

REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE PLANEACIÓN DE INVERSIONES EN
REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACTIVOS ELÉCTRICOS BASADAS EN
LA NORMA ISO 55001:2014 APLICADAS A OPERADORES DE RED DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

ALVARO JULIÁN FUENTES BARRERA

OSWALDO ENRIQUE OLAYA ESPARRAGOSA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

BUCARAMANGA

2016

REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE PLANEACIÓN DE INVERSIONES EN
REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACTIVOS ELÉCTRICOS BASADAS EN
LA NORMA ISO 55001:2014 APLICADAS A OPERADORES DE RED DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

ALVARO JULIÁN FUENTES BARRERA

OSWALDO ENRIQUE OLAYA ESPARRAGOSA

Monografía de Grado presentada como requisito para optar al título de:

Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: Juan Carlos Duarte Holguín

Ingeniero Metalúrgico - Magister en Dirección de Empresas MBA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

BUCARAMANGA

2016

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	19
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN	19
1.3 OBJETIVOS.....	20
1.3.1 Objetivo general	20
1.3.2 Objetivos específicos.....	20
2 MARCO TEÓRICO	22
2.1 LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS	22
2.1.1 Antecedentes.....	22
2.1.2 Anatomía de la gestión de activos físicos.....	23
2.2 EL ANÁLISIS DEL RIESGO.....	28
2.2.1 El papel de la gestión del riesgo dentro de la gestión de activos	29
2.2.2 Métodos para el análisis de riesgos.....	30
2.2.3 Tipos de modelos de riesgo utilizados para la planeación de inversiones en reposición de activos	31
3 MARCO LEGAL	33
3.1 NORMATIVIDAD RELACIONADA CON GESTIÓN DE ACTIVOS	33

3.1.1	Norma Internacional de Gestión de Activos Serie ISO 55000 (BS ISO 55000:2014).....	33
3.2	LEGISLACIÓN.....	35
3.2.1	Resolución CREG 024 de 2016 y Circular CREG 059 de 2015	35
4	METODOLOGÍAS UTILIZADAS EN DIFERENTES PAÍSES PARA LA PLANEACIÓN DE INVERSIONES EN REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACTIVOS ELÉCTRICOS.....	36
4.1	MODELO DE REPOSICIÓN UTILIZADO EN REINO UNIDO	36
4.1.1	Modelo de reposición de activos basado en antigüedad	37
4.1.2	Modelo de reposición de activos basado en productos entregados	38
4.1.3	Modelo de gestión del riesgo basado en condición	40
4.2	MODELO DE REPOSICIÓN UTILIZADO EN AUSTRALIA	41
4.2.1	Definición de grupos y categorización de activos	42
4.2.2	Definición de la información de entrada y salida del modelo	42
4.2.3	Definición del algoritmo de reemplazo.....	43
5	COMPARACIÓN CRÍTICA ENTRE METODOLOGÍAS TENIENDO EN CUENTA LOS ASPECTOS EN LA TOMA DE DECISIONES PARA LA INVERSIÓN DE CAPITAL DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS	46
6	APLICACIÓN PRÁCTICA DE UNA DE LAS METODOLOGÍAS ESTUDIADAS EN EL CASO DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA PROPIEDAD DE ESSA E.S.P.	48
6.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DONDE SE VA A APLICAR EL MODELO	48

6.2 MODELO UTILIZADO PARA LA PRIORIZACIÓN DE INVERSIONES EN LA REPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS ELÉCTRICOS DE LA S/E PALENQUE50

6.3 DESARROLLO DE LA APLICACIÓN PRÁCTICA DEL MODELO DE PRIORIZACIÓN ESCOGIDO EN LA S/E PALENQUE51

7 CONCLUSIONES53

BIBLIOGRAFÍA55

ANEXOS.....58

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1 Modelo conceptual del Panorama General de la Gestión de Activos	24
Ilustración 2 Grupos de áreas de conocimiento en la Gestión de Activos y sus temas	39 25
Ilustración 3 Diagrama de análisis del costo del ciclo de vida del activo	27
Ilustración 4 Proceso de gestión del riesgo	29
Ilustración 5 Matriz general de clasificación de riesgos	32
Ilustración 6 Elementos clave y requerimientos de un Sistema de Gestión de Activos	34
Ilustración 7 Ejemplo de una función de riesgo simulada por una distribución normal sesgada	37
Ilustración 8 Distribución normal de reemplazo – Inicial o incondicional.....	44
Ilustración 9 Distribución normal de reemplazo, dados 35 años - Condicional	44
Ilustración 10 Diagrama unifilar de la S/E Palenque 120 MVA 115/34,5/13,8 kV ..	49
Ilustración 11 Localización geográfica de la S/E Palenque.....	50
Ilustración 12 Inversión total requerida para el reemplazo de los activos de la S/E Palenque (precios de Dic/2015).....	52

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Categorías de análisis de riesgo	30
Tabla 2 Definición del índice de salud de activos	39
Tabla 3 Definición del índice de criticidad.....	39
Tabla 4 Definición de la prioridad de reposición de activos	39
Tabla 5 Relación entre salud de activos, criticidad y prioridad en la reposición	39
Tabla 6 Grupos de activos definidos por una compañía de distribución en Australia	42
Tabla 7 Cuadro comparativo entre metodologías de reposición utilizadas en Reino Unido y Australia.....	47

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 115kV de la S/E Palenque	55
ANEXO B. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 34,5kV de la S/E Palenque	66
ANEXO C. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 13,8kV de la S/E Palenque	81
ANEXO E. Precios estimados de equipos de subestación	88

GLOSARIO

Alta Tensión (AT): Tensiones eléctricas mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.

Bahía o campo: Conjunto de equipos de potencia que se utilizan para conectar una línea de transmisión, transformador, capacitores, reactores o un autotransformador al barraje de una subestación. La conforman los seccionadores asociados, el interruptor, transformadores de corriente (TP's), transformadores de corriente (TC's), pararrayos y el sistema de puesta a tierra.

Baja Tensión (BT): Tensiones eléctricas menores o iguales a 1 kV.

Barraje: Es el conjunto de elementos (Conductores, barras, aisladores y conectores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de las bahías o campos de la subestación.

Celda: Es un módulo totalmente cerrado compuesto por láminas metálicas, que aloja en su interior un interruptor de tipo extraíble de media tensión.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Interruptor: Es el elemento eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o falla, siendo a su vez el responsable inmediato del estado de conexión del campo o bahía.

Línea de transmisión eléctrica: Sistema de conductores y sus accesorios utilizados para el transporte de la energía eléctrica, desde una planta de generación o una subestación, a otra subestación.

Media Tensión (MT): Tensiones eléctricas mayores a 1 kV y menores a 57,5 kV.

Operador de Red (OR): Es el responsable de la planeación eléctrica de corto plazo, coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Interconectado Nacional que involucren activos de su propiedad.

Pararrayos: Elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones.

Seccionador: Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener la certeza de la apertura de un circuito mediante una confirmación visual. Generalmente está asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de baja tensión (BT) y media tensión (MT); los cuales son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización

Sistema de servicios auxiliares de la subestación: Conjunto formado por todos los dispositivos que sirven para alimentar las diferentes cargas necesarias para la operación de la subestación, tales como: baterías, cargadores de baterías, grupos electrógenos de emergencia, transformadores de servicios auxiliares, tableros de distribución, cableado, etc.

Subestación Eléctrica (S/E): Es un nodo del sistema eléctrico de potencia que está interconectado con los demás nodos mediante líneas de transmisión y que por su diseño permite modificar la topología o conectividad de toda la red.

Tablero de control y protección: Es el compartimiento que contiene principalmente los dispositivos que permiten la operación y protección de la subestación (dispositivos para el cierre y apertura, relés de protección, etc.).

Transformador de potencia: Máquina eléctrica estática de corriente alterna que es usada en los sistemas eléctricos para transferir potencia por inducción

electromagnética entre circuitos de la misma frecuencia, con cambios de tensión y corriente.

Transformador de Corriente (TC): Es un transformador de instrumentación que se encarga de la reducción de la corriente eléctrica de una red a valores manejables y no peligrosos; lo cual permite la medición de dicha variable eléctrica. Así mismo, alimenta los equipos de control y protección de la subestación.

Transformador de Tensión o de Potencial (TP): Es un transformador de instrumentación que reduce el nivel de tensión de una red a valores manejables y no peligrosos; lo cual permite la medición de dicha variable eléctrica. Así mismo, alimenta los equipos de control y protección de la subestación.

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE PLANEACIÓN DE INVERSIONES EN REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACTIVOS ELÉCTRICOS BASADAS EN LA NORMA ISO 55001:2014 APLICADAS A OPERADORES DE RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA*.

AUTORES: ALVARO JULIÁN FUENTES BARRERA
OSWALDO ENRIQUE OLAYA ESPARRAGOSA**

PALABRAS CLAVE: PRIORIZACIÓN, REPOSICIÓN, PLANEACIÓN DE INVERSIONES, MODELOS, GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS.

DESCRIPCIÓN: Esta monografía presenta una revisión general de los mecanismos de priorización de los proyectos de reposición de activos no asociados con nueva demanda, teniendo como referencia el marco normativo de los sistemas de gestión de activos. Estos mecanismos son formulados por las compañías de transmisión y distribución (T&D) de energía eléctrica para cumplir los objetivos de calidad del servicio y lograr la eficiencia en las inversiones.

En ese sentido, este trabajo examina algunos modelos utilizados por Operadores de Red (OR) de otros países para desarrollar la planeación de las inversiones en mantenimiento y reposición de sus activos eléctricos de distribución. Posteriormente se realiza una comparación crítica entre estos modelos teniendo como referencia los criterios de toma de decisiones de inversión de capital que se plantean para las organizaciones que buscan implementar un sistema de gestión de activos físicos basado en las especificaciones de la norma de la serie ISO 55000:2014.

Finalmente se realiza la aplicación práctica de uno de los modelos revisados, con el propósito de hacer un ejercicio de priorización en la reposición de los equipos de alta y media tensión (con excepción de los transformadores de potencia), así como los de servicios auxiliares que componen una subestación eléctrica de potencia, propiedad de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Ing. MBA Juan Carlos Duarte Holguín.

SUMMARY

TITLE: REVISION ON THE INVESTMENT PLANNING METHODOLOGIES FOR ELECTRICAL ASSETS REPLACEMENT AND MAINTENANCE BASED ON ISO 5001:2014 STANDARD APPLIED TO DISTRIBUTION NETWORK OPERATORS'.

AUTHORS: ALVARO JULIÁN FUENTES BARRERA
OSWALDO ENRIQUE OLAYA ESPARRAGOSA**

KEY WORDS: PRIORITISATION, REPLACEMENT, INVESTMENT PLANNING, MODELS, PHYSICAL ASSETS MANAGEMENT.

DESCRIPTION: This monograph presents a general revision of prioritisation mechanisms of non-related to new electricity demand replacement projects, considering the asset management normative framework. These mechanisms are formulated by power transmission & distribution (T&D) companies in order to fulfill the service quality goals and achieve efficiency on their investments.

Along these lines, this work makes a review about some models used by foreign distribution network operators to develop its maintenance and replacement investment planning of their distribution electrical assets. Then, a critical comparison between these models is done considering the capital investment decision-making criteria proposed for the organizations interested in the physical assets management implementation based on the ISO 55000:2014 standard requirements.

Finally, a practical application of a model previously reviewed is made, in order to carry out a replacement prioritisation exercise over a power substation high and medium voltage equipment (except for power transformers), as well as the substation auxiliary supply equipment, owned by Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Mechanical Engineering. Graduate Specialization in Maintenance Management. Monograph Director: Juan Carlos Duarte Holguín, MBA, P.Eng.

INTRODUCCIÓN

La CREG^(*), como ente regulador para los agentes encargados de la prestación del servicio domiciliario de energía eléctrica en Colombia; reconoce los costos de inversión, rentabilidad y gastos a los OR^(**) a través de la tarifa por distribución. De igual forma, en esta tarifa integral también se reconocen los costos de calidad del servicio, la cual se asocia dentro de esta remuneración bajo el concepto de reposición cuando el regulador reconoce como nuevos los activos que remunera en cada periodo tarifario.

El modelo regulatorio que tienen implementado en muchos países realiza la aprobación de los ingresos regulados en la actividad de distribución de energía eléctrica, basado en el uso de diferentes metodologías y modelos para la evaluación eficiente de las inversiones requeridas para la reposición de aquellos activos físicos productivos que componen la infraestructura de las compañías dedicadas a la prestación del servicio.

Así mismo, la tendencia mundial de los reguladores es la de incentivar la adopción de sistemas basados en la gestión de activos por parte de las compañías operadoras de red, de tal forma que estas empresas cuenten con un marco de referencia para la definición de sus planes de inversión donde los proyectos consideren diferentes análisis de riesgos, lo cual permita conducir hacia un desempeño eficiente de los activos a largo plazo.

La presente monografía está orientada a realizar una revisión del tema de los modelos utilizados para la planeación de inversiones requeridas para la reposición y mantenimiento de los activos físicos (inversiones no asociadas a nueva demanda) que utilizan las compañías de transmisión y distribución de energía

^(*) Comisión de Regulación de Energía y Gas.

^(**) Operadores de Red.

eléctrica. Con base en los aspectos ya mencionados, se organizó el conjunto de temáticas a lo largo de los seis capítulos que estructuran el contenido de la monografía.

A partir de algunos modelos utilizados en otros países, se realiza una comparación crítica entre ellos basándose en los criterios de toma de decisiones de inversión de capital que se plantean en los sistemas de gestión de activos. Finalmente se realiza la aplicación práctica de uno de los modelos revisados, con el propósito de hacer un ejercicio de priorización de inversiones en la reposición de los equipos que componen una subestación de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas “CREG”, es la entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de aprobar la remuneración que se debe reconocer a los Operadores de Red (OR) del servicio público domiciliario de energía eléctrica por cada una de las unidades constructivas que constituyen las inversiones realizadas sobre su infraestructura; lo cual permite a estas empresas garantizar calidad, cobertura y expansión del servicio.

Teniendo en cuenta que desde esta entidad reguladora ya se ha dado la señal en la cual se va a obligar a los OR a realizar el reporte del “Plan de Inversiones en Reposición”, tal y como está dispuesto en la versión preliminar de la Resolución CREG 024 de 2016, se ha planteado la necesidad de aplicar una metodología de gestión integral de activos que permita dar cumplimiento a esta exigencia.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN

Con este trabajo de grado se pretende profundizar, mediante una revisión bibliográfica, en las metodologías y modelos desarrollados para la definición de planes de reposición de activos que han sido utilizados por compañías reguladoras del sector de energía eléctrica como exigencia de implementación por parte de OR en diferentes países.

Por otro lado, a partir de la información revisada, se pretende visualizar los principales aspectos requeridos para la implementación de cada una de las metodologías examinadas, de modo que se convierta en una herramienta práctica de planeación por parte de las áreas de mantenimiento de los OR para optimizar las inversiones por reposición y mantenimiento de los activos físicos que conforman la infraestructura utilizada para la distribución de la electricidad. A su vez, esta metodología debe permitir obtener un balance efectivo de costo, riesgo

y desempeño de dichas inversiones, que constituyen los principales objetivos de los sistemas de gestión integral de activos físicos en una organización.

Se delimita esta investigación a los activos físicos eléctricos que constituyen los Sistemas de Distribución Local (SDL) propiedad de los OR encargados de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general

Realizar una revisión general y crítica de las metodologías utilizadas en la planeación de inversiones para el mantenimiento y la reposición de los activos físicos productivos que componen la infraestructura de los Operadores de Red de energía eléctrica; llevando a cabo también la aplicación práctica de uno de los modelos de reposición revisados en un caso real.

1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar la revisión general de algunas metodologías de gestión de activos aplicadas a la planeación en la reposición y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en compañías que desarrollan las actividades de transmisión y distribución (T&D) del servicio público de energía eléctrica en diferentes países y resumir los requisitos para su implementación por parte de los Operadores de Red en Colombia.
- Elaborar una comparación crítica de las metodologías abordadas teniendo en cuenta los conceptos de las normas ISO 55000 y sus aportes para obtener un balance efectivo del costo, riesgo y beneficios de desempeño en las inversiones en reposición y mantenimiento de sus activos físicos productivos.
- Aplicar una de las metodologías de planeación de inversiones en reposición de activos revisadas en el caso real de los equipos de una subestación eléctrica de potencia de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., de acuerdo a lo

establecido en la Resolución CREG 026 de 2016 y en la Circular CREG 059 de 2015.

2 MARCO TEÓRICO

Esta monografía se fundamenta en el concepto de la gestión de activos físicos productivos y su aplicación al interior de las empresas que operan las redes del servicio público domiciliario de energía eléctrica, como marco de referencia para la definición de sus planes de inversión en los procesos de reposición y mantenimiento de sus activos eléctricos.

2.1 LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS

La norma ISO 55000 define a la gestión de activos como “La actividad coordinada de una organización para obtener valor de sus activos en la entrega de sus salidas u objetivos. La obtención de valor requiere de lograr un balance de los costos, riesgos, desempeño y sus beneficios; que se realiza a menudo sobre diferentes escalas de tiempo”¹.

Así mismo, Amendola (2014) define a la gestión de activos físicos como “La planificación y la programación sistemática de los recursos físicos y financieros de una empresa a lo largo del ciclo de vida de sus activos”².

2.1.1 Antecedentes

En el año 1993 nace el IAM^(*), agrupando diversas empresas interesadas en compartir experiencias y buenas prácticas en la gestión de sus activos físicos. En

¹ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION. Asset management – Overview; principles and terminology. ISO 55000:2014. 1 ed. Génova, Suiza: ISO, 2014. p. 2.

² AMENDOLA, Luis. Gestión integral de activos físicos. 2 ed. Valencia: PMM Institute for Learning, 2014. p. 50.

(*) Institute of Asset Management (IAM, por sus siglas en inglés), es una organización sin ánimo de lucro, que tiene su base en el Reino Unido y agrupa los profesionales de todo el mundo que se dedican a la promoción de su conocimiento y la comprensión de la gestión de activos; para lo cual

1995 ya están asociadas al IAM un grupo importante de compañías de Inglaterra, Australia y Nueva Zelanda.

Sólo hasta el año 2003, se establece el comité en gestión de activos del British Standard Institution, con el propósito de crear bases sólidas en esta materia. En 2004 se publican las especificaciones British Standard PAS 55^(*), las cuales se complementan y apoyan en las normas ISO 9000, ISO 14000 y OSHA 18000.

Debido a la gran aceptación de las especificaciones PAS 55, se plantea la generación de una norma ISO que considere de una forma más sistémica todo lo que se ha adelantado hasta ahora en materia de gestión de activos. En 2010, el comité técnico de ISO decidió la creación de un Estándar Internacional para la gestión de activos basado en el documento de la PAS 55 que convinieron en llamar ISO 55000 (2014).

2.1.2 Anatomía de la gestión de activos físicos

El IAM ha definido 39 temas que forman el núcleo del Panorama General de la Gestión de Activos, los cuales a su vez están siendo utilizados para desarrollar un enfoque común para la definición de las calificaciones de la gestión de activos a través de un acuerdo internacional.

Las calificaciones de la gestión de activos se basan en el marco de competencias y en las buenas prácticas de la industria por cada uno de estos temas, a través de las cuales las organizaciones se pueden certificar en esta materia.

Los temas se categorizan en grupos, los cuales se muestran en la Ilustración 1, dentro del modelo conceptual construido por el IAM para la gestión de activos.

se involucran con la adquisición, operación y cuidado de los bienes materiales, especialmente de aquellos que conforman la infraestructura crítica de las organizaciones.

(*)Publicly Available Specification 55 (PAS 55, por sus siglas en inglés), es un documento de estandarización producido originalmente por el British Standards Institution. En el año 2014 fue reemplazado por el conjunto de normas internacionales ISO 55000 que cubren la gestión integral de los activos en las organizaciones.

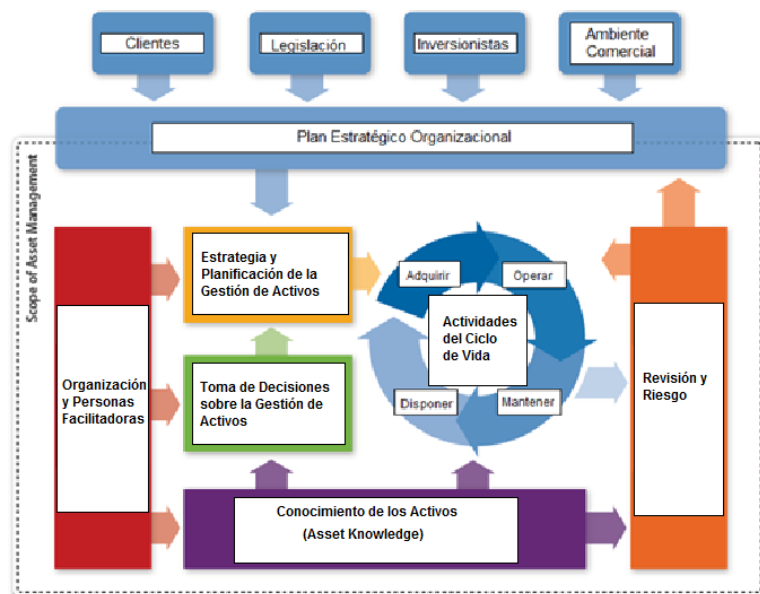
La distribución de los temas en cada grupo se muestra en la Ilustración 2.

2.1.2.1 Toma de decisiones sobre la gestión de activos físicos

El grupo de Toma de Decisiones sobre la Gestión de Activos, que corresponde al área de interés de esta monografía, se fundamenta en la Política de Gestión de Activos, la Estrategia de Gestión de Activos y el conocimiento apropiado de los activos para optimizar los procesos de toma de decisiones informadas que permiten maximizar el valor obtenido de los activos durante su ciclo de vida realizando un balance efectivo de los costos, riesgos, oportunidades y desempeño.

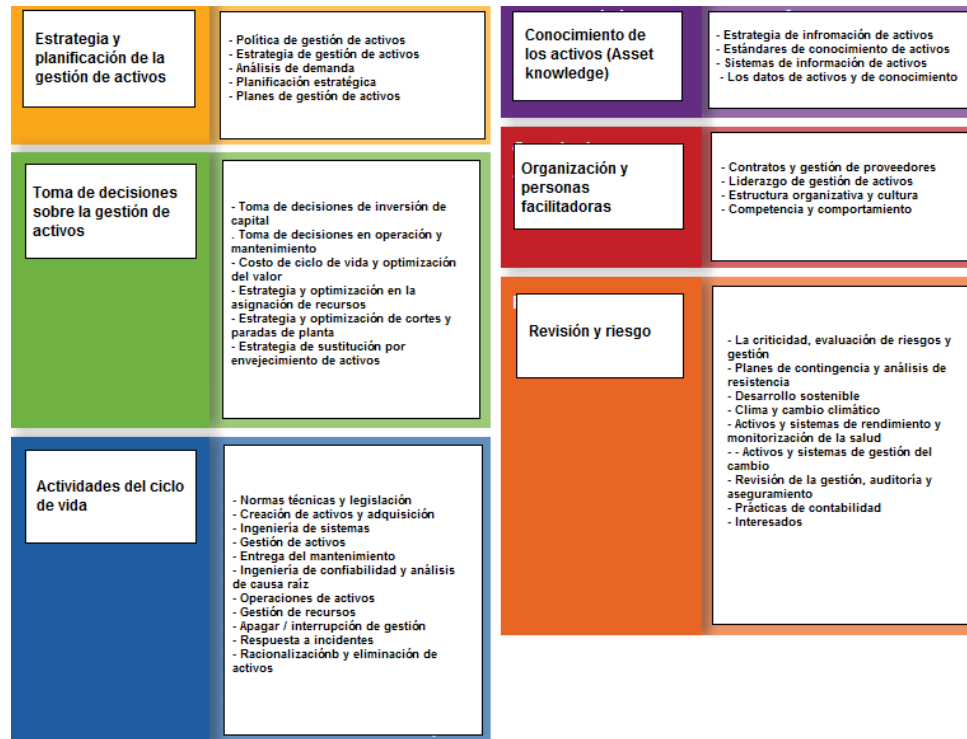
Los procesos de Toma de Decisiones para la Gestión de Activos son llevados a cabo en paralelo con la planeación estratégica y es clave en el desarrollo de un Plan de Gestión de Activos.

Ilustración 1 Modelo conceptual del Panorama General de la Gestión de Activos



Fuente: INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT, IAM. Asset Management – an anatomy, 2012.

Ilustración 2 Grupos de áreas de conocimiento en la Gestión de Activos y sus 39 temas



Fuente: INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT, IAM. Asset Management – an anatomy, 2012.

El grupo de Toma de Decisiones sobre la Gestión de Activos está compuesto por los siguientes temas:

- Toma de Decisiones de Inversión de Capital
- Toma de Decisiones de Operación y Mantenimiento
- Costo de Ciclo de Vida y Optimización del Valor
- Estrategia y Optimización en la Asignación de Recursos
- Estrategia y Optimización de Paradas y Cortes
- Estrategia de Sustitución de Activos por Envejecimiento

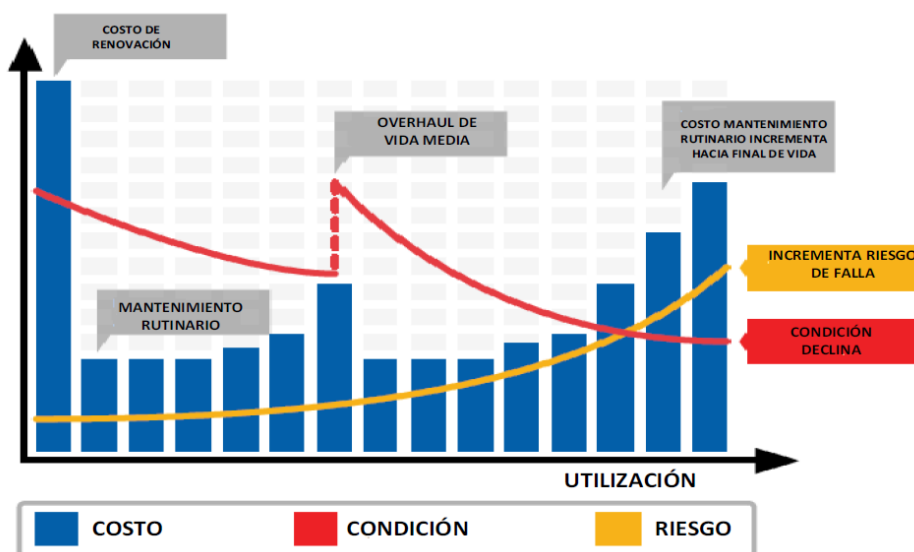
Teniendo en cuenta el enfoque que en esta monografía se está realizando sobre la planeación de inversiones en reposición de activos, sólo se revisará de manera específica el tema de Toma de Decisiones de la Inversión de Capital.

2.1.2.1.1 Descripción general de la Toma de Decisiones de Inversión de Capital

El tema de la *Toma de Decisiones de Inversión de Capital* está centrado en la comprensión del proceso de desgaste de los activos, los costos de sacrificio de capital, costos de mantenimiento, riesgos y sus probabilidades con el propósito de optimizar la decisión de inversión de capital. Con el propósito de efectuar esta toma de decisión de manera efectiva, los costos y los riesgos asociados con el activo requieren ser comprendidos, así como la forma en la cual estos costos y riesgos cambian a lo largo del tiempo.

La Ilustración 3 muestra como estos costos y riesgos podrían cambiar con el tiempo para cualquier activo dado o sistema de activos. La *Toma de Decisiones de Inversión de Capital* involucra tanto el entendimiento de estos costos del ciclo de vida y de los riesgos existentes, así como determinar el tiempo óptimo de reemplazo planeado del activo. El análisis de los costos del ciclo de vida es típicamente utilizado para determinar la(s) intervención(es) que representan los costos de ciclo de vida más bajos.

Ilustración 3 Diagrama de análisis del costo del ciclo de vida del activo



Fuente: INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT, IAM. Asset Management – an anatomy, 2012.

Puede llegar a ser necesario introducir el análisis estadístico para ayudar la *Toma de Decisiones de Inversión de Capital* sobre activos de vida prolongada donde la información de su desgaste es pobre, o sobre sistemas de activos muy complejos donde existen interdependencias entre los diferentes activos o componentes. La estadística Bayesiana es a menudo utilizada para estos fines.

Según el CIGRE^(*), en lo que se refiere específicamente a la gestión de activos en el negocio de transmisión y distribución que opera en un mercado de energía eléctrica, se debe centralizar la toma de decisiones clave en el negocio del operador de red eléctrico con el propósito de maximizar las ganancias a largo plazo mientras que se entrega el servicio con altos niveles de calidad y con unos

^(*)Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE, por sus siglas en francés), o Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, es una organización internacional no gubernamental que tiene como objetivos principales el desarrollo y el intercambio de conocimiento e información técnica y científica entre los miembros de sus países asociados, en las áreas de generación, transmisión y distribución de electricidad.

niveles aceptables y manejables de riesgo. Dicha centralización en la toma de decisiones, la cual debe tomar en cuenta el costo, riesgo y desempeño en todos los valores del negocio, es un elemento clave en la aplicación de la gestión de activos en este tipo de organizaciones.

2.2 EL ANÁLISIS DEL RIESGO

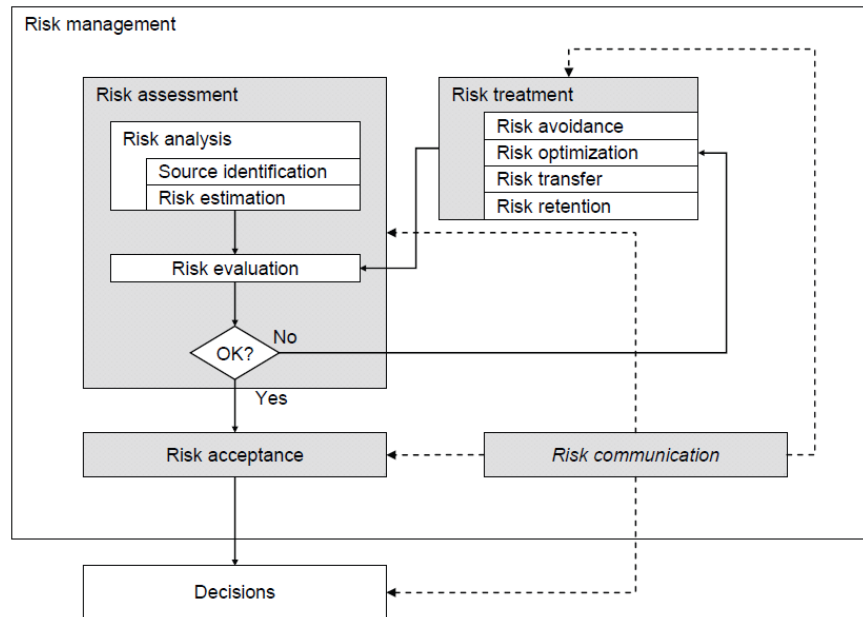
De manera general, el grupo de normas ISO 31000³ define el riesgo como la combinación de probabilidad de un evento y sus consecuencias. Así mismo, este conjunto de normas define la gestión del riesgo como las actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización con relación al riesgo, para lo cual esta gestión generalmente incluye los sub-procesos de:

- Valoración del riesgo
- Tratamiento del riesgo
- Aceptación del riesgo, y,
- Comunicación del riesgo

El proceso general de la gestión del riesgo se muestra en la Ilustración 4.

³ ISO 31000:2009 Risk management – Principles and guidelines, IEC 31010:2009 Risk management – Risk assessment technique y ISO Guide 73:2009 Risk management - Vocabulary

Ilustración 4 Proceso de gestión del riesgo



Fuente: NORDGARD, Dag Eirik. Risk analysis for decision support in electricity distribution system asset management: Methods and frameworks for analyzing intangible risks. Ph.D. Thesis. 2010.

2.2.1 El papel de la gestión del riesgo dentro de la gestión de activos

El concepto de la gestión del riesgo al interior de las organizaciones, se incluye en la definición dada en la norma PASS 55-1 para la gestión de activos: “Gestión de activos: Actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización gestiona de forma óptima y sistemática sus activos y sistemas de activos, sus desempeños asociados, riesgos y gastos sobre sus ciclos de vida con el propósito de alcanzar los objetivos de sus planes organizacionales”.⁴

⁴ BRITISH STANDARD INSTITUTE. Gestión de activos – Parte 1: Especificaciones para la gestión optimizada de activos físicos. PASS 55-1: 2008. 2 ed. Londres, Reino Unido: The Woodhouse Partnership, 2009.

2.2.2 Métodos para el análisis de riesgos

Nordgard (2010) presenta tres categorías principales para los métodos de análisis de riesgos, los cuales se relacionan en la Tabla 1.

Tabla 1 Categorías de análisis de riesgo

Categoría	Tipo de análisis	Descripción	Ejemplos de métodos
Análisis de riesgo simplificado	Cualitativo	Procedimiento informal que analiza el riesgo, usando p. ej. sesiones de lluvia de ideas y discusiones de grupo.	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis grueso de eventos • Sesiones de lluvia de ideas
Análisis de riesgo estándar	Cualitativo o cuantitativo	Procedimientos más formalizados en los cuales son usados métodos de análisis de riesgos más reconocidos. Las matrices de riesgos son a menudo usadas para presentar los resultados.	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de riesgos asistidos por HAZOP^(*) • Matrices de riesgos • Análisis de seguridad en el trabajo
Análisis de riesgo basado en modelos	Principalmente cuantitativo	Métodos formales para el cálculo del riesgo, usando p. ej. análisis de árbol de eventos (ETA) y análisis de árbol de fallas (FTA).	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de árbol de eventos • Análisis de árbol de fallas • Análisis de confiabilidad • Redes Bayesianas • Simulación del sistema eléctrico • Métodos de Benchmarking

Fuente: NORDGARD, Dag Eirik. Risk analysis for decision support in electricity distribution system asset management: Methods and frameworks for analyzing intangible risks. Ph.D. Thesis. 2010.

(*) Hazard and Operability Analysis (HAZOP, por sus siglas en inglés), o Análisis de riesgos y operabilidad

2.2.3 Tipos de modelos de riesgo utilizados para la planeación de inversiones en reposición de activos

Con el propósito de buscar la eficiencia en las inversiones que desarrollan las compañías en sus planes de reposición de activos, se han desarrollado diversas metodologías. En lo que se refiere estrictamente a la reposición, las variables determinantes en las cuales se basan dichos modelos o metodologías corresponden a:

- La antigüedad de los activos
- La condición y/o riesgo de cada activo

En general, todas las metodologías tienen como punto de partida el análisis de las condiciones iniciales del sistema, con diferentes niveles de información y desagregación. A partir de ese punto, emplean mecanismos de priorización de los proyectos de reposición de activos, los cuales deben estar enfocados al cumplimiento de los objetivos de calidad y eficiencia en las inversiones.

Según Hughes y Barnfather (2011), los modelos o metodologías de riesgo pueden estar categorizados como: Top Down o Bottom Up.

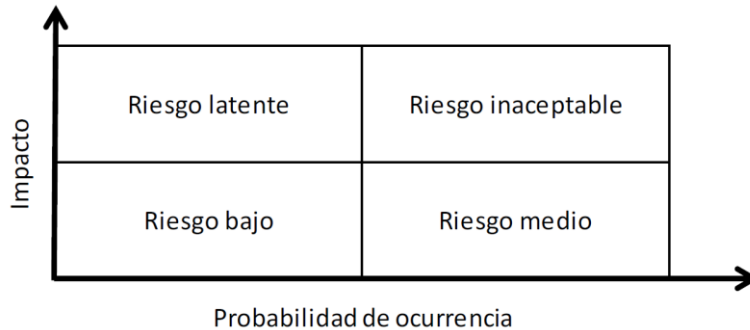
2.2.3.1 Modelos Top Down

Este tipo de modelos se caracterizan por ser esencialmente cualitativos y utilizan poca información que no suele ser tan detallada. Igualmente, se caracterizan por ser generalmente usados en las corporaciones en sus procesos de riesgo convencionales para la visualización de sus necesidades de mediano y largo plazo. Se pueden dar dos tipos de enfoque en la aplicación de estos modelos:

- i. Definir un número de categorías de riesgo y una serie de niveles para cada categoría (típicamente se definen 5 niveles) para producir una serie de matrices de riesgo (severidad o impacto vs. posibilidad o probabilidad), como se puede ver en la Ilustración 5.

- ii. Crear un registro del riesgo en el cual los eventos que potencialmente presentan un riesgo significativo son identificados y se definen medidas para su mitigación.

Ilustración 5 Matriz general de clasificación de riesgos



Fuente: COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular 059 (28, mayo, 2015). Información y formatos para la presentación del plan de inversiones – Resolución CREG 179 de 2014. 2015.

2.2.3.2 Modelos Bottom Up

Los modelos Bottom Up o basados en activos, permiten cuantificar el riesgo general para paquetes de inversión completos y pueden proveer un poderoso vínculo entre los aspectos técnicos y financieros. Este tipo de modelos requieren de mucho más esfuerzo (en términos de acceder y usar información detallada de los activos) que los modelos tipo Top Down. Este tipo de modelos son eficaces para determinar la priorización de las inversiones en el corto plazo.

3 MARCO LEGAL

3.1 NORMATIVIDAD RELACIONADA CON GESTIÓN DE ACTIVOS

3.1.1 Norma Internacional de Gestión de Activos Serie ISO 55000 (BS ISO 55000:2014)

Esta norma internacional proporciona una orientación para la aplicación de un sistema de gestión de activos y está compuesta por tres partes:

- ISO 55000 “Gestión de Activos (Información general, principios y terminología)”
- ISO 55001: “Gestión de Activos (Requerimientos)”
- ISO 55002 “Gestión de Activos (Directrices sobre la aplicación de la norma 55001)”

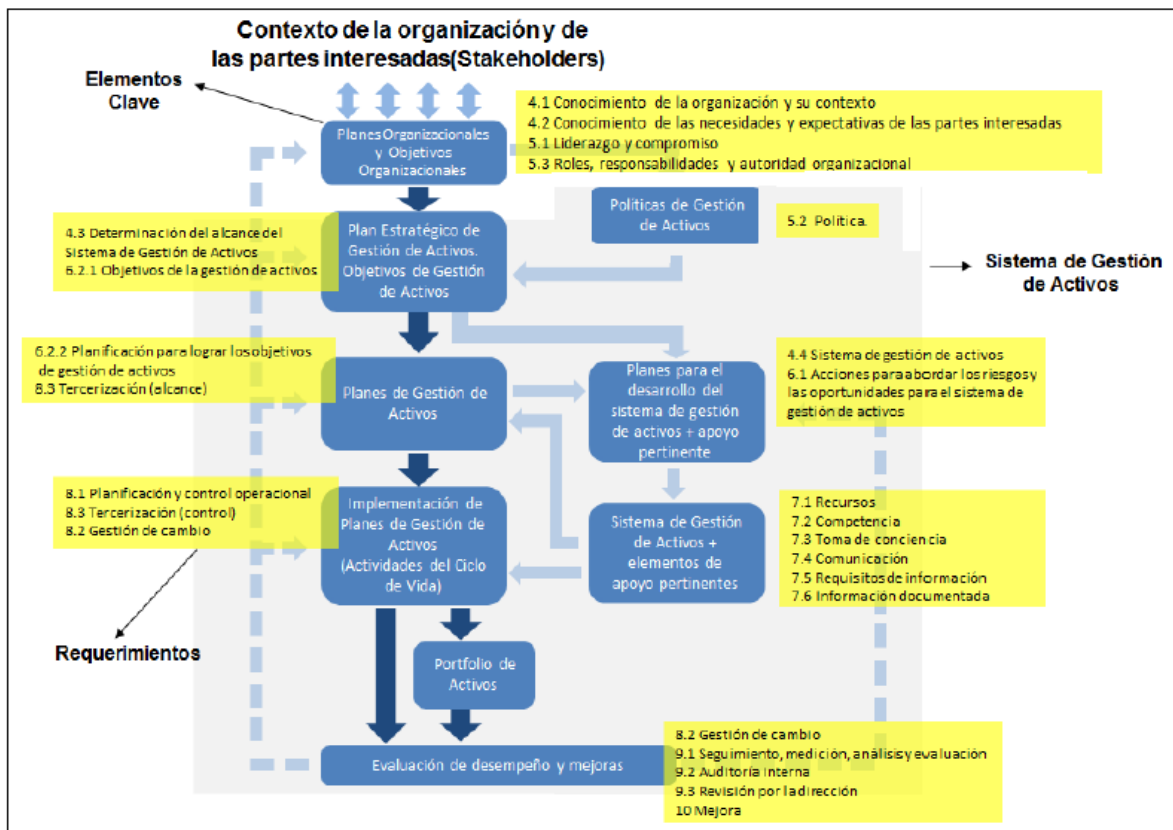
En lo que se refiere concretamente a la norma ISO 55001:2014, es el documento que especifica los requisitos para el establecimiento, implementación, mantenimiento y mejora de un sistema de gestión de activos dentro del contexto de una organización. Con este fin, la norma está diseñada para permitir a la organización alinear e integrar su sistema de gestión de activos con los requisitos de otros sistemas de gestión relacionados.

La norma ISO 55001:2014 está compuesta por 10 elementos clave y 27 requerimientos, los cuales son necesarios para cubrir el alcance del sistema de gestión de activos de una organización y los resultados de sus actividades de gestión de activos; tal y como se muestra en la Ilustración 6.

Los elementos clave y los requerimientos de la norma proporcionan el contexto y la dirección global de las actividades de la organización, incluyendo las actividades de gestión de activos.

Cualquier organización puede utilizar esta norma internacional, para lo cual debe determinar específicamente en cuales de sus activos físicos realizaría su aplicación. Su implementación ha demostrado ser muy útil en sectores como los servicios públicos, transporte, minería e industrias de fabricación de todo el mundo.

Ilustración 6 Elementos clave y requerimientos de un Sistema de Gestión de Activos



Fuente: INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION. Asset management - Management Systems - Requirements. ISO 55001:2014. 1 ed. Génova, Suiza: ISO, 2014.

3.2 LEGISLACIÓN

3.2.1 Resolución CREG 024 de 2016 y Circular CREG 059 de 2015

Con el propósito de alcanzar la eficiencia en las inversiones realizadas en reposición de activos por parte de los OR, que finalmente van a ser trasladadas a las tarifas de los usuarios; en la Resolución CREG 024 de 2016 (versión no definitiva) la Comisión estableció la exigencia a los OR de presentar un resumen del plan de inversiones en reposición de activos para el periodo tarifario. Así mismo, la CREG ha establecido la exigencia a los OR de presentar los siguientes documentos (Circular CREG 059 de 2015):

- Un resumen de la metodología empleada para la definición de los requerimientos de inversiones en reposición de activos.
- Un análisis de priorización de las inversiones en reposición.
- Un resumen de la metodología actualmente empleada para la gestión de sus activos, las prácticas y políticas de reposición de cada grupo de activos utilizada actualmente, la información utilizada para la planeación de las inversiones en reposición y mantenimiento de activos.

4 METODOLOGÍAS UTILIZADAS EN DIFERENTES PAÍSES PARA LA PLANEACIÓN DE INVERSIONES EN REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACTIVOS ELÉCTRICOS

En los últimos años, las compañías de transmisión y distribución de energía eléctrica alrededor del mundo han enfocado sus esfuerzos en desarrollar y aplicar procesos basados en condición y riesgo para fundamentar la toma de decisiones en materia de inversión.

En consecuencia, se han desarrollado procesos de gestión del riesgo que combinan información de los activos y criterios técnicos de ingeniería / experiencia para definir condición, rendimiento y riesgo actual y futuro. Este tipo de procesos permiten asesorar a las compañías en la definición, justificación y optimización de los planes de inversión que no están asociados con nueva demanda, como lo son los planes de reposición o reemplazo de activos en proceso de envejecimiento para prevenir el incremento de las tasas de falla y mantener un nivel aceptable de desempeño en la red eléctrica.

A continuación se presenta el resumen de algunos modelos de definición y evaluación de planes de reposición de activos utilizados en otros países.

4.1 MODELO DE REPOSICIÓN UTILIZADO EN REINO UNIDO

OFGEM^(*), como ente regulador del mercado de la energía eléctrica en el Reino Unido, desarrolló una metodología de evaluación de los planes presentados por las empresas basados en dos modelos de reposición de activos: Modelo de reposición de activos basado en antigüedad y modelo de reposición de activos basado en productos entregados.

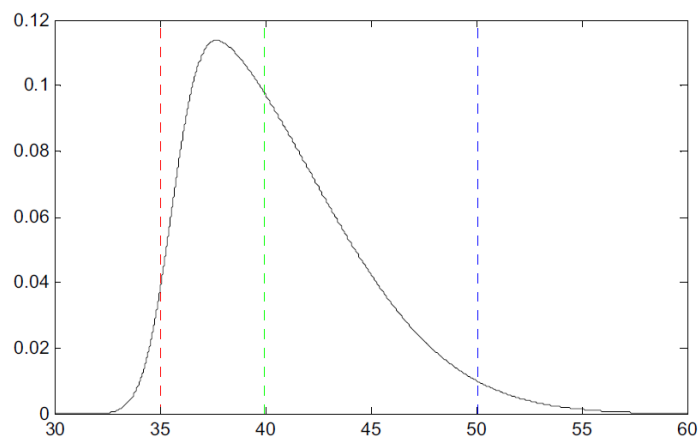
(*) Office of Gas and Electricity Markets (por sus siglas en inglés, OFGEM)

4.1.1 Modelo de reposición de activos basado en antigüedad

Este modelo es una herramienta que permite obtener volúmenes de reposición de activos con base en un modelo estadístico. Los requerimientos de reposición de activos se definen con base en un análisis de la antigüedad de los activos y una función de riesgo, siendo complementado luego con simulaciones de Montecarlo para la validación de los volúmenes de activos a reponer con respecto al comportamiento histórico.

Se emplea una función de distribución de probabilidad, más exactamente una distribución normal sesgada, como función de riesgo para determinar la probabilidad de falla de un tipo determinado de activos considerando su antigüedad. La función de distribución normal se define a partir de las funciones de riesgo y la información estadística de reposición reportada por las empresas de transmisión y distribución ante la OFGEM. En Ilustración 7 la se presenta un ejemplo de una función de riesgo utilizada para estos fines.

Ilustración 7 Ejemplo de una función de riesgo simulada por una distribución normal sesgada



Fuente: Yi, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. 2011.

A partir de lo anterior, se asigna el mismo riesgo de falla a un grupo de activos y con base en su perfil de antigüedad se determina el volumen de activos a reemplazar en cada año del periodo de análisis.

4.1.2 Modelo de reposición de activos basado en productos entregados

Según la regulación incorporada por la OFGEM, los ingresos están relacionados de manera directa con los productos entregados por la red, como los que se encuentran enmarcados dentro del concepto de la calidad del servicio: seguridad y confiabilidad del sistema, entre otros. Para tal fin, en este modelo se realiza la priorización de las inversiones mediante un análisis de riesgos con el estado de los activos y el riesgo para el sistema ante sus posibles fallas, correspondiendo a un modelo de riesgo tipo Top Down que utiliza información cualitativa relacionada con estos aspectos.

Así pues, la evaluación de las prioridades de reemplazo de activos que hacen parte de los planes de reposición, se realiza al relacionar las condiciones de salud de los activos (estado de los activos) con la criticidad del sistema. En otras palabras, el modelo define un mecanismo de priorización de las inversiones al relacionar los índices de salud de activos (Asset Health Index - AH) y criticidad (Critically Index - C).

Para tal fin, OFGEM ha solicitado a las compañías de transmisión y distribución que suministren sus pronósticos de salud de activos e información de su criticidad, tal y como se define en la Tabla 2 y Tabla 3. Esta información puede ser luego traducida en información de priorización de reposición de activos como se define en la Tabla 4 a través de una tabla de asignación definida por las compañías. Un ejemplo de este tipo de tablas se muestra en la Tabla 5.

Tabla 2 Definición del índice de salud de activos

AH1	Nuevo o como nuevo
AH2	En buen estado o en condiciones de servicio
AH3	Deteriorado, requiere valoración o monitoreo
AH4	Deteriorado, requiere considerarse su intervención.
AH5	Fin de vida de servicio, intervención requerida

Fuente: YI, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. 2011.

Tabla 3 Definición del índice de criticidad

C1	Muy alta
C2	Alta
C3	Media
C4	Baja

Fuente: YI, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. 2011.

Tabla 4 Definición de la prioridad de reposición de activos

RP1	0-2 años
RP2	2-5 años
RP3	5-10 años
RP4	10+ años

Fuente: YI, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. 2011.

Tabla 5 Relación entre salud de activos, criticidad y prioridad en la reposición

RP	AH1	AH2	AH3	AH4	AH5
C1	RP4	RP4	RP4	RP1	RP1
C2	RP4	RP4	RP4	RP2	RP1
C3	RP4	RP4	RP4	RP3	RP2
C4	RP4	RP4	RP4	RP3	RP2

Fuente: YI, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. 2011.

En última instancia, esta priorización refleja un criterio completo de ingeniería en cuanto a los requerimientos de reposición de activos desde el punto de vista de su propietario, considerando la condición de los activos y el riesgo de la red.

4.1.3 Modelo de gestión del riesgo basado en condición

Un modelo aplicado por la compañía Northwest Electricity, regulada por la OFGEM, es el CBRM^(*) o modelo de gestión del riesgo basado en la condición de los activos.

Este modelo es del tipo bottom up, el cual se revisó en el numeral 2.2.3.2, y está basado en el análisis individual de cada activo. Las salidas de un modelo CBRM para cada activo son:

- Índice de salud de activos, conocido por ser una definición numérica de su condición.
- Probabilidad de falla.
- Riesgo, expresado en términos monetarios.

Así mismo, para cada grupo de activos, el modelo permite obtener las siguientes salidas:

- Perfiles de índices de salud de activos, que son una distribución general de índices de salud de activos.
- Tasas de falla.
- Riesgo total.

Por tratarse de un modelo Bottom Up que cuantifica el riesgo, requiere de una base importante de información, en la cual se basa para combinar la probabilidad de falla y la condición del activo con las consecuencias de falla. Las

(*) Condition Based Risk Management.

consecuencias de falla se pueden definir en varias categorías, como: calidad del servicio, seguridad, financieras, ambientales, etc.

A partir de esta cuantificación del riesgo en términos financieros, el modelo CBRM da la posibilidad de obtener una optimización financiera en las inversiones en reposición de activos. Usando un modelo simple de Valor Presente Neto (VPN), el costo de la inversión puede balancearse en contra del incremento del riesgo, si un activo, que tiene una condición deteriorada con incrementos en su riesgo y probabilidad de falla, se deja instalado en la red.

4.2 MODELO DE REPOSICIÓN UTILIZADO EN AUSTRALIA

El AER^(*), como ente regulador en mercado de la energía eléctrica en Australia, dispone de un modelo de referencia para determinar el valor global de las inversiones en reposición que son aprobadas a las compañías operadores de red en cada revisión tarifaria.

En esencia, el modelo agrupa los activos en categorías con características similares y utiliza el criterio de *Replacement Life*^(**) para la definición del plan de reposición. Las necesidades de reposición, como lo son el volumen de activos a reemplazar y su costo asociado, se determinan con la edad de los activos y empleando un modelo estadístico que utiliza funciones de distribución de probabilidad de reemplazo. Estas necesidades de reposición son representativas a nivel de categoría de activos, y no a nivel individual.

Los pasos para la aplicación del modelo son:

- a) Definición de grupos y categorización de activos
- b) Definición de la información de entrada y salida del modelo y

(*) Australian Energy Regulator (por sus siglas en inglés, AER).

(**) Vida de reemplazo o reposición, que puede corresponder a la vida técnica o económica, lo cual depende de la categoría de activos y de otras circunstancias.

c) Definición del algoritmo de reemplazo

A continuación se explican cada uno de los pasos requeridos para la aplicación del modelo.

4.2.1 Definición de grupos y categorización de activos

Consiste en la agrupación que se realiza de activos de diferentes características (p. ej. Postes, transformadores, interruptores, etc.), considerando las diferencias en vidas útiles y su costo. En el modelo se definen 15 grupos de activos de referencia, los cuales pueden variar en función de la infraestructura de las empresas y el alcance del plan de inversión. En la Tabla 6 se muestran los grupos utilizados por parte de la compañía de distribución de la región Victoria.

Tabla 6 Grupos de activos definidos por una compañía de distribución en Australia

Categorías de activos	
- Postes (Poles)	- Equipos de corte y maniobra de distribución (Distribution switchgear)
- Estructuras de soporte superior de postes (pole-top structures)	- Otros activos de distribución
- Conductores	- Transformadores de zona
- Cables subterráneos	- Equipos de corte y maniobra de zona (Zone switchgear)
- Servicios	- Otros activos de zona
- Transformadores de distribución	- SCADA y protecciones
- Otros	

Fuente: Australian Energy Regulator, AER. Electricity network service providers replacement model handbook, 2011.

4.2.2 Definición de la información de entrada y salida del modelo

La información de entrada del modelo para cada grupo de activos corresponde a:

- a) Perfil de antigüedad: Información que refleja el volumen de activos con distintas edades.
- b) Vida media de activos y su desviación estándar: Información que permite definir la función de distribución de probabilidad de reemplazo de los activos de cada categoría.
- c) Costo unitario de reemplazo.

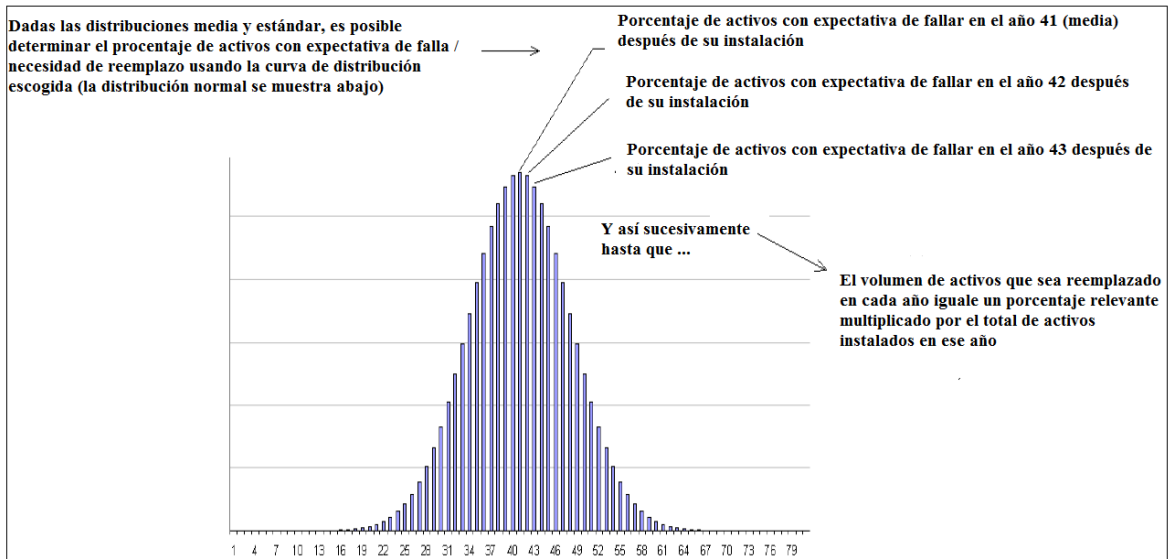
La información de salida que proporciona el modelo a partir de las variables de entrada relacionadas anteriormente, corresponde a: volumen y costo total de reemplazo, edad y vida promedio, proporción de activos antiguos, así como proyecciones de reposición anual de activos para un periodo de 20 años.

4.2.3 Definición del algoritmo de reemplazo

A partir de un algoritmo probabilístico de reemplazo, el modelo proporciona proyecciones de reposición para cada categoría de activos. El algoritmo emplea una función de distribución de probabilidad normal de falla (la cual es obtenida de la media y la desviación estándar), siendo esta función aplicable a cada grupo de activos y se asume que esta refleja la proporción de activos de una población con necesidades de reposición a una determinada edad.

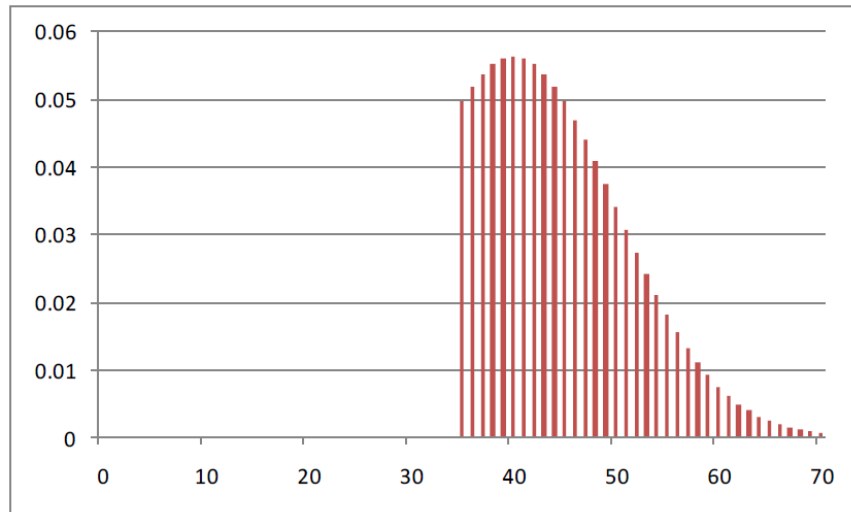
La función de distribución de probabilidad inicial, o incondicional, mostrada en la Ilustración 8, se transforma durante la aplicación del modelo en una función condicional que considera la probabilidad de falla de un activo dada la antigüedad del mismo, como se muestra en la Ilustración 9.

Ilustración 8 Distribución normal de reemplazo – Inicial o incondicional



Fuente: Australian Energy Regulator, AER. Electricity network service providers replacement model handbook, 2011.

Ilustración 9 Distribución normal de reemplazo, dados 35 años - Condicional



Fuente: Australian Energy Regulator, AER. Electricity network service providers replacement model handbook, 2011.

En general, el modelo calcula la probabilidad de falla de cada activo, considerando su antigüedad y la función de distribución de probabilidad condicional. Posteriormente, agrega los resultados para determinar el volumen y el costo total de reposición de cada categoría o grupo de activos.

5 COMPARACIÓN CRÍTICA ENTRE METODOLOGÍAS TENIENDO EN CUENTA LOS ASPECTOS EN LA TOMA DE DECISIONES PARA LA INVERSIÓN DE CAPITAL DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS

En la Tabla 7 se realiza una comparación crítica entre los modelos de reposición utilizados por las compañías de transmisión y distribución de energía eléctrica del Reino Unido y Australia (los cuales fueron revisados en el capítulo 4), para lo cual se utilizaron los criterios que se deben tener en cuenta en los procesos de *Toma de Decisiones de Inversión de Capital* revisados en el numeral 2.1.2.1.1. La comparación se realizó teniendo en cuenta si en cada una de las metodologías se respondía a las preguntas que se relacionan a continuación:

- a) ¿El modelo realiza un análisis que involucra los costos existentes a lo largo del ciclo de vida del activo?
- b) ¿El modelo realiza un análisis que involucra los riesgos existentes a lo largo del ciclo de vida del activo?
- c) ¿El modelo determina el tiempo óptimo de reemplazo planeado del activo?
- d) ¿El modelo utiliza análisis estadístico para soportar la toma de decisiones de inversión de capital?

A partir del análisis comparativo realizado entre los 4 modelos de reposición utilizados en el Reino Unido y Australia, se pudo concluir que sólo el *Modelo de gestión del riesgo basado en condición* que fue revisado en el numeral 4.1.3, corresponde a la metodología que cumple con todos los aspectos incluidos en el tema Toma de Decisiones de Inversión de Capital que se encuentra contenido dentro de uno de los grupos de áreas de conocimiento en la gestión de activos físicos.

Tabla 7 Cuadro comparativo entre metodologías de reposición utilizadas en Reino Unido y Australia

Aspectos de las metodologías de planeación de inversiones en reposición de activos		Metodología de reposición de activos utilizada en Reino Unido			Metodología de reposición de activos utilizada en Australia
		Modelo de reposición de activos basado en antigüedad	Modelo de reposición de activos basado en productos entregados	Modelo de gestión del riesgo basado en condición	
Breve descripción del modelo		El modelo estima los volúmenes de activos a reemplazar a partir del cálculo de las tasas de probabilidad de falla para cada año de pronóstico, la cual se obtiene de la funciones de riesgo y los perfiles de antigüedad de los activos.	El modelo prioriza las inversiones de los planes de reposición de activos mediante la relación de los índices de salud de los activos (condición) con índices de criticidad del sistema. Para este fin, utiliza modelos cualitativos de análisis de riesgo tipo top down.	El modelo cuantifica el riesgo de cada activo combinando: probabilidad de falla, su condición individual y las consecuencias de falla. Para este fin, utiliza modelos cuantitativos de análisis de riesgo tipo bottom up. Con la cuantificación del riesgo y contando con los costos CAPEX (de inversión de capital) y OPEX (asociados a la operación y mantenimiento del activo), se puede obtener un balance que permite obtener una optimización financiera del plan de reposición de activos.	El modelo categoriza los activos y utiliza información de entrada: Perfil de antigüedad, costo unitario de reemplazo y la vida media de activos con su desviación estandar. Considerando estos datos, se calcula la probabilidad de falla de cada activo, agregando los resultados obtenidos, para finalmente determinar el volumen y el costo total de reposición de cada categoría o grupo de activos, así como las proyecciones de reposición anual de activos para un periodo de 20 años.
Aspecto incluido en el tema: <u>Toma de Decisiones de Inversión de Capital.</u>	1. El modelo realiza un análisis que involucra los costos existentes a lo largo del ciclo de vida del activo?	No	No	Si	No (*)
	2. El modelo realiza un análisis que involucra los riesgos existentes a lo largo del ciclo de vida del activo?	Si	Si	Si	Si
	3. El modelo determina el tiempo óptimo de reemplazo planeado del activo?	Si	Si	Si	Si
	4. El modelo utiliza análisis estadístico para soportar la toma de decisiones de inversión de capital ?	Si	No	Si	Si

(*) Solo considera los costos de reposición individual de activos para obtener los costos de reposición total de cada categoría de activos, sin tener en cuenta costos de operación y mantenimiento.

6 APLICACIÓN PRÁCTICA DE UNA DE LAS METODOLOGÍAS ESTUDIADAS EN EL CASO DE REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA PROPIEDAD DE ESSA E.S.P.

Con el propósito de llevar a cabo la aplicación de una de las metodologías de planeación de inversiones en reposición de activos implementadas por compañías de transmisión y distribución de energía eléctrica en el Reino Unido y Australia, en esta parte de la monografía se adoptará uno de los modelos revisados en el capítulo 4 y se construirá un ejercicio práctico a partir de la información proporcionada por los activos eléctricos de una subestación de potencia eléctrica de alta tensión.

6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DONDE SE VA A APLICAR EL MODELO

La Subestación Eléctrica (S/E) Palenque, propiedad de ESSA E.S.P.^(*), fue escogida para esta tarea considerando su importancia como nodo de conexión con el Sistema de Transmisión Regional para transformar la tensión de suministro y redistribuir el flujo de potencia eléctrica a los usuarios finales localizados, tanto en los centros de carga urbanos como en los rurales, ubicados a lo largo de toda su zona de cobertura.

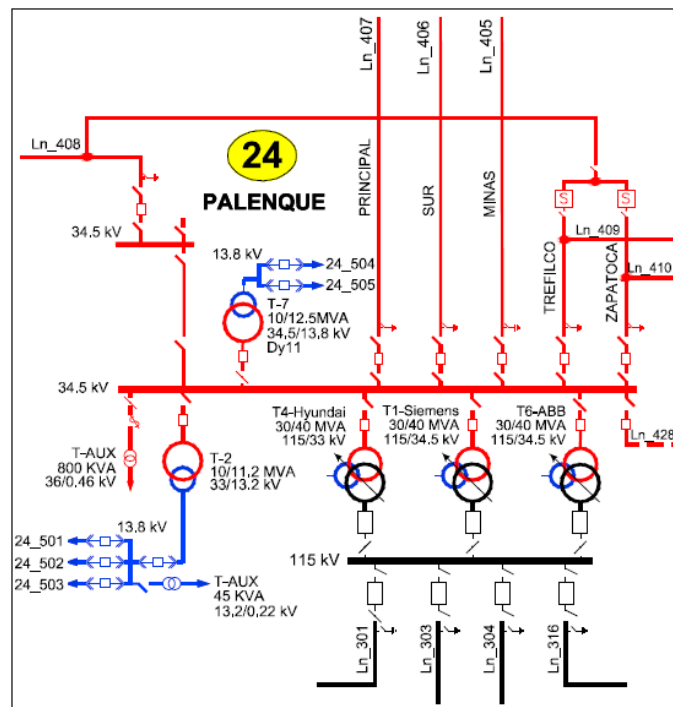
La infraestructura de la subestación está ubicada dentro de la zona industrial del municipio de Girón-Santander y en la actualidad alimenta 16.882 clientes a través

^(*) La Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (por sus siglas, ESSA E.S.P.) es una empresa colombiana de servicios públicos de capital mixto, filial del Grupo Empresarial EPM. Está principalmente dedicada a la prestación de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y actividades conexas en 87 municipios de Santander, 2 de Bolívar, 4 de Cesar y 1 de Norte de Santander. Sus productos y servicios están dirigidos a todos los estratos residenciales; a los sectores comercial, industrial, oficial y alumbrado público.

de los circuitos de salida que tiene asociados. Así mismo, cuenta con una capacidad instalada de 120 MVA (con respecto a la demanda total de 462 MVA suplida en la actualidad por la empresa) y cuenta con tres niveles de tensión: 115 kV, 34.5 kV y 13.8 kV.

El diagrama unifilar de la subestación se presenta en la Ilustración 10 y su localización geográfica en la Ilustración 11.

Ilustración 10 Diagrama unifilar de la S/E Palenque 120 MVA 115/34,5/13,8 kV



Fuente: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Ilustración 11 Localización geográfica de la S/E Palenque



Fuente: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Teniendo en cuenta que su puesta en servicio se realizó en el año 1970, y que en la actualidad la subestación aún cuenta con equipos operando desde esta fecha sin haber sido reemplazados; se hace necesario definir los requerimientos de inversiones en reposición de activos a través de una metodología que permita obtener un análisis de riesgos para los principales elementos del sistema como transformadores, bahías, elementos de control y protección, etc.

6.2 MODELO UTILIZADO PARA LA PRIORIZACIÓN DE INVERSIONES EN LA REPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS ELÉCTRICOS DE LA S/E PALENQUE

En la actualidad, el personal técnico de ESSA no cuenta con suficiente información detallada de los equipos de la subestación que facilite la aplicación de un modelo tipo Bottom Up, el cual se caracteriza por ser esencialmente cuantitativo. Con base en lo anterior, se realizará la aplicación de un modelo tipo

Top Down, el cual está basado en criterios cualitativos para construir un análisis de riesgos que permita priorizar las inversiones de reposición de activos.

En este orden de ideas, se utilizará el *Modelo de reposición de activos basado en productos entregados*, utilizado en el Reino Unido y el cual fue revisado en el numeral 4.1.2.

6.3 DESARROLLO DE LA APLICACIÓN PRÁCTICA DEL MODELO DE PRIORIZACIÓN ESCOGIDO EN LA S/E PALENQUE

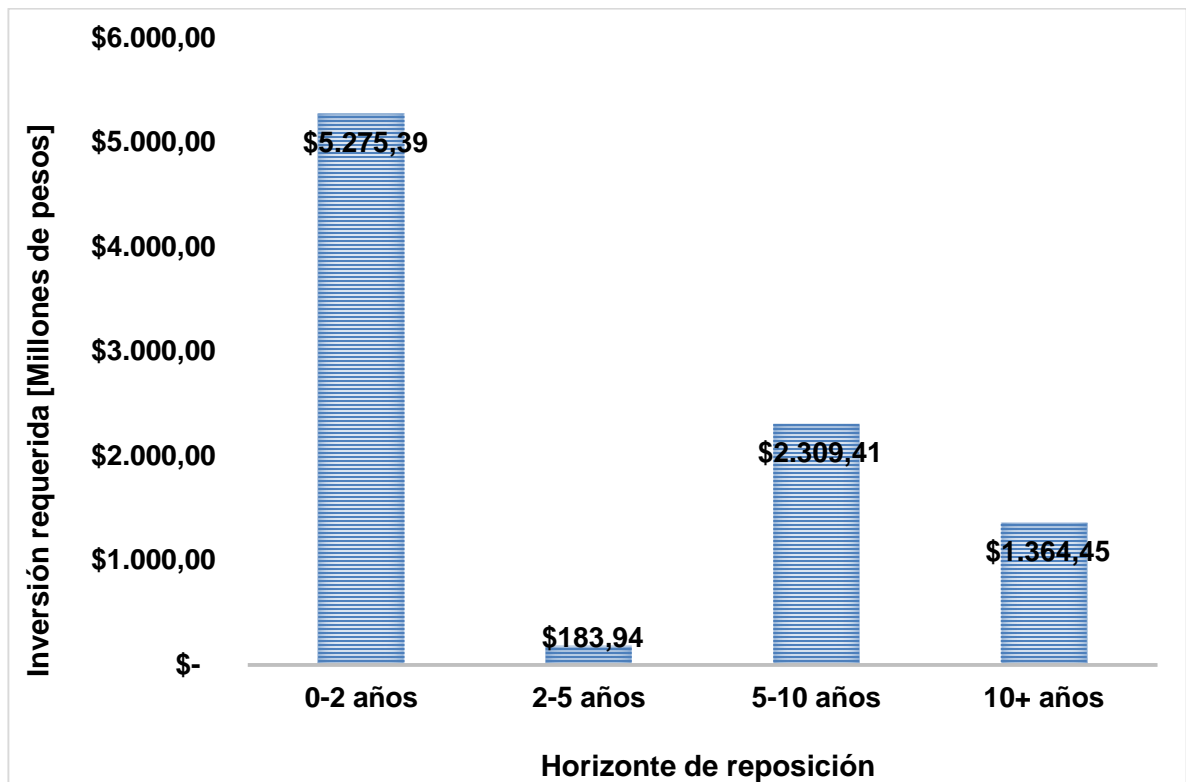
Teniendo en cuenta las limitaciones existentes en la disponibilidad de información, el análisis que se presenta en este capítulo solo se realizará sobre aquellos activos que cuentan con una valoración cualitativa e individual que ha sido efectuada previamente por parte del personal técnico de la empresa. Dicha valoración está compuesta por dos ponderaciones: el índice de salud del equipo (o de condición) y el índice de su criticidad ante el sistema. Los grupos de equipos que cuentan con esta valoración y que serán objeto del análisis se relacionan a continuación:

- Equipos de potencia que conforman los campos o bahías de conexión de la subestación. Entre estos equipos se cuentan: seccionadores asociados, interruptor, transformadores de corriente (CT's), transformadores de potencial (PT's) y pararrayos. Igualmente, se incluye en este grupo los tableros de control y protección del campo o bahía.

- Equipos que conforman los sistemas de servicios auxiliares de corriente alterna y continua en la subestación. Entre estos equipos se cuentan: banco de baterías, cargador de baterías, grupo electrógeno de emergencia (planta de generación y su transferencia automática), transformador de servicios auxiliares, tablero de AC de servicios esenciales, tablero de AC de servicios no esenciales y tablero de DC.

El contenido completo del análisis se relaciona en los Anexos A, B, C y D. En la Ilustración 12 se muestran los resultados obtenidos en la proyección de la inversión total requerida (a precios de Diciembre de 2015) para llevar a cabo el reemplazo de los activos de la subestación, la cual se encuentra distribuida a lo largo de los periodos que se contemplaron como horizonte de reposición de acuerdo al análisis de priorización realizado.

Ilustración 12 Inversión total requerida para el reemplazo de los activos de la S/E Palenque (precios de Dic/2015)



7 CONCLUSIONES

Previo a la aplicación de cualquier modelo de priorización de inversiones en reposición de activos utilizado en otros países, las compañías operadoras de la red de energía eléctrica deben haber adelantado estudios de análisis de riesgos donde se hayan establecido los niveles de criticidad de los equipos y elementos que conforman las subestaciones de potencia, líneas de transmisión y redes de distribución.

A partir de los tipos de modelos de riesgos revisados en el numeral 2.2.3, para una compañía que se encuentre durante la etapa inicial del modelamiento de sus procesos de priorización de inversiones en reposición de activos, se recomienda comenzar con la aplicación de metodologías tipo Top Down que requieren de información de entrada no tan detallada y de carácter cualitativo. La aplicación de modelos de carácter más cuantitativo, como los tipo Bottom Up, se puede realizar cuando la compañía cuente con un nivel suficiente de información que permita la construcción objetiva y eficiente de planes de reposición futuros.

Con el propósito de llevar a cabo la correcta implementación de una metodología de reposición alineada con las políticas de gestión de activos de cualquier organización, los OR en Colombia deberán crear, organizar, actualizar, sistematizar y normalizar las bases de datos de todas sus instalaciones. En estas bases de datos, que periódicamente deben ser revisadas por el personal de operación y mantenimiento, se debe incluir la información que permita facilitar el conocimiento del activo a partir de datos como: fabricante, referencia, características principales, fechas de entrada en operación, historia de los mantenimientos, historia de pruebas, comentarios operativos relevantes del equipo, entre otros.

Es de suma importancia involucrar las áreas de operación y mantenimiento de los OR durante la implementación de cualquier modelo o metodología de planeación

de inversiones en reposición de activos, ya que por ser los principales conocedores de los equipos y de su comportamiento a lo largo de su ciclo de operación, se podrán obtener planes integrales que cuenten con alcances definidos desde la fuente primaria de información operativa del activo.

Partiendo del análisis comparativo realizado en el numeral 5 entre los modelos de reposición utilizados en el Reino Unido y Australia, se pudo concluir que el *Modelo de gestión del riesgo basado en condición* que fue revisado en el numeral 4.1.3, corresponde a la metodología que cumple con todos los aspectos incluidos en el tema *Toma de Decisiones de Inversión de Capital* que se encuentra contenido dentro de uno de los grupos de áreas de conocimiento en la gestión de activos físicos.

Teniendo como referencia la aplicación práctica del *Modelo de reposición de activos basado en productos entregados* que fue realizada sobre los activos eléctricos de una subestación de potencia de ESSA E.S.P. (S/E Palenque 120 MVA 115/34,5/13,8 kV); se concluye que se hace necesario incluir en un ejercicio posterior la variable de antigüedad del activo, ya que esta aproximación de la metodología no considera la vida útil de los equipos para definir las prioridades en reposición requeridas, tomando como variables de entrada para su análisis solo los índices de salud (condición) y criticidad del activo. La antigüedad del activo permitirá entonces definir un índice de riesgo compuesto adicional que permita complementar el caso estudiado

BIBLIOGRAFÍA

AMENDOLA, Luis. Gestión integral de activos físicos. 2 ed. Valencia: PMM Institute for Learning, 2014. 548 p.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR, AER. Electricity network service providers replacement model handbook, 2011 [citado el 1 junio 2016]. Disponible en internet: <<http://www.aer.gov.au>>.

BRITISH STANDARD INSTITUTE. Gestión de activos – Parte 1: Especificaciones para la gestión optimizada de activos físicos. PASS 55-1: 2008. 2 ed. Londres, Reino Unido: The Woodhouse Partnership, 2009.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular 059 (28, mayo, 2015). Información y formatos para la presentación del plan de inversiones – Resolución CREG 179 de 2014. Bogotá D.C.: La Comisión, 2015. 63 p.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 024 (25, febrero, 2016). Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología de para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”. Bogotá D.C.: La Comisión, 2016. 238 p.

HUGHES, D. y BARNFATHER P. Building risk based investment programmes. 21st International Conference on Electricity Distribution. CIRED. Frankfurt, 6-9 Junio 2011 [citado el 1 junio 2016]. Disponible en internet: <<http://www.cired.net/>>.

Informe de sostenibilidad 2015 [en línea]. Bucaramanga: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA, 2016 - [citado el 1 junio 2016]. Disponible en internet:<<http://www.essa.com.co/site/Portals/0/Docs/Informe%20de%20sostenibilidad%202015.pdf>>.

INSTITUTE OF ASSET MANAGEMENT, IAM. Asset Management – an anatomy, 2012 [citado el 1 junio 2016]. Disponible en internet: <<https://theiam.org/what-is-asset-management/anatomy-asset-management>>.

INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS. Asset management decision making using different risk assessment methodologies – Working group C1.25. 1 ed. Paris: CIGRE, 2013. 125 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Strategic asset management of power networks – White paper. 1 ed. Génova, Suiza: IEC, 2015. 85 p.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Asset management – Overview; principles and terminology. ISO 55000:2014. 1 ed. Génova, Suiza: ISO, 2014. 25 p.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Asset management – Management systems - Requirements. ISO 55001:2014. 1 ed. Génova, Suiza: ISO, 2014. 19 p.

NORDGARD, Dag Eirik. Risk analysis for decision support in electricity distribution system asset management: Methods and frameworks for analyzing intangible risks. Trondheim, Noruega, Abril 2010. Tesis para el grado de Doctor en Filosofía (Ph.D.). Norwegian University of Science and Technology. ISBN 978-82-471-2065-1. Disponible en internet: <<http://www.sintef.no/projectweb/riskdsam/>>.

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS, OFGEM. Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity, distribution price control Reliability and safety. 2013 [citado el 1 junio 2016]. Disponible en internet: <<http://www.ofgem.gov.uk>>.

RAMÍREZ, C. Subestaciones de alta y extra alta tensión. 2 ed. Medellín: Mejía Villegas S.A., 2003. 778 p. ISBN 958-33-5295-0.

YI, Shijun. WATTS, Chris. COOPER, Adam. A regulatory approach to the assessment of asset replacement in electricity networks. Asset Management Conference 2011, IET and IAM.

ZAPATA, C y GRANADA, M. Reposición de activos de sistemas de distribución de energía eléctrica basada en el aspecto de confiabilidad. En: Mundo Eléctrico. 2012. No. 90, p. 56-65.

ANEXOS

ANEXO A. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 115kV de la S/E Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 301 Palos-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 115KV: LN 301 PALOS-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN301_PALOS-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN301_PALOS-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN301_PALOS-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN301_PALOS-PALENQUE_(R)	ABB	CPB-123	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN301_PALOS-PALENQUE_(S)	ABB	CPB-123	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN301_PALOS-PALENQUE_(T)	ABB	CPB-123	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 115kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN301_PALOS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH4	C2	RP2	2-5 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN301_PALOS-PALENQUE_(R)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN301_PALOS-PALENQUE_(S)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN301_PALOS-PALENQUE_(T)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_LN301_PALOS-PALENQUE	DELLE ALSTHOM	HPGE 11/15F	AH5	C1	RP1	0-2 años
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_LN301_PALOS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH4	C2	RP2	2-5 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de línea 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN301_PALOS-PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de la Línea 301 Palos-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 303 Barranca-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 115KV: LN 303 BARRANCA-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(R)	ARTECHE	DDB-145	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(S)	ARTECHE	DDB-145	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(T)	ARTECHE	DDB-145	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 115kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN303_BARRANCA-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(R)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(S)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN303_BARRANCA-PALENQUE_(T)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_LN303_BARRANCA-PALENQUE	ABB	LTB-145-D1	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_LN303_BARRANCA-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de línea 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN303_BARRANCA-PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de la Línea 303 Barranca-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 304 Lizama-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 115KV: LN 304 LIZAMA-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(R)	ABB	CPB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(S)	ABB	CPB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(T)	ABB	CPB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 115kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN304_LIZAMA-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(R)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(S)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN304_LIZAMA-PALENQUE_(T)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_LN304_LIZAMA-PALENQUE	ABB	LTB-145-D1	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_LN304_LIZAMA-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de línea 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LN304_LIZAMA-PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de la Línea 304 Lizama-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 316 Minas-Palenque

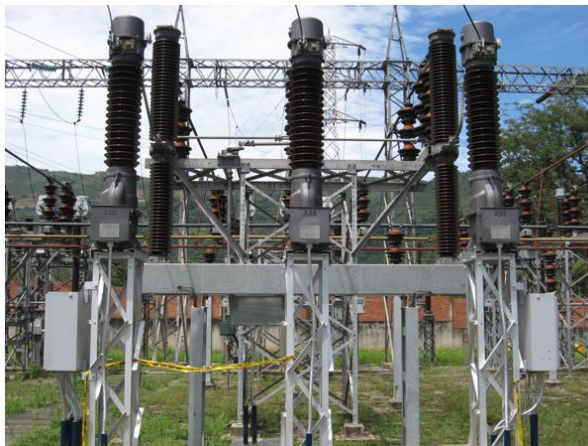
BAHÍA DE LÍNEA 115KV: LN 316 MINAS-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUERTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN316_MINAS-PALENQUE_(R)	ASEA	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN316_MINAS-PALENQUE_(R)	ASEA	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Pararrayos 115kV	PARARRAYOS_LN316_MINAS-PALENQUE_(R)	ASEA	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN316_MINAS-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN316_MINAS-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_LN316_MINAS-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 115kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN316_MINAS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN316_MINAS-PALENQUE_(R)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN316_MINAS-PALENQUE_(S)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_LN316_MINAS-PALENQUE_(T)	ABB	IMB-123	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_LN316_MINAS-PALENQUE	ABB	LTB-145-D1	AH2	C1	RP4	10+ años
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_LN316_MINAS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de línea 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LN316_MINAS-PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de la Línea 316 Minas-Palenque

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-1

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 115KV: TRF T-1								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_TRF_LH_T-1_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-1_PALENQUE_(R)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-1_PALENQUE_(S)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-1_PALENQUE_(T)	ABB	IMB-123	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_TRF_LH_T-1_PALENQUE	AREVA	GL-312P-F1	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de transformación 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_TRF_T-1_PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-1

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-4

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 115KV: TRF T-4								
NIVEL DE TENSION	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUERTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_TRF_LH_T-4_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-4_PALENQUE_(R)	ALSTHOM SAVOISIENNE	IH123-11	AH5	C1	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-4_PALENQUE_(S)	ALSTHOM SAVOISIENNE	IH123-11	AH5	C1	RP1	0-2 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-4_PALENQUE_(T)	ALSTHOM SAVOISIENNE	IH123-11	AH5	C1	RP1	0-2 años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_TRF_LH_T-4_PALENQUE	DELLE ALSTHOM	HPGE 11/15F	AH5	C1	RP1	0-2 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de transformación 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_TRF_T-4_PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-4

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-6

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 115KV: TRF T-6								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Seccionador tripolar de barra 115kV	SECCION_BARRA_TRF_LH_T-6_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH4	C2	RP2	2-5 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-6_PALENQUE_(R)	ABB	IMBD-145-A4	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-6_PALENQUE_(S)	ABB	IMBD-145-A4	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Transformador de corriente 115kV	TC_TRF_LH_T-6_PALENQUE_(T)	ABB	IMBD-145-A4	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Interruptor 115kV	INTERRUPTOR_TRF_LH_T-6_PALENQUE	ABB	LTB-145-D1	AH3	C1	RP3	5-10 años
115kV	Tablero de control y protección bahía de transformación 115kV	TABLERO_C&P_BAHIA_TRF_T-6_PALENQUE	N/A	N/A	AH3	C1	RP3	5-10 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-6

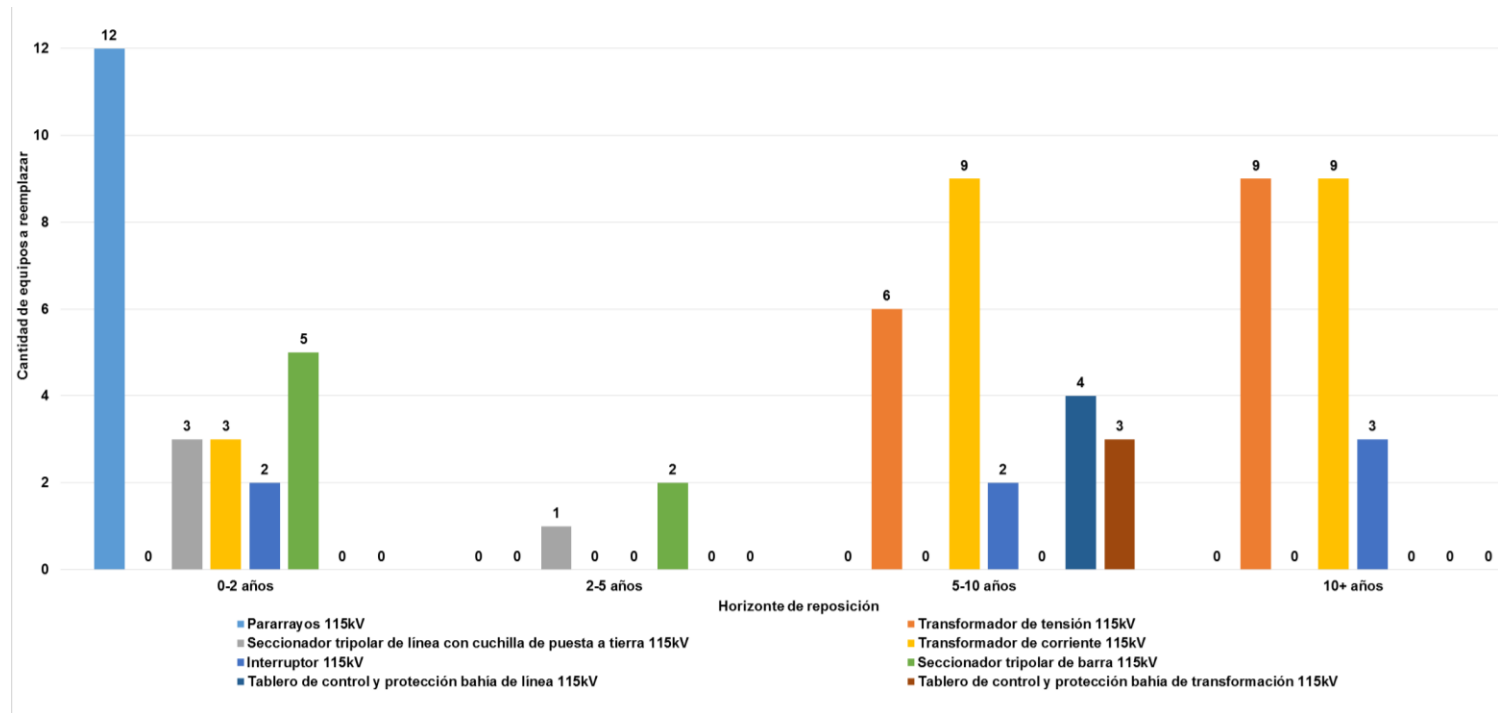
➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Barraje de 115kV

BARRA DE 115KV								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_BARRA_115KV_PALENQUE_(R)	ABB	EMFC-145	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_BARRA_115KV_PALENQUE_(S)	ABB	EMFC-145	AH1	C1	RP4	10+ años
115kV	Transformador de tensión 115kV	TP_BARRA_115KV_PALENQUE_(T)	ABB	EMFC-145	AH1	C1	RP4	10+ años

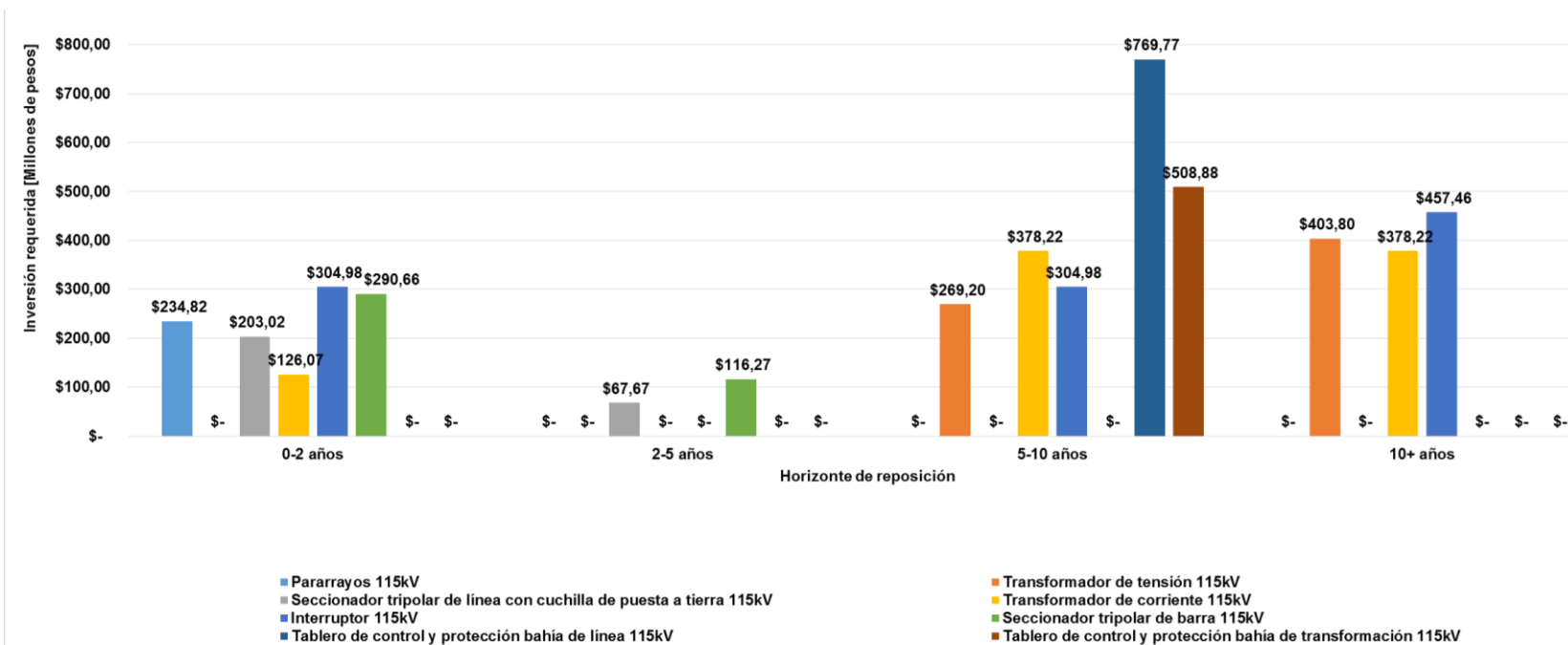


Equipos del Barraje de 115kV

➤ Proyección de cantidades de equipos de 115kV a reemplazar en el horizonte de reposición analizado



➤ Proyección de inversiones asociadas al reemplazo de equipos de 115kV en el horizonte de reposición analizado



ANEXO B. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 34,5kV de la S/E Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 405 Minas-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 405 MINAS-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN405_MINAS-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN405_MINAS-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN405_MINAS-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN405_MINAS-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN405_MINAS-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN405_MINAS-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN405_MINAS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN405_MINAS-PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN405_MINAS-PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN405_MINAS-PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN405_MINAS-PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN405_MINAS-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN405_MINAS-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 405 Minas-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 406 Sur-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 406 SUR-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN406_SUR-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN406_SUR-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN406_SUR-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN406_SUR-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN406_SUR-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN406_SUR-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN406_SUR-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN406_SUR-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN406_SUR-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN406_SUR-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN406_SUR-PALENQUE	DELLE ALSTHOM	HPGE 9/14C	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN406_SUR-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN406_SUR-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 406 Sur-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 407 Principal-Palenque

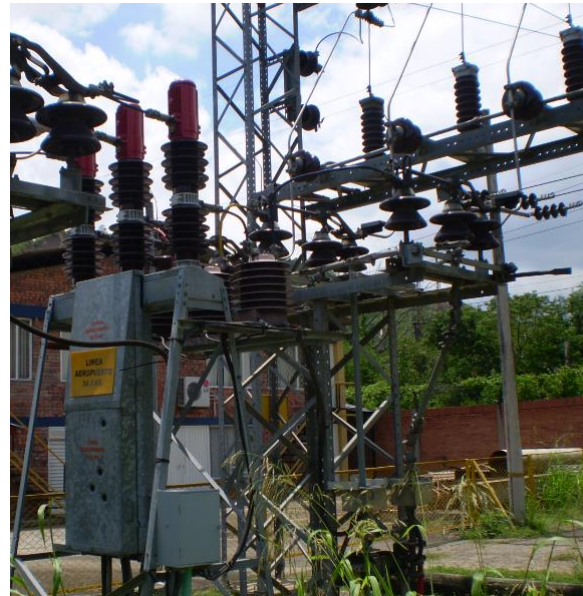
BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 407 PRINCIPAL-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN407_PRINCIPAL-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 407 Principal-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 408 Aeropuerto-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 408 AEROPUERTO-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(R)	RITZ	GSWF-30	AH3	C2	RP3	5-10 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(S)	RITZ	GSWF-30	AH3	C2	RP3	5-10 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE_(T)	RITZ	GSWF-30	AH3	C2	RP3	5-10 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LN408_AEROPUERTO-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 408 Aeropuerto-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 409 Caneyes-Trefilco-Palenque

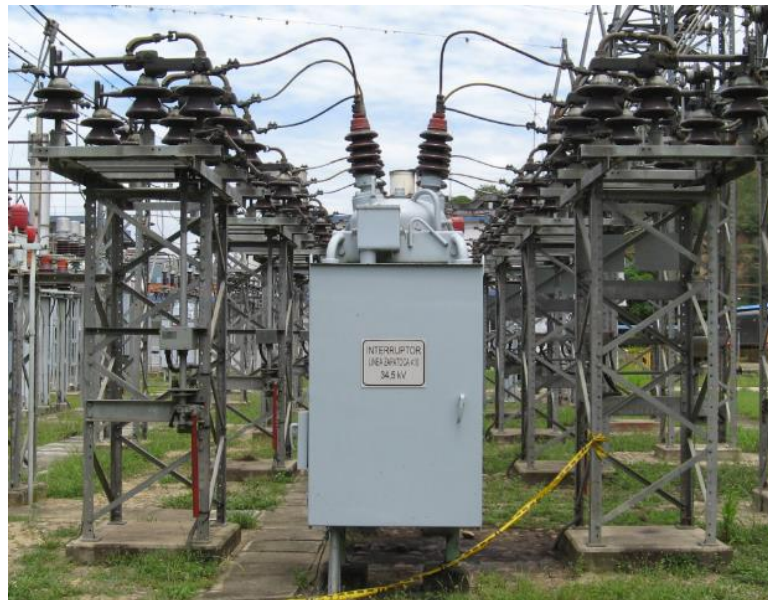
BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 409 CANEYES-TREFILCO-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUERTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN409_CANEYES-TREFILCO-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 409 Caneyes-Trefilco-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 410 Zapatoca-Caneyes-Palenque

BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 410 ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Pararrayos 34,5kV	PARARRAYOS_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	SECCION_LINEA_CON_PTA_TIERRA_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_LINEA_LN410_ZAPATOCA-CANEYES-PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de la Línea 410 Zapatoca-Caneyes-Palenque

➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de la Línea 428 Lebrija-Palenque

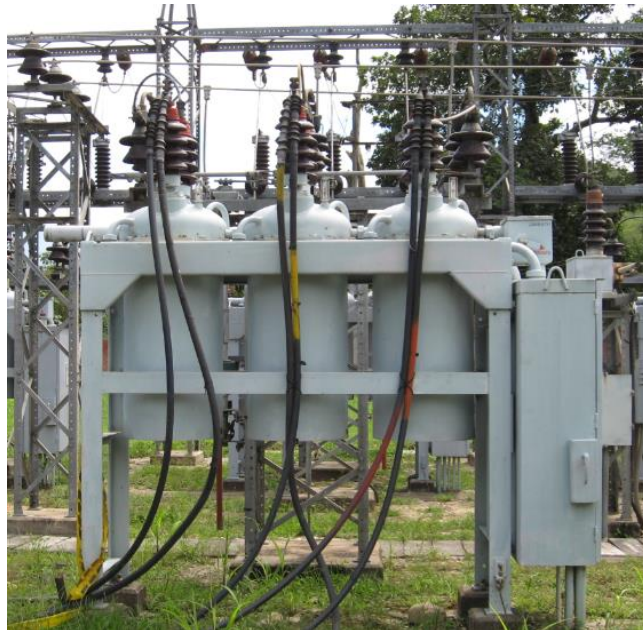
BAHÍA DE LÍNEA 34,5KV: LN 428 LEBRIJA-PALENQUE								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Reconector 34,5kV	RECONECTOR_LN428_LEBRIJA-PALENQUE	NU-LEC INDUSTRIES	No es visible	AH1	C2	RP4	10+ años



Equipos de la Bahía de la Línea 428 Lebrija-Palenque

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-1

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5KV: TRF T-1								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_TRF_LX_T-1_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-1_PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-1_PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-1_PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_TRF_LX_T-1_PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-1

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-4

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5KV: TRF T-4								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUERTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_TRF_LX_T-4_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-4_PALENQUE_(R)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-4_PALENQUE_(S)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-4_PALENQUE_(T)	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_TRF_LX_T-4_PALENQUE	DELLE ALSTHOM	HPGE 9/14C	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-4

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-6

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5KV: TRF T-6								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_TRF_LX_T-6_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-6_PALENQUE_(R)	RITZ	GSWF-30	AH3	C1	RP3	5-10 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-6_PALENQUE_(S)	RITZ	GSWF-30	AH3	C1	RP3	5-10 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LX_T-6_PALENQUE_(T)	RITZ	GSWF-30	AH3	C1	RP3	5-10 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_TRF_LX_T-6_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de baja del Transformador T-6

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-2

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5KV: TRF T-2								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_TRF_LH_T-2_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-2_PALENQUE_(R)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-2_PALENQUE_(S)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-2_PALENQUE_(T)	WESTINGHOUSE	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_TRF_LH_T-2_PALENQUE	WESTINGHOUSE	345-G1500	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de transformación 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_TRF_T-2_PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-2

- Priorización en la reposición de los equipos de: Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-7

BAHÍA DE TRANSFORMADOR 34,5KV: TRF T-7								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Seccionador tripolar de barra 34,5kV	SECCION_BARRA_TRF_LH_T-7_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-7_PALENQUE_(R)	ARTECHE	CX-36	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-7_PALENQUE_(S)	ARTECHE	CX-36	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Transformador de corriente 34,5kV	TC_TRF_LH_T-7_PALENQUE_(T)	ARTECHE	CX-36	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Interruptor 34,5kV	INTERRUPTOR_TRF_LH_T-7_PALENQUE	No es visible	No es visible	AH5	C2	RP1	0-2 años
34,5kV	Tablero de control y protección bahía de transformación 34,5kV	TABLERO_C&P_BAHIA_TRF_T-7_PALENQUE	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años



Equipos de la Bahía de transformación asociada al lado de alta del Transformador T-7

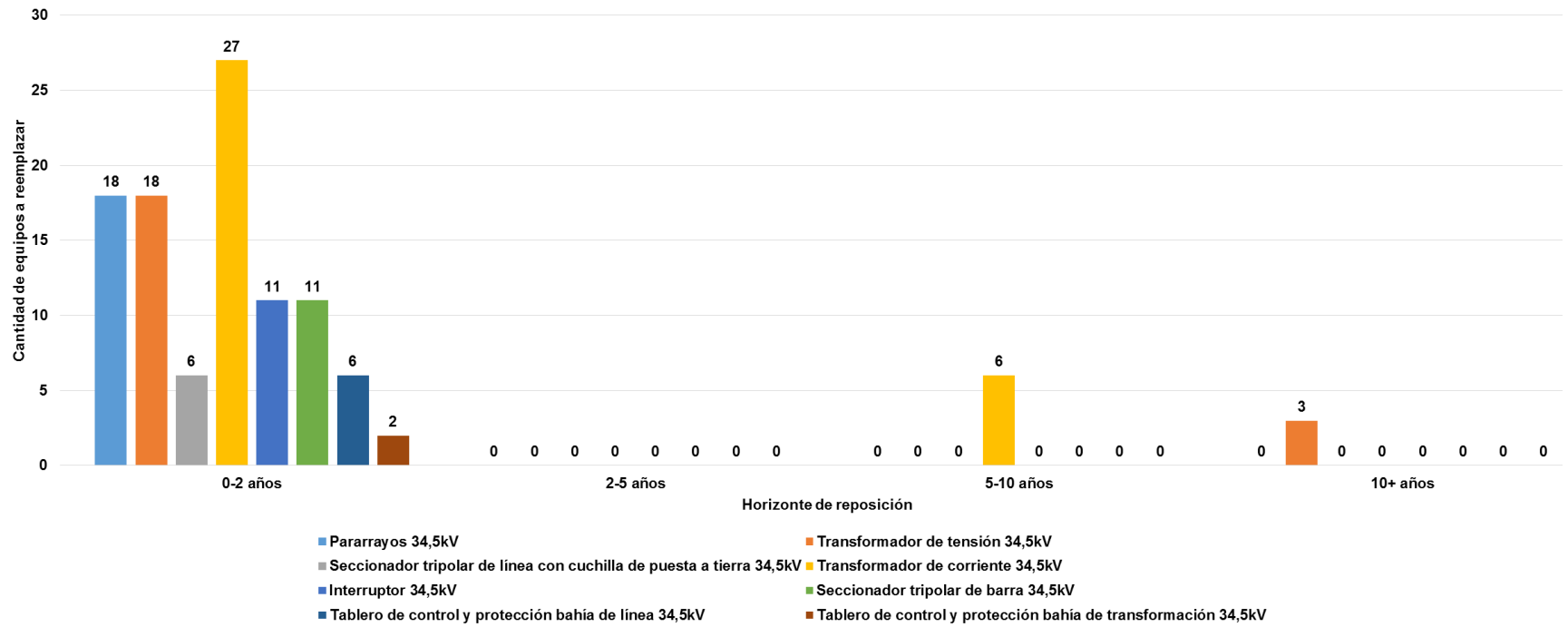
➤ Priorización en la reposición de los equipos de: Barraje de 34,5kV

BARRA DE 34,5KV								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_BARRA_34.5KV_PALENQUE_(R)	ABB	EMFC-36	AH1	C1	RP4	10+ años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_BARRA_34.5KV_PALENQUE_(S)	ABB	EMFC-36	AH1	C1	RP4	10+ años
34,5kV	Transformador de tensión 34,5kV	TP_BARRA_34.5KV_PALENQUE_(T)	ABB	EMFC-36	AH1	C1	RP4	10+ años

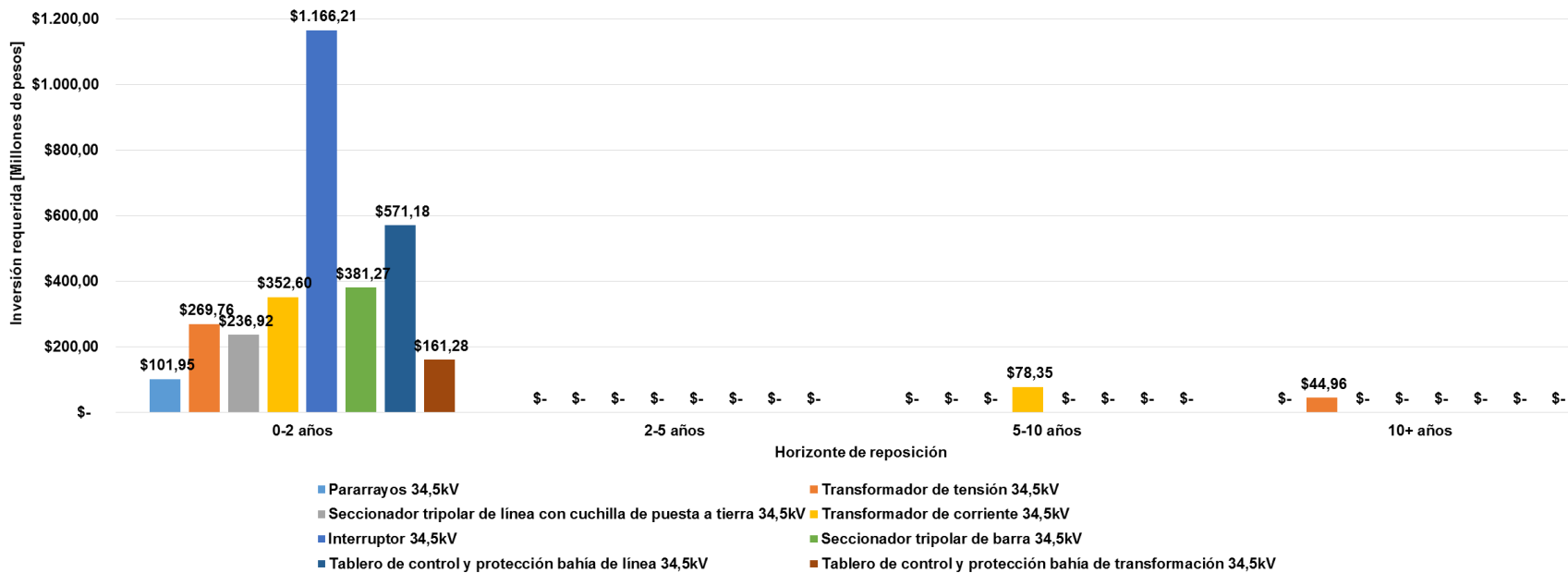


Equipos del Barraje de 34,5kV

➤ Proyección de cantidades de equipos de 34,5kV a reemplazar en el horizonte de reposición analizado



➤ Proyección de inversiones asociadas al reemplazo de equipos de 34,5kV en el horizonte de reposición analizado



ANEXO C. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos de 13,8kV de la S/E Palenque



Trenes de celdas de 13,8kV asociadas a las salidas de circuito y enlace del lado de baja del Transformador T-2

- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada a la salida de circuito 24501

CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO 13,8KV: CTO 24501								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo intemperie salida circuito 13,8KV	CELDA_SALIDA_CTO_24501	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C4	RP1	0-2 años

- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada a la salida de circuito 24502

CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO 13,8KV: CTO 24502								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo intemperie salida circuito 13,8kV	CELDA_SALIDA_CTO_24502	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C4	RP1	0-2 años

- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada a la salida de circuito 24503

CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO 13,8KV: CTO 24503								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo intemperie salida circuito 13,8kV	CELDA_SALIDA_CTO_24503	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C4	RP1	0-2 años

- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada al enlace del Transformador T-2

CELDA DE ENLACE DE TRANSFORMADOR 13,8KV: TRF T-2								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo intemperie enlace transformador 13,8kV	CELDA_TRF_T-2	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C3	RP1	0-2 años

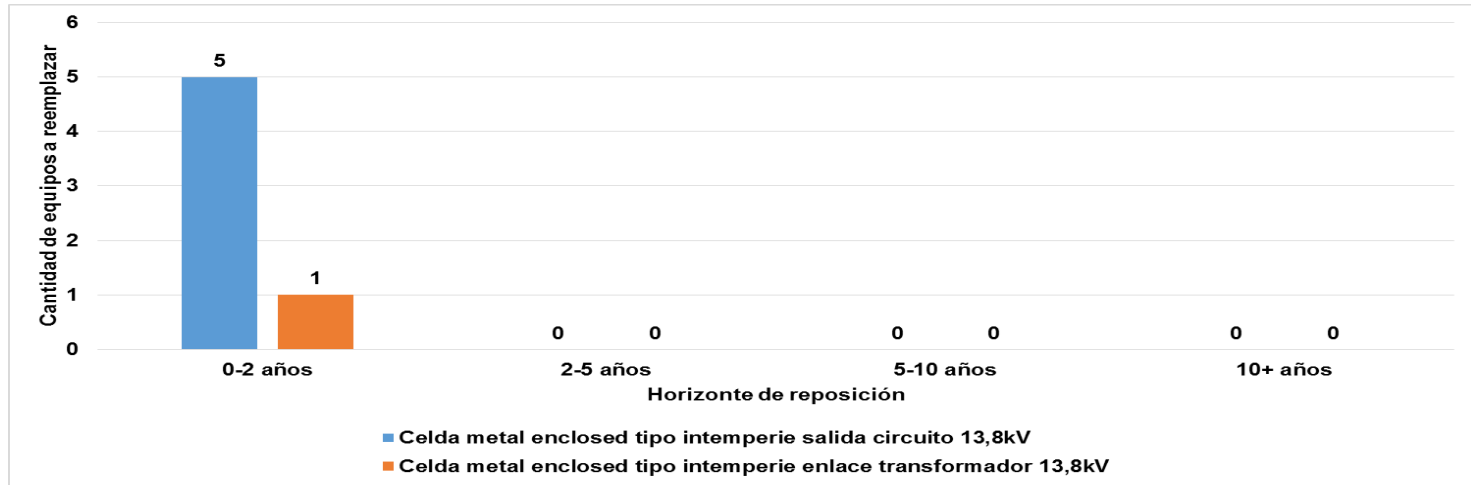
- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada a la salida de circuito 24504

CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO 13,8KV: CTO 24504								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo interperie salida circuito 13,8kV	CELDA_SALIDA_CTO_24504	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C4	RP1	0-2 años

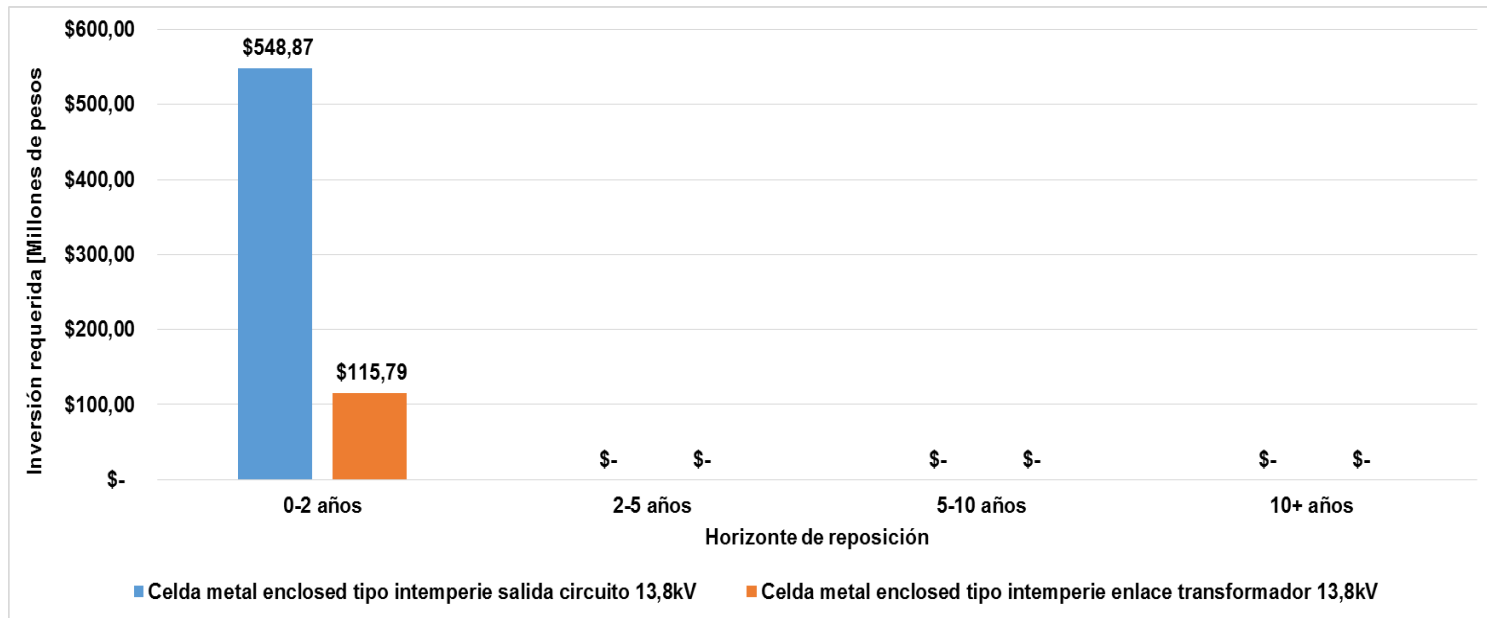
- Priorización en la reposición de los equipos de: Celda de 13,8kV asociada a la salida de circuito 24505

CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO 13,8KV: CTO 24505								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
13,8kV	Celda metal enclosed tipo interperie salida circuito 13,8kV	CELDA_SALIDA_CTO_24505	WESTINGHOUSE	No es visible	AH5	C4	RP1	0-2 años

- Proyección de cantidades de equipos de 13,8kV a reemplazar en el horizonte de reposición analizado



- Proyección de inversiones asociadas al reemplazo de equipos de 13,8kV en el horizonte de reposición analizado



ANEXO D. Aplicación de la metodología de priorización en la reposición de los activos del Sistema de Servicios Auxiliares de la S/E Palenque

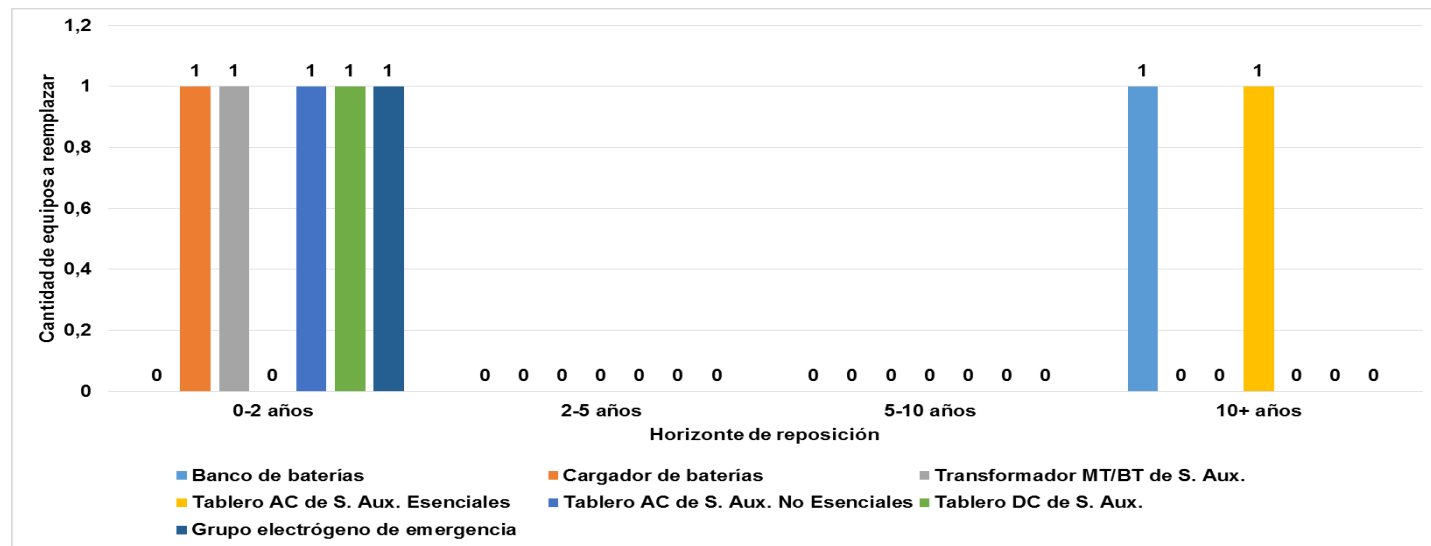


Equipos asociados a los Servicios Auxiliares de la Subestación

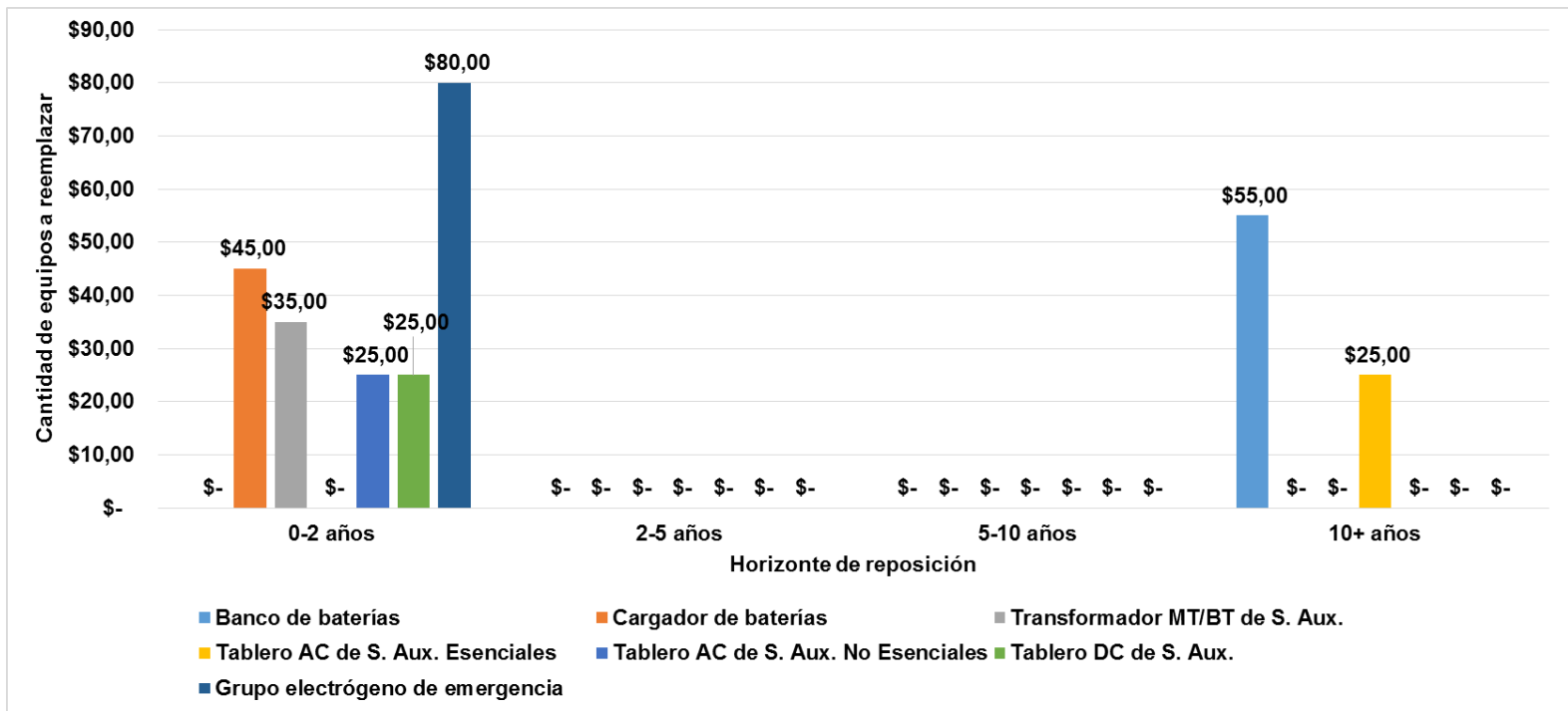
➤ Priorización en la reposición de los equipos asociados al Sistema de Servicios Auxiliares de la Subestación

SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN								
NIVEL DE TENSIÓN	EQUIPO GENÉRICO DEL CAMPO O BAHÍA	DENOMINACIÓN DEL EQUIPO	FABRICANTE	TIPO / MODELO	ESTADO	CRITICIDAD	INDICE DE RIESGO COMPUESTO (INDICE DE REPOSICIÓN)	HORIZONTE DE REPOSICIÓN
N/A	Banco de baterías	BATERIAS_SERVICIOS_AUXILIARES	VARTA	N/A	AH1	C1	RP4	10+ años
N/A	Cargador de baterías	CARGADOR_BATERIAS_SERVICIOS_AUXILIARES	EXIDE	No es visible	AH5	C1	RP1	0-2 años
N/A	Transformador MT/BT de S. Aux.	TRAFO_SERVICIOS_AUXILIARES	CEM	1-S-THP3	AH5	C1	RP1	0-2 años
N/A	Tablero AC de S. Aux. Esenciales	TABLERO_AC_ESENCIALES_SERVICIOS_AUXILIARES	N/A	N/A	AH1	C1	RP4	10+ años
N/A	Tablero AC de S. Aux. No Esenciales	TABLERO_AC_NO_ESENCIALES_SERVICIOS_AUXILIARES	N/A	N/A	AH5	C2	RP1	0-2 años
N/A	Tablero DC de S. Aux.	TABLERO_DC_SERVICIOS_AUXILIARES	N/A	N/A	AH5	C1	RP1	0-2 años
N/A	Grupo electrógeno de emergencia	GRUPO_ELECTROGENO_SERVICIOS_AUXILIARES	CUMMINS ONAN	100-DGDB	AH5	C2	RP1	0-2 años

- Proyección de cantidades de equipos del Sistema de Servicios Auxiliares a reemplazar en el horizonte de reposición analizado



- Proyección de inversiones asociadas al reemplazo de equipos del Sistema de Servicios Auxiliares en el horizonte de reposición analizado



ANEXO E. Precios estimados de equipos de subestación

Equipo	Costo Unitario(*) [\$ COP]
Pararrayos 115kV	\$ 19.568.746
Transformador de tensión 115kV	\$ 44.867.097
Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 115kV	\$ 67.673.110
Transformador de corriente 115kV	\$ 42.024.482
Interruptor 115kV	\$ 152.488.153
Seccionador tripolar de barra 115kV	\$ 58.132.802
Tablero de control y protección bahía de línea 115kV	\$ 192.442.409
Tablero de control y protección bahía de transformación 115kV	\$ 169.627.948
Pararrayos 34,5kV	\$ 5.663.827
Transformador de tensión 34,5kV	\$ 14.986.797
Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 34,5kV	\$ 39.486.574
Transformador de corriente 34,5kV	\$ 13.059.118
Interruptor 34,5kV	\$ 106.019.000
Seccionador tripolar de barra 34,5kV	\$ 34.660.568
Tablero de control y protección bahía de línea 34,5kV	\$ 95.197.378
Tablero de control y protección bahía de transformación 34,5kV	\$ 80.640.980
Reconectador 34,5kV	\$ 97.062.466
Celda metal enclosed tipo intemperie salida circuito 13,8kV	\$ 109.774.091
Celda metal enclosed tipo intemperie enlace transformador 13,8kV	\$ 115.793.092
Banco de baterías	\$ 55.000.000
Cargador de baterías	\$ 45.000.000
Transformador MT/BT de S. Aux.	\$ 35.000.000
Tablero AC de S. Aux. Esenciales	\$ 25.000.000
Tablero AC de S. Aux. No Esenciales	\$ 25.000.000
Tablero DC de S. Aux.	\$ 25.000.000
Grupo electrógeno de emergencia	\$ 80.000.000

(*) Precios de Diciembre del 2015