



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Optimización de la programación del mantenimiento de activos de transmisión de energía en ambientes altamente restrictivos y mercado regulado

Héctor Fabio Mejía Restrepo

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2014

Optimización de la programación del mantenimiento de activos de transmisión de energía en ambientes altamente restrictivos y mercado regulado

Héctor Fabio Mejía Restrepo

Trabajo final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Director:
Ph.D., Jesús Antonio Hernández Riveros

Línea de Investigación:
Modelamiento de Sistemas de Ingeniería
Grupo de Investigación:
Grupo de Investigación en Inteligencia Computacional - GIIC

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2014

Gracias a tu paciencia, comprensión y apoyo, me inspiraste para culminar con éxito esta tesis. Agradezco tu sacrificio y dedicación desinteresada en pro del logro de mi maestría, gracias por estar siempre a mi lado, Naty.

Dedico también esta tesis a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda y que aceptaron con sacrificio nuestro tiempo familiar:

Mi Papá, Fernando Mejía

Mi Mamá, Clara Inés

Abuela Marina

Tía Melva

Sobrina Mariana

Hermano Andrés

Hermano Julio

Suegros Adriana y Sergio

Agradecimientos

Agradezco a las personas que participaron directa o indirectamente con su esfuerzo en la culminación de la presente tesis.

Al profesor PhD., Jesús Antonio Hernández Riveros de la Universidad Nacional de Colombia, quien con su dedicación, retroalimentación, comentarios y correcciones direccionó el proceso de elaboración de la presente tesis.

Agradezco al ingeniero León Augusto Martínez de Interconexión Eléctrica S.A., quien con sus conversaciones influyó en la conceptualización y visión de la tesis.

A los ingenieros de INTERCOLOMBIA S.A. Camilo Ordoñez – Analista de operación, Rubén Darío Marín – Analista de mantenimiento, William Oviedo – Analista de mantenimiento, Andrés Ríos – Analista de mantenimiento, Cristian Remolina – Gerente de operaciones, Robinson Toro – Director de mantenimiento y Jesús David Gómez Pérez – Analista de planeación de la operación de la empresa XM S.A. por su apoyo y comentarios.

A la empresa INTERCOLOMBIA S.A. por su respaldo y apoyo en el desarrollo de innovación en la región.

A mis compañeros de Maestría, Leonardo Fabio Porras, Delio Alejandro Gómez, Cesar Augusto Fernández, por su apoyo y compañía a lo largo de estos dos años de estudio.

A toda mi familia que de manera incondicional me apoyaron y entendieron mis tiempos de ausencia.

Resumen

El presente trabajo propone un nuevo enfoque para la programación del mantenimiento preventivo, correctivo y proactivo en sistemas de transmisión de energía mediante el modelamiento de las variables que restringen la libre intervención de los equipos, considerando los criterios de expertos, el uso óptimo los recursos internos, la reducción del riesgo de afectación de los equipos y las personas bajo el cumplimiento de la regulación colombiana en materia de calidad del servicio del transporte de energía. El modelo es plasmado en los algoritmos MAGO y Harmony Search, los cuales resuelven el problema de la programación del mantenimiento de dos sistemas de transmisión de energía, el primero de 3 subestaciones y 15 órdenes de mantenimiento y el segundo, una parte del sistema real colombiano de 17 subestaciones y 214 órdenes de mantenimiento en un horizonte de más de un año.

Palabras clave: Programación del mantenimiento, sistema de transmisión de energía, regulación, indisponibilidad, optimización, MAGO.

Abstract

This thesis report proposes a new approach to scheduling of preventive, corrective and proactive maintenance in power transmission systems by modeling variables restricting the free remove of assets from operation, considering the experts criteria, the optimal use of resources and crew, reducing the risk of damage to the equipment and people, under compliance with Colombian regulations about the service quality for power transmission system. The model is solved by the MAGO and Harmony Search algorithms scheduling maintenance of two power transmission systems, the first one has 3 substations and 15 maintenance orders and the second one is a portion of the Colombian real transmission system with 17 substation and 214 maintenance orders to schedule on over a year horizon.

Keywords: Maintenance scheduling, power transmission system, bylaw, unavailability, optimization, MAGO.

Contenido

RESUMEN	IX
ABSTRACT	XI
LISTA DE ILUSTRACIONES	XIV
LISTA DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVOS.....	5
1.1. OBJETIVO GENERAL	5
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	8
2.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO PROGRAMADO	9
2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO NO PROGRAMADO	10
2.4. INTERVENCIONES AL SISTEMA DE POTENCIA POR PROYECTOS	10
2.5. TEORÍA DE PROGRAMACIÓN DE TAREAS DE MANTENIMIENTO	11
2.5.1. <i>Seis principios de la planeación [7].....</i>	<i>14</i>
2.5.2. <i>Seis principios de la programación [7]</i>	<i>15</i>
2.5.3. <i>Criterios de expertos de programación de mantenimiento.....</i>	<i>21</i>
3. PRINCIPALES VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN ACTIVOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA	23
3.1. CONJUNTO DE RESTRICCIONES QUE GOBIERNAN LA INTERVENCIÓN DE LOS ACTIVOS Y LIMITAN LA TOMA DE DECISIONES DE PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO.....	24
4. RESTRICCIONES REGULATORIAS DEL NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA EN COLOMBIA Y SU INFLUENCIA EN LA LIBRE INTERVENCIÓN DE LOS ACTIVOS PARA MANTENIMIENTO	33
5. DATOS DE ENTRADA AL PROBLEMA DE PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO	37
5.1. ORDENES DE MANTENIMIENTO	37
5.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	38
5.3. RESTRICCIÓN DE SIMULTANEIDADES Y ACTIVOS MUTUAMENTE EXCLUYENTES.....	38
5.4. DISPONIBILIDAD DE HORAS POR ESPECIALIDAD, HERRAMIENTAS Y REPUESTOS.....	39
5.5. AGENDA CORPORATIVA	40
6. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	41
7. TÉCNICAS DE INTELIGENCIA COMPUTACIONAL APLICABLES	47
7.1. HARMONY SEARCH.....	50
7.2. MAGO	51
8. ESTRUCTURA DE INFORMACIÓN.....	53
9. PRUEBAS DEL MODELO	57
10. CONCLUSIONES	67
11. TRABAJO FUTURO	69

A. ANEXO: PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS: AVAL DE LA EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	71
A.1. INTRODUCCIÓN.....	71
A.2. RESTRICCIONES PARA LA INTERVENCIÓN DE EQUIPOS	72
A.3. METODOLOGÍAS USADAS PARA LA PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO	73
A.4. VIGILANCIA TECNOLÓGICA.....	74
A.5. OPORTUNIDADES DE INNOVACIÓN	82
A.6. CONCLUSIONES.....	83
REFERENCIAS ANEXO	83
BIBLIOGRAFÍA	85

Lista de ilustraciones

Ilustración 3-1: Simultaneidad en líneas de transmisión	25
Ilustración 3-2: Simultaneidad en transformadores de potencia	26
Ilustración 3-3: Simultaneidad en un sistema eléctrico de potencia	26
Ilustración 3-4: Información de órdenes de mantenimiento.....	29
Ilustración 3-5: Tablas de disponibilidades, costos y listado de activos	30
Ilustración 5-1: Base de datos para la programación.....	37
Ilustración 5-2: Base de datos de órdenes de mantenimiento	38
Ilustración 5-3: Activos del sistema de transmisión de energía.....	38
Ilustración 5-4: Activos con simultaneidad	39
Ilustración 5-5: Activos mutuamente excluyentes.....	39
Ilustración 5-6: Horas disponibles por especialidad	39
Ilustración 5-7: Unidades disponibles por repuesto	39
Ilustración 5-8: Horas disponibles por herramienta	39
Ilustración 5-9: Agenda corporativa.....	40
Ilustración 8-1: Estructura en adaptación.....	53
Ilustración 8-2: Búsqueda del programa óptimo de mantenimiento	54
Ilustración 8-3: Etapa de mejoramiento	55
Ilustración 9-1: Sistema de prueba 1 programación del mantenimiento	57
Ilustración 9-2: Programa manual de mantenimiento por activo.....	58
Ilustración 9-3: Programa manual de mantenimiento por subestación	58
Ilustración 9-4: Comparación de la programación manual vs algoritmo con mismo recurso	59
Ilustración 9-5: Evolución de la programación con mismo recurso	60
Ilustración 9-6: Evolución de la programación modificando los recursos	60
Ilustración 9-7: Sistema de prueba 2- STN.....	61
Ilustración 9-8: Evolución de la solución del STN-Centro con Harmony Search	62
Ilustración 9-9: Diagrama de Gantt programación del subsistema conformado por los activos 38, 39 y 43	65

Lista de tablas

Tabla 2-1: Actividades de mantenimiento mínimo en transporte de energía.....	13
Tabla 2-2: Pronostico de horas disponibles semana N	16
Tabla 2-3: Organización de órdenes de mantenimiento según criterios de programación	18
Tabla 2-4: Asignación de órdenes al pronóstico de horas disponibles	18
Tabla 2-5: Ordenes planeadas.....	20
Tabla 3-1: Restricciones en la programación de tareas de mantenimiento	24
Tabla 3-2: Simultaneidades en el sistema eléctrico de potencia	27
Tabla 3-3: Activos mutuamente excluyentes en el sistema eléctrico de potencia	28
Tabla 3-4: Listado de órdenes de mantenimiento	31
Tabla 4-1: Comparación metas de indisponibilidad	34
Tabla 4-2: Causas regulatorias	34
Tabla 7-1: Correlación Harmony Search y optimización	51
Tabla 8-1: Matrices de información para la programación del mantenimiento.....	53
Tabla 9-1: Comparación de Resultados de la programación del mantenimiento STN - Centro .	63
Tabla 9-2: Comparación penalización por prioridad	64
Tabla 9-3: Comparación penalización por simultaneidad	64
Tabla 9-4: Días de restricción evitados por Harmony Search	65
Tabla V: Planeación de la vigilancia.....	75
Tabla VI: Definición de la vigilancia tecnológica.....	76
Tabla VII: Ecuaciones de búsqueda y resultados CARROT.....	77
Tabla VIII: Ecuaciones de búsqueda y resultados SCOPUS	78
Tabla IX: Publicaciones por Instituciones.....	79
Tabla X: Publicaciones por países	80

Introducción

Un sistema eléctrico de potencia se compone por la producción de electricidad (generación eléctrica en plantas hidroeléctricas, térmicas y basadas en energías renovables), líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión, subestaciones de transmisión, transformadores de potencia, subestaciones de distribución y usuarios finales, entre los que se encuentra la demanda residencial y la demanda industrial. Cada uno de los segmentos esta cadena productiva está estrechamente relacionados y hacen parte de un mercado eléctrico altamente regulado, en el cual se busca garantizar a los usuarios un servicio confiable y seguro mediante una operación eficiente en costos.

La seguridad y confiabilidad del sistema se basa en la operación correcta de cada uno de los componentes del sistema. El sistema de transmisión de energía juega un papel fundamental en la seguridad y la confiabilidad del sistema, ya que es gracias a él que se permiten los intercambios de electricidad y mediante su operación permanente mantiene la interacción simultánea entre las fuentes de energía y los consumidores finales. Una red de transmisión de energía consiste en bahías de interrupción, líneas de transmisión, transformadores de potencia y barrajes que actúan como nodos en el sistema. Las fallas en alguno de los componentes que ocasionan la salida inesperada de un subsistema, pueden llegar a causar perturbaciones en toda la red ocasionando posibles interrupciones del servicio en ciudades, regiones o incluso colapsar el sistema completo de un país.

La forma de reducir la probabilidad de fallas y salidas de servicio de subsistemas de la red de transmisión es manteniendo las propiedades funcionales de los equipos en buenas condiciones de operación [28]. Sin embargo, el tiempo de mantenimiento de los equipos no debe ser prolongado ya que con la ausencia de éstos, el sistema reduce su confiabilidad y la seguridad de la operación puede verse afectada. Por tales motivos, el mantenimiento toma un rol importante en la seguridad, confiabilidad y disponibilidad del sistema completo.

Las actividades que pretenden conservar o alargar la vida de los activos del sistema eléctrico de potencia deben ser planeadas tal que, los equipos se intervengan en poco tiempo, lo menos frecuente posible y a bajo costo, utilizando recursos del mantenimiento como herramientas, equipos de prueba, repuestos y personal calificado, los cuales limitan su libre intervención. La programación de cada una de las actividades es restringida en el tiempo, entre otras, por calendarios internos empresariales, programación de mantenimiento de otras empresas, condiciones climáticas, la seguridad operativa del sistema, fechas especiales de cada región atendida por el sistema de transmisión de energía y regulaciones de orden superior en el sector de energía eléctrica [5].

Actualmente, las empresas de transmisión de energía generan su programa de mantenimiento de forma manual, valiéndose de herramientas computacionales básicas como forma de comprobar si es viable o no su programa de mantenimiento. De esta manera, los criterios para planear las actividades no son consistentes y recaen en la opinión subjetiva del personal de programación, desencadenando inconsistencias, que finalmente son reflejadas en la condición de los activos a largo plazo, en el uso ineficiente de los recursos de la empresa y en la reducción de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La obtención de un plan de mantenimiento óptimo se convierte en una gran necesidad para cumplir con las restricciones de confiabilidad y disponibilidad del sistema, en donde la planeación debe considerar además del mantenimiento preventivo, los mantenimientos

correctivos programables, los cuales deben ser atendidos de acuerdo a la importancia del equipo en el sistema y su condición técnica.

Debido a la complejidad de la planeación del mantenimiento, las aproximaciones de los modelos generalmente consideran un subgrupo de las restricciones que realmente gobiernan el problema, simplificándolo hasta tal punto que el resultado se convierte en una solución parcial del problema real, la cual debe ser procesada posteriormente e integrada a otras soluciones, sin obtener un resultado óptimo. Aunque idealmente el mantenimiento de los equipos debería ser únicamente preventivo, el día a día de la operación de los activos arroja actividades correctivas que deben ser atendidas con relativa urgencia, basados en la criticidad del activo en su entorno operativo y la gravedad de la anomalía técnica [32]. Algunos modelos [29]-[24] solo incluyen la programación de actividades periódicas, a diferencia de modelos que incluyen la programación de tareas preventivas y correctivas, sin embargo, su desempeño se limita a aplicaciones industriales [1], con pocas tareas y en cortos horizontes de tiempo.

Aunque en [33] y [19] no aproximan el modelo al problema de la planeación del mantenimiento considerando las restricciones de recursos de ejecución, lo hacen incluyendo restricciones adicionales tales como flujos por las líneas de transmisión y restricciones de simultaneidad [33], al igual que los mantenimientos mutuamente excluyentes [19]. Desde el año 1995 se ha empezado a modelar el problema de la programación del mantenimiento en sistemas de transmisión de energía con herramientas de inteligencia computacional [36], con el fin de pasar de una programación manual realizada por ingenieros de planeación a un programa de mantenimiento óptimo obtenido mediante técnicas evolutivas.

Una gran cantidad de modelos propuestos se centran en el problema del mantenimiento de plantas de generación [23], [2], [38], [20] y [3], donde la dinámica tiene un comportamiento diferente con respecto al problema del mantenimiento del sistema de transmisión. Para este último se ha trabajado proponiendo modelos parciales del problema [36], [26], [33] y [19]. No obstante a los avances realizados anteriormente, el modelo para el problema del mantenimiento del sistema de transmisión continua considerando solo algunas variables, las cuales por si solas, pueden llegar a ser escasas durante la búsqueda del cronograma óptimo de mantenimiento debido a que no abarcan las restricciones que gobiernan el problema de la programación del mantenimiento.

La programación del mantenimiento en sistemas de transmisión de energía además de considerar las tareas periódicas definidas por la estrategia de mantenimiento y las tareas correctivas, debe satisfacer las prioridades técnicas de atención, la disponibilidad de recursos internos de la empresa (Personas, herramientas, repuestos), las agendas corporativas, requerimientos de mantenimientos externos, proyectos de puesta en servicio y condiciones de seguridad operacional como festividades nacionales o condiciones anormales de orden público declarado por el ente competente. Adicionalmente, disponer de un activo para el mantenimiento, debe ser coordinado con las penalizaciones regulatorias por indicadores de calidad de prestación del servicio y las restricciones eléctricas generadas al sistema por la indisponibilidad de activos. Considerar los factores mencionados anteriormente en la programación del mantenimiento permite solucionar el problema de manera holística e integrada sin enfocarse en un segmento del problema o fraccionando la solución. El objetivo es que la programación del mantenimiento en sistemas de transporte de energía se realice lo más ajustado a la realidad de acuerdo a la influencia de todo el entorno restrictivo y que permita la toma de decisiones basados en el cumplimiento de requisitos técnicos, logísticos y regulatorios.

El modelado de la mayor cantidad de variables influyentes en la búsqueda de un cronograma óptimo de mantenimiento y de los criterios subjetivos de los analistas, beneficiará la tarea de

programación óptima del mantenimiento en activos de transmisión de energía, le brindará seguridad al sistema eléctrico de potencia y servirá como modelo para cualquier aplicación en la programación del mantenimiento de ambientes altamente restrictivos.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Plantear un modelo matemático para la optimización de la programación del mantenimiento preventivo y correctivo de activos de transmisión de energía en un ambiente altamente restrictivo.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar las variables que restringen la libre intervención de activos para el mantenimiento y su grado de influencia.
- Determinar la relación existente entre las variables y los criterios de planeación de expertos.
- Establecer un conjunto de restricciones que limiten la libre intervención de los activos.
- Reconocer las variables que se asumen como entradas garantizadas al problema del mantenimiento.
- Formular el problema de optimización de mantenimiento de activos eléctricos mediante técnicas de inteligencia computacional considerando una o varias funciones objetivo de acuerdo al peso de las variables de influencia.
- Comprobar el modelo matemático de la programación de mantenimiento mediante simulación computacional con información de un área del sistema interconectado colombiano.

2.Marco Teórico

Un sistema de transmisión está compuesto por activos físicos que interconectan diferentes zonas o regiones del país mediante un enlace físico conocido como línea de transmisión. La línea de transmisión se compone de cables de alta tensión, que soportados por torres de transmisión, conducen la corriente entre dos subestaciones eléctricas, en donde se conectan mediante una serie de equipos, los cuales en su conjunto se denominan bahía de línea.

Una bahía de línea se usa para conectar o desconectar la línea de transmisión por medio un equipo de maniobra denominado interruptor, el cual recibe las ordenes de apertura o cierre mediante comandos manuales enviados desde un centro de control o comandos automáticos generados por las protecciones eléctricas de la línea de transmisión. Debido a que una línea de transmisión se encuentra permanentemente expuesta al ambiente, por ejemplo el acercamiento de árboles a los cables conductores, elementos extraños enredados en los componentes de la línea de transmisión, o incluso las descargas eléctricas atmosféricas, puede producir que la línea de transmisión falle eléctricamente y ocasionar daños en los equipos, inestabilidad del sistema de transmisión o incluso lesionar o matar a una persona. Con el fin de prevenir cada uno de los efectos de las fallas, se utilizan los transformadores de corriente y transformadores de potencial de la bahía de línea para monitorear condiciones de falla, que mediante un comando de protección, aísla la falla eléctrica de cualquier fuente de energía, abriendo el interruptor de las bahías que conectan la línea de transmisión a las subestaciones.

Al igual que una línea de transmisión, un transformador de potencia es conectado a dos subestaciones mediante bahías de transformación, las cuales en esencia, se componen de los mismos elementos que la bahía de línea; La diferencia radica en que cada subestación opera a diferente nivel de voltaje, por lo cual cada equipo de las diferentes bahías de transformación debe ser especificado con diferentes características para operar al nivel de voltaje requerido.

Todos los equipos mencionados anteriormente se encuentran sometidos permanentemente a condiciones medioambientales, a estrés eléctrico, a estrés mecánico, y demás factores que deterioran sus características, ocasionando que no operen bien en condiciones normales o incluso que puedan fallar de tal manera que las consecuencias son reflejadas directamente en la confiabilidad del sistema eléctrico, la afectación medioambiental y la seguridad de las personas. Mediante la ejecución de tareas específicas sobre los equipos, es posible disminuir la probabilidad de falla de los equipos y minimizar las consecuencias de las fallas, tareas que mediante su agrupación son denominadas actividades de mantenimiento.

El mantenimiento en un sistema de ingeniería consiste en realizar una serie de acciones y procedimientos sobre los equipos con el fin de preservar su condición y propiedades dentro de unos límites permisibles y adicionalmente para detectar a tiempo condiciones potenciales de falla y prevenir su ocurrencia [27] mediante reparaciones o reemplazos de partes. Los principales tipos de mantenimientos son conocidos como Mantenimiento Basado en Tiempo (TBM), Mantenimiento Basado en Condición (CBM), Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y Mantenimiento Basado en Riesgo (RBM). En el sector eléctrico, el tipo de mantenimiento que se aplique debe buscar el cumplimiento de los límites aceptables de funcionamiento de los equipos a bajo costo pero preocupándose por las exigencias de tipo normativo relativo al número de las interrupciones de servicio y su duración.

El sistema de transmisión Colombiano se compone de 14.108 km de circuito operando a unos niveles de tensión entre 220.000 Voltios y 500.000 Voltios, y 10.283 km operando entre 110.000 Voltios y 220.000 Voltios [9], el cual puede considerarse como un sistema de tamaño

medio, al igual que el sistema de transmisión del Reino Unido con 7860 km de circuito [30], mantenido por National Grid.

El sistema interconectado colombiano es operado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de la empresa XM, facultado por los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 [4], quien administra el mercado de intercambios comerciales de energía en Colombia, donde las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía en bloques de acuerdo a las condiciones de oferta y demanda, energía que debe ser transportada desde los generadores hasta los centros de consumo.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) es administrado mediante unidades constructivas (UC), las cuales son remuneradas mediante cargos de Uso del STN y cargos de Conexión. Los cargos de conexión se remuneran por medio de contratos entre el propietario del activo y los usuarios, donde dicho activo es requerido para que un generador, un operador de red (OR), un gran consumidor o varios de ellos, se conecten físicamente al STN; Los cargos de Uso del STN son remunerados mediante indicadores de calidad, indicadores que son medidos por los tiempos de indisponibilidad de cada UC y son pagados por el transportador de energía.

El CND busca utilizar de manera óptima los recursos para la prestación del servicio eléctrico, mediante el monitoreo permanente de las centrales de generación y la red de interconexión entre 220kV y 500kV, con el fin de coordinar las acciones para mantener el sistema estable dentro de los rangos establecidos. La red de transmisión es considerada como un monopolio natural, donde las economías de escala, solo permiten ingresar a grandes inversionistas con un fuerte músculo financiero, es por ello que en Colombia existen solo 8 agentes transportadores, entre los cuales Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) se destaca como el transportador más fuerte del mercado nacional, con más del 82% de las líneas de transmisión en el nivel de tensión 220kV-500kV, compuesta por 11.675 km de circuito y 16.384 MVA de transformación [13].

2.1. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

En Interconexión eléctrica S.A. ISA es usada la metodología denominada Mantenimiento centrado en confiabilidad o RCM (Reliability centered maintenance), con el fin de definir su estrategia de mantenimiento mediante el análisis sistemático de los modos de falla y efectos (FMEA por sus siglas en inglés) con el fin de asegurar que un activo físico continúe haciendo lo que los usuarios requieren que haga en su contexto operacional actual. Los requisitos para llevar a cabo la metodología son determinados por la norma SAE JA1011 [31], la cual fue basada inicialmente en los FMEA desarrollados por la aviación comercial, que posteriormente fueron adaptados a los activos usados en la industria eléctrica.

El análisis inicia con una descripción detallada del contexto operacional en el cual el activo está prestando su servicio, lo cual permite diferenciar condiciones de operación entre otros, como las temperaturas máximas y mínimas de operación, alturas sobre el nivel del mar, tiempos y dificultades de accesos, importancia para la prestación del servicio y disponibilidad de repuestos. La descripción detallada del contexto operacional permite posteriormente el análisis y definición de acciones coherentes con la operación particular de cada equipo.

Mediante el listado de las funciones del activo o equipo usado para prestar el servicio de transporte de energía, se determinan los modos de falla que han sucedido o puede llegar a suceder y que desencadenan la pérdida de función, posteriormente es registrado mediante un relato lo que sucedería si se presentara el modo de falla, indicando los efectos de la falla sobre el equipo, el subsistema de transmisión, el sistema si llegara a afectarlo, la reputación empresarial, los costos y recursos que implicarían la reparación, la afectación medioambiental y en la seguridad de las personas. Todo el análisis es llevado a cabo por los expertos en

operación y mantenimiento de los equipos dirigidos por un facilitador quien conoce en detalle la metodología.

Una vez conocidos todos los modos de falla y efectos se procede a determinar las acciones para prevenir que ocurra el modo de falla o para minimizar el impacto mediante un diagrama de decisión [18], el cual dependiendo del tipo de modo de falla propone realizar una tarea a condición, un reacondicionamiento cíclico, una sustitución cíclica, una búsqueda de fallas o un rediseño. Al finalizar el estudio, cada modo de falla debe tener una tarea determinada por una frecuencia de ejecución, y mediante el agrupamiento de las tareas se obtienen las actividades de mantenimiento necesarias para que el activo cumpla su función satisfactoriamente.

El agrupamiento de actividades son denominadas tareas periódicas de mantenimiento, las cuales deben ser programadas de acuerdo a su frecuencia a lo largo de la vida útil de los equipos. Dicha programación incluye fechas estimadas de intervención de equipos, el tiempo que demoran las actividades de mantenimiento periódico, el personal necesario para llevarlas a cabo, los costos de su ejecución y las necesidades de repuestos y equipos de prueba.

La estrategia de mantenimiento para equipos eléctricos de potencia, generalmente pretende evaluar la condición de los equipos mediante la medición de variables físicas, eléctricas y químicas, que en caso de tener desviaciones, dan señal de la necesidad de reparación orientadas a la solución técnica de las anomalías encontradas, sin embargo no facilitan en ningún momento la programación de las reparaciones en un tiempo determinado ni la evaluación de riesgos o restricciones regulatorias que influyen en la programación de la reparación.

2.2. Mantenimiento correctivo programado

Las necesidades de reparación indicadas por las pruebas periódicas pueden ser llevadas a cabo inmediatamente durante el mantenimiento periódico, sin embargo, ciertas reparaciones pueden tardar mucho tiempo o necesitar recursos especializados con los cuales no se cuentan instantáneamente, lo cual no permite la ejecución inmediata, por lo tanto se genera un pendiente de mantenimiento que debe ser programado posteriormente para su ejecución.

Los pendientes de mantenimiento son evaluados por personal especializado, quien indica un periodo máximo permitido para programar la intervención de reparación basada en la condición del equipo y la importancia de su función en el sistema. Debido a la operación continua y la cantidad de equipos en el sistema de transmisión nacional, es frecuente la aparición de necesidades de reparación, las cuales deben ser priorizadas y programadas de acuerdo al criterio especializado [14].

Los criterios para priorizar e indicar el tiempo máximo de atención se basan en la probabilidad que la desviación de las medidas de las variables no evolucionen a tal punto que se supere el límite y se convierta en una falla que desencadena los efectos propios del modo de falla. En caso que la reparación no se realice en los tiempos determinados para ello, la probabilidad de que ocurra una falla aumenta a medida que transcurre el tiempo, de tal manera que podrían incrementarse los costos de la intervención correctiva posterior, afectar la disponibilidad del activo o incluso afectar la seguridad de las personas o al medio ambiente. La asignación de la prioridad de una tarea permite visualizar el horizonte de tiempo en el cual la tarea debe ser programada considerando inicialmente la criticidad técnica del equipo.

2.3. Mantenimiento correctivo no programado

El objetivo principal de la estrategia de mantenimiento es evitar que ocurran fallas inesperadas, las cuales deben ser atendidas inmediatamente ya que pueden comprometer la seguridad de las personas, el medio ambiente y afectan fuertemente la confiabilidad del sistema de potencia. Aunque en la práctica, dichas fallas no son muy frecuentes, se pueden presentar por diferentes motivos, entre los que se encuentran errores de diseño, errores de montaje, errores de procedimientos, o incluso modos de falla contemplados en el FMEA que no se comportan de tal manera que se puedan prevenir y se opta por dejar fallar [18] acompañado de un plan de contingencia en caso de presentarse. En estos casos, la movilización de personal, repuestos, equipos de prueba y la afectación al sistema eléctrico de potencia puede llegar a ser de muy alto costo ya que no es posible programarlos con tiempo y buscar optimizaciones. Para el problema de programación de mantenimiento, dichas tareas correctivas no son consideradas ya que se salen del alcance y del tiempo de influencia de un programa de mantenimiento. La ocurrencia de una falla inesperada puede llegar a afectar el programa de mantenimiento vigente, lo cual da lugar a la re-elaboración del plan reprogramando las actividades de menor importancia incluidas en el plan.

2.4. Intervenciones al sistema de potencia por proyectos

La operación del sistema eléctrico de potencia presta su servicio a una sociedad dinámica, la cual evoluciona en sus actividades comerciales e industriales a tal punto que el consumo de energía incrementa constantemente obligando a que los activos físicos dispuestos para la prestación del servicio sean llevados hasta sus límites operativos ocasionando sobrecargas no contempladas en los diseños e incluso disminuyendo la confiabilidad del sistema en caso de perder de operación un activo crítico. Con el propósito de anticiparse a la ocurrencia de algún evento que ocasione la pérdida del servicio en regiones, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión con un horizonte de 13 años basada en los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales [35].

Con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de manera confiable, segura y eficiente, la UPME recomienda la ejecución de proyectos en un horizonte de 5 años mediante el mecanismo de convocatorias públicas, las cuales al ser ejecutadas brindan un beneficio al sistema en cuatro ítems: “Confiabilidad eléctrica, beneficios por agotamiento de la red, confiabilidad energética y eliminación y/o reducción de restricciones” [35].

De igual manera, el uso de los activos de manera permanente y por largos periodos de tiempo produce que los equipos se deterioren y envejecan a tal punto que sus propiedades físicas no permiten el adecuado funcionamiento y deben ser retirados de su operación, para lo cual periódicamente se evalúa la condición del equipo y se estiman los años de vida remanente que indican el tiempo en el cual un equipo o activo debe ser renovado para seguir prestando el servicio de transporte de energía. Debido a que los activos tienen vidas útiles diferentes al horizonte de remuneración otorgados por la UPME, la estimación de vida remanente se basa en la estadística real de fallas mundiales por familia de equipos [39], buscando anticiparse a fallas catastróficas que pongan en riesgo a las personas, al medio ambiente y la operación del sistema eléctrico de potencia. Junto con otros criterios, la vida remanente de los equipos es insumo para la creación de un plan de renovación de corto y mediano plazo el cual debe ser actualizado anualmente[16].

Para que el sistema eléctrico de potencia sea reforzado por cualquiera de los planes de puesta en servicio de activos, ya sea por plan de expansión o plan de renovación, debe disponer de tiempos de desconexión de algunos activos que se encuentren en servicio con el fin de realizar las adecuaciones y conexiones respectivas al proyecto. Por lo tanto, dentro de la programación del mantenimiento se deben estimar los tiempos de salida de algunos activos, no por mantenimiento, sino por disposición para la correcta puesta en servicio de los proyectos. Aunque realizar el trabajo por proyectos implica disponer de ciertos activos del sistema que se encuentran en servicio, en ninguno de los dos casos, renovación de equipos propios de la empresa o conexión de activos por proyectos de convocatoria, se considerada penalización alguna dentro de los tiempos de disponibilidad del activo en servicio y se deben declarar como “Trabajos de Expansión” [6].

2.5. Teoría de programación de tareas de mantenimiento

En la mayoría de las industrias, y especialmente en la industria del transporte de energía, la operación permanente de los activos impacta directamente sobre la rentabilidad de la empresa. En Colombia se exigen altos índices de disponibilidad por tipo de activo de más del 99% en el año, indicado por la regulación del sector eléctrico [5]. Por ejemplo para una línea de transmisión de 500kV se debe garantizar una disponibilidad mayor al 99.57% y para los sistemas de control de compensación reactiva VQC más del 99.94%. Generalmente las interrupciones de la operación de los activos causadas por fallas de ellos, producen destrucción de elementos, demandando mayor tiempo de reparación y mayores costos para actuar con celeridad causando pérdida de disponibilidad de los activos, aumento de los costos de operación y disminución de la confiabilidad de los equipos. Por tal motivo, las empresas prefieren evitar las fallas mediante la implementación de mantenimientos preventivos y proactivos de los activos, por medio de los cuales se pretende mejorar la confiabilidad y evitar ocurrencia de fallas que implican altos costos de reparación. El mantenimiento preventivo y proactivo implementado resulta tener una inversión mucho menor que el costo incurrido por un fallo, donde realizar una tarea urgente bajo la presión de la programación es raramente costo eficiente como lo indica Palmer en [7]. Adicionalmente, según el diagrama de decisión de RCM2 [18], una tarea debe ser técnicamente factible y debe merecer la pena si el costo de realizar la tarea preventiva o proactiva a través de un periodo de tiempo es menor que el costo total de las consecuencias y el costo de la reparación de la falla que debe prevenir.

Aunque el incremento de los costos de mantenimiento preventivo y proactivo busca disminuir costos futuros por fallas, se debe tener un balance adecuado para mantener la rentabilidad de la empresa. Es por ello que se examina la forma de disminuir los costos de mantenimiento sin reducir la confiabilidad de los equipos, llegando a la conclusión que una de las formas de reducir los costos es haciendo más efectivo el tiempo de mantenimiento, programándolo adecuadamente de tal manera que el personal de mantenimiento no tenga tantos tiempos muertos. Richard D. Palmer en [7] indica que el tiempo efectivo de mantenimiento podría incrementarse entre el 25% y 35% mediante la implementación de tareas específicas en la planeación y programación de actividades de mantenimiento.

Las actividades de mantenimiento pueden surgir por la estrategia de mantenimiento, por correctivos programados, correctivos no programados o por proyectos, sin embargo cada uno de ellos debe ser plasmado en una orden de mantenimiento (OM), la cual especifica, entre otros, la tarea concreta a realizar sobre el equipo o el activo.

La orden de mantenimiento es modificada por un planeador, quien indica la logística necesaria para ejecutar una orden de mantenimiento, buscando la productividad mediante la identificación precisa del objetivo del trabajo, el nivel de habilidad requerida, la prioridad del trabajo y una estimación del tiempo requerido para completar la tarea. Adicionalmente gestiona los repuestos y herramientas como se indica a continuación.

Partes (Repuestos):

1. Revisar el número de identificación del repuesto en el almacén
2. Reservar las partes en el almacén para asegurar la disponibilidad cuando se vaya a ejecutar el trabajo
3. En caso de no estar en almacén se debe ordenar la adquisición.
4. Debe ubicar la parte en un lugar conveniente antes de iniciar el trabajo. Enviarlo al sitio del trabajo para no tener que esperarlo durante el trabajo
5. Proveer una lista de materiales o un diagrama donde se ilustren las partes
6. Debe tener un relacionamiento con proveedores para asegurar el suministro de materiales
7. Realizar Control de calidad de los envíos de materiales

Herramientas:

1. Identificar herramientas especiales para el trabajo
2. Reservar o programar la herramienta para una fecha puntual
3. Enviar con anticipación la herramienta al sitio de trabajo

El planeador no necesariamente plasma en la orden el procedimiento a seguir durante el trabajo, sin embargo con la indicación de habilidades y estimación de tiempo requeridos, la programación podrá asignar el trabajo al personal o equipo de trabajo que realizará la actividad y quien desarrollará el procedimiento específico.

Durante el proceso de priorización de la actividad, el planeador debe considerar la criticidad técnica del problema presentado y el impacto que tiene sobre la disponibilidad del activo, la seguridad de las personas y del medio ambiente. Los sistemas de prioridades son variados dependiendo de la industria, sin embargo se deben realizar tan simples como sea posible pero con suficientes posibilidades, por lo menos se deben dar cinco opciones [7]. El sistema de prioridades debe describir o indicar su importancia relativa mediante palabras claves. Los sistemas de prioridades basados en tiempo son los más relevantes. Estos sistemas asignan un tiempo máximo de mantenimiento para completar el trabajo, el cual depende de la dinámica de la industria y los tiempos acordes a la atención esperada por la operación de la planta. Por ejemplo en el ámbito del transporte de energía se tienen las siguientes opciones [14].

Prioridad 0: Emergencia. Se debe atender en una semana.

Prioridad 1: Urgente. Se debe atender en un mes.

Prioridad 2: Critico. Se debe atender en seis meses.

Prioridad 3: Seguimiento. Se debe atender en un año

Prioridad 4: Rutina. Se debe atender en tres años.

Durante la planeación de los trabajos, de acuerdo a las tareas que se deben realizar y el impacto del trabajo sobre el activo, las órdenes de mantenimiento son catalogadas en grupos,

con el fin de diferenciar la estrategia a ejecutar. Por ejemplo algunos tipos de órdenes de trabajo son:

- 1: Trabajos realizados sobre equipos no instalados.
- 2: Trabajos estructurales, como pintar, preparación de superficies etc.
- 3: Proyectos: Modificaciones, mejoramientos, actualizaciones.
- 4: Servicios generales como limpiezas, jardinería, o trabajos de mejora de apariencia.
- 5: Fallas: tareas para retornar un activo a su operación normal.
- 6: Overhaul: tareas para mantener o restaurar la capacidad de la planta que gradualmente se ha venido deteriorando.
- 7: Mantenimiento preventivo: Actividades desarrolladas a frecuencias determinadas, no necesariamente en tiempo sino también basados en tiempos de servicio o número de arranques.
- 8: Mantenimiento predictivo: Actividades de predicción de fallas futuras del equipo. Está basado en análisis de tendencias.
- 9: Mantenimiento correctivo: mantenimiento proactivo desarrollado para prevenir la falla basado en tareas de predicción.

También se debe tener en cuenta que existen mantenimiento extensivos y mantenimientos mínimos, donde los últimos corresponden a tareas que tienen un tiempo estimado bajo y que no requieren ordenar o reservar partes. Generalmente dichas actividades son posibles de realizar mediante una persona del departamento de operación. Por ejemplo en la industria de transporte de energía es posible realizar las actividades de la Tabla 2-1 con el personal de la operación de las subestaciones.

Tabla 2-1: Actividades de mantenimiento mínimo en transporte de energía

N°	Actividad de mantenimiento
1	Cambiar Resistencias de Calefacción
2	Cambiar empaques de cubículos de mando
3	Cambiar sílica gel de equipo inductivo
4	Cambiar visores contador operaciones interruptores
5	Corregir corrosión tableros MK
6	Corregir entrada de animales a cubículos - En cubículos de seccionadores e interruptores
7	Corregir ingreso animales y sello ductos - En cubículos de seccionadores e interruptores
8	Corregir Oxidación en Estructura
9	Mantenimiento Periódico de Bancos de baterías
10	Pintar exóstos planta Diesel
11	Revisar y corregir no conformidades - RETIE

De acuerdo a la evolución de la gestión del plan, las órdenes son identificadas mediante estatus con el fin de conocer la etapa en la que se encuentran y tener control del proceso completo de la planeación. Algunos estatus comúnmente usados de las órdenes son:

1. En espera de aprobación
2. Aprobada
3. En espera de programación: Cuando la orden ya está planeada y falta definir la fecha de intervención
4. En espera de materiales o herramientas: Cuando no están disponibles para realizar el trabajo
5. En espera por otras razones.
6. Proyecto: Cuando el trabajo lo realizará el grupo de proyectos
7. Programada
8. Asignada
9. En progreso o en ejecución
10. Completada: Cuando el trabajo ha sido realizado pero la documentación no ha sido analizada o revisada
11. Completada – planos: Cuando está a la espera de los dibujos o planos
12. Completada – otros: Cuando hace falta algo diferente
13. Cerrada: Documentación y trabajo ha sido realizado
14. Cancelada: El trabajo no se realizará

Palmer indica en [7] que una productividad entre el 25%-35% es un porcentaje normal en organizaciones con mantenimiento típico, donde se realiza seguimiento midiendo el “tiempo de llave”. Normalmente de 10 horas de trabajo, son realmente trabajadas 3.5 horas, las otras horas son malgastadas en demoras por consecución de partes, guías o herramientas. Implementando los fundamentos de la planeación y programación se lleva a una productividad del 45% mediante el uso de un planeador encargado de realizar la labor de logística de 20 a 30 técnicos, de esta manera aumenta la cantidad de trabajos realizados y la fuerza de trabajo se libera. La fuerza de trabajo (horas hombre) extra puede ser dedicado a actividades de valor agregado.

Mediante la identificación de la logística necesaria para llevar a cabo un trabajo, el departamento de programación tiene la posibilidad de controlar y coordinar centralizadamente los recursos de manera más eficiente y costo efectivo. Sin embargo, la planeación y programación no se debe centrar en detallar todo para los trabajos de emergencia, debido a que dicho esfuerzo retrasa el trabajo que debe ser ejecutado lo antes posible por tener el activo o la planta operativamente indisponible, por lo tanto el proceso de planear y programar no debe tener en cuenta los trabajos urgentes o de emergencia.

La implementación de un proceso adecuado de planeación y programación del mantenimiento, se debe basar en los siguientes principios:

2.5.1. Seis principios de la planeación [7]

1. Los planeadores deben estar en un departamento separado de la ejecución del mantenimiento. No deben ejecutar.
2. El departamento de planeación se concentra en el trabajo futuro. Mínimo un cierto número de semanas (Definidos por la empresa) antes de comenzar las actividades de mantenimiento ya debe estar todo el trabajo planeado, aprobado y listo para ejecutar. Cualquier problema en la semana de ejecución debe ser resuelto por la ejecución y los coordinadores o supervisores. Se debe retroalimentar desde la ejecución temas como problemas encontrados, cambio de planes o información faltante, todo con el fin de mejorar en el futuro de la planeación y programación

3. Debe existir un sistema de archivos por equipo numerado. La información debe estar disponible para los planeadores para preparar de manera correcta los planes, especialmente en tareas repetitivas o periódicas.
4. Se debe hacer uso de experiencia personal e información archivada para anticipar retrasos o problemas de seguridad de las personas. Generalmente hacen parte del grupo de planeación, personas o técnicos TOP entrenados en técnicas de planeación.
5. Se debe reconocer los requerimientos de habilidades para las tareas. Se debe indicar en la orden si el equipo se repara o se reemplaza, el procedimiento preliminar a ejecutar (algo básico o en caso desarrollado anexar un checklist o el procedimiento detallado), y las habilidades necesarias para realizar correctamente la tarea.
6. Realizar la medición del “tiempo de llave” (tiempo real de trabajo), la cual mide la eficiencia de la fuerza de trabajo. El propósito es reducir retrasos innecesarios durante los trabajos y reducir retrasos entre trabajos por falta de asignación de personas, esperas de partes, herramientas, instrucciones (guías), viajes, coordinación con otro equipo de trabajo o información del activo.

2.5.2. Seis principios de la programación [7]

1. Los planes de trabajo deben proveer el número de personas requeridas, las habilidades o competencias mínimas requeridas (pueden ser sencillas o compuestas, por ejemplo trabajo en alturas y trabajo confinado, o solo trabajo en alturas), horas de trabajo requeridas por habilidad y la duración de los trabajos.
2. La programación diaria, semanal o mensual (dependiendo de la industria) se debe mantener tan ajustada como sea posible. La prioridad de las nuevas acciones debe ser apropiada de tal manera que se prevengan interrupciones a la programación.
3. Un programador desarrolla la programación mensual, semestral o anual para cada grupo de trabajo basado en las horas disponibles proyectadas por habilidad, prioridad de los trabajos y la información contenida en los planes de trabajo. También se debe considerar la multiplicidad de trabajos sobre el mismo equipo o sistema y las tareas proactivas versus las reactivas disponibles para ejecutar.
4. La programación asigna trabajo a cada hora disponible de trabajo. La programación permite atender trabajos reactivos de emergencia y prioritarios mediante la programación de personal en tareas fácilmente interrumpibles. *(Como estrategia de planeación y programación, se debe programar actividades con recurso claramente asignado a tareas no tan prioritarias (por ejemplo repuestos) de tal manera que si resulta un trabajo prioritario o de emergencia, las únicas tareas que se deben dejar de hacer son las de baja prioridad, las demás deben continuar con la programación indicada, no se debe dejar un grupo de trabajo en stand by por ejemplo programando el 80% del tiempo del personal)*
El programador debe asignar las horas de trabajo en las horas disponibles del personal, incluso considerando asignación de trabajo al personal fuera de su estricta clasificación o especialidad o bajo su nivel de experticia. Esta metodología permite al programador seleccionar la mejor combinación de órdenes de trabajo para obtener los objetivos de los activos. Confiabilidad y eficiencia.
5. El supervisor de los grupos de trabajo desarrolla una programación diaria (semanal para transporte de energía) con un día o semana de antelación utilizando como insumo o guía: Los avances del trabajo actual, el calendario de toda la semana o mes y los nuevos trabajos reactivos de alta prioridad. El supervisor debe hacer coincidir las habilidades del personal con las tareas a ejecutar. El supervisor controla el trabajo diario y los nuevos problemas para reprogramar el personal debido a las emergencias asignando tareas diarias con nombres propios del personal. Los trabajos de

emergencia no reciben atención de la planeación, por lo tanto el supervisor debe estar en capacidad de asignar personal para atender una emergencia con personal que actualmente se encuentra desarrollando un trabajo menos prioritario. Adicionalmente se debe tener en cuenta el estado del grupo de trabajo, por ejemplo que se enferme una persona.

6. El tiempo con llave en mano es la medida principal para evaluar la eficiencia de la fuerza de trabajo y la efectividad de la planeación y la programación. **La planeación reduce retrasos durante los trabajos y la programación reduce retrasos entre los trabajos.** El cumplimiento de la programación es la medida del seguimiento estricto del programa semanal, mensual o semestral y su efectividad.

Se debe considerar que el cumplimiento del plan no es una camisa de fuerza sino una herramienta para diagnóstico. No se debe usar el indicador como una evaluación de programador ni tampoco mostrar que todo está bien con el manejo de datos como por ejemplo sumar las horas de los trabajos incompletos con las horas planeadas para los trabajos completados.

El objetivo no es tener un alto cumplimiento de la programación del mantenimiento sino tener una planta confiable. El indicador de cumplimiento indica oportunidades para la gerencia de dirigir otros problemas para mejorar la confiabilidad de la planta.

Se debe tener en cuenta que los principios 1 y 2 son los prerrequisitos para programar las actividades de mantenimiento, mientras que los principios 3, 4 y 5 establecen las bases para el proceso de programar. El principio 6 básicamente propone los indicadores para el control y seguimiento de la programación.

La programación se centra en asignar suficiente trabajo al personal para llenar la proyección de horas disponibles de trabajo, sin embargo una programación avanzada es más que asignar trabajo, es programar detalladamente personal exacto y tiempos asignados. Debe asegurarse de programar no solo los trabajos reactivos sino también los proactivos con el fin de reducir las salidas por averías. Se deben coordinar los trabajos y seleccionar la combinación óptima de trabajo para obtener el mejor resultado para la operación de los activos en el corto y el largo plazo. Los resultados esperados de una correcta planeación y programación corresponden a una alta disponibilidad (>95%), un alto tiempo con llave en mano (>50%), un adecuado cumplimiento de la planeación (>80%) y una baja desviación por mantenimiento correctivo no programable (<20%). Para obtener dichos resultados, es necesario llevar a cabo un método práctico de programación periódica (diaria o semanal) y de manera consistente mediante los siguientes pasos:

1. **Pronosticar las horas de trabajo:** Se pronostican las horas de trabajo disponibles de cada persona del grupo de trabajo y por especialidad. Se debe tener en cuenta si estará en capacitaciones, ausencias o en vacaciones. Se debe tener en cuenta el estado de los trabajos en progreso para determinar cuáles de ellos no se podrán terminar en la semana en curso (se reservan unas horas de la siguiente semana para dichos trabajos). En caso de no tener el pronóstico de horas disponibles, el programador puede estimar un pronóstico estándar de disponibilidad típica.

Tabla 2-2: Pronostico de horas disponibles semana N

Especialidad	Abreviatura	N° de personas	Horas Semana N disponibles	Comentarios	Total horas disponibles
Trabajos en alturas	TA	6	40	TA1-Vacaciones TA4-Incapacidad	160
Trabajos	TC	8	40		320

confinados					
Trabajos con tensión	TcT	5	40		200
Técnico	T	8	40	T7-OT Pendientes	280
Ayudante	A	10	30		300
Liniero	L	10	30		300
Reparación inductivos	RIV	7	40	RIV3-Capacitación	200
Reparación interruptores	RIt	6	40	RIt1-Capacitación RIt2-Agenda Corp.	160

2. **Organizar las órdenes de trabajo:** Se organizan las órdenes de trabajo del backlog (trabajo que se encuentra en espera para ser realizado) con el fin de ir asignando las ordenes preferencialmente de acuerdo a la prioridad, desde la mayor prioritaria hasta la menor.

Primero se programan los trabajos de prioridad alta (Prioridad 0 y 1) antes que los preventivos, con el fin de retornar la capacidad perdida del activo. Se ubican de primero los trabajos con mayor número total de horas de trabajo, esto permite acomodar después los trabajos de menos horas de la misma prioridad. Excepción: Si las tareas de menor tiempo corresponden al mismo sistema en las que se programaron tareas de larga duración se dan prioridad a estas y se programan, con el fin de programar todo lo importante para dicho sistema o activo. Programarlas juntas para el mismo sistema permite incrementar la productividad porque los técnicos se pueden mover en la misma área de trabajo entre actividades o tareas, no pierden tiempo familiarizándose con otros sistemas al inicio de los trabajos, viajando o moviendo materiales y repuestos. Normalmente los tiempos entre trabajos se entienden como momentos de descanso aunque falte por terminar algunas tareas.

Para las prioridades clase 2 se programa de forma similar con 3 excepciones: Primera: Se ponen de primero los mantenimientos preventivos antes que los prioridades 2, y se ordenan por aquellas que duren mayor tiempo. Segunda: igual que para las prioridades 1, si alguna orden corresponde a un sistema que ya ha sido ordenado entonces se asigna para realizarla en conjunto. Esto se hace incluso si significa mover una orden de trabajo de prioridad 2 a un grupo de prioridad 1. Tercera: El programador ubica el trabajo proactivo sobre los reactivos de la misma prioridad y el mismo tiempo de trabajo.

Finalmente se asignan las órdenes de trabajo con prioridad 3 dando preferencia a las órdenes de mayor tiempo de trabajo. En caso que un sistema o equipo ya tenga asignación como prioritaria entonces se mueven las órdenes menos prioritarias a dicho grupo. Posteriormente se obtienen varios grupos para diferentes prioridades de más importante a menos importante por tiempo de trabajo.

Las órdenes de trabajo envejecidas o viejas no necesariamente aumentan de prioridad, por lo tanto no deben ser programadas basadas en el criterio de prioridades. Lo cual no indica que una orden se puede re priorizar si se ha vuelto más importante recientemente.

En la Tabla 2-3 se ejemplifica la organización de las órdenes mediante los criterios de prioridades, tipo de trabajo y horas estimadas para completar el trabajo.

Tabla 2-3: Organización de órdenes de mantenimiento según criterios de programación

N° OM	Activo o Sistema	Equipo	Prioridad	Tipo de trabajo	Tipo de salida	N° personas	Horas estimadas por especialidad	Horas totales estimadas
019	S/E C	BL1	1	5	D	2 Rit 2 A	6 6	3
028	S/E C	BL1	3	8	D	1 T 1 A	8 5	8
015	S/E C	BL2	2	9	RD	2 T	8	4
001	S/E C	BL2	2	9	D	1 Rit 1 L	14 12	14
021	S/E C	BT1	2	9	D	1 T 1 L	5 5	5
032	S/E A	BT2	2	5	D	2 T	14	7
014	S/E A	BT2	3	9	D	2 Rit	18	9
011	S/E A	BL3	4	7	D	1 T 1 L	4 4	4
008	S/E A	BL3	4	8	D	1 T 1 L	4 4	4
004	S/E B	ATR1	2	5	D	3 Riv 2 L 1 TA	12 6 8	8
002	S/E B	ATR1	4	8	D	2 T	10	5
007	S/E B	BT2	2	5	RD	2 T 1 L	8 4	4

S/E: Subestación, BL: Bahía de línea, BT: Bahía de transformación, RD: Riesgo de disparo, D: Des energizado, ATR: Autotransformador

3. **Asignación de órdenes de trabajo:** El programador selecciona las ordenes del grupo principal (de mayor a menor importancia según los criterios) y resta dichas horas a las horas disponibles pronosticadas, esto para cada especialidad. Después selecciona el segundo grupo en orden de importancia y resta las horas de las ordenes a las horas disponibles, en caso de que las horas de las ordenes sean mayores a las disponibles, entonces el programador toma una decisión: El programador primero intenta usar una especialidad como un trabajador normal, por ejemplo un mecánico lo pone como un ayudante. Puede decidir si realizar parte del trabajo si solo tiene disponible unas horas de trabajo o puede decidir no programar la actividad porque no hay suficiente horas disponibles. El programador continúa asignando órdenes a los grupos priorizados hasta que se terminen las horas disponibles del personal o hasta que se termine de asignar todo el backlog.

Tabla 2-4: Asignación de órdenes al pronóstico de horas disponibles

Especialidad	Total horas disponibles	OM 19	OM 28	OM 15	OM 1	OM 21
Trabajos en alturas	160					

Trabajos confinados	320					
Trabajos con tensión	200					
Técnico	280		-8=272	-8=264		-5=259
Ayudante	300	-6=294	-5=289			
Liniero	300				-12=288	-5=283
Reparación inductivos	200					
Reparación interruptores	160	-6=154			-14=140	

4. **Reunión semanal para indicar la programación semanal:** Se debe revisar el programa de la semana anterior y verificar si se realizó todo, en caso de no haber realizado todo se deben determinar las causas y considerar las tareas para programarlas nuevamente. Adicionalmente se debe mostrar el programa de la próxima semana y determinar junto con el área de operación si se debe modificar algo del programa como fechas exactas de intervención.
5. **Ubicación de partes (repuestos) y herramientas:** La ubicación de estos elementos permite reducir los tiempos de los técnicos obteniendo los materiales o desplazándose.
6. **Programación de las salidas:** Una salida es considerada normalmente como tomar una unidad completa fuera de servicio. Hay salidas por reparación y trabajos normales de mantenimiento denominados salidas cortas o existen salidas denominadas salidas por mantenimiento mayor o salidas largas, que tiene actividades como reemplazo de piezas, repotenciación u otro tipo de actividades. Las empresas se deben adaptar a una estrategia donde se planean las salidas cortas mediante SNOW (short notice outage work), las cuales buscan prevenir las salidas no programadas que impactan en mayor medida a la operación y son de menor aceptación, debido a que generalmente implica pérdida de confiabilidad y disponibilidad de la planta o activo y generan pérdidas de dinero por producción y costos de reparación. Mediante esta estrategia, se reducen las ocurrencias de infrecuentes pero serias salidas no programadas.
7. **Planear las órdenes de trabajo para salidas de la planta:** Muchas plantas tienen una lista de las órdenes que requieren la salida de la planta pero que no necesariamente debe ser en la próxima salida mayor o mantenimiento periódico.
8. **Conceptos claves para la programación de salidas:** Para las salidas de mantenimiento, el programador debe ajustar el tiempo de la salida con la mayor cantidad de trabajo posible, sin embargo para las órdenes que no implican salida, las tareas se ajustan con la cantidad de horas de trabajo disponibles.

Generalmente, la programación es afectada debido a los anuncios retardados de necesidades de mantenimiento, los cuales deben ser minimizados al máximo mediante la comunicación permanente entre el área de planeación y programación y las áreas que solicitan las intervenciones de mantenimiento. Para estos casos el programador debe incluir la opinión y necesidades de los operadores y convenir las fechas adecuadas de intervención.

El producto final de la planeación y la programación, debe entregar para cada orden de trabajo, los recursos necesarios para llevar a cabo la tarea y debe indicar las fechas precisas de intervención y los responsables directos del trabajo con cada ítem detallado en la Tabla 2-5

Tabla 2-5: Ordenes planeadas

Información relevante	Orden 1	Orden 2
N° Orden de Mantenimiento	019	028
Descripción corta	Cambiar cámara de contactos por bajo factor de potencia	MP6 Mantenimiento periódico de 6 años interruptor 230kV
Objetivo del trabajo	Debido al alto factor de potencia que indica deterioro del aislamiento de la cámara de contactos, se debe reemplazar la cámara superior por una de repuesto y realizar pruebas de puesta en servicio (factor de potencia y de tiempos de operación)	Realizar pruebas periódicas de resistencia de contactos, tiempos de operación, factor de potencia, estanqueidad e inspección condición de componentes del mecanismo.
Activo o Sistema	Subestación C	Subestación C
Equipo	Bahía de línea 1, interruptor 230kV accionamiento mecánico y medio de extensión SF6	Bahía de línea 1, interruptor 230kV accionamiento mecánico y medio de extensión SF6
Prioridad	1: Urgente	3: Rutina
Tipo de trabajo	5: Falla Trabajo Extenso	8: Mantenimiento predictivo Trabajo Extenso
Tipo de salida	D: Desconexión	D: Desconexión
N° Personas por especialidad	2 Expertos en Reparación de Interruptores 2 Ayudantes	1 Técnico 1 Ayudante
Horas estimadas por especialidad	6 horas 6 horas	8 horas 5 horas
Costo por especialidad	2x\$100x6= \$1200 2x\$50x6= <u>\$600</u> \$1800	1x\$80x8 = \$640 1x\$50x5 = <u>\$250</u> \$890
Horas totales estimadas	3horas	8 horas
Repuestos (Reservados)	1 Cámara de contactos tipo XYZ referencia 123 2 Contactos auxiliares 8 Pernos de sujeción	8 Contactos auxiliares 1 Presóstatos 2 empaques cubículo de mando tipo 413 XYZ
Costos Repuestos	1x\$800= \$800 2x\$1= \$2 8x\$1= <u>\$8</u> \$810	8x\$1= \$8 1x\$15= \$15 2x\$5= <u>\$10</u> \$33

Herramientas (Reservadas)	1 Grúa 15 toneladas 1 equipo de prueba de factor de potencia 1 equipo de prueba tiempos de operación 1 Kit especializado de herramientas 1 vehículo doble tracción	1 equipo de prueba de factor de potencia 1 equipo de prueba tiempos de operación 1 equipo de prueba resistencia de contactos 1 equipo de prueba estanquidad 1 Kit básico de herramientas 1 vehículo doble tracción
Costos Herramientas	1x\$200x3horas= \$600 1x\$10x3horas = \$30 1x\$10x3horas = \$30 1x\$2x3horas = \$6 1x\$120x3horas = <u>\$360</u> \$1026	1x\$10x8horas = \$80 1x\$10x8horas = \$80 1x\$10x8horas = \$80 1x\$10x8horas = \$80 1x\$1x8horas = \$8 1x\$120x8horas = <u>\$360</u> \$688
Costos totales estimados= C.Especialidad+ C.Repuestos+ C.Herramientas	\$1800+\$810+\$1026= \$3636	\$890+\$33+\$688= \$1611

2.5.3. Criterios de expertos de programación de mantenimiento

El departamento de programación del mantenimiento, además de considerar la organización de recursos de acuerdo a la disponibilidad y a las necesidades del mantenimiento, debe considerar también los objetivos de resultados pactados por la empresa de tal manera que la toma de decisiones sea coherente con los requerimientos técnicos de los equipos, la disponibilidad de recursos y las metas empresariales [15].

Con el fin de garantizar el recurso para otro tipo de actividades diferentes al mantenimiento, se genera una agenda corporativa que contiene las fechas de eventos, en las cuales no deben ser programados trabajos de mantenimiento, entre ellas se encuentran: actividades de formación de los empleados, jornadas de salud ocupacional, temporadas electorales, fechas religiosas como semana santa o navidad, adicionalmente fechas de condición anormal de orden público (CAOP) debido a eventos o fechas especiales de grupos al margen de la ley o citaciones de protesta pública. Por ejemplo en el mes Diciembre, aproximadamente entre los días 6 al 25 no se debe programar mantenimiento debido a la alta demanda energética del país y el riesgo en el cual se pondría el sistema con activos en mantenimiento, indicado por el CND a los agentes del mercado mediante los Análisis Trimestrales de Restricciones.

De igual manera, es posible determinar si un mantenimiento se programa en una fecha precisa valiéndose de un calendario de lluvias por zonas del país, el cual permite programar con mayor certeza un mantenimiento que no será reprogramado por condiciones climáticas que aumentan los tiempos de ejecución del mantenimiento y que ponen en riesgo la seguridad de las personas. Por otro lado, el calendario permite tener en cuenta también las temporadas de sequía, en las cuales no se deben intervenir subestaciones que conectan fuentes de generación de energía mediante generadores térmicos despachados en busca de la seguridad y confiabilidad del sistema.

Con el fin de buscar un esquema de mantenimiento coordinado con unidades de generación o conexiones con agentes comercializadores, es creada una agenda con la programación de las indisponibilidades de los comercializadores y generadores que se encuentran conectados al sistema. La agenda permite visualizar la programación simultánea de la indisponibilidad de los agentes con las necesidades de mantenimiento, de tal manera que se interviene oportunamente beneficiando al agente en cuanto a cantidad de salidas de su activo y al transmisor de acuerdo al contrato de conexión vigente entre las partes. Dicha acción busca garantizar una prestación del servicio con calidad a los clientes directos de conexión.

En cuanto a la seguridad del sistema de transmisión nacional, existen ciertos criterios que buscan garantizar la prestación del servicio de manera confiable, evitando disponer para mantenimientos activos que restringen el transporte de energía entre zonas operativamente complementarias [37]. Por ejemplo para una línea doble circuito, no deberían ser intervenidos los dos circuitos de manera simultánea porque aislaría dos subestaciones reduciendo la confiabilidad del sistema. De igual forma, el intercambio de energía entre zonas operativas debe ser garantizado mediante la conexión de ciertos activos de manera coordinada, por tal razón, algunos activos no deben ser intervenidos de manera simultánea.

Para gestionar correctamente el mantenimiento y generar estrategias de mantenimiento, es necesario registrar los resultados de las pruebas y las actividades realizadas sobre el equipo, por lo tanto, es necesario disponer de cierto tiempo después de la ejecución del mantenimiento para reportar toda la información relevante y consignarla en el historial del equipo. La calidad en la ejecución del mantenimiento también se debe tener en cuenta, ya que programar más de 10 horas diarias de mantenimiento y ejecución por más de 10 días continuos, reducen la eficiencia de la ejecución, aumenta el riesgo de cometer errores y compromete la seguridad física de los técnicos de mantenimiento.

Debido a que el desplazamiento de las personas a las subestaciones que se encuentran a lo largo del territorio nacional resulta tener un costo alto en el presupuesto de mantenimiento y aumenta el riesgo por exponerse a factores como el orden público (debido a la condición política y social Colombiana) y la dificultad de acceso a los sitios de trabajo, se debe procurar ir máximo una sola vez a una subestación durante el periodo de programación.

3.Principales variables que influyen en la planeación y programación de las actividades de mantenimiento en activos de transmisión de energía

El mantenimiento de equipos eléctricos de potencia es una actividad de alto riesgo que generalmente necesita que los equipos deban ser extraídos de su operación normal, para lo cual es necesario verificar la condición del sistema cuando varios activos o unidades constructivas (UC) salen a mantenimiento y aprobar o no su intervención (salida de operación). Validar la condición segura del sistema ante la salida de una UC, corresponde a una verificación de simultaneidades restrictivas indicada por un experto del CND, quien mediante ayuda de diagramas de Gantt y su conocimiento del sistema, prevé condiciones peligrosas para el STN, las cuales deben ser verificadas con mayor profundidad por un grupo adicional de expertos mediante programas de simulación. Algunos criterios de expertos son indicados a los agentes del sector de energía para que sean tenidos en cuenta durante la planeación y programación de trabajos, por ejemplo el CND indica cuales activos no deben ser previstos simultáneamente para sacarlos de operación debido a las restricciones generadas en el sistema en cuanto a estabilidad e intercambio comercial entre áreas.

Las empresas que hacen parte del sistema eléctrico nacional deben indicar con anticipación cuales de sus UC necesitan ser retiradas de operación para ejecutar las actividades propias de mantenimiento, lo cual se debe reportar mediante un plan semestral de mantenimiento (PSM). El PSM es generado por el grupo de planeación del mantenimiento dentro de cada empresa, quienes se enfrentan a un manejo exhaustivo de variables que son requeridas para llevar a cabo las actividades de mantenimiento sobre los equipos, con el fin de que sus equipos operen correctamente y sean rentables para la empresa en todo su ciclo de vida [34]. Entre otras variables, el grupo de planeación del mantenimiento debe considerar las siguientes variables:

- Estrategia de mantenimiento (Actividades de mantenimiento preventivo y predictivo)
- Actividades de mantenimiento correctivo (condición del equipo y prioridad de ser atendido)
- Personal ejecutor de mantenimiento calificado
- Disponibilidad de equipos de prueba
- Disponibilidad de herramientas apropiadas para el mantenimiento
- Disponibilidad y ubicación de equipos repuesto
- Costos y beneficios de las metodologías de mantenimiento
- Certificaciones legales (trabajos en alturas, trabajos en sitios confinados)
- Precedencia de actividades.

Debido a que la red de transmisión de energía de ISA es la de mayor tamaño en el país, disponer independientemente de sus activos para mantenimiento genera un alto impacto en la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico Colombiano. Por tal motivo, es necesario coordinar una salida de operación para mantenimiento mediante las siguientes variables:

- Mantenimiento de otras empresas

- Pagos de compensaciones económicas por indisponibilidad de cada UC
- Simultaneidades entre activos

3.1. Conjunto de restricciones que gobiernan la intervención de los activos y limitan la toma de decisiones de programación de mantenimiento

La programación de actividades, en general se puede describir como una organización de recursos necesarios para cumplir o completar una serie de tareas de manera económica sujeta a ciertas restricciones, de las cuales algunas pueden ser de obligatorio cumplimiento y otras no [8]. Generalmente, en el mundo académico, los problemas de programación de actividades consisten en optimización de los tiempos de parada, para lo cual es necesario tener mucha y estable información al principio de la programación, algo que en la realidad industrial no es posible, ya que los problemas de programación se mueven en entornos dinámicos, en los cuales la información puede ser insuficiente o cambia constantemente, por lo tanto se hace necesario optimizar el costo de intervención sujeto a las restricciones logísticas de empresa, restricciones topológicas del sistema de potencia, restricciones estratégicas y restricciones regulatorias, descritas en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Restricciones en la programación de tareas de mantenimiento

N°	Tipo	Información relevante	Restricción
1	Estratégica	Fechas estimadas de mantenimiento preventivo y predictivo	La estrategia de mantenimiento es regida por intervenciones periódicas que implican disponer de los activos para su intervención
2		Prioridad de tareas correctivas	Debido al riesgo en la operación de los activos por la evolución de los modos de falla detectados, se restringe el tiempo máximo en el cual se debe intervenir el equipo. Después de ese tiempo, la probabilidad de falla incrementa.
3	Regulatoria	Horas totales estimadas del trabajo	Los trabajos de mantenimiento con un activo fuera de la operación no pueden durar un alto tiempo debido a su impacto del sistema y la afectación de indicadores de disponibilidad
4		Tipo de salida	Algunos trabajos son factibles realizarlos sin afectar la operación del activo, sin embargo pueden tener algún riesgo de ocasionar por error la salida del activo, por lo cual se puede tratar con una probabilidad determinada por la experiencia.
6	Logística	Nº Personas por especialidad	Los recursos humanos en las empresas son limitados y de acuerdo al plan de formación de la empresa se tienen personas entrenadas en ciertas especialidades.

7		Repuestos	Debido a la dinámica del mantenimiento, la disponibilidad de repuestos es limitada en número de elementos, en caso de no haber disponibilidad es posible conseguir el repuesto por un costo mayor al costo normal de adquisición.
8		Herramientas (Reservadas)	Debido a la dinámica del mantenimiento, la disponibilidad de herramientas especializadas es limitada en número de elementos, en caso de no haber disponibilidad es posible conseguir la herramienta por un costo mayor al costo normal de utilización.
9	Topológica	Activo o Sistema y correlación entre sistemas	Un activo está directamente relacionado con activos en serie. Por ejemplo las bahías de línea adyacentes a la línea de transmisión.
10		Áreas operativas	La operación del sistema de potencia reconoce la interacción eléctrica entre áreas operativas y los enlaces críticos, que en caso de disponer de ellos de forma simultánea afectan la confiabilidad del sistema

En un sistema de transporte de energía, la interconexión física de los activos obliga a una interacción constante y dependiente del estado operativo de los demás activos, correspondiente a la restricción 9 de la Tabla 3-1. Por ejemplo, una línea de transmisión es conectada a una subestación en cada uno de sus extremos por medio de un conjunto de equipos denominado bahía de línea, tal como se muestra en la Ilustración 3-1. En caso de disponer para su intervención de cualquiera de los tres activos que componen el subsistema de transmisión, es necesario disponer también de los otros dos activos debido a su interacción en serie, lo cual es denominado simultaneidad.

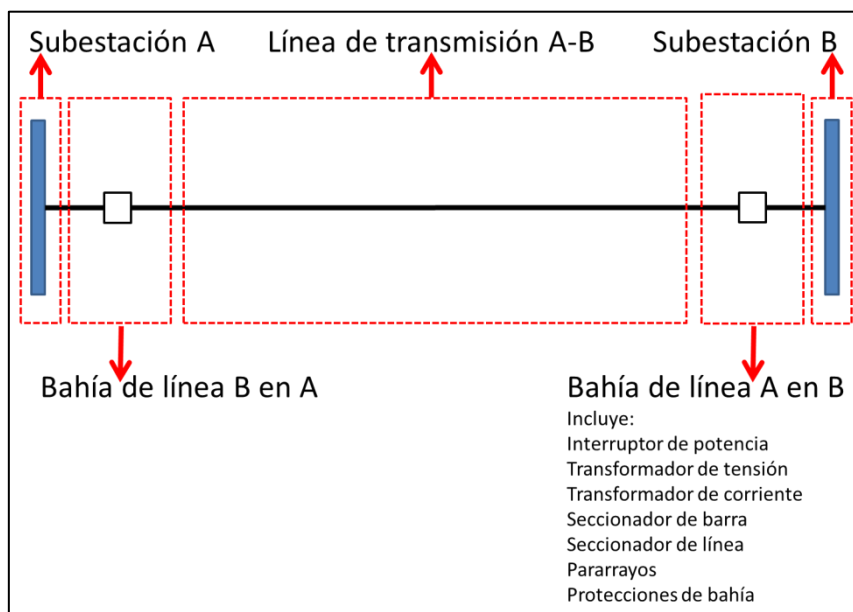


Ilustración 3-1: Simultaneidad en líneas de transmisión

De igual manera, cuando se interviene una bahía de transformación o el mismo transformador de potencia, es necesario disponer operativamente de los otros dos activos que lo interconectan al sistema, tal como se muestra en la Ilustración 3-2.

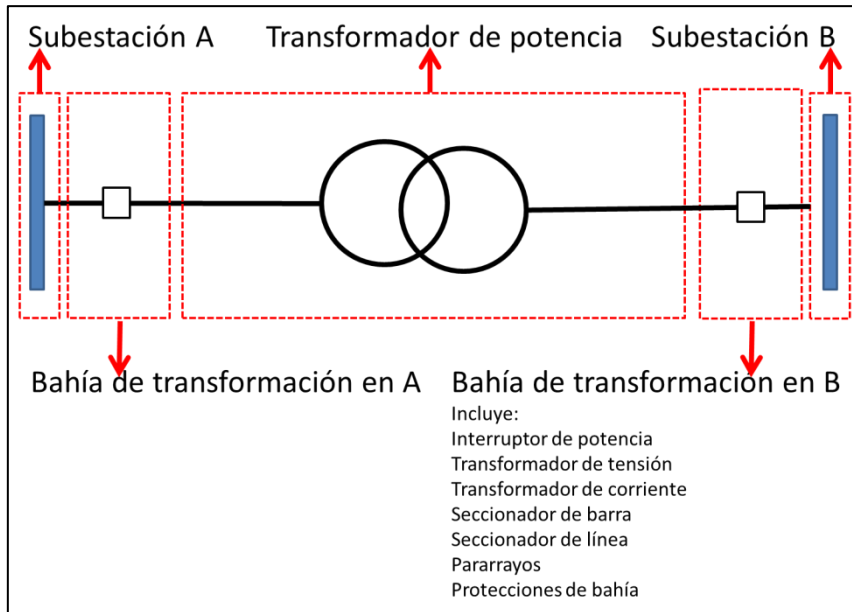


Ilustración 3-2: Simultaneidad en transformadores de potencia

Por lo tanto, se vuelve relevante en la programación de las tareas de mantenimiento, considerar la posibilidad de realizar trabajos simultáneos en los demás activos, sacando provecho a la condición operativa debido a la simultaneidad.

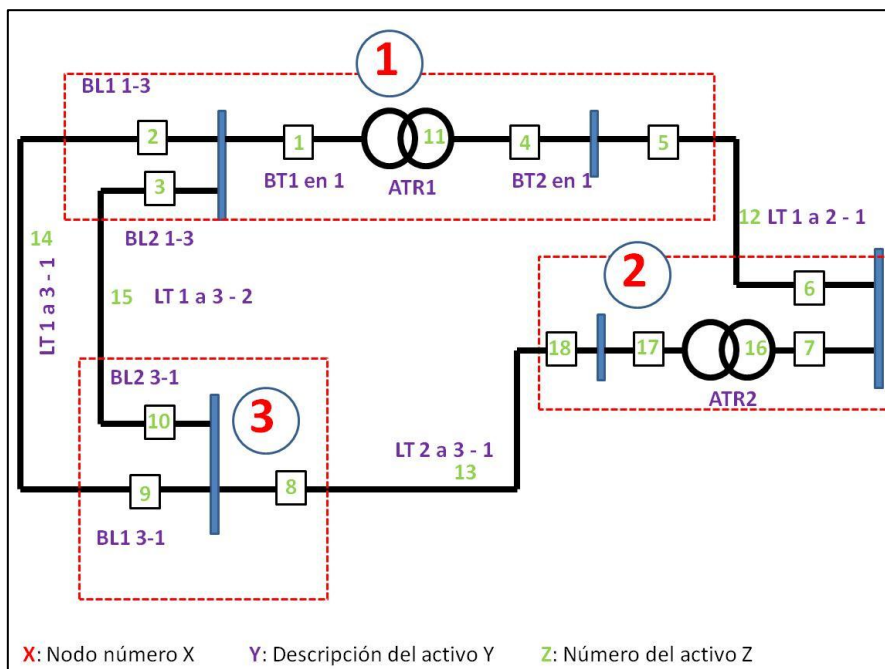


Ilustración 3-3: Simultaneidad en un sistema eléctrico de potencia

Para el sistema de transmisión de la Ilustración 3-3, compuesta por 3 subestaciones ubicadas físicamente en diferentes lugares geográficos y 18 activos de transmisión, se caracterizan las simultaneidades de manera organizada mediante matrices, indicando con un valor de 1 si tiene simultaneidad con otro activo o un cero si no se tiene, tal como es mostrado en la Tabla 3-2. El uso de dichas matrices permite un manejo adecuado de la información, especialmente para sistemas de potencia de gran tamaño. Adicionalmente se tiene un activo 19 que no tiene simultaneidad con ninguno otro debido a que se considera como un activo para programar actividades de capacitación pero que no impactan al sistema de potencia.

Tabla 3-2: Simultaneidades en el sistema eléctrico de potencia

		Nº Activo																	
Nº Activo	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19
A1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A5	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
A6	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
A7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0
A9	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A11	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A12	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
A13	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0
A14	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A15	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A16	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A18	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0
A19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

De igual manera, algunos activos no deben disponerse para mantenimiento al mismo tiempo, debido a que operativamente se tienen restricciones por áreas para el intercambio de energía, lo cual implica que durante la programación del mantenimiento, se debe considerar activos mutuamente excluyentes como se detalla en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Activos mutuamente excluyentes en el sistema eléctrico de potencia

Nº Activo																			
Nº Activo	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19
A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A6	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A9	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A14	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Por ejemplo, en el sistema de la Ilustración 3-3 se evidencia que en caso de disponer al mismo tiempo la línea de transmisión 12 y el transformador 13 se deja desatendida la subestación 2 y por lo tanto puede dejar de prestar el servicio y generar demanda no atendida o se deja de generar energía importante para todo el sistema de potencia.

Los requerimientos logísticos, regulatorios y estratégicos, son declarados mediante la planeación de las órdenes de mantenimiento, indicando todo lo necesario para llevar a cabo de manera exitosa una actividad de mantenimiento. Por lo tanto, es necesario que el listado de las órdenes de mantenimiento contenga la información organizada tal como se muestra en la Ilustración 3-4.

Durante el ejercicio de la planeación y programación, es indispensable conocer en detalle la disponibilidad de los recursos con los que cuenta la empresa, con el fin de asignar adecuadamente las tareas de mantenimiento a lo largo de un horizonte de tiempo de n periodos. Por tal motivo, es necesario listar los recursos de herramientas, de repuestos y de personas por especialidad a lo largo de todo el horizonte de programación tal como es mostrado en la Ilustración 3-5. Generalmente en las empresas el recurso es limitado a un costo determinado, sin embargo, en el ejercicio de la programación del mantenimiento, es posible modelar un recurso "infinito" o contratado externamente, el cual va aumentando su costo a medida que se aleja del límite real de la empresa.

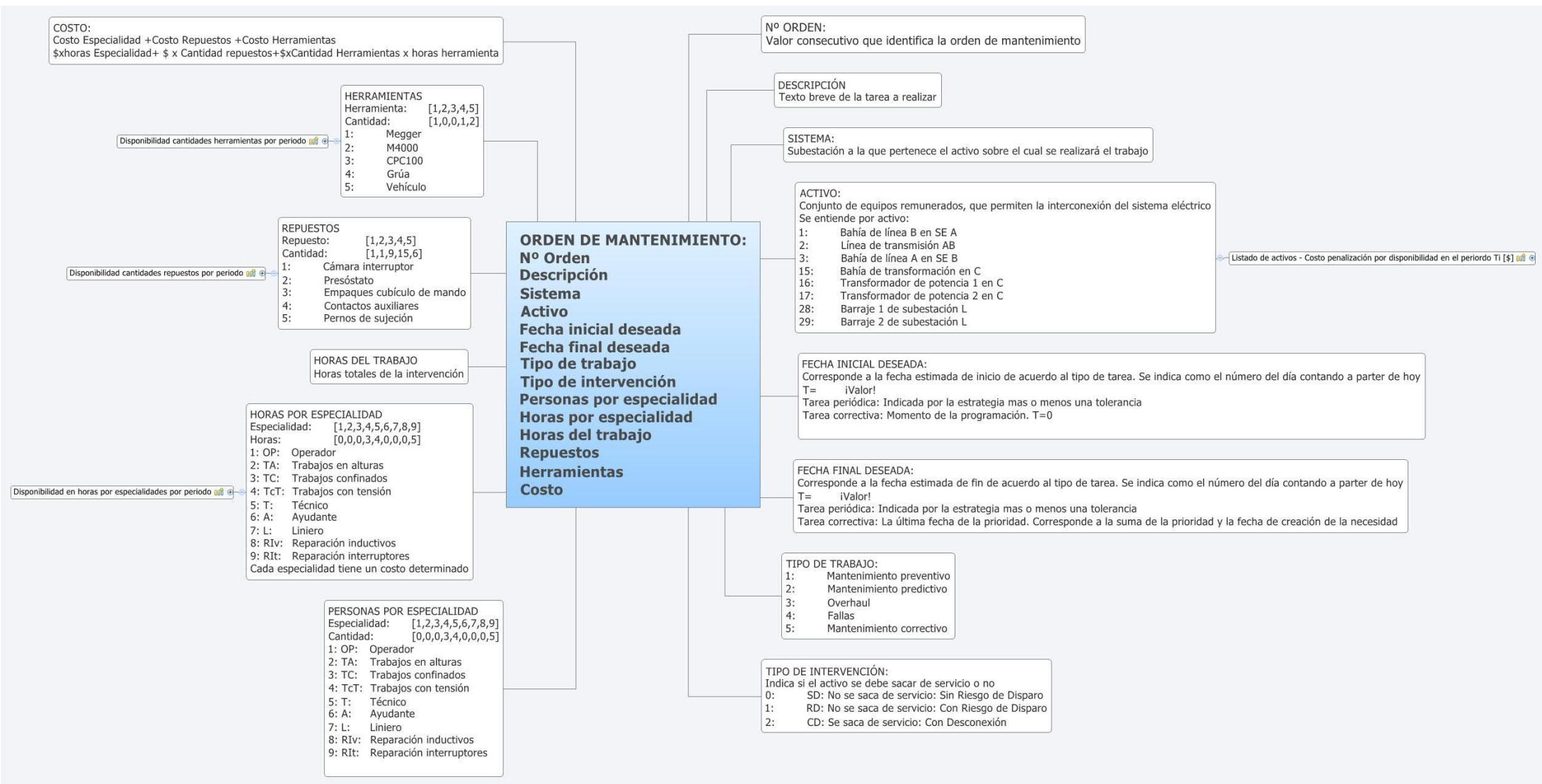


Ilustración 3-4: Información de órdenes de mantenimiento

ACTIVO:
 Conjunto de equipos remunerados, que permiten la interconexión del sistema eléctrico
 Se entiende por activo:
 1: Bahía de línea B en SE A
 2: Línea de transmisión AB
 3: Bahía de línea A en SE B
 15: Bahía de transformación en C
 16: Transformador de potencia 1 en C
 17: Transformador de potencia 2 en C
 28: Barraje 1 de subestación L
 29: Barraje 2 de subestación L

HORAS POR ESPECIALIDAD
 Especialidad: [1,2,3,4,5,6,7,8,9]
 Horas: [0,0,0,3,4,0,0,0,5]
 1: OP: Operador
 2: TA: Trabajos en alturas
 3: TC: Trabajos confinados
 4: TcT: Trabajos con tensión
 5: T: Técnico
 6: A: Ayudante
 7: L: Liniero
 8: RIV: Reparación inductivos
 9: RI: Reparación interruptores
 Cada especialidad tiene un costo determinado

REPUESTOS
 Repuesto: [1,2,3,4,5]
 Cantidad: [1,1,9,15,6]
 1: Cámara interruptor
 2: Presóstato
 3: Empaques cubículo de mando
 4: Contactos auxiliares
 5: Pernos de sujeción

HERRAMIENTAS
 Herramienta: [1,2,3,4,5]
 Cantidad: [1,0,0,1,2]
 1: Megger
 2: M4000
 3: CPC100
 4: Grúa
 5: Vehículo

Disponibilidad en horas por especialidades por periodo

Especialidad	Costo	Periodo T1	Periodo T2	Periodo T3	Periodo T4	Periodo T5
1 OP	\$0	4	2	4	4	4
2 TA	\$100	2	3	3	3	3
3 TC	\$90	5	5	5	4	5
4 TcT	\$150	6	5	5	5	6
5 T	\$90	6	6	6	6	5
6 A	\$50	3	3	3	3	3
7 L	\$70	5	5	6	5	6
8 RIV	\$140	6	6	5	5	6
9 RI	\$140	6	6	6	6	6

Disponibilidad cantidades repuestos por periodo

Repuesto	Costo por unidad	Periodo T1	Periodo T2	Periodo T3	Periodo T4	Periodo T5
1 Cámara interruptor	\$3	4	2	4	4	4
2 Presóstato	\$1	2	3	3	3	3
3 Empaques cubículo de mando	\$5	5	5	5	4	5
4 Contactos auxiliares	\$5	6	5	5	5	6
5 Pernos de sujeción	\$9	6	6	6	6	5

Disponibilidad cantidades herramientas por periodo

Herramienta	Costo por hora	Periodo T1	Periodo T2	Periodo T3	Periodo T4	Periodo T5
1 Megger	\$3	4	2	4	4	4
2 M4000	\$1	2	3	3	3	3
3 CPC100	\$5	5	5	5	4	5
4 Grúa	\$5	6	5	5	5	6
5 Vehículo	\$9	6	6	6	6	5

Listado de activos - Costo penalización por disponibilidad en el periodo T1 [\$]

Nº Activo	Descripción corta	Descripción larga del activo	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7	Columna 8	Columna 9	Columna 10
			Nodo inicial	Nodo final	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	Tn
1	BT en 1	Bahía de transformación en la subestación 1	1	5	\$3	\$2	\$0					\$2
2	BL 4-1 en 1	Bahía de línea 4 -1 en la subestación 1	1	12								
3	BL 4-2 en 1	Bahía de línea 4 -2 en la subestación 1	1	13								
4	BT en 2	Bahía de transformación en la subestación 2	2	6								
5	BL 3 en 2	Bahía de línea 3 en la subestación 2	2	7								
6	BL 2 en 3	Bahía de línea 2 en la subestación 3	3	8								
7	BL 4 en 3	Bahía de línea 4 en la subestación 3	3	9								
8	BL 3 en 4	Bahía de línea 3 en la subestación 4	4	10								
9	BL 1-1 en 4	Bahía de línea 1-1 en la subestación 4	4	11								
10	BL 1-2 en 4	Bahía de línea 1-2 en la subestación 4	4	14								
11	ATR1	Autotransformador 1 entre subestación 1 y 2	5	6								
12	LT 2 a 3	Línea de transmisión entre subestación 2 y 3	7	8								
13	LT 3 a 4	Línea de transmisión entre subestación 3 y 4	9	10								
14	LT 1 a 4 - 1	Línea de transmisión entre subestación 1 y 4 - 1	11	12								
15	LT 1 a 4 - 2	Línea de transmisión entre subestación 1 y 4 - 2	13	14								

Ilustración 3-5: Tablas de disponibilidades, costos y listado de activos

4. Restricciones regulatorias del negocio de transporte de energía en Colombia y su influencia en la libre intervención de los activos para mantenimiento

La operación del sistema interconectado colombiano es realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) quien busca coordinar todas las acciones sobre el sistema para mantenerlo estable, garantizando la prestación del servicio de energía a todo el país. El CND administra el sistema mediante el monitoreo de la disponibilidad de unidades constructivas (UC), y registra la calidad del servicio prestado mediante los indicadores definidos por la regulación colombiana, la cual empezó a regir desde el 1 de abril del 2013 con la resolución CREG 011 de 2009 [5] sustituyendo la resolución CREG 061 del 2000 (modificada por la resolución CREG 011 del 2002) para activos del Sistema de Transmisión Nacional y la resolución CREG 097 del 2008 y 094 de 2012 para el Sistema de Transmisión Regional. Para la aplicación de los indicadores de calidad, la definición de las secuencias de maniobras se toma de acuerdo a lo indicado en la resolución CREG 025 de 1995 y se aplica para todos los tipos de activo, y los tiempos de maniobra de acuerdo a lo definido en la resolución CREG 080 de 1999 aclarado por el Acuerdo CON 556.

La aplicación de los nuevos esquemas de calidad indicados en la resolución CREG 011 de 2009 comprenden los activos de uso de transporte de energía que operan a niveles de tensión iguales o mayores a 220kV, los cuales son remunerados mediante cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional. La calidad del servicio se mide de acuerdo a los tiempos de indisponibilidad de cada unidad constructiva, donde el incumplimiento de las metas anuales reconocidas por la CREG dan lugar a compensaciones económicas que deben ser pagadas por el agente transmisor.

Las máximas horas anuales de indisponibilidad (MHAI) definidas en la resolución CREG 011, en general, tuvieron una fuerte disminución, algunos casos de hasta el 68% con respecto a la resolución CREG 061 del 2000, tal como se detalla en la Tabla 4-1.

La indisponibilidad para un activo corresponde al tiempo en un periodo de un año con una ventana móvil mensual durante el cual el activo no estuvo en servicio o disponible para el servicio con toda su capacidad nominal declarada. Para la regulación, un activo estará indisponible cuando no esté disponible para el servicio aún cuando su función esté siendo suplida por otro activo. La indisponibilidad de un activo se debe a diferentes causas, para las cuales la regulación realiza unas categorías denominadas "Causas regulatorias" [5] y define los casos en los cuales no se aplica la indisponibilidad o se excluye de los indicadores de calidad tal como es mostrado en la Tabla 4-2.

Las exclusiones contempladas en la resolución anterior CREG 061 de 2000, como las declaradas por fuerza mayor (por ejemplo las consecuencias por actos mal intencionados que no se evidencian durante la reparación de la falla, eventos de salida del circuito debido a descargas atmosféricas o rompimiento de cables debido incendios bajo la línea), por terceros o por eventos menores a 10 minutos, ya no son causas regulatorias excluibles dentro de la CREG 011 del 2009, convirtiéndolo en un esquema mucho más estricto.

Tabla 4-1: Comparación metas de indisponibilidad

Tipo de activo	MHAI (Anterior)	MHAI (GREG 011)
Autotransformador	48	28
Bahía de compensación	16	16
Bahía de línea	15	15
Bahía de transformación	15	15
Línea de 220kV o 230kV >100km	36	20
Línea de 220kV o 230kV <100km	24	20
Línea 500kV	72	37
Módulo de compensación	48	15
Módulo de Barraje	-	15
VQC	-	5
Bahías de acople, seccionamiento y transferencia	-	10
Banco de Reactores	-	10
Corte Central (Interruptor y medio)	-	10
Diferencial de barras	-	10
Enlace ICCP	-	10
SCADA	-	10
Sistema de comunicaciones	-	10

Tabla 4-2: Causas regulatorias

CAUSA REGULATORIA	EXCLUIDA	OBSERVACIÓN
Actos de terrorismo	SI	Es excluida los primeros 6 meses desde el evento.
Catástrofe Natural	SI	
Condición operativa	SI	Para eventos relacionados con la operación de protecciones sistemáticas
Expansión	SI	Para trabajos debidos a expansión del sistema
Instrucción CND	SI	Solicitados por CND por razones operativas
Mantenimiento Mayor	SI	Las contempladas para tal fin
Plan de ordenamiento territorial	SI	Por ejecución de obras ordenadas por entidades estatales
Actuación de esquemas suplementarios	SI	
Forzado	NO	Causado por falla de equipos o razones propias de las empresas
Mantenimiento	NO	Por consignaciones de plan, fuera de plan o de emergencia

Adicionalmente, se consideran como mantenimientos mayores, aquellos mantenimientos que requieren un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas, y se definen como un tiempo de 96 horas cada seis años para subestaciones convencionales y 192 horas cada 12 años para subestaciones encapsuladas, donde dichos periodos fueron iniciados el 1 de enero del 2012. Aunque el término de mantenimiento mayor no es nuevo, en la resolución CREG 011 de 2009 se determina que las horas para mantenimiento mayor no se pueden fraccionar como se permitían en la CREG 061 de 2000, deben ser distribuidas en máximo 30 días calendario y la duración mínima solicitada debe ser de 32 horas, lo cual implica una coordinación mucho más estricta en la programación de los mantenimientos mayores.

Debido a que en la realidad del mantenimiento, un activo no tiene un comportamiento periódico en sus modos de falla, puede verse la necesidad de intervención fuera del periodo determinado por la regulación (6 o 12 años), por lo tanto cada agente transportador tiene la posibilidad de solicitar semestralmente un permiso ante el CND para intervenir los activos, el cual es denominado plan semestral de mantenimiento o PSM [6], el cual es ingresado mediante un procedimiento que autoriza la realización del mantenimiento y la desconexión del activo denominado "Consignación". El PSM tiene resolución semanal y debe ser solicitado a más tardar el primero de marzo y el primero de septiembre de cada año para ser ejecutados entre el primero de abril y el 30 de septiembre y el primero de octubre al 31 de marzo del siguiente año.

Dentro del esquema de calidad, se definen penalizaciones que afectan la meta MHA por solicitudes de consignaciones de emergencia (SCE), cambios al plan semestral de mantenimiento (CPSM) y eventos o maniobras no reportadas a tiempo (ENR).

- SCE: Se incluyen aquellas consignaciones de emergencia con aperturas o riesgos de disparo múltiples
- CPSM: Se incluyen aquellas consignaciones que se mueven de semana respecto a lo programado o aquellas en las que se modifican las duraciones de la apertura del elemento principal. También se consideran las consignaciones ingresadas fuera de plan y canceladas que incluyan maniobras
- ENR: Los tiempos son 15 minutos para reporte de eventos y 5 minutos para reporte de maniobras.

Cada una de las penalizaciones en las que incurra el activo afecta en 30 minutos la meta, para lo cual se calcula una meta de horas anuales de indisponibilidad ajustada MHAIA, restando la meta teórica MHA y el número de penalizaciones en el último año determinado por una ventana móvil de 12 meses multiplicado por un factor de 0.5 horas.

Para el cálculo de las horas de indisponibilidades del activo se suman las horas durante el mes calendario (calculadas mediante el porcentaje de la capacidad perdida durante la indisponibilidad), y las indisponibilidades de los últimos 11 meses, obteniendo el total de horas indisponibles en el año HID. Adicionalmente, las horas que no sean utilizadas del mantenimiento programado HIDm, se contarán como horas de indisponibilidad del activo si hubo generación de seguridad, en caso de no haber programado generaciones de seguridad, la indisponibilidad será el 50% de dichas horas. Las horas de indisponibilidad acumulada HIDA del activo será la suma de HID y HIDm.

Para calcular las horas a compensar HC, se restan las horas de indisponibilidad ajustada, las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustada y las horas compensadas en los últimos 11 meses. En caso que HC tenga resultado negativo, las horas a compensar serán cero, en caso de dar positivo, la compensación será el ingreso mensual regulado multiplicado por las horas a compensar y dividido entre el total de las horas del mes analizado.

Cuando el mantenimiento de un activo principal implica la desenergización y/o el aterrizaje de otro u otros activos como medida de seguridad del personal ejecutor del mantenimiento o los equipos, éstos deben especificarse en la consignación como elementos adicionales, los cuales son declarados como activos no operativos.

Los activos no operativos deben ser compensados si las horas de indisponibilidad del activo principal superan la meta de horas de indisponibilidad y adicionalmente si en el mes en análisis tiene horas de indisponibilidad; Para este caso, la Compensación por activo no operativo CANO será el ingreso mensual regulado multiplicado por las horas no operativas y dividido entre el total de las horas del mes analizado.

5. Datos de entrada al problema de programación del mantenimiento

La programación del mantenimiento busca una alta disponibilidad de los activos y una alta confiabilidad del servicio mediante un método práctico de programación periódica, la cual se centra en asignar suficiente trabajo al personal para usar eficientemente la proyección de horas disponibles de trabajo. Debe asegurarse de programar no solo los trabajos reactivos sino también los proactivos con el fin de reducir las salidas por averías, coordinando los trabajos mediante la combinación óptima de trabajo para obtener el mejor resultado para la operación de los activos en el corto y el largo plazo. Para ello, es necesario disponer de cierta información como insumo para realizar la programación del mantenimiento, información que es consignada en el sistema de información de la empresa y dispuesta periódicamente en una organización predeterminada para realizar el ejercicio de programación.

Para el modelo propuesto se usa un archivo en Excel como base de datos, el cual contiene la información de las órdenes de mantenimiento, las características del sistema de transmisión de energía al cual se le programará el mantenimiento, las restricciones de simultaneidades y de activos mutuamente excluyentes, adicionalmente la proyección de disponibilidad de herramientas, repuestos y recursos humanos por especialidad y finalmente la agenda corporativa con las fechas de eventos especiales tal como se muestra en la Ilustración 5-1 resaltados en el recuadro rojo.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Personas por especialidad												Horas por especialidad												Repuestos					Herramientas				
																	1:OP	2:TA	3:TC	4:TCT	5:T	6:A	7:I	8:Riv	9:Rit	1:OP	2:TA	3:TC	4:TCT	5:T	6:A	7:I	8:Riv	9:Rit	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
OT xyz 1	1	13	29	30	5	0	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	35	0	10	0	0	8	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0												
OT xyz 2	2	5	14	15	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	18	0	5	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0											
OT xyz 3	3	1	16	17	4	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	39	0	0	0	10	0	12	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1										
OT xyz 4	4	9	18	20	4	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	20	0	0	58	0	15	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1										
OT xyz 5	5	10	21	23	4	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12	0	63	0	0	0	15	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1										
OT xyz 6	6	10	21	23	4	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	20	41	20	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1										
OT xyz 7	7	7	10	13	4	1	1	1	1	3	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	100	38	0	0	0	0	50	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
OT xyz 8	8	5	14	15	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	40	0	0	0	58	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1									
OT xyz 9	9	13	29	31	4	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	55	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1									
OT xyz 10	10	7	10	13	4	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	70	0	0	0	100	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0									
OT xyz 11	11	10	21	24	4	1	1	3	1	1	2	1	1	1	1	1	1	0	100	0	0	10	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1									
OT xyz 12	12	2	18	19	4	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0	10	0	0	18	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1									
OT xyz 13	13	6	14	14	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8	0	0	0	5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1										
OT xyz 14	14	2	18	20	4	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	63	0	28	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1									
OT xyz 15	15	11	16	17	4	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	25	0	0	20	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									

Ilustración 5-1: Base de datos para la programación

5.1. Ordenes de mantenimiento

De acuerdo a los principios de la programación del numeral 2.5.2, las órdenes de mantenimiento deben proveer el número de personas requeridas por cada habilidad y la duración en horas de la habilidad o competencia mínima para llevar a cabo el trabajo.

Adicionalmente debe contener los repuestos y herramientas requeridas para realizar el mantenimiento. En otras palabras, las órdenes deben estar planeadas.

En el libro “Ordenes” de la base de datos, se clasifica en columnas la información relevante de la orden de mantenimiento, tal como se muestra en la Ilustración 5-2, entre las que se encuentran el identificador de la orden de mantenimiento, el activo al cual pertenece la orden, las fechas inicial y final de acuerdo a la prioridad, el tipo de trabajo a realizar y la forma de intervención del activo, y finalmente los requerimientos de personal por especialidad, repuestos y herramientas.

Descripción	Nº Orden	Activo	Fecha Inicial	Fecha final	Tipo de trabajo	Tipo de Interven.	Personas por especialidad									Horas por especialidad									Repuestos					Herramientas									
							1:OP	2:TA	3:TC	4:TcT	5:T	6:A	7:L	8:Riv	9:Rit	1:OP	2:TA	3:TC	4:TcT	5:T	6:A	7:L	8:Riv	9:Rit	1:	2:	3:	4:	5:	1:	2:	3:	4:	5:					
OT xyz 1	1	13	29	30	5	0	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	35	0	10	0	0	8	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0
OT xyz 2	2	5	14	15	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	18	0	5	0	0	7	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	
OT xyz 3	3	1	16	17	4	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	39	0	0	0	10	0	12	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0
OT xyz 4	4	9	18	20	4	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	20	0	0	58	0	15	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0
OT xyz 5	5	10	21	23	4	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	1	1	1	12	0	63	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1
OT xyz 6	6	10	21	23	4	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20	41	20	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	
OT xyz 7	7	7	10	13	4	1	1	1	1	3	2	1	1	1	1	1	1	1	2	0	0	0	100	38	0	0	0	50	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OT xyz 8	8	5	14	15	4	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	40	0	0	58	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	
OT xyz 9	9	13	29	31	4	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	55	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
OT xyz 10	10	7	10	13	4	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	70	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
OT xyz 11	11	10	21	24	4	1	1	3	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	0	100	0	0	10	0	15	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0	
OT xyz 12	12	2	18	19	4	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0	10	0	0	18	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
OT xyz 13	13	6	14	14	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8	0	0	0	5	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
OT xyz 14	14	2	18	20	4	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	63	0	28	0	0	0	30	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	
OT xyz 15	15	11	16	17	4	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	25	0	0	20	18	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	

Ilustración 5-2: Base de datos de órdenes de mantenimiento

5.2. Sistema de transmisión de energía

En el libro “Sistema” de la base de datos, se listan los activos del sistema de transmisión de energía y la correlación respecto a su ubicación dentro de las subestaciones, adicionalmente se detalla el ingreso mensual remunerado del activo y las horas de indisponibilidad pactadas en la regulación colombiana. Para cada activo, se detalla su historial del último año en cuanto a penalizaciones del activo, horas de indisponibilidad reales, horas de mantenimiento no usado y las horas compensadas. En la Ilustración 5-3 se ejemplifica la organización de información para cada activo de trasmisión de energía del sistema de la Ilustración 3-3.

Descripción corta	Descripción larga del activo	Nº Activo	Subestación	Nodo final	Ingreso mensual	MHA				
BT en 1	Bahía de transformación en la subestación 1	1	1	5	S	4.435	20			
BL 4-1 en 1	Bahía de línea 4-1 en la subestación 1	2	1	12	S	2.433	30			
BL 4-2 en 1	Bahía de línea 4-2 en la subestación 1	3	1	13	S	1.348	20			
BT en 2	Bahía de transformación en la subestación 2	4	1	6	S	1.891	20			
BL 3 en 2	Bahía de línea 3 en la subestación 2	5	1	7	S	6.457	20			
BL 2 en 3	Bahía de línea 2 en la subestación 3	6	2	8	S	5.094	10			
BL 4 en 3	Bahía de línea 4 en la subestación 3	7	2	9	S	9.941	35			
BL 3 en 4	Bahía de línea 3 en la subestación 4	8	3	10	S	4.543	20			
BL 1-1 en 4	Bahía de línea 1-1 en la subestación 4	9	3	11	S	7.818	29			
BL 1-2 en 4	Bahía de línea 1-2 en la subestación 4	10	3	14	S	1.315	35			
ATR1	Autotransformador 1 en subestación 1	11	1	6	S	8.709	18			
LT 2 a 3	Línea de transmisión entre subestación 2 y 3	12	0	8	S	6.551	20			
LT 3 a 4	Línea de transmisión entre subestación 3 y 4	13	0	10	S	2.132	29			
LT 1 a 4-1	Línea de transmisión entre subestación 1 y 4-1	14	0	12	S	2.186	20			
LT 1 a 4-2	Línea de transmisión entre subestación 1 y 4-2	15	0	14	S	8.811	20			
ATR2	Autotransformador 2 en subestación 2	16	2	14	S	8.811	20			
BT 1 en 2	Bahía de transformación 1 en la subestación 2	17	2	14	S	8.811	20			
BL 2-3	Bahía de línea en SE 2 hacia la SE 3	18	2	14	S	8.811	20			
Sede	Oficinas	19	0	1	S	7.105	20			

Cantidad Penalizaciones [un valor para los últimos 12 meses]: Cada una implica 0.5 horas de indisponibilidad. Pueden ser CPSM (cambio en el PSM, es decir, ingresar fuera de plan, reprogramar), SCE (Emergencia), Ventana anual

Horas de indisponibilidad Real (HID) [un valor para los últimos 12 meses]: Horas de indisponibilidad no excluibles

Horas de indisponibilidad Ficticia (HMNU) [un valor para los últimos 12 meses]: HMNU (horas de mantenimiento no utilizadas), Si no hubo generación de seguridad, es el 50% de las horas no utilizadas. Si sí, es el 100%

Ilustración 5-3: Activos del sistema de transmisión de energía

5.3. Restricción de simultaneidades y activos mutuamente excluyentes

De acuerdo a los criterios de los expertos para la programación del mantenimiento del numeral 2.5.3, los activos se deben identificar de acuerdo a su característica y disposición física en el sistema, de tal manera que se determine cuáles de ellos tienen restricciones de simultaneidades y cuáles otros son mutuamente excluyentes. Para cada caso, se genera una

matriz que correlaciona todos los activos entre sí, y se determina con un valor de 1 si entre dos activos existe una relación de simultaneidad (Ilustración 5-4) y de activos mutuamente excluyentes (Ilustración 5-5).

Nº Activo	Nº Activo																		
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19
A1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
A3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
A4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A5	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A6	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
A7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A8	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
A9	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
A10	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A11	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A12	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A13	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
A14	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
A15	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A16	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
A17	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
A18	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
A19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

Ilustración 5-4: Activos con simultaneidad

Nº Activo	Nº Activo																		
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	A18	A19
A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A5	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
A6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
A7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A9	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
A10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
A13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A14	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
A15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A16	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
A17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 5-5: Activos mutuamente excluyentes

5.4. Disponibilidad de horas por especialidad, herramientas y repuestos.

De igual manera, los principios de la programación del numeral 2.5.2 indican que un programador desarrolla la programación a lo largo del horizonte de tiempo basado en las horas disponibles proyectadas por habilidad del personal para cada periodo del horizonte (Ilustración 5-6), la disponibilidad de repuestos (Ilustración 5-7) y de herramientas (Ilustración 5-8) para el mantenimiento. Adicionalmente se listan los costos de cada ítem que será considerado dentro de los costos de mantenimiento.

Especialidad	Código	Costo por hora (\$)	Disponibilidad por Periodo[horas]																																				
			T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T28	T29	T30	T31	T32	T33	T34	T35		
OP	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TA	2	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	9	10	10	3	3	0	16	16	16	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TC	3	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	12	10	0	0	0
TcT	4	150	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	3	3	0	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T	5	90	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	0	0	7	7	9	9	0	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A	6	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	10	5	5	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	0	
L	7	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	6	6	6	4	0	0	0	0	0	0	7	7	7	0	0	0	0	0	
Riv	8	140	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	4	4	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rit	9	140	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7	10	10	9	9	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 5-6: Horas disponibles por especialidad

Tipo Repuesto	Código	Costo por Unidad (\$)	Disponibilidad por Periodo[Unidades]																																				
			T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T28	T29	T30	T31	T32	T33	T34	T35		
Cámara interruptor	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Presostato	2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empaques cubiculo	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contactos auxiliares	4	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pernos de sujeción	5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 5-7: Unidades disponibles por repuesto

Tipo herramienta	Código	Costo por hora (\$)	Disponibilidad por Periodo[horas]																																				
			T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T28	T29	T30	T31	T32	T33	T34	T35		
Megger	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M4000	2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CPC100	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grúa	4	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	1	1	0	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vehículo transporte	5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	2	2	0	0	0	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 5-8: Horas disponibles por herramienta

5.5. Agenda corporativa

En el libro “Agenda” de la base de datos, se listan los eventos especiales que impiden programar el mantenimiento en fechas determinadas a lo largo del horizonte de tiempo, indicando con un valor de 1 el periodo en el cual no debería ser programada ninguna tarea de mantenimiento tal como se muestra en la Ilustración 5-9.

Actividad	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T28	T29	T30	T31	T32	T33	T34	T35		
Semana Santa	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CAOP	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
Trabajo en alturas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Jornadas técnicas	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jefe de trabajos	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gestionar recursos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Temas gerencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Ilustración 5-9: Agenda corporativa

6. Formulación matemática del problema de optimización

El modelo matemático para la optimización de la programación del mantenimiento preventivo y correctivo de activos de transmisión de energía en ambientes altamente restrictivos y mercado regulado es una propuesta sistemática para considerar la mayor cantidad de variables que restringen la libre intervención de los equipos, el cual busca minimizar el costo del mantenimiento en un horizonte de tiempo determinado, influenciado por costos de indisponibilidad de activos y penalizaciones adicionales debidas a violación de restricciones. El modelamiento matemático de las restricciones busca obtener un cronograma óptimo de mantenimiento mediante la valoración cuantitativa de las restricciones reduciendo los criterios subjetivos de los analistas.

El modelo propuesto permite implementar nuevas herramientas computacionales especializadas para la generación de los programas de mantenimiento de una forma automática y sistemática con el objetivo de usar eficientemente los recursos de la empresa y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia mediante la atención oportuna de los activos asegurando su operación correcta a largo plazo. La implementación del modelo en un algoritmo computacional lo proyecta como herramienta de toma de decisiones y de reducción de tiempos invertidos actualmente por los programadores en las empresas.

El modelo propuesto busca entregar soluciones que consideren la mayor cantidad de variables posibles para la programación del mantenimiento de un alto número de tareas periódicas y correctivas en horizontes largos de tiempo.

El modelo propuesto se configura de la siguiente manera:

$$\text{Min} \left[\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (x_{it} * mc_{it}) + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (x_{it} * Ucc_{it}) + \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (Pcc_{it}) \right]$$

Donde:

x_{it} toma el valor de 1 si la tarea i se ejecutará en el periodo t , de lo contrario 0

mc_{it} es el costo de la tarea i en el periodo t

Ucc_{it} es el costo de compensación por indisponibilidad de la tarea i en el periodo t

Pcc_{it} corresponde a las penalizaciones por violación de restricciones.

N es el número de tareas por realizar

T es el número de periodos del horizonte de tiempo de la programación

Sujeto a:

Restricción de prioridad de tareas:

$$S_{in} \geq e_i$$

$$S_{if} \leq l_i$$

Restricción de mantenimientos secuenciales:

$$S_i + r_i \leq S_j$$

Restricción de simultaneidad:

$$x_{it} = x_{jt} \quad \text{Para activos en serie}$$

Restricción de mantenimiento excluyente:

$$x_{it} \neq x_{jt} \quad \text{Para activos de restricciones de áreas}$$

Restricción de recurso humano:

$$\sum_{i=1}^E (x_{it} * rh_{tp}) \leq drh_{tp}, \quad \text{para } S_{in} \leq t \leq S_{if}$$

Restricción de herramientas para el mantenimiento:

$$\sum_{i=1}^R (x_{it} * rm_{tp}) \leq drm_{tp}, \quad \text{para } S_{in} \leq t \leq S_{if}$$

Restricción de recursos de repuestos:

$$\sum_{i=1}^R (x_{it} * rr_{tp}) \leq drr_{tp}, \quad \text{para } S_{in} \leq t \leq S_{if}$$

Restricción de agenda:

$$x_{it} \neq 1, \quad \text{para } S_{in} \leq Ag_t \leq S_{if}$$

Restricción de indisponibilidad de activos:

$$x_{it} * HIDA_i < MHAIA_i - THC_i, \quad \text{para } S_{in} \leq t \leq S_{if}$$

Restricción por cantidad de desplazamientos:

$$0 \leq \sum_{t=1}^T x_{At} \leq 1$$

Restricción de tiempo de estadía en las subestaciones:

$$0 < S_{SEf} - S_{SEn} \leq 10$$

Donde:

S_{in} es el periodo inicial de la ejecución del mantenimiento de la tarea i y S_{if} es el periodo final de la ejecución del mantenimiento de la tarea i

rh_{ip} es el requerimiento de recursos humanos de la especialidad p en el periodo t

drh_{tp} es el límite de disponibilidad del recurso humano de la especialidad p en el periodo t .

rm_{ip} es el requerimiento del recurso p de mantenimiento en el periodo t

drm_{tp} es el límite de disponibilidad del recurso p de mantenimiento en el periodo t .

rm_{ip} es el requerimiento del recurso p de repuestos en el periodo t

drm_{rp} es el límite de disponibilidad del recurso p de repuestos en el periodo t .

Ag_t es la restricción de intervención debido a la agenda de eventos en el periodo t .

HIDA $_i$ son las horas de indisponibilidad ajustada del activo i

MHAI $_i$ es la meta en horas anuales de indisponibilidad ajustada para el activo i

THC $_i$ es el total de horas compensadas en los últimos 11 meses para el activo i

r_j es el tiempo que demora la tarea i para terminar, la cual debe ser ejecutada antes de empezar la tarea j .

R es el número de tipos de recursos de mantenimiento

E es el número de especialidades de recursos humanos

X_{At} toma el valor de 1 si la subestación A será intervenida en el periodo t , de lo contrario 0

S_{SEn} es el periodo inicial de la ejecución del mantenimiento en la subestación SE y S_{SEf} es el periodo final de la ejecución del mantenimiento en la subestación SE

SE es el número de subestaciones del sistema de transmisión

Con el propósito de cuantificar la violación de restricciones, se plantea una metodología para valorar cada una de las restricciones de la siguiente manera:

Costo de restricciones:

$$Pcc_{it} = \sum_{i=1}^N Pvp_i + \sum_{k=1}^A Psk + \sum_{\substack{k=1 \\ SE}}^A Pe_k + \sum_{i=1}^E PESP_i + \sum_{i=1}^R PHERR_i + \sum_{i=1}^R PREP_i + \sum_{t=1}^T PAg_t + \sum_{t=1}^T Pdp_t + \sum_{i=1}^I PCES_i$$

Penalización violación de prioridad de tareas (Pvp):

Las tareas de mantenimiento son restringidas por límites máximos y mínimos permitidos para su ejecución, después de ese límite, la probabilidad de que ocurra una pérdida de función del equipo o activo aumenta. Para el modelo propuesto se asume que una vez se viole la prioridad de atención de la tarea, se penaliza la función objetivo mediante un costo de Pvp_i , el cual corresponde a un factor del costo de la tarea i que incrementa proporcionalmente de acuerdo al tiempo que aleja la ejecución programada con respecto al límite permitido por la prioridad. Adicionalmente se asume que la tarea debe estar programada dentro del horizonte de programación, en caso de ser programada fuera del horizonte, la tarea obtiene una penalización.

$$\left\{ \begin{array}{ll} Pvp_i = 0, & x_{it} = 1 \text{ y } e_i < t_i \\ Pvp_i = 0, & x_{it} = 1 \text{ y } t_f < l_i \\ Pvp_i = \left(1 + \frac{(t_f - l_i)}{l_i}\right) * mc_{it}, & x_{it} = 1 \text{ cuando } t_f > l_i \\ Pvp_i = \left(1 + \frac{(e_i - t_f)}{e_i}\right) * mc_{it}, & x_{it} = 1 \text{ cuando } t_i < e_i \\ Pvp_i = \left(1 + \frac{(t_f - NPeriodos)}{NPeriodos}\right) * mc_{it}, & x_{it} = 1 \text{ cuando } t_f > NPeriodos \end{array} \right.$$

La restricción de prioridad de tareas aplican para tareas de mantenimiento periódico como para mantenimiento correctivo, en donde los límites para el mantenimiento periódico corresponden a las tolerancias permitidas por la estrategia de mantenimiento y en las tareas correctivas programables generalmente el límite inferior corresponde al momento de la planeación que es lo mismo que $t=0$ y el límite superior corresponde a la máxima prioridad técnica para el correctivo.

Penalización por mantenimientos secuenciales:

Para el mantenimiento de equipos de transporte de energía, no es usual tener mantenimientos secuenciales debido a que la estrategia considera en su mayoría actividades de diagnóstico y no tanto de reparación, para las cuales sería necesario realizar un tratamiento antes de iniciar otra actividad. Sin embargo, el modelo permite penalizar la restricción de manera similar a la realizada para la violación de prioridades. Para el caso propuesto, se considera con una penalización de cero.

Penalización por simultaneidad (Ps):

Debido a la configuración en serie de activos de un subsistema, sacar un solo activo a mantenimiento obliga a indisponer los activos adyacentes, para la cual, una buena práctica es programar todas las actividades de los activos con simultaneidad en un mismo periodo de tiempo. Para el modelo propuesto, se penaliza la función objetivo con el costo Ct_{kt} , el cual es la suma de los costos de todas las tareas en el activo k y m durante el periodo t . Esta penalización es válida cuando un activo es programado para mantenimiento en un periodo diferente a los demás activos con simultaneidad que tienen tareas programadas.

Cuando el activo k tiene simultaneidad con el activo m :

$$\left\{ \begin{array}{ll} Ps_k = 0, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 1 \text{ Cuando } t_j = t_i \\ Ps_k = 0, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 0 \text{ Cuando } t_j = t_i \\ Ps_k = Cta_{jt}, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 1 \text{ Cuando } t_j \neq t_i \end{array} \right.$$

Penalización por activos mutuamente excluyentes (Pe):

Debido a que los enlaces entre áreas operativas son reducidos, algunos activos no es posible intervenirlos en el mismo periodo de tiempo ya que la confiabilidad global del sistema eléctrico de potencia se reduce y el riesgo de incurrir en demanda no atendida aumenta considerablemente, por lo cual se debe programar todas las actividades de activos mutuamente excluyentes en periodos diferentes. Para el modelo propuesto, se penaliza la función objetivo con el costo Ct_k , el cual es el costo total de todas las tareas en el activo k . Esta

penalización es válida cuando un activo es programado para mantenimiento en el mismo periodo que los demás activos excluyentes que tienen tareas programadas.

Cuando el activo k es mutuamente excluyente con el activo m :

$$\begin{cases} Pe_k = 0, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 1 \text{ Cuando } t_j \neq t_i \\ Pe_k = 0, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 0 \text{ Cuando } t_j = t_i \\ Pe_k = Ct_k, & x_{kt_j} = 1 \text{ y } x_{mt_i} = 1 \text{ Cuando } t_j = t_i \end{cases}$$

Penalización por recursos disponibles:

El recurso de las empresas es limitado por la disponibilidad del personal durante el horizonte de tiempo determinado para la programación, en caso de requerir más recurso, la empresa podría realizar el trabajo pero con un costo adicional debido a la necesidad de contratar recurso externo.

En caso que la empresa tenga disponible E_{ij} horas en el periodo j de especialidad i a un costo $CEsp_i$ \$/hora, y para el periodo t son necesarias E_{it} horas de dicha especialidad, entonces es factible realizar el trabajo penalizando el costo de la especialidad con un costo P_{ESP_i} .

$$\begin{cases} P_{ESP_i} = 0, & x_{it} = 1 \text{ y } E_{ij} \geq E_{it} \\ P_{ESP_i} = \left(1 + \frac{(E_{it} - E_{ij})}{E_{ij}}\right) * CEsp_i, & x_{it} = 1 \text{ y } E_{ij} < E_{it} \\ P_{ESP_i} = \left(1 + \frac{(t_f - NPeriodos)}{NPeriodos}\right) * CEsp_i, & x_{it} = 1 \text{ cuando } t_f > NPeriodos \end{cases}$$

De igual manera como se penaliza la disponibilidad de los **recursos humanos**, los recursos de mantenimiento como son las **herramientas** (grúas, vehículos, equipos de prueba, etc.) y los recursos de **repuestos**, se penalizan con un costo P_{HERR_i} y P_{REP_i} respectivamente, correspondientes a la disponibilidad de cada uno de ellos en el periodo indicado.

Restricción de agenda:

Durante el horizonte de programación del mantenimiento se presentan fechas en las cuales no es posible o no se debe programar ninguna tarea de mantenimiento por diferentes motivos, entre los que se encuentran la agenda corporativa (entregas de resultados y nuevos objetivos empresariales), días de festividades especiales (navidad, día de la madre, semana santa, etc.), días de condiciones anormales de orden público CAOP, jornadas especiales de capacitación propia de la empresa o de requerimientos de ley (Trabajo en alturas, jefe de trabajos, trabajo en sitio confinado), semana de la salud, jornadas electorales, etc. Para el modelo propuesto, se penaliza la función objetivo con el costo CAg_t , el cual es la suma de los costos de todas las tareas que se ejecutarán durante el periodo t .

$$\begin{cases} PAg_t = 0, & x_{it} = 0 \text{ Cuando } t = Ag_t \\ PAg_t = 0, & x_{it} = 1 \text{ Cuando } t \neq Ag_t \\ PAg_t = CAg_t, & x_{it} = 1 \text{ Cuando } t = Ag_t \end{cases}$$

Restricción del requerimiento regulatorio:

Conforme a las definiciones regulatorias indicadas en el numeral 4, las compensaciones por indisponibilidad del activo corresponde a un factor del ingreso mensual regulado IMR basados en las horas a compensar Hc del total de las horas del mes Hm, donde las horas a compensar dependen del cumplimiento de las metas de indisponibilidad. El modelo propuesto penaliza la función objetivo con un costo Ucc correspondiente a la suma de la compensación por indisponibilidad del activo CIM y la compensación por activos no operativos CANO.

$$MHAIA = MHAI - 0.5 * (SCE + CPSM + ENR)$$

$$HIDA = HID + HIDm$$

$$HC = \max(0, HIDA - MHAIA - THC)$$

$$CIM = IMR * \frac{HC}{Hm}$$

$$CANO = IMR * \frac{Hno}{Hm}$$

$$U_{cc} = CIM + CANO$$

Restricción por cantidad de desplazamientos:

De acuerdo al objetivo de reducir los desplazamientos a las subestaciones por motivos de seguridad y por optimización en los transportes que se reflejan en los costos del mantenimiento, las subestaciones deben ser visitadas máximo una sola vez durante el horizonte de programación, en caso de tener más de una asistencia a la subestación, el modelo propone penalizar la función objetivo con un costo Cas correspondiente al costo de los vehículos usados durante todo un día para desplazamiento a la subestación, esto se suma tantas veces como se asista a una subestación.

$$Pdp_t = x_{At} * C_{as}$$

Restricción de tiempo de estadía en las subestaciones:

La ejecución por más de 10 días continuos, reducen la eficiencia de la ejecución, aumenta el riesgo de cometer errores y compromete la seguridad física de los técnicos de mantenimiento, por lo tanto, el modelo propone penalizar la función objetivo con un costo PCES correspondiente a un factor del costo de todas las tarea en la subestación A durante los periodos que superen los 10 días de ejecución, y que incrementa proporcionalmente de acuerdo al tiempo que aleja la ejecución programada con respecto a los 10 días.

$$\begin{cases} P_{CES} = 0, & S_{Sf} - S_{Sn} \leq 10 \\ P_{CES} = (S_{Sf} - S_{Sn}) * mc_{it}, & S_{Sf} - S_{Sn} > 10 \end{cases}$$

De esta manera, el problema de la programación del mantenimiento de sistemas de transmisión de energía asume un manejo matemático que fácilmente se puede implementar en algoritmos computacionales con el fin de que a través de diferentes técnicas se pueda resolver el problema de manera holística y eficiente.

7. Técnicas de inteligencia computacional aplicables

Es ampliamente conocido que casi cualquier problema de programación, por simple que sea, es catalogado como NP-Hard [8]. Pretender resolver este tipo de problemas manualmente es muy difícil y realizarlo mediante técnicas tradicionales de optimización en investigación de operaciones no es eficaz debido al tamaño del problema, donde según la escala del problema puede ser imposible resolverlo. El desempeño de las técnicas tradicionales es bueno en problemas académicos, sin embargo para problemas de programación de tamaño real, resulta imposible obtener buenas soluciones, por tal motivo, es necesario recurrir a técnicas de inteligencia computacional, las cuales han tenido un gran éxito en este tipo de problemas. En el Anexo A (Vigilancia Tecnológica) se muestra la gran importancia de utilizar herramientas de inteligencia computacional y la dirección de los esfuerzos de la investigación para resolver este tipo de problemas.

Para resolver el problema de programación de mantenimiento, se han propuesto algoritmos inspirados en la interacción social de especies en [29] y [23], conocida como inteligencia de enjambres o partículas Swarm, los cuales simulan comportamientos comunes de manadas de animales como peces o pájaros. Suresh en [23] busca reducir la probabilidad de demanda no atendida y reducir la generación de seguridad mediante un algoritmo híbrido que utiliza los operadores del algoritmo genético en un algoritmo de partículas Swarm binarias coordinadas determinística y estocásticamente en un problema de programación del mantenimiento de unidades de generación del sistema de potencia de Odisha en India. A diferencia del problema a resolver en la transmisión de energía, Suresh toma como restricciones el tiempo de intervención de cada unidad y la cantidad de unidades que el personal puede atender en mantenimiento simultáneamente y no tiene en cuenta la disponibilidad de recursos ni la regulación vigente, adicionalmente se concentra solo en la programación del mantenimiento de generadores eléctricos al igual que en [29].

Moghaddam propone en [22] un algoritmo híbrido de programación dinámica y el método branch and bound para problemas de programación de mantenimiento preventivo y reemplazo de componentes en un sistema multi componente, el cual es probado en diferentes tipos de industrias con buenos resultados. Se destaca del algoritmo su fácil adaptación en ambientes donde ocurren fallas inesperadas, de tal manera que se puede volver a obtener un plan de mantenimiento basado en la programación inicial.

Fetanat propone en [3] un algoritmo de colonia de hormigas con programación entera, donde se simula la búsqueda del camino óptimo entre una fuente de alimento y la colonia, representando el sistema de transmisión de energía como un grafo. Se resuelve el problema de mantenimiento preventivo de unidades generadoras en un sistema de potencia relativamente pequeño de 6 nodos, reduciendo el costo del mantenimiento y aumentando la confiabilidad de las unidades. El autor propone como restricciones solo la reserva rodante de la generación, la disponibilidad del personal ejecutor y la duración del mantenimiento, sin considerar otras variables que restringen la programación del mantenimiento, como la prioridad de las tareas, la disponibilidad de herramientas y los mantenimientos correctivos programables.

Buscando resolver también el problema de la programación del mantenimiento en unidades de generación, Kim propone en [11] un método basado en lógica Fuzzy que busca minimizar los costos de producción de energía, maximizar la confiabilidad del sistema (minimizar pérdida

de carga o demanda no atendida) e incluye la minimización de los efectos en la polución del aire debido a las plantas de generación térmica. Considera como restricciones los periodos posibles para el mantenimiento y la disponibilidad de equipos necesarios para el mantenimiento. En este caso, Kim no considera la disponibilidad de personal de mantenimiento, la regulación vigente en Korea del Sur, la prioridad de las tareas ni la agenda que impida programar mantenimiento en ciertas fechas. El modelo es probado en el sistema de Korea Electric Power Corporation KEPCO. La dificultad del modelo radica en que los niveles de aspiración y los factores de peso del costo de producción corresponde a una sensibilidad de expertos para relacionar el costo de la polución, la demanda no atendida y el costo de producción de energía, adicionalmente se deben obtener las funciones de pertenencia mediante un análisis de sensibilidad.

Por su lado, Sasaki propone en [12] resolver el problema de programación del mantenimiento en plantas de generación nuclear y térmica haciendo uso de redes neuronales artificiales mediante la minimización de la distribución de reserva rodante sujeto a restricciones de los periodos de inicio de los trabajos (prioridades), límites de la reserva rodante, los trabajos que no deben ser realizados simultáneamente y la secuencialidad de trabajos, sin embargo se concentra solo en un tipo de tarea de mantenimiento correspondiente a las tareas de inspección. Con el fin de usar las redes neuronales como técnica de optimización, el modelo matemático es modificado en sus restricciones de igualdad mediante una estimación de coeficientes y pesos para convertirlas a ecuaciones de desigualdades. El modelo es probado en un sistema pequeño de 15 unidades a lo largo de 26 periodos de tiempo.

De forma diferente centrándose en las líneas de transmisión y no en la generación, Sawa propone en [33] un algoritmo especializado de búsqueda local denominado Búsqueda Tabú, el cual mejora la búsqueda de soluciones apoyándose en una memoria que impide que el algoritmo vuelva a buscar por zonas del espacio de búsqueda ya exploradas. Mediante el algoritmo de búsqueda tabú se generan programas de mantenimiento mensuales en líneas de transmisión y subestaciones del sistema de Kansai Electric Company KEPCO, el cual se compone en su mayoría de líneas de transmisión radiales. A diferencia del modelo propuesto en este trabajo, el autor se basa en la reprogramación de un plan de mantenimiento dado, considerando el flujo por las líneas de transmisión, tareas que no se permiten realizar simultáneamente y buscando que las tareas de mayor prioridad se puedan realizar de acuerdo al programa. La función objetivo busca minimizar la desviación de las tareas y realizar la mayor cantidad de tareas posibles en el periodo de programación, sin embargo no considera restricciones regulatorias del país ni los recursos necesarios para llevar a cabo el mantenimiento satisfactoriamente.

Mediante descomposición de Benders, Marwali en [25] propone resolver los problemas de largo plazo (un año) y corto plazo (horas durante el día) realizando una coordinación entre los mantenimientos y buscando minimizar el costo del mantenimiento de las líneas y las pérdidas en el mercado de energía debido al mantenimiento de la línea; En otras palabras busca maximizar los ingresos de la transmisión en un ambiente desregulado, donde se permite generar ingresos dependiendo de la transferencia de energía por las líneas de transmisión basados en los límites de potencia activa y reactiva, situación que es completamente diferente al mercado regulado Colombiano. Adicionalmente, el modelo busca garantizar los perfiles de tensión en el sistema debido a la extracción de activos por mantenimiento incluyendo las limitaciones del personal y disponibilidad de recursos, el cual es probado en un sistema de prueba IEEE de 118 nodos y 186 líneas de transmisión.

Por otro lado, una forma de solucionar el problema de la programación del mantenimiento de redes de transmisión de energía, se realiza mediante la utilización de técnicas computacionales

avanzadas y métodos de optimización como los algoritmos evolutivos, los cuales, simulan la evolución biológica de las especies donde el más apto es quien sobrevive en un entorno dado. Las soluciones del problema de programación de mantenimiento representan a los individuos, los cuales deben adaptarse a un ambiente manejado por las restricciones propias del problema, y a medida que evolucionan, su función de aptitud tiende a mejorar. Se propone solucionar la programación del mantenimiento por medio de métodos como programación genética y algoritmos genéticos simulando la evolución de individuos mediante la herencia genética de los mejores padres de una población.

Usando programación genética, Langdon en [24] propone una solución del problema de programación de mantenimiento pero solo para actividades preventivas probando el modelo sobre el sistema de transmisión del sur de Gales (Reino Unido). La función objetivo se compone de tres partes, el desempeño del mantenimiento en cuanto al costo de sacar la línea de transmisión, las penalizaciones por exceder los límites de las líneas o aislar nodos del resto del sistema y finalmente una recompensa por programar la línea en una semana inusual, sujeto a la capacidad de transporte del sistema de transmisión en estudio. Mientras que Wang en [38] propone un algoritmo genético para mantenimiento de unidades generadoras de un sistema eléctrico de potencia de 30 generadores en un periodo de 5 años donde la función objetivo corresponde a la minimización de la reserva rodante sujeto a la disponibilidad del personal de mantenimiento, simultaneidad de actividades, el mínimo tiempo de repetición de mantenimiento y los intervalos permisibles de mantenimiento (prioridades). Wang busca simplificar computacionalmente un algoritmo genético y evaluar la función objetivo con mayor facilidad en cada generación facilitando los operadores genéticos de un GA, mediante una codificación para cada tipo de tarea, una de tipo corto y otra de tipo largo, con el fin de expresar si la unidad generadora necesita un solo intervalo de tiempo para el mantenimiento o más de un intervalo de tiempo.

A diferencia de los métodos indicados anteriormente que se basan en la evolución biológica, se propone en [10] el algoritmo de Harmony Search, el cual busca un cronograma óptimo de mantenimiento por medio de la improvisación musical, donde la solución del problema representa una composición musical improvisada, la cual debe ser mejorada mediante la evaluación de la armonía de las notas. Aunque Harrou generaliza el algoritmo para solución de problemas con conectividades en paralelo y en serie, indica que es posible considerar su aplicación en sistemas de transporte de energía, donde los activos tienen una disposición similar. La función objetivo para el caso de transporte de energía corresponde a la probabilidad de pérdida de carga, la cual se debe minimizar, sujeto a la capacidad nominal de las líneas de transmisión y el costo de reparación.

Aunque las técnicas de inteligencia computacional usadas para resolver el problema de la programación del mantenimiento en redes de transmisión de energía son muy diversas, en la práctica algunas de ellas no permiten concentrarse en solucionar el problema sino en la búsqueda de los parámetros de funcionamiento. Por ejemplo para poner en marcha un algoritmo de redes neuronales es necesario realizar un tratamiento previo al modelo matemático con el fin de estimar los coeficientes neuronales, al igual que la lógica Fuzzy, donde se deben obtener las funciones de pertenencia y factores de peso mediante análisis de sensibilidad. Por otro lado, técnicas como colonia de hormigas o partículas Swarm han sido usadas en problemas de programación del mantenimiento de generación, donde el tamaño es reducido en cuanto a número de variables solución y la cantidad de restricciones propuestas. Algunas técnicas aplicadas a la programación del mantenimiento de sistemas de transporte de energía son las técnicas evolutivas, las cuales han tenido buen desempeño en sistemas reales

de transmisión y sus parámetros de funcionamiento son mínimos y fácilmente ajustables como el tamaño de la población o las generaciones a evolucionar.

En el presente trabajo se propone usar técnicas evolutivas, donde se prueba el modelo matemático propuesto con un algoritmo de Búsqueda Armónica y el algoritmo multidinámico para la optimización global (MAGO por sus siglas en inglés).

7.1. Harmony Search

El algoritmo de búsqueda armónica fue propuesto en el año 2001 por el músico Geem en [21], basado en un proceso musical de búsqueda de un estado perfecto de armonía. Durante la improvisación del Jazz el músico busca una armonía agradable musicalmente (solución global) determinado por un estándar estético. La nota de cada instrumento musical determina la calidad estética, al igual que lo hacen los valores de las variables de decisión sobre la función objetivo.

La búsqueda armónica usa una búsqueda aleatoria, la cual es basada en una memoria armónica considerando el ajuste de notas, por lo tanto no son necesarios los gradientes y por lo tanto no gasta tiempo en el cálculo de ellos, como se realiza normalmente en algoritmos de búsqueda. El algoritmo de búsqueda armónica sigue los siguientes 5 pasos:

1. Inicializar los parámetros del problema de optimización
 - a. Especificar el posible rango de valores para cada variable de decisión.
 - b. Tamaño de la memoria armónica (HMS): Número de vectores solución
 - c. Tasa de consideración de memoria armónica (HMCR). Varía entre 0 y 1. Generalmente arriba de 90%
 - d. Tasa de ajuste de notas (PAR). Generalmente abajo de 10%
 - e. Criterio de finalización (número de búsquedas)
2. Inicializar aleatoriamente el vector solución. Ordenar por valor de la función objetivo, donde N es el número de variables de decisión.

$$HM = \begin{bmatrix} x^1 \\ x^2 \\ \vdots \\ x^{HMS} \end{bmatrix}$$

$$x^1 = \{x^1(1), x^1(2), x^1(3), \dots, x^1(N)\}$$

Realizando un paralelo con la música, el vector solución contiene el número de variables o instrumentos que se deben armonizar, y cada instrumento debe tener una nota o valor:

$$HM = \begin{bmatrix} \text{Tambor} & \text{Saxofón} & \text{Violín} \\ \text{Nota 1} & \text{Nota 1} & \text{Nota 1} \\ \text{Nota 2} & \text{Nota 2} & \text{Nota 2} \\ \text{Nota 3} & \text{Nota 3} & \text{Nota 3} \end{bmatrix}$$

3. Improvisar una nueva armonía a partir de HM.
 - a. Generar un número uniforme aleatoriamente entre 0 y 1
 - b. Si el número es mayor que el valor de HMCR, el algoritmo genera una nota aleatoriamente entre los valores posibles de la variable. Si no, el algoritmo escoge una nota del vector de notas de HM existente aleatoriamente
 - c. De la nota escogida aleatoriamente de HM, se puede desplazar a sus vecindades con una probabilidad dada por PAR

Si los posibles valores de la nota son {C, D, E, F, G} y se escoge aleatoriamente la nota E, se puede cambiar por D o F si un número generado aleatoriamente está por debajo de PAR

4. Actualizar HM: Si el nuevo vector armónico es mejor que el peor del actual HM, este nuevo debe ser incluido dentro de HM y se debe excluir o eliminar el peor de HM.
5. Repetir pasos 3 y 4 hasta que el criterio de finalización sea satisfecho.

La correlación entre la improvisación musical y la optimización se detalla en la Tabla 7-1

Tabla 7-1: Correlación Harmony Search y optimización

Proceso de optimización	Mejoramiento musical
Óptimo global	Armonía Fantástica
Función Objetivo	Estándar estético
Valores de variables	Notas de los instrumentos
Iteración	Práctica

El algoritmo Harmony Search maneja gran cantidad de vectores solución simultáneamente tal como lo hacen los algoritmos genéticos. La diferencia radica en que la Búsqueda Armónica crea un nuevo vector a partir de todos los vectores existentes y no mediante dos vectores existentes como lo hacen los AG. Por otro lado, el vector HM actúa de manera similar a Búsqueda Tabú preservando la historia, el parámetro PAR simula la mutación en Algoritmos genéticos y HMCR puede variar la tasa de adaptación como lo hace Simulated Annealing.

7.2. MAGO

El algoritmo por multidinámicas para la optimización global o MAGO por sus siglas en inglés, fue propuesto en el año 2010 por Hernández y Ospina en [17], inspirados en algoritmos de estimación de distribución, evolución diferencial y control estadístico de calidad para resolver funciones con valores reales. El algoritmo usa tres poblaciones dinámicas, las cuales buscan explorar el espacio de búsqueda, preservar y propagar los mejores individuos y finalmente una estrategia para mantener la diversidad. El gran beneficio del algoritmo radica en que solo necesita dos parámetros de funcionamiento, el tamaño de la población y el número de generaciones. El MAGO sigue los siguientes 5 pasos:

1. Inicializar los parámetros del problema de optimización
 - a. Declarar las variables lb y ub , las cuales definen los valores máximos y mínimos dentro del espacio de búsqueda.
 - b. Número de individuos N con los cuales se llevará a cabo la optimización
 - c. MAGO no declara tasas fijas para la selección de individuos dentro de la población
 - d. Mediante la declaración de la variable ng (número de generaciones) en MAGO, se indica al algoritmo el criterio de parada.
2. Inicializar aleatoriamente la población de N individuos con valores posibles de las variables entre lb y ub . Después de tener la población completa, se evalúan los individuos y se crea un vector de función objetivo, ordenándolo de mayor a menor si es un algoritmo de maximización o de menor a mayor si es de minimización.
3. Extracción de dinámicas: El algoritmo MAGO se vale del cálculo de covarianzas de la población, extrayendo de ella tres grupos llamados dinámicas, donde el primer grupo de N_1 individuos son aquellos posicionados dentro de la primera desviación, el segundo grupo de N_2 individuos son aquellos que se encuentran dentro de la octava desviación

- y el tercer grupo lo conforman N_3 individuos restantes que no hicieron parte del grupo 1 y 2.
4. Generación de la nueva población: Obtenidas las cardinalidades de las tres dinámicas, N_1 , N_2 y N_3 , MAGO procede a generar una población aleatoria completamente nueva, donde el primer grupo lo conforman N_1 individuos que hacen parte de la élite con una variación delta basada en el mejor individuo de la población, el segundo grupo lo conforman N_2 individuos con valores de la primer desviación de la población original, y el tercer grupo lo conforman N_3 individuos con cualquier valor entre los límites máximos y mínimos del espacio de búsqueda.
 5. Repetir pasos 3 y 4 hasta que el criterio de finalización por número de generaciones sea satisfecho.

A diferencia de Harmony Search, MAGO trabaja sobre toda la población y el comportamiento de sus grupos y no sobre un solo individuo, que puede o no entrar en la población. De esta manera, Harmony Search obtiene 0 o 1 individuo nuevo por entrenamiento, mientras que MAGO tiene N individuos nuevos cada generación, de esta manera la búsqueda se vuelve más eficiente con posibilidad de llegar rápidamente a muy buenas soluciones. Adicionalmente, se destaca de MAGO que es necesario solamente dos parámetros como lo son el número de generaciones y el tamaño de la población, donde las operaciones son realizadas dependiendo del comportamiento de la población variando a lo largo de la evolución.

8. Estructura de información

Con el fin de implementar el modelo matemático propuesto en el presente trabajo, en un algoritmo evolutivo como Harmony Search o MAGO, es necesario disponer de la información de manera consolidada en tablas organizadas, para lo cual se genera un algoritmo de lectura donde se extraen en matrices los datos de entrada necesarios para la programación del mantenimiento como se indica en la Tabla 8-1 y que se encuentran contenidos en una base de datos como se indica en la Ilustración 5-1.

Tabla 8-1: Matrices de información para la programación del mantenimiento

Matriz	Descripción
Ordenes	Listado de órdenes de mantenimiento
Activos	Listado de activos y valores de indisponibilidad en el último año
Herr	Recursos disponibles de Herramientas
Repu	Recursos disponibles de Repuestos
Espe	Recursos disponibles de Especialidades
Simu	Matriz de simultaneidades entre activos
Excl	Matriz de activos mutuamente excluyentes
Agen	Listado de eventos de la agenda corporativa

De manera automática, el algoritmo reconoce la cantidad de tareas a programar, el número de activos del sistema, el horizonte de tiempo para la programación y el número de especialidades, repuestos y herramientas programables en el horizonte de tiempo. Basado en las matrices de información, se determinan los recursos requeridos para cada orden de mantenimiento y el tiempo que demora cada trabajo en días.

Una vez cargada la información, se procede a generar aleatoriamente los programas de mantenimiento o las propuestas de solución que evaluará el algoritmo, donde la solución o estructura en adaptación es una cadena de caracteres con valores enteros de tamaño variable. El tamaño de columnas de la cadena corresponde al mismo número de tareas a programar y los valores que asume cada posición corresponden al periodo en el cual se desea iniciar la ejecución de la tarea.

Por ejemplo, para un programa de mantenimiento de 20 tareas a programar en un horizonte de tiempo de 50 días se tiene la estructura en adaptación de la Ilustración 8-1, donde la tarea 5 está programada para iniciar su ejecución en el periodo 11 del horizonte de tiempo. De acuerdo a la información ingresada a la base de datos, el algoritmo determina el tamaño de la cadena solución.

Tarea	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Fecha inicial	39	12	30	27	11	36	41	1	16	1	42	49	23	46	23	42	25	46	47	28

Ilustración 8-1: Estructura en adaptación

Posteriormente, se evalúan las funciones de aptitud del modelo matemático propuesto para cada solución, mediante la suma del costo de la tarea, el costo de la penalización por indisponibilidad de los activos y el costo de las penalizaciones por violar las restricciones del problema de programación modelados en el capítulo 6. Una vez evaluadas, se determinan las

mejores propuestas y se inicia un proceso de evolución y adaptación de las soluciones tal como se muestra en la Ilustración 8-2.

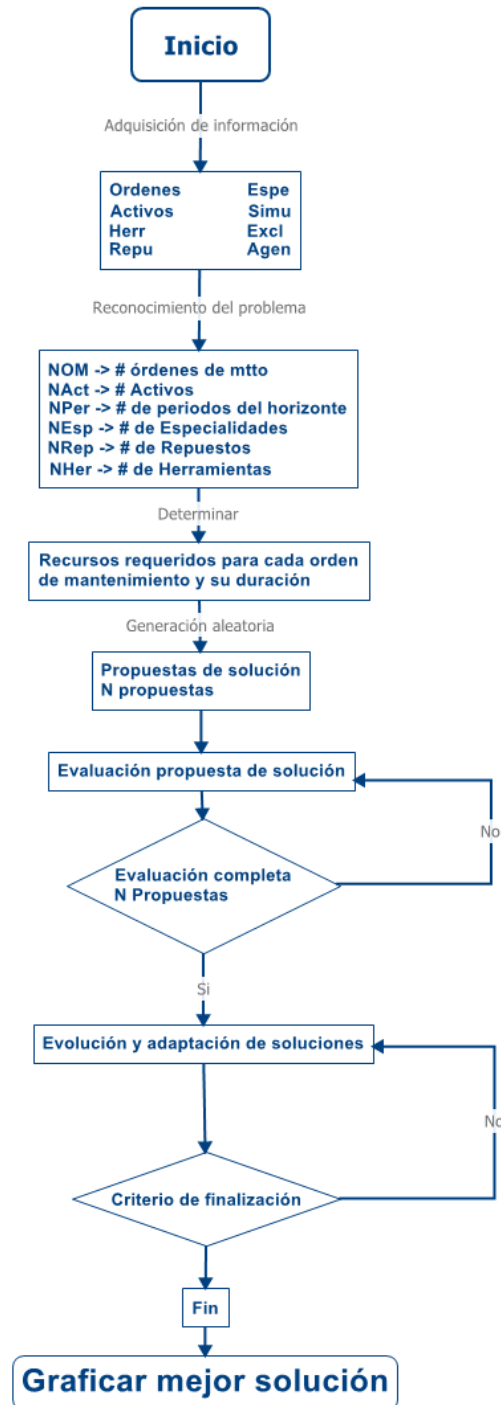


Ilustración 8-2: Búsqueda del programa óptimo de mantenimiento

La evolución y adaptación de las mejores soluciones se realizan mediante los operadores de cada técnica, por ejemplo para el algoritmo de Harmony Search, se realiza una adaptación mediante la improvisación musical como es descrito en el numeral 7.1, por medio de los parámetros armónicos. Por otro lado, el algoritmo MAGO genera una población evolucionada a partir de las cardinalidades de las tres dinámicas tal como se detalla en el numeral 7.2.

Durante el proceso de evolución y adaptación, se introduce una etapa de mejoramiento de la mejor solución, basados en la organización de órdenes de trabajo indicadas en el numeral 2.5.2, donde se organizan las órdenes de trabajo del backlog de manera preferencial de acuerdo a la prioridad de la tarea, introduciendo al algoritmo conocimiento práctico basado en la experiencia tal como se indica en la Ilustración 8-3

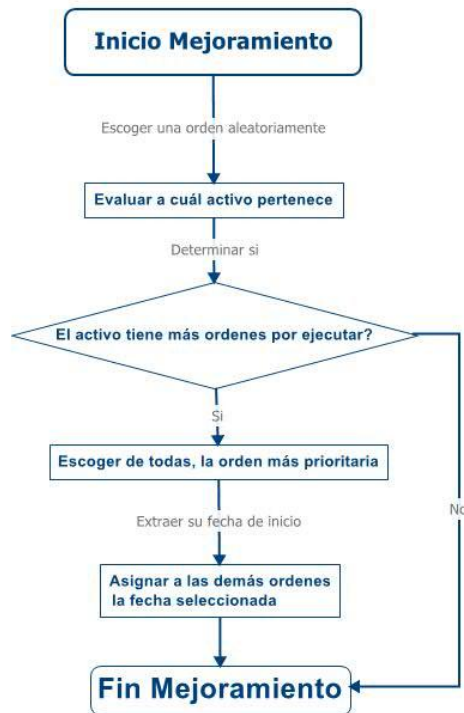


Ilustración 8-3: Etapa de mejoramiento

Finalmente, el algoritmo entrega la mejor solución encontrada, la cual será quien cumpla en mayor medida las restricciones en el mercado regulado colombiano, y de manera adicional se genera un diagrama de Gantt donde se visualiza la programación de mantenimiento de cada activo y la programación de mantenimiento para cada subestación.

9.Pruebas del modelo

Con el fin de probar el modelo propuesto, se escoge dos sistemas de transmisión de energía de prueba, de tal manera que por su diversidad, permiten evidenciar la potencialidad del modelo y los algoritmos de solución. El primer sistema corresponde a un sistema teórico de un pequeño tamaño y el segundo es un sistema real que corresponde a una porción del sistema de transmisión colombiano.

El primer sistema de transmisión de energía al cual se le programará el mantenimiento, corresponde a un sistema de 3 subestaciones con 18 activos, entre los cuales se encuentran 4 líneas de transmisión, 2 transformadores de potencia, 4 bahías de transformación y 8 bahías de línea tal como es mostrado en la Ilustración 9-1.

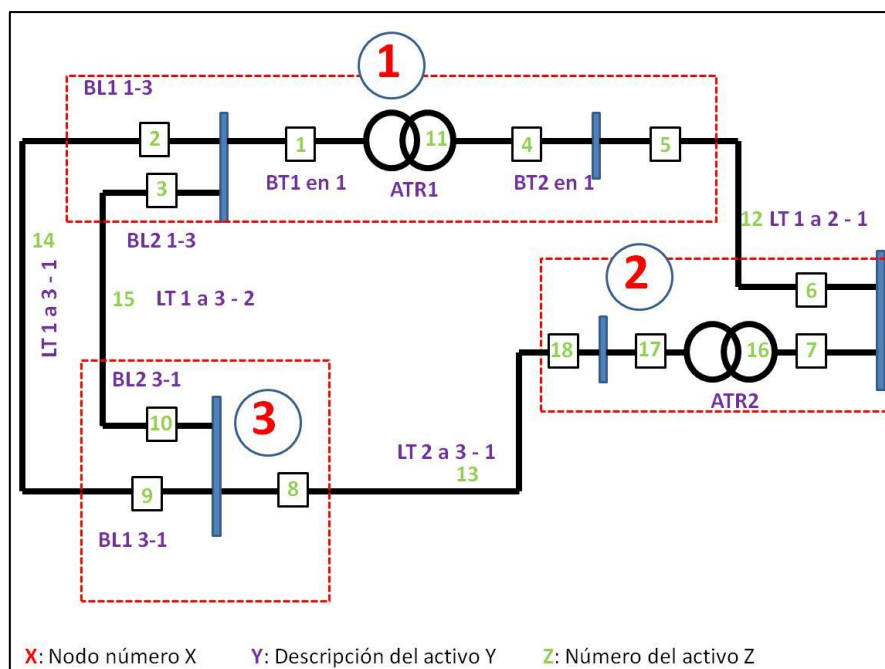


Ilustración 9-1: Sistema de prueba 1 programación del mantenimiento

La programación de las órdenes de mantenimiento al sistema de la Ilustración 9-1 se realiza teniendo en cuenta las simultaneidades indicadas en la Ilustración 5-4 y la relación de activos mutuamente excluyentes de la Ilustración 5-5. El programa de mantenimiento es obtenido manualmente mediante la aplicación de los criterios de programación a lo largo de 35 periodos del horizonte de programación y es representado en la Ilustración 9-2, donde las franjas verdes representan las fechas en las cuales se tienen eventos de acuerdo a la agenda corporativa y las franjas de color naranja corresponde a las fechas de ejecución de cada orden de mantenimiento numerada dentro del recuadro; La columna izquierda indica el activo al cual pertenece la orden de mantenimiento y la columna derecha indica la subestación a la que pertenece el activo.

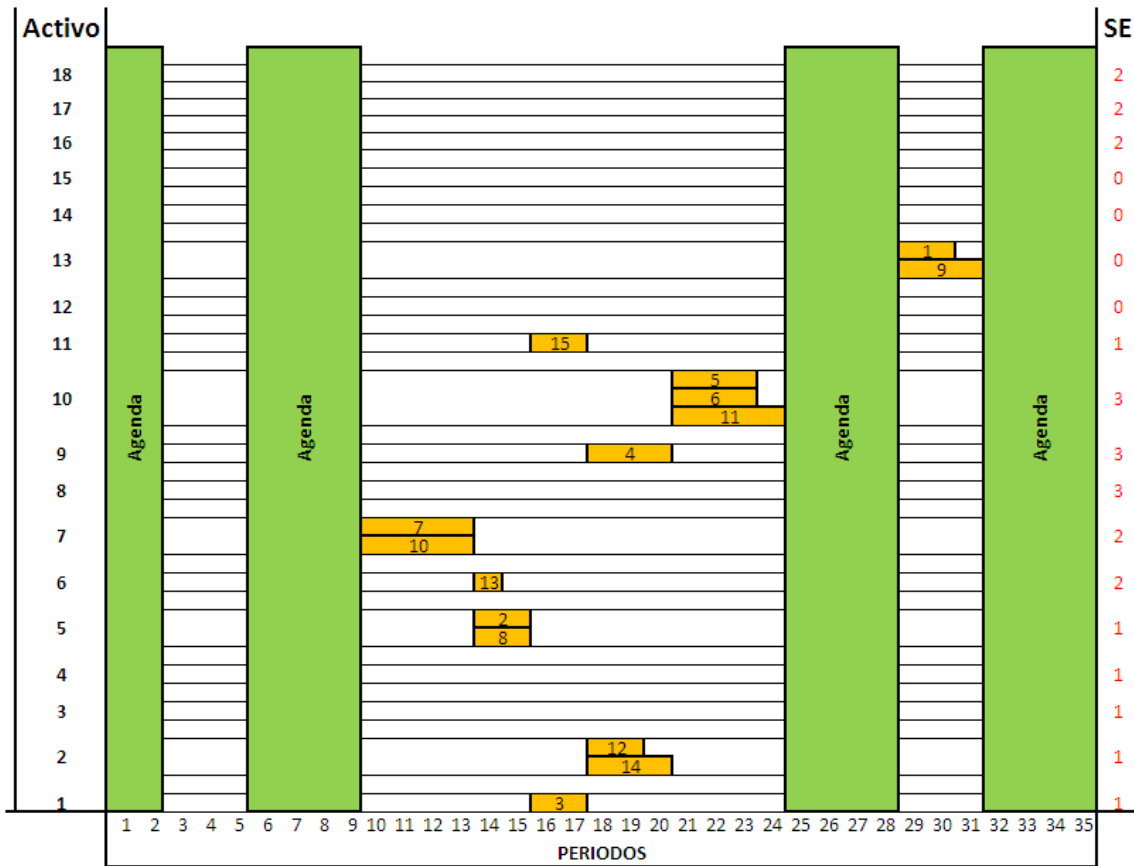


Ilustración 9-2: Programa manual de mantenimiento por activo

De igual manera, se plasma el programa manual de mantenimiento en la Ilustración 9-3, donde se evidencia la coordinación de tareas de mantenimiento por subestación y por bahías de línea y bahías de transformación. La subestación cero corresponde a las líneas de trasmisión, las cuales no se encuentran ubicadas en un punto en particular sino que están distribuidas a lo largo de una región.

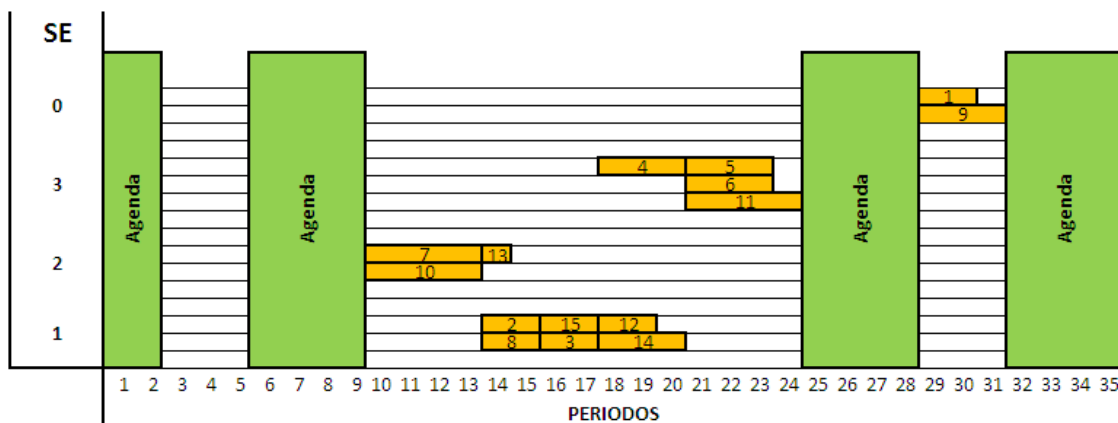


Ilustración 9-3: Programa manual de mantenimiento por subestación

Con el fin de comprobar el desempeño de la propuesta, el modelo matemático es plasmado en un algoritmo en Matlab, el cual permite leer la base de datos de entrada, donde se encuentran los órdenes de mantenimiento a programar en un horizonte de tiempo dado, los recursos disponibles, la agenda corporativa y la disposición física del sistema de transmisión al cual se le

programará el mantenimiento, con exactamente las mismas restricciones que el programa de mantenimiento obtenido manualmente. El algoritmo genera aleatoriamente 100 propuestas de solución como población inicial y evoluciona alrededor de 6000 iteraciones hasta el punto en el cual se obtiene la misma solución realizada manualmente con una función objetivo de 81.013 tal como se detalla en la Ilustración 9-4.

```

MATLAB 7.10.0 (R2010a)
File Edit Debug Parallel Desktop Window Help
Current Folder: D:\Programacion_mantenimiento
Shortcuts How to Add What's New

Command Window

ans =

    8.1013e+004

Optimo_evolutivo =

    29    14    16    18    21    21    10    14    29    10    21    18    14    18    16

Optimo_manual =

    29    14    16    18    21    21    10    14    29    10    21    18    14    18    16

Comparacion_optimos =

     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1     1

fx >>
    
```

Ilustración 9-4: Comparación de la programación manual vs algoritmo con mismo recurso

La evolución de la mejor solución se muestra en la gráfica superior de la Ilustración 9-5, donde se evidencia que la mejor solución alcanza la función objetivo del programa obtenido manualmente y que es graficado con una línea recta de color verde. En la gráfica inferior izquierda, se detalla la programación de cada uno de los activos a lo largo del horizonte de programación y en la gráfica inferior derecha se ilustra la programación de cada una de las órdenes de mantenimiento.

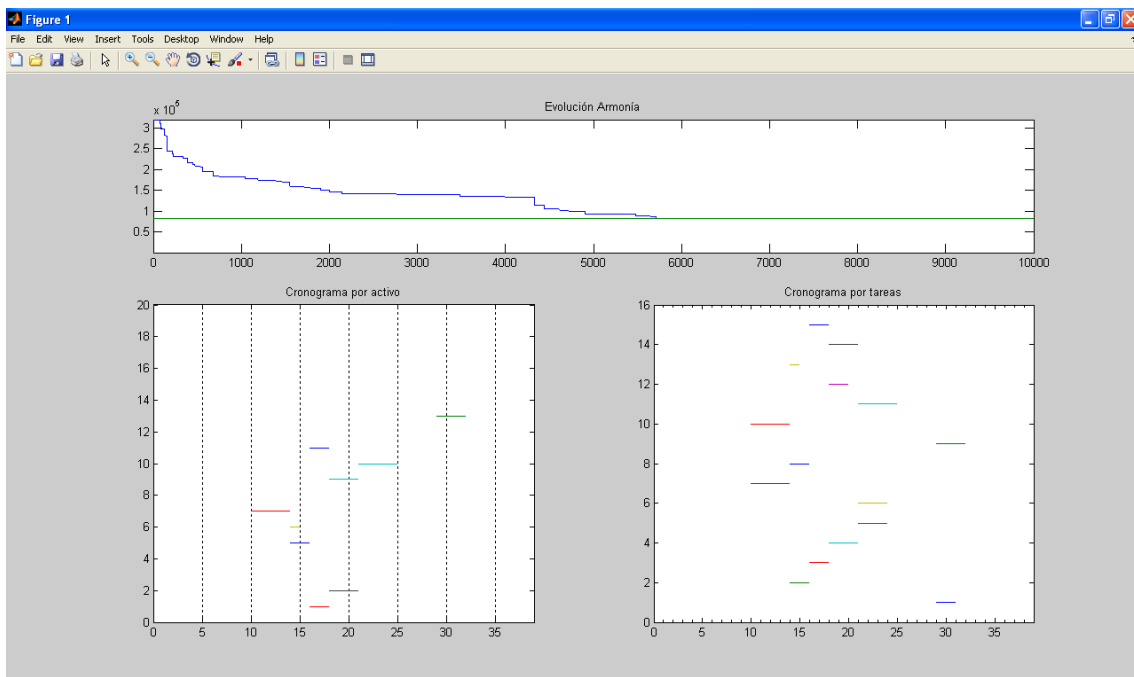


Ilustración 9-5: Evolución de la programación con mismo recurso

Debido a que el entorno en el mantenimiento es dinámico, la disponibilidad de recursos de personas, herramientas y repuestos varía constantemente, por tal motivo se prueba el modelo matemático plasmado en el algoritmo con un escenario diferente. Aleatoriamente fue cambiada la disponibilidad de todos los recursos de mantenimiento y se corre nuevamente el algoritmo, obteniendo el mismo resultado de la programación manual tal como se muestra en la Ilustración 9-6, evidenciándose en la gráfica inferior derecha la simultaneidad de los trabajos para cada una de las subestaciones.

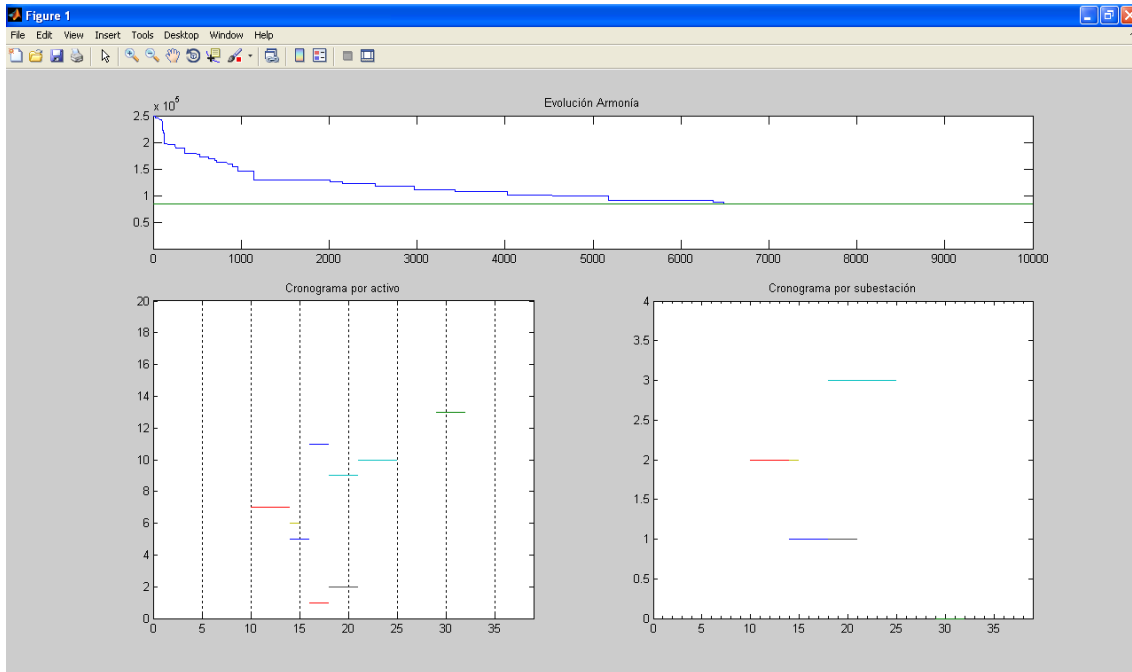


Ilustración 9-6: Evolución de la programación modificando los recursos

Al usar escenarios diferentes al planteado inicialmente, el algoritmo permite comprobar que el modelo matemático se desempeña de acuerdo a los criterios de expertos, permitiendo obtener soluciones de programación de mantenimiento de manera óptima, mucho más rápidas y de forma sistemática. La mejor solución encontrada por el algoritmo corresponde a la mejor solución del problema obtenido manualmente mediante el uso de los criterios de expertos y plasmado en la Ilustración 9-2.

El segundo sistema de transmisión de energía al cual se le programará el mantenimiento, corresponde a la zona centro del sistema de transmisión nacional colombiano identificado en la Ilustración 9-7 con el número III. El sistema consta de 17 subestaciones con niveles de tensión de 115kV, 230kV y 500kV, con 180 activos, entre los cuales se encuentran 34 líneas de transmisión, 11 transformadores de potencia, 20 bahías de transformación y 62 bahías de línea.

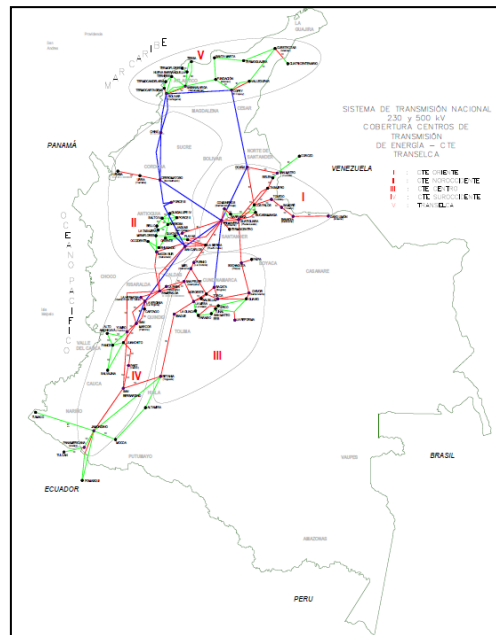


Ilustración 9-7: Sistema de prueba 2- STN

La base de datos del sistema de prueba de la Ilustración 9-7 corresponde al programa de mantenimiento realizado en el mes de agosto del año 2013 de manera manual por los expertos de planeación y programación del mantenimiento del grupo ISA. El programa contiene 214 órdenes de mantenimiento para ser programadas en un horizonte de 408 días usando 5 tipos de herramientas, 11 tipos de repuesto y 3 especialidades de mano de obra para la ejecución de las tareas.

La labor de programación fue realizada durante una semana (5 días hábiles) y liderada por 4 programadores donde cada uno de ellos encabezó un grupo de 5 personas más. Como resultado, el programa de mantenimiento tuvo un costo real de mantenimiento que se tomará como referencia para calcular los costos considerados por el modelo matemático, el cual corresponde al valor de 100% resaltado en la Tabla 9-1.

Para la programación realizada manualmente, se presentaron costos *ficticios* dados por el modelo matemático como penalización por violación de las restricciones. Para la restricción de priorización se generó un costo ficticio de 610.21% con respecto al costo real del mantenimiento debido a la violación 19 órdenes de mantenimiento, de las cuales 13 fueron programadas en el mes inmediatamente siguiente después de vencida la prioridad técnica de atención, 3 fueron programadas al segundo mes, 2 al tercer mes y la última orden fue programada al quinto mes de vencida la prioridad. De acuerdo al modelo propuesto, a medida que la programación de una tarea se aleja del vencimiento de la prioridad, se asume un mayor riesgo y por lo tanto el costo ficticio aumenta.

La restricción de simultaneidad fue penalizada con un valor ficticio de 307.28% con respecto al costo real del mantenimiento debido a que 59 activos no fueron programados de manera coordinada, generando salidas recurrentes a mantenimiento de subsistemas de transmisión. Por ejemplo el subsistema compuesto por el activo 1, 8 y 9 fue programado para ser retirado los días 18 y 33 por causa del activo 8 y el día 235 por causa del activo 9. Debido a que el activo 1 no tenía órdenes de mantenimiento para ser programadas en el horizonte dado, la penalización solo fue aplicada a los activos 8 y 9 por no estar coordinados entre sí para impactar lo menos posible el mismo subsistema.

Al evaluar la restricción de cumplimiento de la agenda, el modelo penalizó con un costo del 21.44% con respecto al costo real del mantenimiento, producido por haber programado tareas de mantenimiento a 67 activos durante 24 días de los 62 restringidos por la agenda corporativa, sumando el costo de todas las tareas programadas en los periodos restringidos.

De esta misma manera, cada una de las restricciones fueron penalizadas con costos ficticios obteniendo un valor ficticio total para el programa de mantenimiento del 949.5%, lo cual sumado al costo real del mantenimiento (100%, tomado como valor de referencia) produce un *costo global de programación de 1049.5%*, costos que son detallados en la Tabla 9-1 según la forma de obtención de la solución.

Para solucionar el problema de la programación del mantenimiento de la zona centro del sistema de transmisión colombiano, el cual fue resuelto manualmente en el mes de agosto del 2013, el algoritmo Harmony Search generó aleatoriamente 100 propuestas de solución como población inicial y evolucionó alrededor de 7500 iteraciones hasta obtener una solución con un *costo global de programación de 406.52%*. El algoritmo obtuvo una evolución de la solución como se muestra en la imagen superior de la Ilustración 9-8 con parámetros de mejoramiento musical $HMCR=0.8$ y $PAR=0.1$, donde la referencia verde corresponde al costo de programación de la solución realizada manualmente por los expertos, evidenciándose una mejora de la solución de alrededor de 642% obtenida en 192 segundos, lo cual demuestra la eficiencia y consistencia en la obtención de soluciones.

El modelo matemático propuesto garantiza que todas las tareas de mantenimiento deben ser programadas en el horizonte de programación determinado, por lo tanto el programa de mantenimiento obtenido mediante el algoritmo Harmony Search satisface la totalidad de las tareas programadas por los expertos en la etapa inicial, con un costo real de mantenimiento de 100.84%, donde el costo adicional obtenido corresponde el costo variable del mantenimiento causado por el transporte y desplazamiento en diferentes fechas y el resto del costo del mantenimiento es constante debido a que son las mismas tareas.

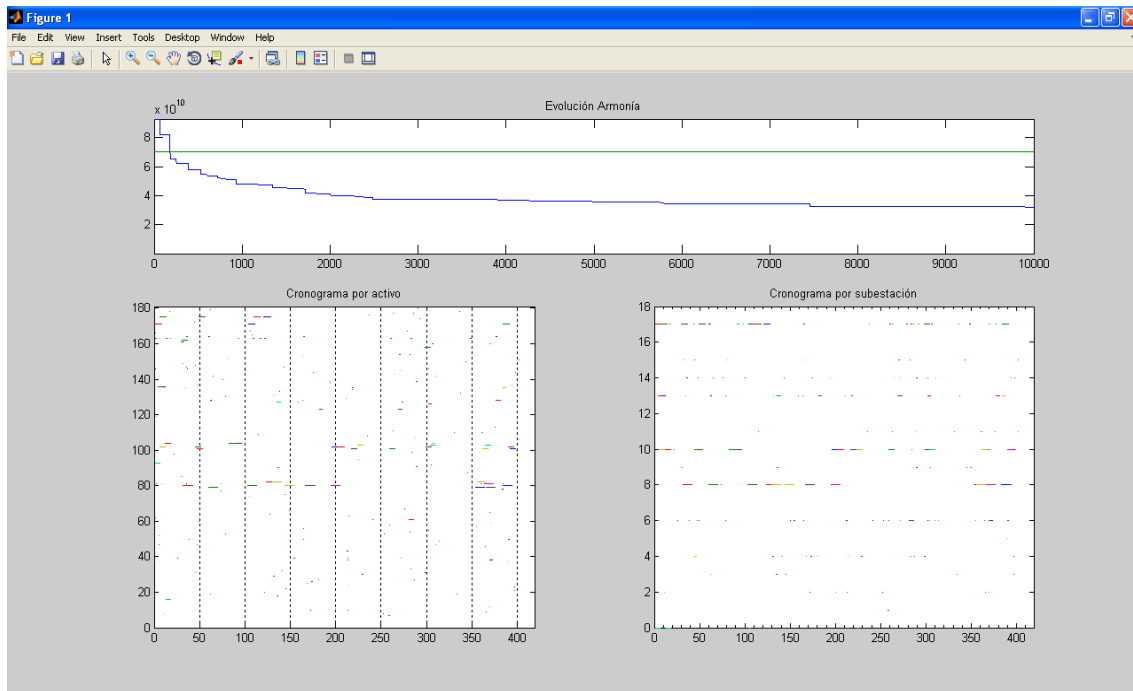


Ilustración 9-8: Evolución de la solución del STN-Centro con Harmony Search

Por otro lado, el algoritmo MAGO obtuvo una solución de menor *costo global de programación* que la solución de expertos con un valor de 911.04% en 1952 segundos empleando 100 individuos y 1000 iteraciones, alcanzando una mejora de 138% con respecto a la solución de expertos.

Los costos de la programación del mantenimiento son comparados en la Tabla 9-1 de acuerdo a la fuente de la solución, donde se evidencia que el modelo propuesto busca en gran medida el cumplimiento de las prioridades de las tareas por el riesgo que representa sobre el sistema de potencia. Es de resaltar que los tres métodos de solución programan las mismas actividades de mantenimiento a lo largo del horizonte de programación, donde cada tarea toma el mismo tiempo de ejecución en cualquiera de los casos. Las diferencias radican básicamente en la agrupación de tareas y las fechas de ejecución, donde se tiene en cuenta la violación de restricciones.

Tabla 9-1: Comparación de Resultados de la programación del mantenimiento STN - Centro

DESCRIPCIÓN	EXPERTOS	HARMONY SEARCH	MAGO
Costo del mantenimiento	100.00%	100.84%	100.95%
COSTO PENALIZACIONES	949.50%	305.69%	810.08%
Transporte (Pdp)	6.70%	15.13%	16.15%
Prioridad (PVP)	610.21%	65.44%	448.31%
Simultaneidad (Ps)	307.28%	218.38%	323.91%
Especialistas (PESP)	0.00%	0.00%	0.00%
Herramientas (PHERR)	0.02%	0.02%	0.02%
Repuestos (PREP)	1.51%	1.50%	1.48%
Excluyentes (Pe)	0.00%	0.00%	0.00%
Agenda (PAg)	21.44%	1.29%	16.05%
Indisponibilidad (Ucc)	2.29%	3.90%	4.18%
Costo total programación	1049.50%	406.52%	911.04%

Adicionalmente, el modelo también busca cumplir la agenda corporativa y garantizar la simultaneidad de tareas, lo cual se convierte en la variable de mayor influencia para la programación del mantenimiento e indica el punto en el cual se deben enfocar los esfuerzos durante la programación. Para el caso de la penalización por indisponibilidad, el modelo no tiene gran influencia para buscar disminuir dicha variable, sin embargo su impacto es menor al causado por las variables de prioridad y simultaneidad.

Para la restricción de Prioridad, el algoritmo de Harmony Search busca de acuerdo al modelo, programar la ejecución de las órdenes de mantenimiento dentro de la prioridad técnica de atención, sin embargo de no ser viable debido a otras restricciones, busca reducir el riesgo programando lo más cercano posible el mantenimiento.

En la Tabla 9-2 se detalla la mejora en la programación de las 13 órdenes con mayor impacto en la penalización por prioridad, donde se evidencia que la programación obtenida por medio del modelo propuesto reduce el riesgo técnico impidiendo programar las órdenes más allá de 17 días de vencimiento, mientras que la propuesta manual permite programar tareas hasta por más de 5 meses de vencimiento.

Tabla 9-2: Comparación penalización por prioridad

Nº Orden	Activo	Costo Penalización Programa Manual	Costo Penalización Programa Harmony Search	Días vencidos Programación Manual	Días vencidos Programación Harmony Search
5	47	0.34%	0.17%	5	2
6	81	2.36%	2.36%	6	6
7	81	0.76%	0.33%	6	2
12	62	46.03%	0.00%	6	0
13	119	18.13%	0.00%	23	0
14	175	2.49%	1.40%	31	17
20	163	1.12%	0.59%	18	9
23	163	14.28%	3.76%	18	4
27	163	4.02%	1.90%	18	8
31	171	5.29%	1.19%	39	8
39	93	363.91%	36.39%	59	5
45	80	7.01%	1.57%	66	14
136	104	142.97%	6.33%	157	6

Para la restricción de simultaneidad el modelo penaliza aquellos activos que conforman un subsistema y que no son coordinados entre sí para ser retirados para el mantenimiento. En la Tabla 9-3 se plasman las penalizaciones a los activos con mayor influencia en la restricción, donde se observa que el modelo busca reducir el costo ficticio de la penalización coordinando el mantenimiento entre activos simultáneos.

Tabla 9-3: Comparación penalización por simultaneidad

Nº Activo	Manual	Harmony Search	Mejora de la restricción
38	25.11%	6.40%	18.72%
39	139.87%	102.94%	36.93%
43	16.96%	4.30%	12.66%
100	7.09%	0.49%	6.60%
101	1.45%	1.34%	0.12%
103	7.19%	0.60%	6.59%
167	52.84%	30.99%	21.85%

Por ejemplo el subsistema conformado por los activos 38, 39 y 43 es retirado de su operación en 7 momentos diferentes debido al programa realizado manualmente y es retirado 5 veces de su operación debido al programa arrojado por el modelo mediante el uso del algoritmo de Harmony Search. En el diagrama de Gantt de la Ilustración 9-9 se muestra la programación de los tres activos donde el color naranja plasma el programa realizado manualmente y el color verde muestra el programa arrojado por el modelo mediante el uso del algoritmo Harmony Search. En el programa manual en ningún momento se coordinan los tres activos, sin embargo en el programa del modelo se busca coordina los tres activos en un mismo instante teniendo ciertas desviaciones en el activo 39 especialmente.



Ilustración 9-9: Diagrama de Gantt programación del subsistema conformado por los activos 38, 39 y 43

Es de aclarar que el modelo busca unificar la salida del subsistema, sin embargo permite programar los órdenes de mantenimiento en momentos diferentes pero realizando la penalización respectiva. Para el caso del activo 39 incluso con la propuesta de Harmony Search se evidencian 4 salidas a mantenimiento sin embargo continúa siendo el activo con mayor penalización por simultaneidad, el cual es susceptible de mejora hasta obtener una salida unificada para el activo y reducir al máximo la penalización.

Para la restricción de cumplimiento de la agenda, el modelo busca evitar programar activos para mantenimiento en las fechas restringidas, logrando mediante el algoritmo de Harmony Search programar 9 activos menos en fechas con restricción que la programación realizada manualmente donde se programaron 67 activos. En la Tabla 9-4 se plasman los días evitados en la programación del mantenimiento para cada una de los motivos de restricción de la agenda.

Tabla 9-4: Días de restricción evitados por Harmony Search

Actividad	Día							
Semana Santa				198				
CAOP								
Trabajo en alturas					210	211		
Jefe de trabajos G2	55	56						
Jefe de trabajos Recurrentes							386	387
Capacitación SPAT y SE								
Navidad, día madre, día padre			66					

El desempeño de los algoritmos evolutivos tienen gran diferencia entre sí debido a su naturaleza, para el caso del algoritmo MAGO, sus operadores fueron concebidos para variables reales y su buen desempeño se evidencia en problemas de dicha complejidad, sin embargo para el problema de programación del mantenimiento, donde la estructura en adaptación corresponde a valores enteros, el desempeño no logra alcanzar los estándares del algoritmo de Harmony Search.

De acuerdo al costo ficticio igual a cero para la restricción de especialidades dado en la Tabla 9-1, se concluye que para ninguno de los tres programas de mantenimiento fue necesario penalizar la restricción, por lo tanto indica que para los tres programas de mantenimiento existe la capacidad suficiente de ejecutores de mantenimiento para llevar a cabo las tareas de mantenimiento de forma simultánea.

La eficiencia en la búsqueda de mejores soluciones es posible alcanzarla mediante la implementación de algoritmos evolutivos de mayor desempeño como algoritmos genéticos con variables enteras o mediante el ajuste de los costos de las penalizaciones de acuerdo a los criterios empresariales de manejo del riesgo.

Debido a que el alcance de la presente propuesta es plantear un modelo matemático para la programación del mantenimiento, las pruebas fueron enfocadas en las restricciones del

modelo matemático y en la obtención de muy buenas soluciones y no en el comportamiento de los algoritmos de optimización frente soluciones atrapadas en óptimos locales.

Adicionalmente, con el fin de obtener excelentes soluciones, es posible extender la búsqueda del algoritmo por mayor tiempo. Para el caso de la programación del mantenimiento de expertos, fue invertido en promedio 8 horas diarias durante 5 días por 5 personas, para lo cual se estiman 200 horas hombre, lo cual demuestra que usar los algoritmos ahorraría dichas horas, las cuales pueden ser invertidas en otras labores empresariales mientras se desarrolla la ejecución del algoritmo automáticamente si se quiere por uno o más días continuos. Sin embargo, finalmente siempre será necesario invertir tiempo en la validación de los resultados por parte de los expertos con el fin de tomar decisiones de ajuste o la aprobación del programa de mantenimiento para la adecuada ejecución de los mantenimientos.

Para la validación de los resultados, es necesario tener en cuenta que el ejercicio realizado por el grupo de expertos en programación del mantenimiento se ha enfocado en buscar eficiencias en tres de las nueve restricciones planteadas en el modelo matemático, donde prima la disponibilidad de recursos como el personal ejecutor y las herramientas, adicionalmente se busca reducir al máximo la indisponibilidad de activos sin una aplicación consistente de los criterios de prioridad de atención debido a la dificultad de valoración de riesgo técnico y la aplicación de criterios de búsqueda de eficiencia en desconexiones por subsistemas. La agenda corporativa hasta ahora ha sido considerada en segundo plano, sin embargo ha generado reprogramaciones que impiden un cumplimiento adecuado del programa de mantenimiento.

Por todo lo anterior, y aunque el grupo de expertos ha realizado un trabajo importante, se evidencia que la falta de aplicación consistente de criterios y consideración de restricciones de manera simultánea no ha permitido obtener mejores programas de mantenimiento en un ambiente restrictivo de programación, lo cual permite al modelo matemático propuesto desempeñarse de buena forma en poco tiempo de ejecución.

10. Conclusiones

La programación del mantenimiento preventivo y correctivo de un sistema de transmisión de energía administrado por un mercado altamente regulado, es una labor realizada por expertos en planeación y programación de manera manual, donde se invierte gran cantidad de horas hombre en la obtención de un programa sujeto a una gran cantidad de restricciones propias de la empresa que deben ser coordinadas con las restricciones del entorno. Semestralmente es invertido alrededor de 1000 horas hombre en la obtención del programa de mantenimiento para más del 80% de los activos de transmisión pertenecientes a TRANSELCA e ISA (operados y mantenidos por INTERCOLOMBIA), donde se debe considerar una agenda corporativa y de país, la disponibilidad de recursos internos de la empresa, el riesgo de causar daño en equipos y personas, la logística de transporte y los índices de calidad exigidos por la regulación del mercado. Para el caso colombiano, la labor de programación implica considerar las restricciones del conflicto armado del país, las cuales impiden la libre intervención de los equipos para mantenimiento, lo que también ocurre con la regulación y normativa que ha venido y continuará exigiendo mayor calidad del servicio mediante la disminución de tiempos para el mantenimiento.

Mediante el modelamiento de las restricciones que intervienen en la programación del mantenimiento, se obtuvo una nueva forma de solucionar el problema de la programación del mantenimiento en un sistema de transmisión de energía de manera óptima, lo cual abre un nuevo enfoque hasta hoy no explorado de manera dinámica tal como ha sido para la programación del mantenimiento en sistemas de generación de energía [3],[12],[23],[29],[38] y detallado a lo largo del capítulo 7 y el Anexo A. El enfoque propuesto permite reducir enormemente la dedicación de personal experto a la labor de programación del mantenimiento y reducir la intervención de expertos, quienes no aplican de manera consistente las restricciones propias del problema.

Adicionalmente, la implementación de algoritmos evolutivos como MAGO y Harmony Search permitió resolver el problema de la programación del mantenimiento de manera sistemática y óptima, considerando de manera holística las restricciones del problema y permitiendo evolucionar las propuestas hasta obtener soluciones de alta calidad que satisfacen los criterios de expertos, optimiza el uso de los recursos internos, reducen el riesgo de los equipos y las personas y cumplen con la regulación de un mercado exigente en cuanto a la calidad del servicio del transporte de energía en Colombia, las cuales restringen la libre intervención de los equipos para mantenimiento. De igual manera, el enfoque dado permite adaptarse a cualquier problema de programación del mantenimiento en sistemas de transmisión de energía y solucionarlo de manera óptima a pesar del tamaño de sistema.

En el enfoque propuesto en este trabajo es posible usar métodos heurísticos para las etapas de mejoramiento de las soluciones parciales propuestas en los algoritmos evolutivos. Por ejemplo, es posible asignar una orden de mantenimiento a un activo que ya tiene una fecha programada con órdenes de mayor prioridad, denominado mantenimiento oportunista. Esto con el fin de incluir conocimiento y algunos criterios de programación a las etapas de mejora de los algoritmos evolutivos, y “ayudar” al algoritmo a obtener mejores soluciones acelerando la búsqueda en la región de soluciones.

Mediante el uso de los algoritmos MAGO y Harmony Search, fue posible resolver dos sistemas de prueba, el primero, un sistema pequeño de 3 subestaciones y 15 órdenes de mantenimiento y el segundo, un sistema real de 17 subestaciones y 214 órdenes de mantenimiento en un horizonte de más de un año, alcanzando o superando las soluciones obtenidas de manera manual por expertos en la programación del mantenimiento. Durante las pruebas en los sistemas indicados, fue posible evidenciar la gran influencia en la programación del mantenimiento de la prioridad y la simultaneidad de tareas, las cuales impactan radicalmente en la búsqueda de la solución óptima cuando son considerados los criterios de expertos. El uso de los algoritmos permite utilizar el tiempo de los expertos en otras labores mientras se buscan las soluciones de forma evolutiva computacionalmente.

El modelo para la programación del mantenimiento propuesto, abre un panorama de desarrollo en el cual es posible proponer técnicas de inteligencia computacional que permitan mayor eficiencia y mejor desempeño en la búsqueda óptima de soluciones en sistemas de transmisión reales y de gran tamaño.

Por otro lado, la búsqueda del modelo evidenció la necesidad de tener como información de entrada en una base de datos la proyección de la disponibilidad de recursos en un horizonte de tiempo determinado, un listado de las ordenes de mantenimiento planeadas con rigurosidad en cuanto a los recursos necesarios para su ejecución, una organización sistemática de las restricciones de activos mutuamente excluyentes y simultaneidad entre activos, el listado de la agenda corporativa y de país, de igual manera, la organización del sistema eléctrico de potencia en una tabla con los requerimientos regulatorios en cuanto al historial de indisponibilidades, compensaciones reales en el último año de operación del sistema y las metas de indisponibilidad.

11. Trabajo futuro

Con el fin de acercarse más a la realidad del mantenimiento en sistemas de transmisión de energía se debe considerar que la agenda corporativa realmente debe ser especificada por activo y no para todo el sistema, lo cual requiere que se evalúen de manera puntual las restricciones de programar mantenimientos en una fecha determinada para un activo o subestación. Adicionalmente a la agenda corporativa, es posible plasmar eventos climáticos mediante un calendario de lluvias, el cual contiene la información estadística de las precipitaciones y detalla las fechas en las cuales no es conveniente programar el mantenimiento de acuerdo a las condiciones climáticas de cada subestación. La restricción puede tomar dos sentidos, el primero, debido a lluvias que impiden ejecutar los trabajos con seguridad, y el segundo, las temporadas de sequía que impiden ejecutar trabajos en subestaciones con generación térmica quienes generalmente son despachados en busca de la seguridad y confiabilidad del sistema.

De manera similar, y no considerada en la propuesta aquí presentada, existe la posibilidad de coordinar el mantenimiento entre los transmisores y los agentes de generación y de comercialización mediante el uso del archivo de clientes, donde se plasma la programación del mantenimiento solicitado de acuerdo al plan de mantenimiento de clientes conectados directamente al STN mediante activos de conexión. La coordinación permite realizar el mantenimiento de manera oportuna mientras otro activo se encuentra en mantenimiento evitando disponer del activo para mantenimiento en el futuro cercano.

Durante la asignación de trabajo al recurso disponible, surge la necesidad de evaluar la pertinencia de la asignación basada en la ubicación del recurso, para lo cual se debe tener en cuenta el desplazamiento de cada recurso desde los centros de atención ubicados estratégicamente a lo largo del país. Esta propuesta aplica para todo tipo de recursos, por ejemplo las personas deben viajar desde los centros de atención a las subestaciones para lo cual los tiempos de desplazamiento son diferentes para cada subestación, las herramientas pueden encontrarse distribuidas a lo largo de las subestaciones o en los centros de atención y los repuestos almacenados en bodegas satélite estratégicamente ubicadas.

Una etapa posterior al modelo propuesto, es planteada para los casos de reprogramación del mantenimiento, en donde el programa inicial tiene una inercia tal que sólo algunos mantenimientos deben permitirse reprogramar. Dicha etapa es conocida como programación dinámica del mantenimiento, y se basa en eventos críticos sobre el sistema que obligan a modificar los planes. Para este caso se plantea un término denominado "Centro de gravedad del mantenimiento", lo cual indica que el programa de mantenimiento inicial, tiene mucho más peso que las nuevas tareas a programar, sin embargo dependiendo de la importancia de las nuevas tareas, obligan a reprogramar las actividades que se tenían inicialmente o se ajusta y coordina con las tareas ya programadas.

Debido a que la indisponibilidad de los activos por causa del mantenimiento puede afectar la confiabilidad del sistema de transmisión, es posible evaluar para las mejores soluciones encontradas una función objetivo adicional, la cual corresponde a la confiabilidad del sistema de potencia determinada por la demanda racionada, la generación de seguridad y la limitación a la generación causadas por las restricciones debido a la intervención de mantenimiento.

Las intervenciones de mantenimiento son catalogadas según su nivel de riesgo entre 1 y 6. Para el nivel de riesgo 1 y 2 se evalúa un mantenimiento con riesgo de disparo sencillo, donde

se simula una contingencia N-1 a la red completa y la contingencia corresponde al activo consignado. Para el nivel de riesgo 3, se evalúa un mantenimiento con riesgo de disparo simultáneo mediante contingencia N-K, donde k son todos los elementos simultáneos. En el nivel de riesgo 4 se consideran los activos con des energización parcial y no se realiza contingencia, sin embargo se evalúa la confiabilidad mediante un análisis de sensibilidad de expertos de acuerdo al contexto del sistema. En el nivel de riesgo 5 se analizan todas las contingencias N-1 del nuevo sistema que considera la des energización sencilla de un elemento y en el nivel de riesgo 6 se considera como nuevo sistema aquel que no tenga los elementos con des energización simultánea y se evalúan las contingencias N-1.

Mediante la incorporación de la nueva función objetivo, la herramienta computacional permite a los analistas de mantenimiento tomar decisiones con un panorama más amplio, el cual considera la afectación del sistema de transmisión debido al mantenimiento. Esta propuesta permite tener un mayor número de escenarios, que mediante el uso de frentes de Pareto permitiría elegir la opción más conveniente desde el punto de vista del sistema y la costo efectividad del mantenimiento en la empresa.

Con el fin de agilizar la búsqueda óptima de programas de mantenimiento mediante los algoritmos evolutivos, es posible especializar las técnicas heurísticas cada vez más, de acuerdo a los criterios de programación y a los criterios de expertos, con el fin de mejorar la calidad de las soluciones de manera rápida. Por ejemplo, es posible organizar los órdenes de mantenimiento por tiempo, por prioridades y por tipo de trabajo (preventivo o proactivo). De igual manera, se propone generar una población inicial con cierto conocimiento, esto con el fin de generar un punto de partida con buenas características para que la búsqueda del algoritmo evolutivo genere mejores propuestas a partir del conocimiento ingresado.

A.ANEXO: PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS: AVAL DE LA EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA¹

¹Héctor Fabio Mejía Restrepo, ²Jesús Antonio Hernández Riveros

¹InterColombia S. A, ²Universidad Nacional de Colombia

¹hfmejia@intercolombia.com, ²jahernan@unal.edu.co

Resumen — El presente documento plasma los resultados de la vigilancia tecnológica realizada al problema de programación eficiente del mantenimiento en el sector de transporte de energía, realizado mediante los procesos de planeación, búsqueda, captación, análisis, organización, inteligencia y comunicación. Se evidencia la pertinencia de la investigación en el campo académico con el modelamiento del problema en Colombia, y las posibles oportunidades de innovación en el campo de desarrollo tecnológico con aportes en cuanto a software especializado que permite obtener la excelencia operacional mediante el mantenimiento eficiente y costo efectivo que busca mejorar el desempeño de los activos.

Palabras Clave— Vigilancia tecnológica, programación eficiente del mantenimiento, transporte de energía, optimización, modelamiento, desempeño de equipos.

A.1. INTRODUCCIÓN

La invención de una red eléctrica por parte de Thomas Edison en 1882 fue el punto en el cual se inició una carrera de investigación y nuevas invenciones basadas en estudios previos sobre electricidad y magnetismo realizados por los padres de la electricidad Ohm, Faraday y Maxwell entre 1827 y 1873. En 1887 se introdujo el término de corriente alterna por Tesla, punto en el cual se dio inicio a una expansión de las redes de distribución en las ciudades, generando alrededor de 300 patentes. La corriente alterna permitió transportar energía a largas distancias mediante altos niveles de voltaje generando lo que hoy se conoce como redes de transmisión de energía de alta tensión. En los primeros años del siglo XX fueron desarrollados grandes inventos en temas de tecnologías para la transmisión eléctrica, entre los que se encuentran materiales de aislamiento, equipos de transformación y equipos de interrupción de corriente.

En 1967 se empieza a gestar una red de transmisión de energía de alto voltaje en Colombia, la cual hoy en día interconecta todo el país mediante circuitos entre 220kV y 500kV de alrededor de 14.108 km [1], donde ISA se destaca como el transportador de energía más fuerte del país con un 82% de la red eléctrica nacional [2]. Inicialmente los equipos instalados no presentaban mayor problema en su operación, sin embargo a medida que van envejeciendo se van presentando problemas que deben ser corregidos, lo cual se denomina mantenimiento.

A partir de la segunda guerra mundial y hasta los años 80, se esperaba que el equipo fallara para corregirlo, sin embargo entre los años 80 y 90 no se esperaba a que fallaran, sino que por el contrario, se cambiaban los componentes para que no fallaran, lo cual implicaba mejorar los costos de operar los equipos pero mayores costos de mantenimiento. Desde los años 90 las nuevas metodologías introdujeron técnicas innovadoras para prevenir y predecir las fallas 0, técnicas que hoy en día se han venido mejorando para pronosticar las fallas con mayor certeza.

¹ Artículo publicado en: J. A. Hernández. “Eficiencia sostenible en sistemas de ingeniería”, Taller Nuevas Fronteras en la Ingeniería TANFI 2014. Capítulo 13, páginas 111-122. Junio 2014.

Mediante la recolección de información de técnicas predictivas es posible prever fallas potenciales en los equipos y arrojar alarmas tempranas con el fin de evitar altos costos de reparación y eventos catastróficos, lo cual convierte al mantenimiento en un gerenciamiento eficiente de activos.

Las señales de intervención de equipos arrojadas por las técnicas preventivas y predictivas se convierten en insumo para un proceso denominado planeación y programación del mantenimiento, el cual permite coordinar cada actividad de mantenimiento de tal manera que se pueda intervenir un equipo en un tiempo determinado con los recursos requeridos mediante un balance costo efectivo entre la disponibilidad del equipo y el manejo eficiente de los recursos de la empresa.

La programación del mantenimiento en el negocio de transporte de energía incrementa su complejidad por varios factores, entre los que se encuentran la regulación eléctrica de cada país, la cantidad de equipos que necesitan mantenimiento que deben ser coordinados entre sí, la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, entre otros. Dicha complejidad hoy en día es resuelta parcialmente por especialistas en planeación y programación con ayuda de algunas herramientas informáticas con funcionalidades limitadas, las cuales no permiten tener una visión global del problema incurriendo en la asignación ineficiente de recursos.

El objetivo de este trabajo es plantear la complejidad de la planeación y programación del mantenimiento en el ámbito colombiano y su impacto en el desempeño de los equipos, revisar las formas de solucionar de manera eficiente el problema de la programación del mantenimiento en otras empresas del mundo, evidenciar las fortalezas y debilidades de software asociados a solucionar el problema y plasmar la proyección investigativa en cuanto a programación del mantenimiento en empresas de transporte de energía.

A.2. RESTRICCIONES PARA LA INTERVENCIÓN DE EQUIPOS

Un sistema eléctrico de potencia se compone por generación eléctrica (plantas hidroeléctricas, térmicas y basadas en energías renovables), líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión, subestaciones de transmisión, transformadores de potencia, subestaciones de distribución y usuarios finales, entre los que se encuentra la demanda residencial y la demanda industrial. Cada uno de los segmentos de la cadena productiva están estrechamente relacionados y hacen parte de un mercado eléctrico altamente regulado, en el cual se busca garantizar a los usuarios un servicio confiable y seguro mediante indicadores de disponibilidad definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG [5].

La seguridad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia se basa en la operación correcta de cada uno de los componentes del sistema, sin embargo el sistema de transmisión de energía juega un papel fundamental en la seguridad y la confiabilidad del sistema, ya que es gracias a él que se permiten los intercambios de electricidad y mediante su operación permanente mantiene la interacción simultánea entre las fuentes de energía y los consumidores finales. Las fallas en alguno de los componentes o la ausencia de ellos por mantenimiento pueden ocasionar posibles interrupciones del servicio de energía en ciudades, regiones o incluso colapsar el sistema completo de un país.

Por tal motivo durante el ejercicio de programación del mantenimiento se deben tener en cuenta las siguientes restricciones:

- Mantenimiento de otras empresas

- Pagos de compensaciones económicas por indisponibilidad de cada activo, lo cual implica altos costos de operación y baja eficiencia en la rentabilidad del negocio
- Simultaneidades entre mantenimientos de activos

Las actividades de mantenimiento deben ser programadas de forma tal que los equipos se intervengan de manera eficiente en poco tiempo, lo menos frecuente posible y a bajo costo. Para llevar a cabo el ejercicio de programación, el grupo de planeación y programación del mantenimiento debe considerar las siguientes variables:

- Calendarios internos empresariales
- Condiciones climáticas
- Seguridad operativa del sistema
- Fechas especiales de cada región atendida por el sistema de transmisión de energía.
- Estrategia de mantenimiento (Actividades de mantenimiento preventivo)
- Actividades de mantenimiento correctivo (desempeño y condición del equipo, prioridad de ser atendido)
- Personal ejecutor de mantenimiento calificado
- Disponibilidad de equipos de prueba
- Disponibilidad de herramientas apropiadas para el mantenimiento
- Disponibilidad y ubicación de equipos de repuesto
- Costos y beneficios de las metodologías de mantenimiento las cuales incrementan el desempeño de los activos reflejados en alta disponibilidad.
- Certificaciones legales (trabajos en alturas, trabajos en sitios confinados)
- Precedencia de actividades.

Todas y cada una de las restricciones deben ser consideradas simultáneamente por el programador de mantenimiento con el fin de obtener un programa de mantenimiento óptimo, produciendo alta disponibilidad y confiabilidad del sistema de potencia, uso eficiente de los recursos reflejado en bajos costos de mantenimiento y desempeño correcto de los activos mediante la intervención oportuna.

A.3. METODOLOGÍAS USADAS PARA LA PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Las empresas que hacen parte del mercado eléctrico colombiano, deben indicar con anticipación cuales activos necesitan ser retirados de operación para ejecutar las actividades propias de mantenimiento, lo cual se debe reportar mediante un plan semestral de mantenimiento (PSM). El PSM es generado por el grupo de planeación del mantenimiento dentro de cada empresa, quienes se enfrentan a un manejo exhaustivo de las variables requeridas para llevar a cabo las actividades de mantenimiento sobre los equipos, con el fin de que sus equipos mejoren su desempeño, operen correctamente y sean rentables para la empresa en todo su ciclo de vida [34] mediante el uso eficiente del presupuesto de mantenimiento y los recursos técnicos.

La programación de actividades, en general se puede describir como una organización de recursos necesarios para cumplir o completar una serie de tareas de manera económica sujeta a ciertas restricciones, de las cuales algunas pueden ser de obligatorio cumplimiento y otras no [8]. Actualmente, las empresas de transmisión de energía generan su programa de mantenimiento de forma manual e intuitiva, valiéndose de herramientas computacionales básicas como forma de comprobar si es viable o no su programa de mantenimiento. De esta manera, los criterios para planear las actividades no son consistentes y recaen en la opinión

subjetiva del personal de programación, desencadenando inconsistencias, que finalmente son reflejadas en la condición y desempeño de los activos a largo plazo, en el uso ineficiente de los recursos de la empresa y en la reducción de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

El mantenimiento de equipos eléctricos de potencia es una actividad de alto riesgo que generalmente necesita que los equipos deban ser extraídos de su operación normal, para lo cual es necesario verificar la condición del sistema cuando varios activos salen a mantenimiento y aprobar o no su intervención (salida de operación). Validar la condición segura del sistema ante la salida de un activo, corresponde a una verificación de simultaneidades restrictivas indicada por un experto del Centro Nacional de Despacho, quien mediante ayuda de diagramas de Gantt y su conocimiento del sistema, prevé condiciones peligrosas para el STN, las cuales deben ser verificadas con mayor profundidad por un grupo adicional de expertos mediante programas de simulación. Con el fin mejorar la seguridad del sistema de potencia, los expertos programan un margen especial de generación, llamado generación de seguridad, el cual vuelve poco eficiente la operación del sistema incrementando el costo operativo cobrado a los usuarios finales de la energía.

Debido a que la programación del mantenimiento tiene implicaciones de alto impacto para un país y afectación económica para una empresa, se debe considerar el riesgo de realizar la programación del mantenimiento de forma poco consistente y basada en soluciones parciales del problema basadas en el conocimiento de los expertos y tender hacia soluciones con una visión holística del problema, que permitan tener en cuenta además del conocimiento de expertos, los demás criterios que afectan el problema y la disminución de reprocesos durante la programación del mantenimiento.

A.4. VIGILANCIA TECNOLÓGICA

La motivación se convierte entonces en comprender los cambios y las tendencias en el mercado del transporte de energía con el fin de evidenciar las metodologías de programación del mantenimiento emergentes en el mundo, cuáles son sus fortalezas y debilidades, cuales empresas se encuentran solucionando el problema y el estado de desarrollo de software relacionado. Por tal motivo, se propone un proceso organizado, selectivo y sistemático, para captar información sobre ciencia y tecnología, conocido como vigilancia tecnológica, mediante el flujo descrito por (Sánchez y Palop 2002) excluyendo el proceso de comunicación y enfocado en un entorno técnico y tecnológico. Figura 1.

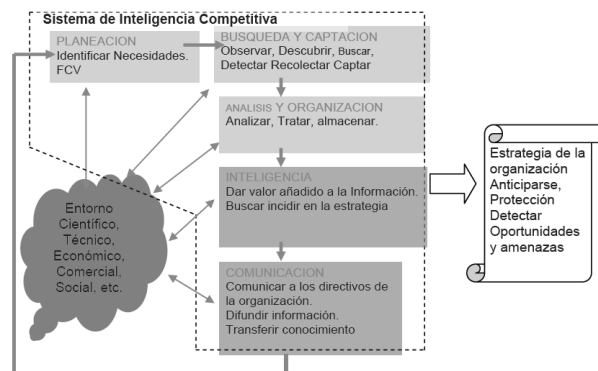


Figura 1: Flujo de Vigilancia Tecnológica
Fuente: Sánchez J. M. y Palop F. (2002).

A. Planeación

Corresponde al proceso de identificación del problema mediante un análisis de causas y efectos

plasmado en un árbol de problema, tal como se muestra en la Figura 2 para el problema de programación del mantenimiento.

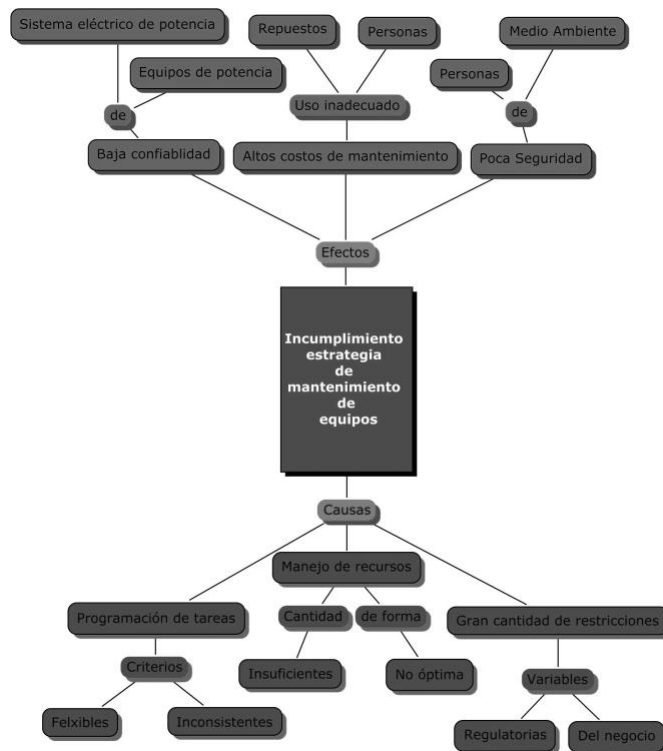


Figura 2: Árbol de problemas

Mediante los elementos indicados en la Tabla V se planea el enfoque de la vigilancia donde se determinan los factores críticos de la vigilancia y las preguntas claves de la vigilancia para el problema de programación del mantenimiento en el sector de transporte de energía en el mundo.

Tabla V: Planeación de la vigilancia

Elemento de vigilancia	Descripción
Factor crítico de vigilancia	Uso de software especializado para programación de mantenimiento especializado en el sector de transporte de energía altamente regulado
Preguntas de vigilancia	-Cómo es la proyección de un software para la programación del mantenimiento. -Métodos para la programación del mantenimiento en el mundo. -Cuáles empresas de transporte de energía tienen implementado algún tipo de software para la programación del mantenimiento. -Cuáles son las empresas proveedoras de software o investigadores sobre la programación del mantenimiento

en el sector de transporte de energía.

- Qué restricciones tienen los software de programación de mantenimiento, existentes en el mundo.
- Empresas que llevan un histórico de eficiencia de sus equipos
- Revisión de eficiencia antes y después del mantenimiento.

B. Búsqueda y captación

En esta etapa se define el tema al cual se le realizará la vigilancia tecnológica, cuáles componentes se quieren vigilar derivados del tema principal y se lista un conjunto de palabras claves que describen el tema a vigilar. Todos estos componentes son mostrados en la Tabla VI al igual que los condicionantes, los cuales corresponden a aspectos que se desean que no sean tenidos en cuenta en la búsqueda.

Tabla VI: Definición de la vigilancia tecnológica

Temas	Subtemas	Palabras claves	Condicionantes
Programación de tareas en mtto equipos	Mantenimiento	Optimization	Generation
	Recursos	Maintenance	Generator
	Regulación eléctrica	Optimisation	
	Eficiencia	Scheduling	
		Efficiency	
		Utilities	
		Planned	
		Transmission	
		Electrical	
		Modelling	
	Model		
	Performance		

Mediante las palabras claves y condicionantes se determinan las ecuaciones de búsqueda, se seleccionan las fuentes de información a consultar y los resultados de las búsquedas se plasman de manera organizada en una bitácora de vigilancia tal como se muestran en las Tabla VII y Tabla VIII.

Tabla VII: Ecuaciones de búsqueda y resultados CARROT

Ecuación de búsqueda	Resultados obtenidos CARROT	Hallazgos CARROT
optimi*ation and scheduling and maintenance and electrical	72	Artículos con enfoque investigativo en la programación del mantenimiento en el sector de generación y transporte de energía
optimi*ation and planned and maintenance and utilities	73	Enfoque en el monitoreo de equipos para el mantenimiento, Planes para gerencia de activos. Planeación sólo para mantenimientos preventivos
scheduling or planned and maintenance	68	Mayoría de artículos enfocados en modelos matemáticos para el transporte de energía, simulación eléctrica y no de programación del mantenimiento
optimi*ation and scheduling or planned	86	Documentos repetidos en búsquedas anteriores
scheduling or planned and maintenance and transmission	87	Documentos IEEE y Springer. Investigación en optimización para la programación del mantenimiento preventivo. Enfoque en
scheduling or planned and maintenance and electrical	85	Programación del mantenimiento considerando la operación del sistema. Programación del mantenimiento de plantas de generación
scheduling and maintenance and modelling	79	Documentos IEEE y Springer. Se destacan empresas de transporte de energía en el mundo. National Grid, Fingrid.
scheduling and maintenance and model	83	No son muy pertinentes. Modelos para obtener la estrategia de mantenimiento pero no programación del mantenimiento
scheduling and maintenance and modelling and transmission	82	Artículos IEEE, pertinentes, entregan algunos modelos para la programación del mantenimiento con enfoques reducidos.
optimi*ation and scheduling and maintenance and transmission and electrical not generation not generator	54	No son muy pertinentes: Programación de corto plazo de la generación considerando la transmisión. Operación del sistema de transmisión
optimi*ation and scheduling and maintenance and electrical not generation	54	No son muy pertinentes: El enfoque no es programación sino estrategias de mantenimiento basado en riesgo, mantenimiento basado en condición. Programación del mantenimiento solo preventivo
scheduling and maintenance and transmission and Performance or Efficiency	91	Enfoque en eficiencia energética, coordinación entre la programación del mantenimiento de generación y transmisión para evitar la pérdida de energía. Diseño eléctrico para la eficiencia. Redes inteligentes eficientes
Electrical and maintenance and Efficiency	85	Elementos para la eficiencia en la reparación en mantenimiento. Eficiencia energética mediante redes inteligentes. Generación eficiente en sistemas eléctricos de potencia.
Assets and maintenance and performance	90	Tecnologías para el mantenimiento y desempeño de los activos. Gerencia del desempeño de los activos. Mejora del desempeño a través del mantenimiento de los activos. Sistemas inteligentes de mantenimiento.

Tabla VIII: Ecuaciones de búsqueda y resultados SCOPUS

Ecuación de búsqueda	Resultados obtenidos SCOPUS	Hallazgos SCOPUS
optimi*ation and scheduling and maintenance and electrical	35	Inicio de publicaciones fuertes 2008 en adelante. País fuerte: China. Parejo conferencias y artículos. Energía 59% energía 17%
optimi*ation and planned and maintenance and utilities	21	País fuerte: USA Energía 19% Ingeniería 53%. Mayoría conferencias
scheduling or planned and maintenance	9331	Muchas fuentes IEEE. País fuerte: USA. Artículos 48% ingeniería 39% ciencias de la computación 9%
optimi*ation and scheduling or planned	32148	Muchos documentos
scheduling or planned and maintenance and transmission	373	Inicia 1966 se incrementa en 2005, mayor cantidad IEEE país más fuerte USA y le sigue China y Canada. Energía 48% energía 18%
scheduling or planned and maintenance and electrical	309	Incrementa 2005. Mayoría IEEE. Muy Fuerte USA. Ingeniería 51% y energía 14%
scheduling and maintenance and modelling	411	País Fuerte: USA. Ingeniería 42% ciencias de la computación 14%
scheduling and maintenance and model	1732	Fuertes USA, China y UK. Ingeniería 40% ciencias de la computación 14%
scheduling and maintenance and modelling and transmission	29	Incrementa 2006. Mayoría IEEE. Fuerte USA y China. Ingeniería 52% Energía 21%
optimi*ation and scheduling and maintenance and transmission and electrical not generation not generator	0	
optimi*ation and scheduling and maintenance and electrical not generation	3	
scheduling and maintenance and transmission and Performance or Efficiency	79	Publicaciones desde 2005, alta publicación en 2010. Publicación de North China electric Power University, le sigue IEEE, países que publican China y USA. Artículos de ingeniería y conferencias.
Electrical and maintenance and Efficiency	908	Inicio publicaciones 1982 fuertemente en 2005 con fuerte incremento hasta el 2013. Enfocado a materiales eficientes. Publican IEEE y Siemens con la mayoría de publicaciones de USA y Alemania
Assets and maintenance and performance	1248	Fuerte publicación desde 2004 con un máximo en el 2006, se ha mantenido estable desde la fecha. Se enfoca en transporte y procesamiento de hidrocarburos. Publicaciones de USA y Reino Unido con publicaciones en conferencias.

C. Análisis y organización

A partir de las búsquedas realizadas basadas en las ecuaciones de búsqueda definidas, se obtiene que la mayoría de publicaciones corresponden a la asociación para el avance de la tecnología “IEEE”, universidades norte americanas y chinas tal como se muestra en la Figura 3, la cual

presenta los resultados usando el buscador “Scopus”.

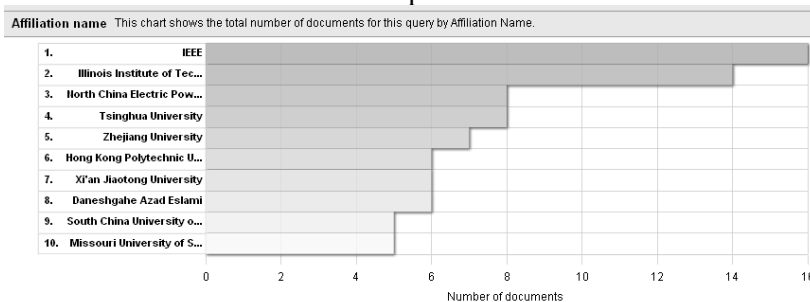


Figura 3: Orden de publicaciones

Fuente: Scopus. Ecuación de búsqueda: scheduling or planned and maintenance and transmission

Se obtuvo 373 resultados con la ecuación indicada, de los cuales se presentan los más representativos por cantidad de publicaciones por institución en la Tabla VI.

Tabla IX: Publicaciones por Instituciones

Affiliation	Documents ▼
IEEE	16
Illinois Institute of Technology	14
North China Electric Power University	8
Tsinghua University	8
Zhejiang University	7
Hong Kong Polytechnic University	6
Xi'an Jiaotong University	6
Daneshgah Azad Eslami	6
South China University of Technology	5
Missouri University of Science and Technology	5
Nanyang Technological University	4
UC Davis	4
University of Alberta	4
Alberta Power Ltd	3

Fuente: Scopus. Ecuación de búsqueda: scheduling or planned and maintenance and transmission

Mediante el uso del buscador “Carrot2” se obtienen las relaciones más fuertes de acuerdo a la ecuación de búsqueda, en donde se presenta software de programación influenciado por el sector de transmisión de potencia eléctrica. Se incluyen también la planeación de salidas de mantenimiento, y mejoramiento en la prestación del servicio tal como se muestra en la Figura 4.

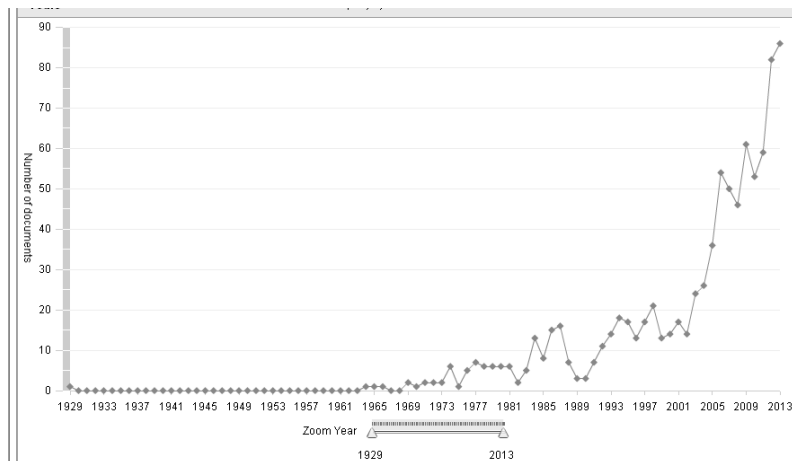


Figura 5: Evolución de publicaciones

Fuente: Scopus. Ecuación de búsqueda: Electrical and maintenance and Efficiency

Mediante el uso de una nueva ecuación de búsqueda se obtuvieron resultados con relaciones temáticas interesantes, en donde se destacan los problemas de optimización con un fuerte enfoque al mejoramiento del desempeño de los activos, la productividad y eficiencia en el mantenimiento y basados en programación de mantenimientos preventivos y correctivos de equipos como se muestra en la Figura 6.



Figura 6: Relaciones temáticas II

Fuente: Carrot2. Ecuación de búsqueda: Assets and maintenance and performance

En los artículos analizados se destacan las empresas indicadas en la Tabla VIII las cuales han realizado grandes esfuerzos en la investigación y aportes académicos en el campo de programación del mantenimiento en el sector de transporte de energía. Algunas de las empresas indicadas usan herramientas informáticas que modelan y resuelven el problema de la programación del mantenimiento, sin embargo no se evidencia venta o licenciamiento de software especializado para tal fin.

Tabla VIII: Empresas del sector de transmisión

	ERCOT	The Electric Reliability Council of Texas	
	ENHER	ENHER - Endesa Spain	
	KEPCO	Kansai electric Company Japan	
	FINGRID	Power system in Finland	
	Eletrobras - CEPE Centro de pesquisas de Energia Eléctrica		
	National GridSA	National grid Saudi Arabia	
	National Grid Con National Grid United Kingdom		

D. Inteligencia

La investigación en el campo continúa siendo pertinente, en especial en el contexto colombiano en donde no se destacan actores de influencia en la temática y donde la red eléctrica presenta condiciones similares a las redes de los países pioneros en cuanto a nivel de tensión, longitud de la red y diversidad de equipos de potencia.

El enfoque de investigación se centra en modelos matemáticos que incluyen restricciones del sistema eléctrico y variables logísticas del mantenimiento como recursos y ventanas de ejecución de tareas 0, al igual que las restricciones de simultaneidad de tareas y prioridad de actividades 0. Otros modelos solo tienen en cuenta los mantenimientos preventivos evaluando la confiabilidad 0, o incluyendo la eficiencia económica 0.

Dentro de los hallazgos, son usadas comúnmente herramientas de optimización denominadas algoritmos evolutivos para resolver el problema de programación del mantenimiento en sistemas eléctricos, entre las que se destacan Búsqueda Tabú 0, colonia de hormigas 0, algoritmos genéticos y partículas Swarm 0.

Aunque el campo de investigación sobre programación del mantenimiento en el sector de transmisión de energía eléctrica ha tenido avances significativos, se evidencia la dificultad de la creación de software especializado de aplicación general en la industria eléctrica, especialmente por las particularidades de la red eléctrica y su contexto, entre ellas las restricciones regulatorias de cada país.

La potencialidad de un desarrollo de software especializado en la programación del mantenimiento en redes de transporte de energía se hace evidente ya que no resultaron en la búsqueda empresas proveedoras de este tipo de programas y el software usado en las empresas transmisoras de energía corresponde a desarrollos internos y contienen aproximaciones que no permiten obtener soluciones completas al problema de la programación del mantenimiento en ambientes altamente regulados.

A.5. OPORTUNIDADES DE INNOVACIÓN

La fortaleza del sector académico colombiano en temas de optimización mediante herramientas evolutivas permite afrontar el problema de programación del mantenimiento en la industria del transporte de energía, sin embargo implica un mayor desarrollo de competencias en el ámbito

del modelamiento matemático.

La generación de software para la programación de actividades de mantenimiento de equipos de potencia para el transporte de energía corresponde a un potencial de innovación teniendo en cuenta que recientemente ha cambiado la regulación eléctrica en Colombia y se ha vuelto mucho más estricta exigiendo mayor disponibilidad de los activos, las empresas exigen mayor rentabilidad en sus actividades de mantenimiento y el aporte académico en Colombia hasta el momento no ha sido relevante en el área de estudio.

A.6. CONCLUSIONES

La vigilancia tecnológica realizada al campo de la programación del mantenimiento en el sector del transporte de energía permite evidenciar una falta de investigación en el ámbito colombiano y un vacío en la industria del desarrollo de software especializado con gran potencial de usuarios y consumidores alrededor del mundo.

Aunque en la industria de transporte de energía la investigación se enfoca en nuevos materiales para construcción de equipos o tecnologías de control y protección, se evidencian tendencias académicas en cuanto a las buenas prácticas del mantenimiento que buscan la eficiencia mediante la correcta y oportuna programación de las actividades de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, reduciendo los costos propios del mantenimiento y buscando el mejoramiento del desempeño de los activos.

REFERENCIAS ANEXO

- [CREG-2009] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. “*Resolución CREG 011 de 2009: Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional*”, Diario Oficial No. 47.274 de 25 de febrero de 2009.
- [HRC-2005] E. Hart, P. Ross, y D. Corne, “*Evolutionary Scheduling: A Review*”, Genetic Programming and Evolvable Machines, vol. 6, n. 2, pp. 191-220, jun. 2005.
- [HZG-2007] S. Hadjri, A. Zeblah, A. Ghoraf, Y. Massim, R. Meziane, y H. Hamdaoui, “*Scheduling maintenance optimization of power systems using ant colonies*”, Journal of Information and Optimization Sciences, vol. 28, n. 4, pp. 523-539, jul. 2007.
- [IAM-2008] The Institute of Asset Management IAM; “*PAS 55-1:2008. Asset Management Part 1*”. British Standards
- [ISA-2012] Interconexión Eléctrica S. A. ISA. “*Informe Anual 2012*”, Asamblea de accionistas, Medellín, Colombia. 2012.
- [PER-2014] Pérez C. M. “*Gerencia de mantenimiento y sistemas de información*”. Medellín.
- [PRG-2007] Pinheiro, Raul, Ramos, Carlos, Gomes, Nuno, y Vale, Zita, “*Scheduling Maintenance Activities of Electric Power Transmission Networks using a Hybrid Constraint Method*” Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communications, 2007.
- [SAP-2002] Sánchez J. M. y Palop F. “*Herramientas de Software para la práctica de la Inteligencia Competitiva en la empresa*”. Valencia. 2002.
- [SFN-1999] T. Sawa, T. Furukawa, M. Nomoto, T. Nagasawa, T. Sasaki, K. Deno, y T. Maekawa, “*Automatic scheduling method using tabu search for maintenance outage tasks of transmission and substation system with network constraints*”, 1999, pp. 895-900 vol.2.
- [SZH-2006] J. Shu, L. Zhang, B. Han, y X. Huang, “*Global Generator and Transmission Maintenance Scheduling Based On a Mixed Intelligent Optimal Algorithm in Power*

Market”, presentado en Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on, Chongqing, 2006, pp. 1-5.

[XM-2013] Expertos en Mercados XM. “*Descripción del sistema eléctrico Colombiano*”, Abril 2013. [Online]. Disponible: <http://www.xm.com.co>

Bibliografía

- [1] A. Aboussalim and M. Mediouni, «Algorithm Of The Maintenance Activities Optimizations With An Approximate Solution To The Problem Of Scheduling Preventive Task», *Wseas Transactions on Applied and Theoretical Mechanics*, January 2012.
- [2] A. Badri, A. N. Niazi, y S. M. Hoseini, «Long Term Preventive Generation Maintenance Scheduling with Network Constraints», *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1889-1895, ene. 2012.
- [3] A. Fetanat y G. Shafipour, «Generation maintenance scheduling in power systems using ant colony optimization for continuous domains based 0–1 integer programming», *Expert Systems with Applications*, vol. 38, n.o 8, pp. 9729-9735, ago. 2011.
- [4] Colombia. Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Diario Oficial No. 41.434, de 12 de julio de 1994.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. «Resolución CREG 011 de 2009: Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional», Diario Oficial No. 47.274 de 25 de febrero de 2009.
- [6] Consejo Nacional de Operación. «Acuerdo 518: Aspectos Técnicos para la Coordinación de Mantenimientos programados y de emergencia de equipos del Sistema Interconectado Nacional» 13 de enero de 2011.
- [7] D. Palmer, «*Maintenance planning and scheduling handbook*. » New York: McGraw-Hill, 2006.
- [8] E. Hart, P. Ross, y D. Corne, «Evolutionary Scheduling: A Review», *Genetic Programming and Evolvable Machines*, vol. 6, n.º 2, pp. 191-220, jun. 2005.
- [9] Expertos en mercados XM. «Descripción del sistema eléctrico Colombiano», Abril 2013. [Online]. Disponible: <http://www.xm.com.co>
- [10] F. Harrou and A. Zebblah, «Harmony search algorithm optimization for preventive maintenance planning for transmission systems», *Advances in computational tools for engineering applications*, 2009.
- [11] H. Kim, S. Moon, J. Choi, S. Lee, D. Do, y M. M. Gupta, «*Generator maintenance scheduling considering air pollution based on the fuzzy theory*», 1999, pp. 1759-1764 vol.3.
- [12] H. Sasaki, H. Choshi, Y. Takiuchi, y J. Kubokawa, «*A solution of maintenance scheduling covering several consecutive years by artificial neural networks*», 1993, pp. 329-334.
- [13] Interconexión Eléctrica S.A. ISA. «Informe Anual 2012», Asamblea de accionistas, Medellín, Colombia. 2012.
- [14] Interconexión Eléctrica S.A. ISA. Medellín, Colombia. «*Criterios para la evaluación del mantenimiento*». DGM-2011-I-G-E-090.
- [15] Interconexión Eléctrica S.A. ISA. Medellín, Colombia. «*Estrategia para la gestión del mantenimiento*». MTN-M-S-02.00-P-1908. Versión 2 de 2013.
- [16] Herreño F.A., Mosquera L.C. y Farías A.A. «*Metodología para la Estimación de Vida Remanente de Equipos de subestaciones basada en el*

- cálculo del índice de deterioro y el análisis de la función Hazard». Jornadas Técnicas ISA, Oct 2012.*
- [17] J. A. Hernández y J. D. Ospina, «A multi dynamics algorithm for global optimization», *Mathematical and Computer Modelling*, vol. 52, n.º 7-8, pp. 1271-1278, oct. 2010.
- [18] J. Moubray, «*Reliability-centered maintenance*». New York: Industrial Press, 2001.
- [19] J. Shu, L. Zhang, B. Han, y X. Huang, «Global Generator and Transmission Maintenance Scheduling Based On a Mixed Intelligent Optimal Algorithm in Power Market», *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, Chongqing, 2006, pp. 1-5.
- [20] K. H. Chung, B. H. Kim, y D. Hur, «Distributed implementation of generation scheduling algorithm on interconnected power systems», *Energy Conversion and Management*, vol. 52, n.o 12, pp. 3457-3464, nov. 2011.
- [21] K. S. Lee y Z. W. Geem, «A new meta-heuristic algorithm for continuous engineering optimization: harmony search theory and practice», *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 194, n.º 36-38, pp. 3902-3933, sep. 2005.
- [22] K. S. Moghaddam y J. S. Usher, «Preventive maintenance and replacement scheduling for repairable and maintainable systems using dynamic programming», *Computers & Industrial Engineering*, vol. 60, n.º 4, pp. 654-665, may 2011.
- [23] K. Suresh y N. Kumarappan, «Hybrid improved binary particle swarm optimization approach for generation maintenance scheduling problem», *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 9, pp. 69-89, abr. 2013.
- [24] K. Warwick, A. O. Ekwue and R. Aggarwal, «Scheduling Maintenance of Electrical Power Transmission Networks Using Genetic Programming», *Artificial Intelligence Techniques in Power Systems*, pp 220-237., 1997.
- [25] M. K. C. Marwali y S. M. Shahidehpour, «Coordination of short-term and long-term transmission maintenance scheduling in a deregulated system», *IEEE Power Engineering Review*, vol. 18, n.o 2, pp. 46-48, feb. 1998.
- [26] M. K. C. Marwali y S. M. Shahidehpour, «Integrated generation and transmission maintenance scheduling with network constraints», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, n.o 3, pp. 1063-1068, ago. 1998.
- [27] M. Mesić, «Change in Transmission Switchyard Maintenance», presented at the VIII HRO CIGRÉ Conference, Cavtat, Croatia, Nov. 2007.
- [28] M. Mesic, I. Toljan, y S. Tesnjak, «The role of transmission network maintenance in achieving power system reliability», *Electrotechnical Conference, 2008. MELECON 2008. The 14th IEEE Mediterranean*, Ajaccio, 2008, pp. 688-693.
- [29] N. Kumarappan y K. Suresh, «Particle Swarm Optimization based Maintenance Scheduling using levelized risk method and evaluation of system well being index», *Evolutionary Computation (CEC), 2010 IEEE Congress on*, Barcelona, 2010, pp. 1-7.
- [30] National Grid, «Full Year Results 2011/12», United Kingdom, 2012.
- [31] SAE JA1011, «*Evaluation Criteria for Reliability-centered Maintenance (RCM) Processes*». SAE International, 2009.
- [32] T. M. Andersen, «Decision support in short term and long term maintenance planning using condition monitoring information», *Power Station*

- Maintenance - Profitability Through Reliability, First IEE/IMEchE International Conference on*, Edinburgh, 1998, pp. 45-52.
- [33] T. Sawa, T. Furukawa, M. Nomoto, T. Nagasawa, T. Sasaki, K. Deno, y T. Maekawa, «Automatic scheduling method using tabu search for maintenance outage tasks of transmission and substation system with network constraints», *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE*, 1999, pp. 895-900 vol.2.
- [34] The Institute of Asset Management IAM; «PAS 55-1:2008. Asset Management Part 1». British Standards
- [35] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, «Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2013-2026», UPME, Bogotá, Colombia, 2013.
- [36] W. B. Langdon, «Scheduling planned maintenance of the national grid», in *Evolutionary Computing*, vol. 993, T. C. Fogarty, Ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1995, pp. 132-153.
- [37] XM S.A. E.S.P. Medellín, Colombia. «Restricciones en el SIN para planeación de mantenimientos» 2013.
- [38] Y. Wang y E. Handschin, «A new genetic algorithm for preventive unit maintenance scheduling of power systems», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, n.o 5, pp. 343-348, jun. 2000.
- [39] P. Smith, and 37-27 Group CIGRÉ, «Ageing of the system – Impact on Planning». CIGRÉ. WG 37-27. 2000.