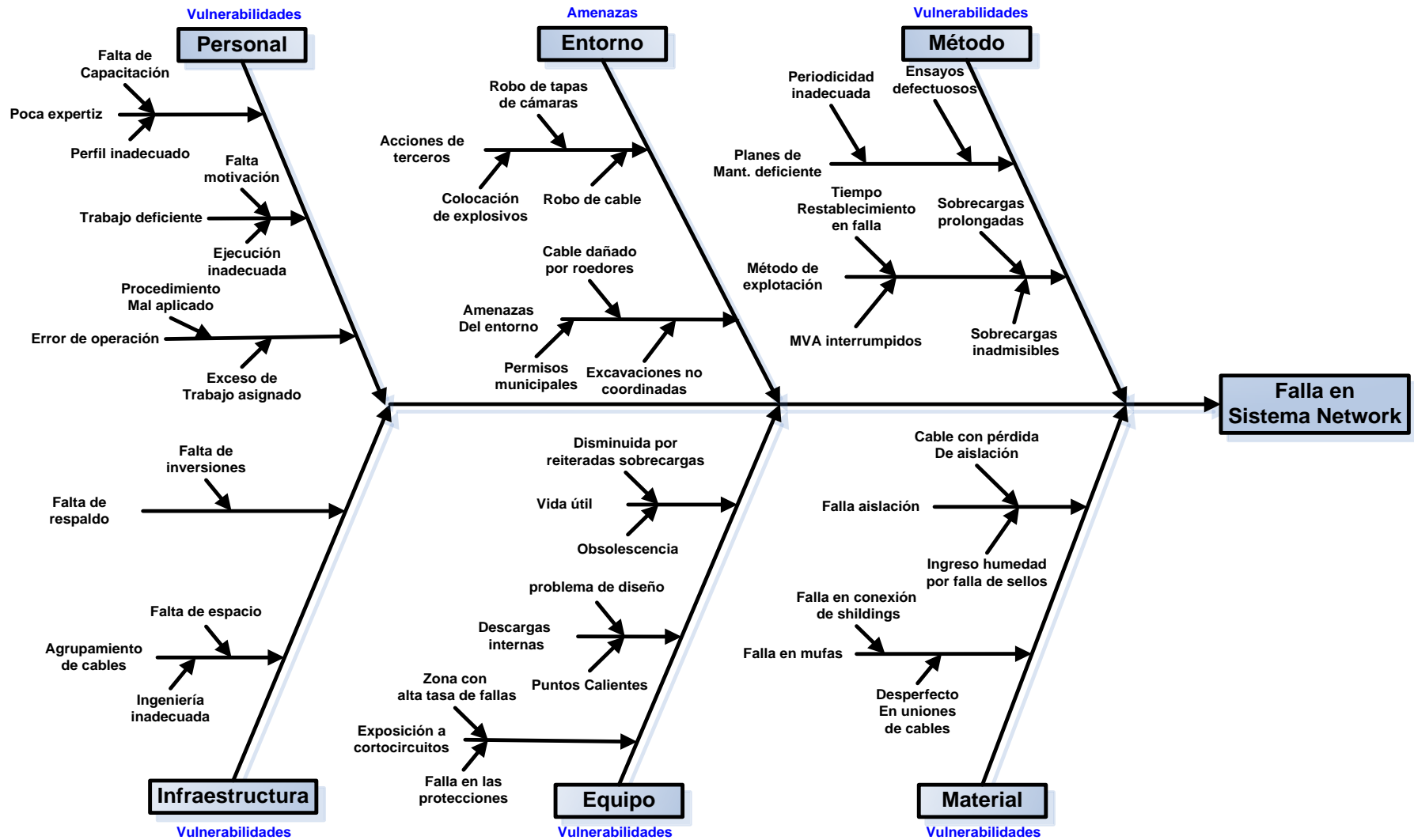


Figura 4.12 - Diagrama CAUSA – EFECTO Para el proceso de Sistemas Network

Tabla 4.11 – Índice de Riesgo Operativo para el proceso Sistemas Network.

NETWORK				
	Respaldo sectores distribución Subterráneos			
AMENAZAS (1 a 3)	Network 1	Network 2	Network 3	Network 4
INCENDIO	3	3	3	3
VANDALISMO	2	2	3	2
SISMOS	1	1	1	1
TOTAL	2,00	2,00	2,33	2,00
VULNERABILIDAD (1 a 4)	Network 1	Network 2	Network 3	Network 4
AÑOS DE SERVICIO	2	2	3	2
CONCENTRACION CABLES EN CAMARA	3	2	4	4
TOTAL	2,5	2,0	3,5	3,0
PELIGRO (AMENAZA X VULNERABILIDAD)	5,00	4,00	8,17	6,00
Impacto	Network 1	Network 2	Network 3	Network 4
Tiempo de Restablecimiento				
Horas	>12	>12	>12	>12
Calificación	4	4	4	4
Clientes Afectados				
Cantidad	11.200	10.600	9.300	5.000
Calificación	2	2	1	1
MVA Interrumpidos				
MVA	22,5	16	16	16
Calificación	1	1	1	1
Sensibilidad de Cliente				
Indice	Crítico	Crítico	Crítico	Crítico
Calificación	4	4	4	4
IMPACTO TOTAL	8,25	8,25	7,50	7,50
Riesgo TOTAL	9,65	9,17	11,09	9,60

4.1.7 Trazado del mapa de Riesgo.

El mapa de riesgo resulta (de acuerdo a lo descrito en el capítulo 3) de cuantificar el IR para cada uno de los casos analizados, ya sea en el ámbito de las subestaciones de poder, las líneas de transmisión, los sistemas de protecciones y la red subterránea Network. Todos los puntos son vertidos en el plano de la figura 4.13, donde finalmente se identifican los nombres de aquellos puntos que resultaron con el IR de mayor relevancia.

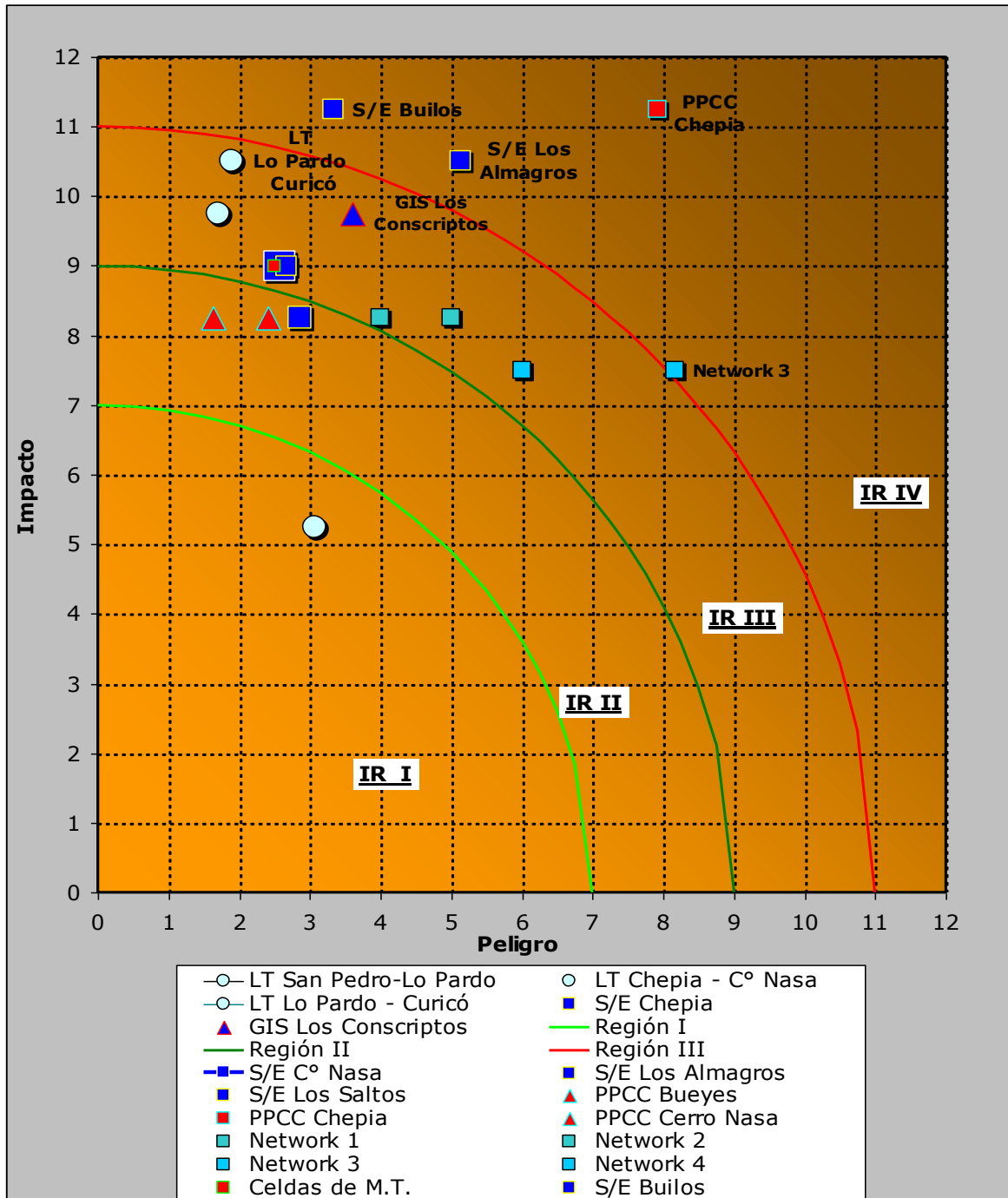


Figura 4.13 – Mapa de Riesgos para todos los puntos sensibles de la Red Eléctrica de CHILECTRA.

En todos los casos debe desarrollarse un plan de acción de acuerdo al orden de prioridad con que resultó en el mapa de riesgos.

4.2 Preparación de planes de acción para los puntos de Riesgo obtenidos.

4.2.1 Diseño de Planes de Acción

En la Empresa modelo, se conformó un Equipo multidisciplinario con participación de profesionales de las siguientes Áreas temáticas:

Gerencia de Redes: Encargada de la toma decisiones sobre los planes de acción planteados.

Planificación

e Ingeniería: Encargada de la modelación y el crecimiento de la red.

Operación: Encargada de supervigilar la utilización de la red en forma óptima y segura.

Mantenimiento: Encargados de conservar el buen estado de los equipos y la red en general.

Gerencia de

Comunicaciones: Encargada de la preparación de los planes comunicacionales con la autoridad y la opinión pública.

Gerencia

Comercial (Call Center): Encargada de canalizar los requerimientos de los clientes y derivar a las áreas responsables.

Este equipo de profesionales determinó, para los tres casos que resultaron inaceptables (Región IV), efectuar planes reactivos de acción inmediata (de acuerdo a lo indicado en la metodología) acompañado de inversiones de corto plazo que apoyen el plan reactivo. La justificación económica de todos estos casos se analizará en el capítulo 5, en este punto solo se describirán las acciones a seguir y los plazos de implementación.

Sistema de Protecciones de Subestación Chepia (Índice de riesgo 13.77):

Debido al nivel de criticidad y las fallas ocurridas en el sistema de protecciones existente, se definió como plan inmediato, el implantar una guardia de operaciones compuesta por dos (2) operadores en turno permanente a fin de cubrir cualquier contingencia que pudiese requerir operaciones manuales a pié de equipo, para ello se elaborará un manual de acciones de emergencia y se capacitará a estos profesionales en la actuación para estos casos.

Como plan de inversión de corto plazo, se determinó el reemplazo de todo el sistema de protecciones actual con fibra óptica, por un nuevo sistema con control local, el cual se estima tendrá un periodo de desarrollo y aplicación no mayor a 1 año.

Dado que no es posible el reemplazo con desconexión del sistema existente, se determina diseñar un programa para reemplazar por etapas y con todos los componentes en servicio. Esta implementación posibilita bajar el IR a 6.39, quedando fuera de un RO significativo.

Subestación los Almagros (Índice de Riesgo 11.69):

En este caso se determinó como acción inmediata la elaboración de un plan de contingencia con personal de mantenimiento (3 técnicos) disponible en turnos permanente en sus bases las 24 horas, que permitiera acortar los tiempos de maniobra para el reemplazo de la unidad fallada de 10 a solo 2 horas.

Como plan operacional se determinó limitar la cargabilidad de los transformadores de 105% a solo el 90%, mediante un procedimiento de traspaso de flujos de cargas en el sistema.

Como plan de inversión de corto plazo (1 año) se determinó implementar la instalación de equipos de maniobra y los sistemas de control necesarios, para automatizar la rotación de la unidad de reserva, con lo que la reposición del servicio se reduce a solo 8 minutos y el IR baja a 7.45, quedando fuera de RO.

Network 3, Poniente (Índice de Riesgo 11.09):

Está abastecido desde Subestación **Los Conscriptos**, y se detectaron 4 cámaras por la que pasan sus 5 alimentadores. El plan de contingencia inmediato determinado por el grupo de expertos, contempla el monitoreo termográfico semanal de las temperaturas en las cámaras de cables, para determinar, en coordinación con el centro de operaciones del sistemas de Chilectra, el modelamiento de la cargabilidad de estos, para evitar la posibilidad de incendio. Una solución de más largo plazo (3 años) contemplaría la construcción de nuevos ductos y cámaras de cables, permitiendo separar los alimentadores. Con esta medida se lograría bajar el IR a 6.86, dejándolo fuera del RO.

4.2.2 Seguimiento

En aquellos casos donde el IR resultó en la Región III o menor, se determinó efectuar planes de acción de largo plazo en conjunto con la preparación de procedimientos de actuación que contemple todos los ámbitos que conforman el equipo multidisciplinario. Como ejemplo de esto se analizaron los casos cuyos índices de riesgo resultaron más cercanos a lo intolerable, a saber:

Equipos de Alta Tensión encapsulados en SF6 (Índice de Riesgo 11.02)

Como se detalló anteriormente en el punto 4.1.4, si bien este equipo es de alta confiabilidad de operación, una falla interna requiere sacar del servicio toda la subestación por periodos que podrían prolongarse por semanas. El grupo de expertos determinó que es imperioso contar con un procedimiento operativo que actúe de manera transversal en la organización, que permita aislar la falla más severa que pudiese ocurrir en esta instalación y que los clientes afectados sean los menos.

Como solución definitiva, se evaluó una inversión de largo plazo, para la instalación de un Interruptor de 110 kV que opere de respaldo de toda la subestación en SF6.

Línea 44 kV Lo Pardo – Curico (Índice de Riesgo 10.74):

En esta línea se determinó evaluar como plan de acción, dos alternativas; En un plazo no mayor a un año se contemplará el reemplazo de todos los aisladores de loza por aislamiento del tipo polimérico, debido a la ocurrencia en forma reiterada de fallas por contaminación, la que se reduce casi a cero con esta medida. Adicionalmente se considera la instalación de elementos disuasivos antipájaros en todas las estructuras, dado que la mayor cantidad de fallas es causada por el contacto de las aves, por ser una zona con mucha arborización. La implementación de ambos elementos permitirá disminuir el IR de 10.74 a 8.31 posesionándose en la región II. Una segunda solución de mas largo plazo, por el nivel de inversión que significa, será la de construir una línea en segundo circuito, que permita respaldar completamente la anterior, con lo cual dejaría de estar en RO.

5 Evaluación económica de las implicancias del riesgo operativo.

La aplicación de los métodos de Delphi e Ishikagua, ha evitado sesgos en la toma de decisiones, esto significó tener distintos puntos de vista en lo relacionado con la mayor o menor tolerancia al riesgo, conjugándolos para asegurar mayor éxito en el resultado de proyectos de Inversión.

Este tipo de proyecto, planteado desde la lógica de la evaluación privada, recibe los beneficios en un tiempo indeterminado. El desafío consiste en dimensionar los costos (ex ante) y beneficios (ex pos) atribuibles al proyecto y valorarlos para emitir un juicio sobre la conveniencia de ejecutarlo, con la convicción que las utilidades serán mayores que los costos.

Este procedimiento permitirá decidir el destinar recursos a los proyectos, al asimilarlos en el tiempo, a un flujo de fondos provenientes de ingresos y egresos de caja. Parte importante de la tarea es dimensionar si los flujos de capital destinados son suficientes para evitar el siniestro y que impedirán una inminente pérdida equivalente a los ingresos del proyecto (impacto), y que estos últimos serán muy superiores a los recursos destinados a evitarlo.

Identificación y valoración de los costos y beneficios en proyectos de RO.

El método presentado en el capítulo III y desarrollado en el capítulo IV, permitió calcular un IR, simulando un escenario con los efectos sobre los activos y las ventas, teniendo presente que la información que le interesa a las empresas es de índole económica, tasando las pérdidas directas, consecuenciales, de corto y largo plazo.

La evaluación del riesgo proporcionó una visión global clara de las problemáticas que pueden surgir ante la materialización de los riesgos, interrelacionando el peligro de ocurrencia con el impacto, variables que encadenaron la causa con el efecto al aplicar la ecuación básica de cálculo del RO. Ese mismo impacto permitirá valorar monetariamente los beneficios más importantes del programa de inversiones y/o mitigación.

En este capítulo se presentan los costos y beneficios de prevenir, tomando los casos más críticos identificados en el capítulo IV y como pueden ser enfrentados desde el punto de vista económico. Se propone utilizar la evaluación económica como guía para analizar las conductas de riesgo y preventivas de la empresa.

5.1 Análisis Costo Beneficio

Para el alcance del análisis, la intervención preventiva, tiene objetivos económicos y la evaluación será formalizada en relación con esta finalidad; dado que los recursos son escasos es pertinente evaluar las intervenciones preventivas de acuerdo a un criterio de eficiencia, que asegure que los beneficios serán los mayores al menor costo posible.

El primer objetivo será evaluar la eficiencia del programa de mitigación del riesgo, y como método de evaluación será utilizado el análisis costo-beneficio (ACB), comparación

actualizada de la corriente de beneficios esperados a lo largo del tiempo y de los costos previstos en su aplicación.

La metodología costo-beneficio para evaluar un proyecto de RO será desarrollada de acuerdo a los siguientes pasos:

- 1.- En base al procedimiento desarrollado en el capítulo 4 se efectúa un levantamiento de todos gastos e inversiones cuantificables en los puntos de riesgo.
- 2.- Distribución temporal de los costos, beneficios y elección de la tasa de actualización o descuento, utilizando costos precisos con sensibilización de años cercanos o lejanos en los que rinde frutos.
- 3.- El criterio de evaluación que se ha escogido es el del VAN y la TIR, pues dilucidarán si un determinado programa es o no eficiente.

El resultado obtenido será sometido a la toma de decisiones de la alta gerencia.

5.2 Evaluación económica del riesgo operativo

Para la evaluación de los proyectos que han resultado con un alto índice de RO, se utilizan los métodos dinámicos del VAN y la TIR, con parámetros base como tasas de descuento de acuerdo al costo medio ponderado del capital empleado por la empresa modelo, que será 8,79% (después de impuesto) y la actual tasa impositiva de primera categoría del 17%. Paralelamente, se ha establecido una TIR mínima de referencia de un 11,43 %. Se considerará además, una depreciación de acuerdo a su vida útil para la evaluación.

Es importante destacar que en todos estos proyectos el mayor beneficio se obtiene al evitar multas por parte de la autoridad, las que varían entre los MUS\$ 1.000 a MUS\$ 6.000, las que históricamente se han aplicado a casos similares de gran connotación pública.

Proyecto de automatización S/E Builos y Los Almagros.

La vida útil para este proyecto se planea en 30 años, por tratarse de equipos con esa duración, los flujos que se presentan en la evaluación y cuya planilla se muestra en la tabla 5.1, corresponden a la inversión efectuada en el año cero de M\$ 421.980, y por sensibilizar los flujos, según los años en que en un supuesto de no llevar a cabo el proyecto, ocurrirían las fallas. Están los costos de M\$ 1.200 anuales por operación y mantenimiento; y los beneficios por ahorro en multas y margen por energía no suministrada por M\$ 3,697.

Las sensibilizaciones en la evaluación se han realizado conjeturando los beneficios del proyecto en el año uno, a la mitad y al final del periodo de evaluación. También se ha sensibilizado el proyecto mediante una visión pesimista de las utilidades.

Tabla 5.1 – Datos económicos para Evaluación proyecto BUILOS y LOS ALMAGROS.

Descripción	Valor
Depreciación (años)	30
Tasa de descuento (%)	8.8%
Tasa de impuesto sobre las utilidades (%)	17.0%
Período de evaluación (años)	30
TIR Mínima exigida	11.43%

Ver tabla de evaluación con flujos en el tiempo en Anexo 1

La tabla 5.2 muestra los diferentes VAN y TIR de acuerdo a los escenarios de simulación supuestos.

Tabla 5.2 – Beneficios esperados proyecto BUILOS y LOS ALMAGROS.

Beneficios esperados						
Método de Evaluación	Caso Multa severa			Caso Multa leve		
	Año 1	Año 15	Año 30	Año 1	Año 15	Año 30
VAN M\$	2,413,615	459,898	-162,287	68,344	-261,122	-366,044
TIR %	627.61	14.32	6.99	24.33	1.90	-

Las Figuras 5.1 y 5.2 permiten, de una forma visual, observar el comportamiento de los VAN y las TIR en todas las situaciones.

Para el caso de una multa severa de MUS\$ 6.000, el proyecto es rentable hasta el año 28.

Para el caso de una multa leve de MUS\$ 1.000, el proyecto se hace rentable hasta el año 3.

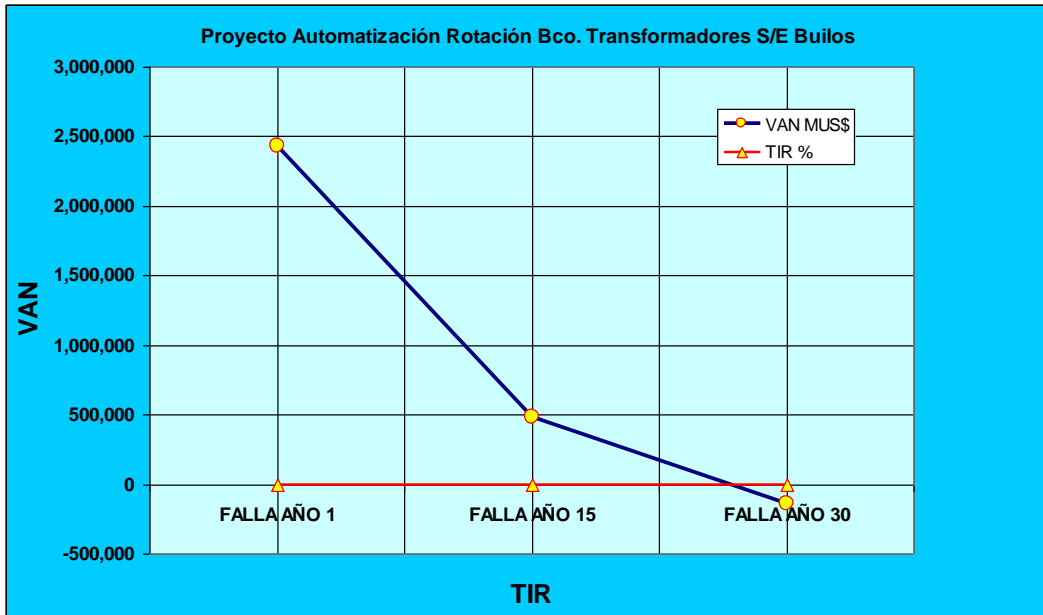


Figura 5.1 – Análisis financiero proyecto BUILOS con multa leve

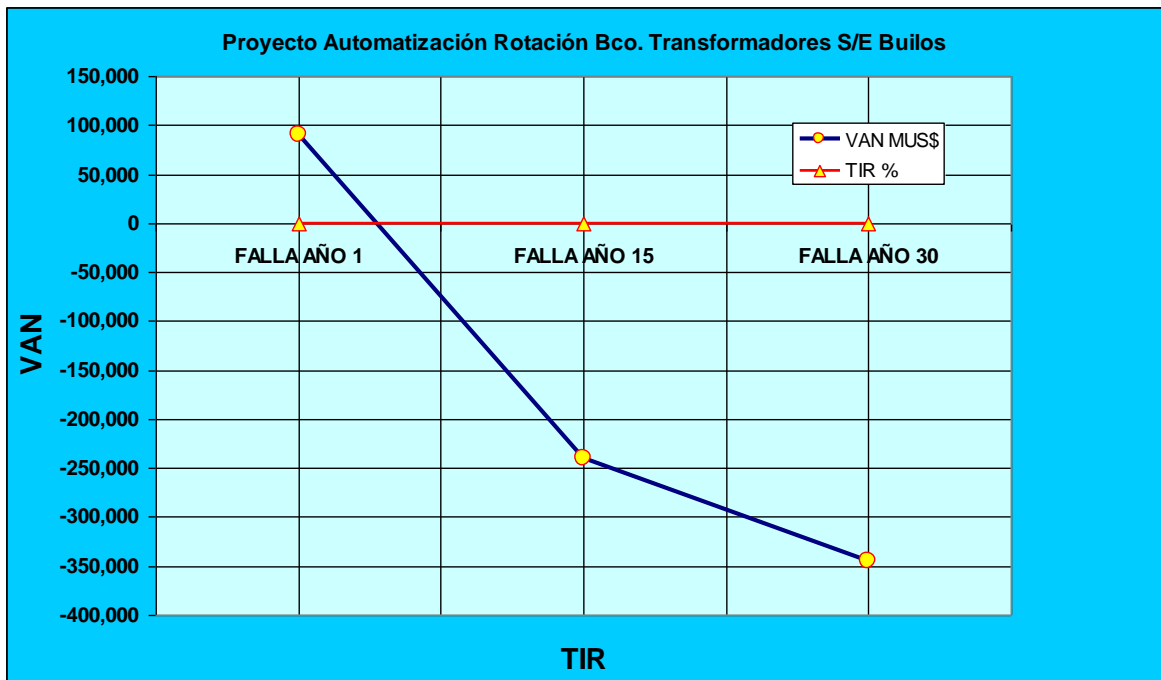


Figura 5.2 - Análisis financiero proyecto BUILOS con multa severa

Si la multa aplicada fuese de MUS\$ 1.000, que es el menor valor que se pudiese esperar, el proyecto sería rentable hasta el 3er año.

Proyecto de reemplazo de los sistemas de protecciones en S/E Chepia.

Otro de los proyectos con un alto índice de RO resultó ser el de reemplazo del sistema de protecciones en S/E Chepia. La vida útil para este proyecto se planea de 15 años, dado que la tecnología en la electrónica tiene un tiempo menor de obsolescencia. Los flujos que resultan de la evaluación se muestran en la tabla 5.3, y corresponden a la inversión efectuada en el año cero de M\$ 299.214, y por sensibilizar de acuerdo a los años que en un supuesto ocurrirían las fallas. Están los costos de M\$ 200 anuales por operación y mantenimiento, la capacitación en el nuevo sistema de M\$ 3,000, además de los beneficios por ahorro en multas y margen por energía no suministrada de M\$ 649,552.

Las sensibilizaciones en la evaluación se han realizado conjeturando los beneficios del proyecto en el año uno, a la mitad y al final del periodo de evaluación. También se ha sensibilizado el proyecto mediante una visión pesimista de las utilidades.

Tabla 5.3 – Datos económicos para evaluación proyecto CHEPIA.

Descripción	Valor
Depreciación (años)	15
Tasa de descuento (%)	8.8%
Tasa de impuesto sobre las utilidades (%)	17.0%
Período de evaluación (años)	15
TIR Mínima exigida	11.43%

Ver tabla de evaluación con flujos en el tiempo en Anexo 2

La tabla 5.4 muestra los diferentes VAN y TIR de acuerdo a los escenarios de simulación supuestos.

Tabla 5.4 – Beneficios esperados proyecto CHEPIA.

Beneficios esperados						
Método de Evaluación	Caso Multa severa			Caso Multa leve		
	Año 1	Año 8	Año 15	Año 1	Año 8	Año 15
VAN M\$	2,565,658	1,299,976	598,194	220,387	-404	-122,826
TIR %	933.25	34.31	17.24	81.75	8.77	4.78

Las Figuras 5.3 y 5.4 permiten, de una forma visual, observar el comportamiento de los VAN y las TIR en todas las situaciones.

Para el caso de una multa severa de MUS\$ 6.000, el proyecto es rentable hasta el final del proyecto.

Para el caso de una multa leve de MUS\$ 1.000, el proyecto se hace rentable hasta el año 7.

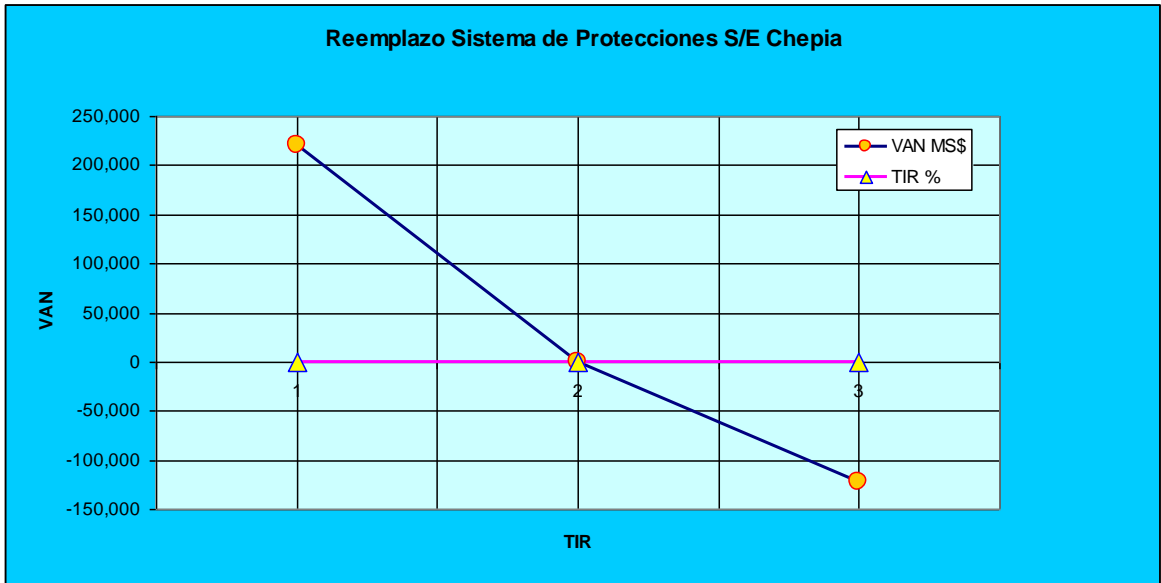


Figura 5.3 - Análisis financiero proyecto CHEPIA con multa leve

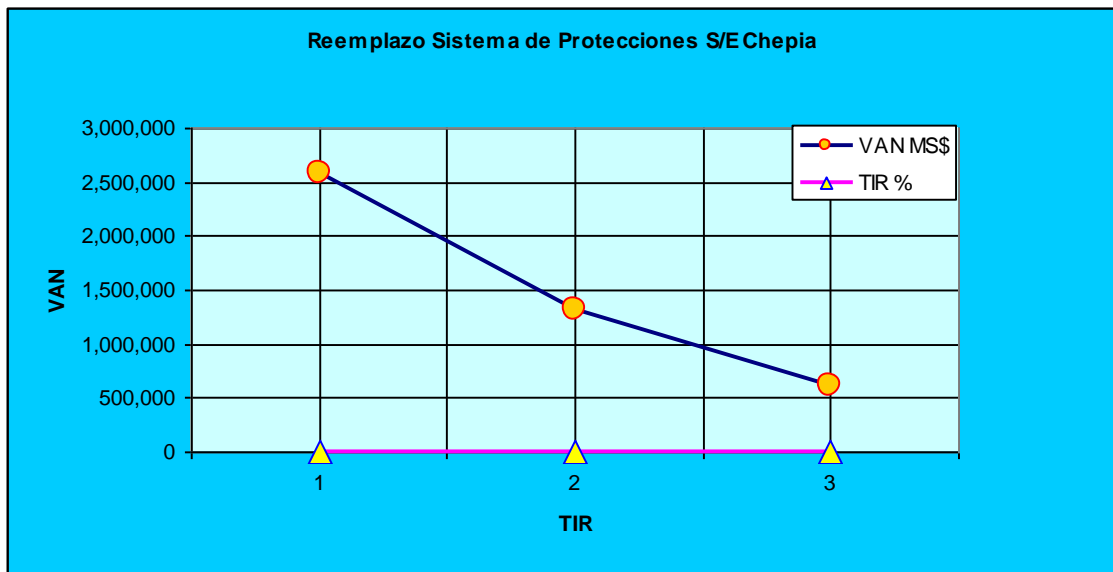


Figura 5.4 - Análisis financiero proyecto CHEPIA con multa severa

Proyecto de modificación de cámaras de la red de media tensión Network.

En el caso del proyecto que contempla la modificación de las cámaras de la red Network para adecuar la cantidad de cables por ductos, se consideró una vida útil planeada en 30 años, por tratarse de equipamiento con una larga duración. Los flujos que resultan de la evaluación se muestran en la tabla 5.5, y corresponden a la inversión efectuada en el año cero de M\$ 410.759, y por sensibilizar de acuerdo a los años que en un supuesto ocurrirían las fallas. Están los costos de M\$ 31.012 anuales por operación y mantenimiento, además de los beneficios por ahorro en multas y margen por energía no suministrada de M\$ 615,149.

Las sensibilizaciones en la evaluación se han realizado suponiendo los beneficios del proyecto en el año uno, a la mitad y al final del periodo de evaluación. También se ha sensibilizado el proyecto mediante una visión pesimista de las utilidades.

Tabla 5.5 – Datos económicos para evaluación de Proyecto Sistemas Network.

Descripción	Valor
Depreciación acelerada 1/3 de la vida útil (años)	30
Tasa de descuento (%)	8.8%
Tasa de impuesto sobre las utilidades (%)	17.0%
Período de evaluación (años)	30
TIR Mínima exigida	11.43%

Ver tabla de evaluación con flujos en el tiempo en Anexo 3

La tabla 5.6 muestra los diferentes VAN y TIR de acuerdo a los escenarios de simulación supuestos.

Tabla 5.6 – Beneficios esperados en proyecto Sistemas Network.

Beneficios esperados						
Método de Evaluación	Caso Multa severa			Caso Multa leve		
	Año 1	Año 15	Año 30	Año 1	Año 15	Año 30
VAN M\$	2,158,749	209,463	-411,311	72,501	-252,533	-356,045
TIR %	638.86	11.37	4.64	25.88	1.97	-

Las Figuras 5.5 y 5.6 permiten, de una forma visual, observar el comportamiento de los VAN y las TIR en todas las situaciones.

Para el caso de una multa severa de MUS\$ 6.000, el proyecto es rentable hasta el año 18.

Para el caso de una multa leve de MUS\$ 1.000, el proyecto se hace rentable hasta el año 2.

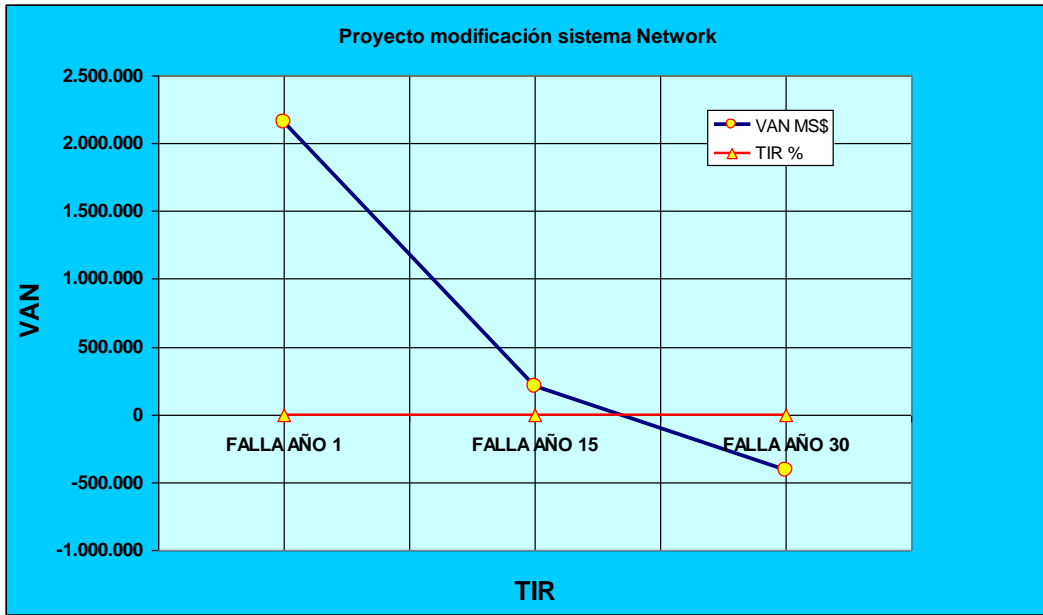


Figura 5.5 - Análisis financiero proyecto Network con multa Severa

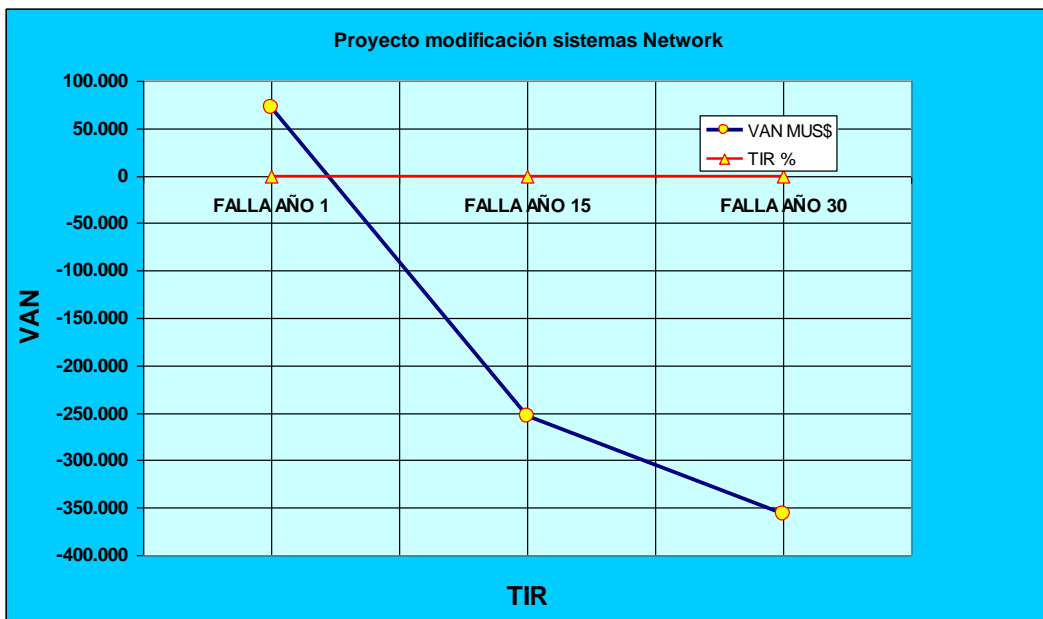


Figura 5.6 - Análisis financiero proyecto Network con multa leve

5.3 Formular planes de Mitigación para casos de menor índice de riesgo.

En los casos cuyo IR resulte inferior al inaceptable, se acuerda aplicar medidas mitigadoras paliativas, que no necesariamente se traducen en propuestas de inversión, pudiendo desarrollarse planes de acción corporativos que se ejecuten en la eventualidad de desencadenarse un siniestro.

En este contexto, las evaluaciones que resultaron de los casos correspondientes al siniestro del equipo GIS de subestación los conscriptos y a la línea Lo Pardo – Curico, se analizarán bajo esta modalidad.

Falla equipo GIS subestación Los Conscriptos.

Después de un análisis de la situación, el comité de expertos concluyó que la inversión en un equipo redundante que sirva de respaldo ante una falla de una subestación del tipo GIS resulta demasiado elevado y deriva en un proyecto de muy largo plazo, adoptándose como solución inmediata una serie de medidas tendientes a evitar la ocurrencia de una falla en este equipo.

Se desprende de este análisis, que la condición de mayor impacto en este equipo se produciría al fallar la posición del acoplador de barras, lo que dejaría fuera de servicio toda la subestación y por ende sin suministro todo el centro de Santiago.

Como solución se convino preparar un procedimiento operativo a aplicar por el Centro de Operaciones del Sistema (COS) que elimine la opción de operar en la posición acoplador y suplir esta maniobra.

Como segunda medida se elaborará un procedimiento técnico que especifique la forma de actuar ante una falla de este tipo y los elementos mínimos requeridos para proceder a la reparación. Este procedimiento contendrá además un plan especial de revisiones predictivas en esa posición del equipo GIS, como análisis termográfico de los equipos, medición de descargas parciales y punto de rocío del gas SF₆.

Como tercera medida, se contratará una consultoría, a fin de determinar un proyecto de respaldo para esta posición, cuya evaluación económica se analizará y determinará si se efectúa la inversión necesaria para este efecto.

Falla en línea Lo Pardo – Curico.

Como se señaló en el punto 4.2.2 respecto del seguimiento, el comité de expertos acordó elaborar como medida inmediata, un procedimiento operativo que contemple un plan de poda semestral a lo largo de toda la línea y además proceder a poner una orden de compra de protectores antipájaros en los tramos de mayor tasa de fallas, los que serán instalados en un plazo no mayor a seis meses.

Otra medida inmediata será reducir la periodicidad de inspección pedestre de la línea de cada seis meses a mensual, a fin de detectar cualquier situación de riesgo que pueda traducirse en una falla en cualquier tramo de la línea.

Como medida de largo plazo (5 años), se estudiarán las concesiones, con el objetivo de obtener los permisos de paso necesarios para la construcción de un segundo circuito en la línea.

Se contratará una consultoría, para evaluar un proyecto de construcción de este segundo circuito en la línea

6 Conclusiones y recomendaciones

El RO basado en la lógica difusa permite evaluar mayor cantidad de variables, que en definitiva son variables lingüísticas no numéricas, simulando el conocimiento humano, o como se ha indicado, el de los expertos.

Posibilita la obtención rápida de modelos, solo se requiere conocer las variables del sistema.

Se simplifica la adquisición y representación del conocimiento ya que unas pocas reglas abarcan gran cantidad de complejidades.

Se puede afirmar que la utilización de la lógica difusa es aconsejable para procesos complejos, cuando se carece de un modelo matemático simple.

Un análisis de Lógica Difusa se basa más en la experiencia técnica del diseñador que en la precisión y rigor matemático. Debido a esto, los sistemas con Lógica Difusa pueden ser más sencillos, económicos y flexibles.

Permite una mayor tendencia al desarrollo de soluciones aproximadas para los problemas del mundo real.

Esta metodología además del análisis de riesgo de empresas distribuidoras de electricidad, donde está inserto el riesgo, es aplicable a otras Empresas de servicios como: agua potable, gas, telecomunicaciones o cualquier otra empresa donde esté inserto el riesgo.

Es de vital relevancia para la efectividad del método, la correcta elección e instrucción del comité de expertos que analicen y evalúen las variables incidentes.

La decisión de efectuar la inversión pasa por una estrategia de nivel gerencial, basada en los resultados del análisis del RO y la evaluación económica de las alternativas propuestas.

Dependiendo del crecimiento y cambios dinámicos de la red eléctrica de la empresa modelo, es relevante para la metodología el efectuar revisiones periódicas (anuales, semestrales o quinquenales, etc.) de los puntos de riesgos que puedan aparecer, lo que permitirá mantener actualizado el mapa de riesgo corporativo y tomar medidas tempranas para resolver aquellos casos de mayor criticidad.

7 Anexos.

Anexo 1: Evaluación económica proyecto Builos y Los Almagros

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
INVERSION	421,980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Chena Obras	14,436	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles Chena	13,340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Chena	82,556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desc AT/MT	39,943	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Cerro navia	24,059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Cerro Navia	116,382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OO/CC	26,496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 220 Kv	72,930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 110 Kv	31,838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066
BENEFICIOS	0	3,697,536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía	0	8,736	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de servicio	0	3,688,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
COyM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mantenimiento	0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Costo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		3,682,270	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266
Impuesto		625,986	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595
Util. después Imptos.		3,056,284	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671
F.C.N.	-421,980	3,070,350	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395

VAN	2,413,615	M\$
TIR	627.66	%

Figura 7.1 – BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
INVERSION	421,980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Chena Obras	14,436	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles Chena	13,340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Chena	82,556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desc AT/MT	39,943	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Cerro navia	24,059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Cerro Navia	116,382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OO/CC	26,496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 220 Kv	72,930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 110 Kv	31,838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066
BENEFICIOS		0	0	0	0	0	8,697,536	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía		0	0	0	0	0	8,736	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de serv		0	0	0	0	0	8,688,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS		0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
COyM		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mante		0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Costo 2		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	8,682,270	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266
Impuesto		-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	625,986	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595
Util. después Imptos.		-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	8,056,284	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671
F.C.N.		-421,980	1,395	1,395	1,395	1,395	8,070,350	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395

VAN 459,898 M\$

TIR 14.32 %

Figura 7.2 - BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el año 15 después de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
INVERSION	421,980	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Chena Obras	14,436	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles Chena	13,340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Chena	82,556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desc AT/MT	39,943	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mec Cerro navia	24,059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar Cerro Navia	116,382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OO/CC	26,496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 220 Kv	72,930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patio 110 Kv	31,838	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066	14,066
BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,697,536
Márgen venta de energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,736
Multa por pérdida de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,688,800
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
COyM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mantenimiento	0	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Costo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.	0	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	-15,266	3,682,270
Impuesto		-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	-2,595	625,986
Util. después Imptos.		-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	-12,671	3,056,284
F.C.N.	-421,980	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	1,395	3,070,350

VAN	-162,287	M\$
TIR	6.99	%

Figura 7.3 - BUILOS: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.

Anexo 2: Evaluación económica proyecto protecciones S/E Chepia

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INVERSION	299,214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar	291,963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mano de obra Instalación	7,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948
BENEFICIOS	0	3,723,552	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía	0	34,752	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de servicio	0	3,688,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	3,200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Costo operación y mantenimiento	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Capacitación Nuevo sistema	0	3,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		3,700,404	20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148
Impuesto		629,069	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425
Util. después Imptos.		3,071,336	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723
F.C.N.	-299,214	3,091,283	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225

VAN	2,565,658	M\$
TIR	933.25	%

Figura 7.4 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INVERSION	299,214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo Auxiliar	291,963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mano de obra Instalación	7,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948
BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	3,723,552	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía	0	0	0	0	0	0	0	0	34,752	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0	3,688,800	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	3,200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Costo operación y mantenimiento	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Capacitación Nuevo sistema	0	3,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		-23,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	3,703,404	20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148
Impuesto		-3,935	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	629,579	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425
Util. después Imptos.		-19,213	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	3,073,826	16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723
F.C.N.	-299,214	735	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,093,773	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225

VAN	1,299,976	M\$
TIR	34.31	%

Figura 7.5 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en la mitad del periodo de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
INVERSION	299,214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Equipo Auxiliar	291,963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Mano de obra Instalación	7,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inversión 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inversión 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inversión 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Depreciación		19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	19,948	
BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,723,552	
Márgen venta de energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,752	
Multa por pérdida de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,688,800	
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COSTOS	0	3,200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Costo operación y mantenimiento	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Capacitación Nuevo sistema	0	3,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Util. antes Imptos.	0	-23,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	-20,148	3,703,404
Impuesto		-3,935	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	-3,425	629,579
Util. después Imptos.		-19,213	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	-16,723	3,073,826
F.C.N.	-299,214	735	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,093,773

VAN	598,194	M\$
TIR	17.24	%

Figura 7.6 - CHEPIA: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.

Anexo 3: Evaluación económica proyecto Sistemas Network

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
INVERSION	410,759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles	268,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Eléctricas	82,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Material Eléctrico	60,259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692
BENEFICIOS	0	3,689,149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía	0	349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de servicio	0	3,688,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
COyM		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mantenimiento	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
Costo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		3,644,445	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704
Impuesto		619,556	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600
Util. después		3,024,889	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105
F.C.N.	-410,759	3,038,581	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413

VAN	2,158,749	M\$
TIR	638.86	%

Figura 7.7 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla en el primer año de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
INVERSION	410,759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles	268,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Eléctricas	82,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Material Eléctrico	60,259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692
BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	6,689,149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Márgen venta de energía	0	0	0	0	0	0	349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Multa por pérdida de servicio	0	0	0	0	0	0	6,688,800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
COyM		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mantenimiento	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
Costo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.		-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	6,644,445	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704
Impuesto		-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	619,556	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600
Util. después Imptos.		-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	6,024,889	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105
F.C.N.	-410,759	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	6,038,581	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413
VAN	209,463																					
TIR	11.37																					

Figura 7.8 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia en la mitad del periodo de implementación de una solución.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
INVERSION	410,759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Civiles	268,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obras Eléctricas	82,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Material Eléctrico	60,259	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación		13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692	13,692
BENEFICIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,689,149
Márgen venta de energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	349
Multa por pérdida de servicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,688,800
Beneficio 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
COyM		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo operación y mantenimiento	0	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012	31,012
Costo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Util. antes Imptos.	0	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704	-44,704
Impuesto		-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600	-7,600
Util. después Imptos.		-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105	-37,105
F.C.N.	-410,759	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413	-23,413
VAN	-411,311	M\$																				
TIR	4.64	%																				

Figura 7.9 - NETWORK: Evaluación económica para la ocurrencia de una falla al final del periodo de implementación de una solución.

Bibliografía

Libros, anales de congresos, folletos y manuales utilizados integralmente.

[Klirk&Yuan95] Klirk G. y Yuan B. **Fuzzy Sets and Fuzzy Logic. Theory and Applications**. EEUU: Prentice Hall PTR, 1995.

[Wang97] Wang L.X.. **A Course in Fuzzy Systems and Control**. EEUU: Prentice-Hall, 1997.

Capítulo o parte de un libro.

[Alvarez03] Alvarez Elsa. **Evaluacion Economica y Financiera en Proyectos de Inversión**. Perú: Publicaciones IIFAE - Huancayo, 2003. p. 109-149.

[Chase&Jacobs&Aquilano] Chase Richard B., Jacobs F. Robert y Aquilano Nicolas J. **Administración de la Producción y Operaciones para una Ventaja Competitiva**. EEUU: Mc Graw- Hill, 2004. p. 374-383.

[Sapag&Sapag80] Sapag Nassir y Sapag Reinaldo. **Preparación y Evaluación de Proyectos**. Chile: Mc Graw- Hill, 1989. p. 116-141. p. 225-260.

Revistas e información Científica

[Celikyilmaz & Burhan 08] Celikyilmaz Asli y Burhan I. **Modeling Uncertainty with Fuzzy Logic**. EEUU: Scientific Publishing Services Pvt. Ltd., Chennai, India, 2008.

[COROTIS&FOX&HARRIS81] Corotis Ross B, Fox Raymond R y Harris John. **Delphi Methods: Theory and Desing Load Application**. **Journal of the Estructural Division**, ASCE. Vol. 107. N°ST6 EEUU, Junio 1981.

[Zadeh75] Zadeh Lotfi.. **The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning I, II y III**. Canadá: Información Científica, 1975. p. 43-80.

Informaciones obtenidas a través de la red.

[ENEA07] Italian National Agency For New Technologies, **Energy and Environment. Overview On Risk Assessment Approaches, For Natural Hazards**. Italia: ENEA, 2007 (disponible vía web en www.civ.uth.gr/cost-c26/documents/4th_meeting.../04%20Indirli.pdf visitada en Diciembre de 2009).

[HILLSON06] *David Hillson PMP FAPM*. **Tres Tiempos de la Identificación de Riesgos: Pasado, Presente y Futuro**. EEUU, 2006 (disponible vía web en www.risk-doctor.com/pdf-briefings/risk-doctor27s.pdf visitada en Julio de 2009).

[HILLSON06] *David Hillson PMP FAPM*. **Probar el Valor de la Gestión del Riesgo**. EEUU, 2006 (disponible vía web en www.allpm.com/RiskDr/February2007/Spanish.pdf visitada en Julio de 2009).

[WALTER09] *Walter Bernardo*. **El Método Delphi en la Ingeniería Civil**. Perú, 2009 (disponible vía web en <http://www.scribd.com/doc/20023802/El-Metodo-Delphi> visitada en Julio de 2009).

Otras Informaciones

[Del Valle08] Del Valle, Miguel. Ingeniero Civil Electricista,. Cargo actual: Especialista Area Planificación de Chilectra. **Orientación respecto a la problemática del Riesgo operativo en redes eléctricas de alta tensión.** Santiago, octubre de 2008. Información Verbal.

[Navarro09] Navarro, Leonel. Ingeniero Civil Electricista,. Cargo actual: Jefe Area Mantenimiento AT de Chilectra. Cargo anterior: Analista Area Planificación de Chilectra. **Aplicabilidad de la variable difusa en redes eléctricas.** Santiago, abril de 2009. Información Verbal.

[Navarro09] Navarro, Leonel. Ingeniero Civil Electricista,. Cargo actual: Jefe Area Mantenimiento AT de Chilectra. Cargo anterior: Analista Area Planificación de Chilectra. **Como se aplica el concepto de impuesto al beneficio de no pagar multas.** Santiago, enero de 2010. Información Verbal.

[Varela09] Varela, Samuel. Profesor. **Reemplazar la Depreciación Acelerada por Depreciación normal.** Santiago: UV, noviembre de 2009. Información Verbal.

[Varela09] Varela, Samuel. Profesor. **Sugerencia de incorporación del Método de Delphi.** Santiago: UV, julio de 2009. Información Verbal.