

MODELO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA INTELIGENTE PARA EL ANÁLISIS DE
VULNERABILIDAD EN TIEMPO REAL

GUSTAVO ADOLFO GIRÓN OSORIO

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA – ÁREA SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2015

MODELO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA INTELIGENTE PARA EL ANÁLISIS DE
VULNERABILIDAD EN TIEMPO REAL

GUSTAVO ADOLFO GIRÓN OSORIO

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Ingeniería

Director

JOHN ALBEIRO CALDERÓN SERNA

Ingeniero Electricista

MSc en Ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA – ÁREA SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

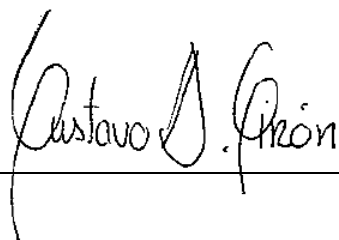
2015

30 de noviembre de 2015

GUSTAVO ADOLFO GIRÓN OSORIO

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 85 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma



A mi esposa Criss

AGRADECIMIENTOS

Mi mayor sentimiento de gratitud a INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. empresas que siempre me han brindado su apoyo, así como el equipo de operadores del CSM de INTERCOLOMBIA cuya amplia experiencia ha sido un insumo valioso para la elaboración de este trabajo.

Agradecimientos también a la asesoría y colaboración de los ingenieros Catalina Gil, Sandro Úsuga y John Albeiro Calderón.

CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| GLOSARIO | 12 |
| LISTA DE SIGLAS | 14 |
| LISTA DE UNIDADES Y SIMBOLOS..... | 15 |
| RESUMEN..... | 16 |
| INTRODUCCIÓN..... | 17 |
| OBJETIVOS | 19 |
| METODOLOGÍA | 20 |
| CAPÍTULO 1 | 24 |
| 1. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE..... | 24 |
| CAPÍTULO 2 | 28 |
| 2. VULNERABILIDAD DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL..... | 28 |
| CAPÍTULO 3 | 30 |
| 3. CASOS OPERATIVOS A CONSIDERAR..... | 30 |
| 3.1 CAMBIOS TOPOLÓGICOS..... | 30 |
| 3.2 EVENTOS..... | 31 |
| 3.3 EVENTOS DE TENSIÓN CERO | 32 |
| 3.4 ALARMAS | 33 |
| CAPÍTULO 4 | 34 |
| 4. CONSIGNAS OPERATIVAS..... | 34 |
| CAPÍTULO 5 | 35 |
| 5. MODELOS CONCEPTUALES | 35 |
| 5.1 TÉCNICAS DE MODELADO CONCEPTUAL | 36 |

| | | |
|--------------------|---|-----------|
| 5.2 | EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LA TÉCNICA PARA EL MODELO CONCEPTUAL..... | 39 |
| CAPÍTULO 6 | | 41 |
| 6. | LENGUAJE UNIFICADO DE MODELADO UML..... | 41 |
| CAPÍTULO 7 | | 52 |
| 7. | PROGRAMA A UTILIZAR PARA EL MODELADO DEL SISTEMA INTELIGENTE | 52 |
| CAPÍTULO 8 | | 54 |
| 8. | PROGRAMA A UTILIZAR PARA EL SISTEMA SCADA..... | 54 |
| CAPÍTULO 9 | | 55 |
| 9. | SISTEMAS INTELIGENTES | 55 |
| 9.1 | TIPOS DE SISTEMAS INTELIGENTES | 55 |
| 9.2 | ADOPCIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE | 58 |
| 9.3 | PROGRAMA A UTILIZAR PARA LA VERIFICACIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE..... | 58 |
| 9.4 | IMPLEMENTACIÓN DEL CASO EN EL SISTEMA INTELIGENTE | 59 |
| CAPÍTULO 10 | | 61 |
| 10. | DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA INTELIGENTE PARA EL ANÁLISIS DE LA VULNERABILIDAD EN TIEMPO REAL..... | 61 |
| 10.1 | DIAGRAMA DE CONTEXTO..... | 61 |
| 10.2 | DIAGRAMA DE CASOS DE USO..... | 63 |
| 10.3 | DIAGRAMA DE ACTIVIDAD..... | 70 |
| 10.4 | DIAGRAMA DE SECUENCIA | 77 |
| 10.5 | DIAGRAMA DE DOMINIO..... | 83 |
| 10.6 | DIAGRAMA DE ESTADOS..... | 87 |
| CAPÍTULO 11 | | 93 |
| 11. | CONCLUSIONES..... | 93 |
| CAPÍTULO 12 | | 95 |
| 12. | TRABAJO FUTURO..... | 95 |

| | |
|--|------------|
| 12.1 APLICACIÓN EN EL GRUPO ISA..... | 96 |
| BIBLIOGRAFÍA | 98 |
| ANEXO 1..... | 102 |
| LISTADO DE CAMBIOS TOPOLÓGICOS A CONSIDERAR..... | 102 |
| ANEXO 2..... | 103 |
| LISTADO DE EVENTOS A CONSIDERAR..... | 103 |
| ANEXO 3..... | 110 |
| LISTADO DE SUBESTACIONES CON EVENTO DE TENSIÓN CERO A CONSIDERAR | 110 |
| ANEXO 4..... | 114 |
| LISTADO DE ALARMAS A CONSIDERAR..... | 114 |
| ANEXO 5..... | 115 |
| PROGRAMACIÓN DEL CASO DE PRUEBA EN EL PROGRAMA CLIPS | 115 |
| ANEXO 6..... | 121 |
| APLICACIÓN EN SISTEMA SCADA MONARCH DE OSI..... | 121 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Ejemplo de cambio topológico a considerar | 31 |
| Tabla 2. Ejemplo de evento a considerar | 31 |
| Tabla 3. Ejemplo de caso de tensión cero a considerar | 32 |
| Tabla 4. Ejemplo de alarma a considerar | 33 |
| Tabla 5. Listado de consignas operativas | 34 |
| Tabla 6. Componentes del lenguaje UML..... | 43 |
| Tabla 7. Escenario de caso de uso verificar la novedad en las reglas. | 65 |
| Tabla 8. Escenario de caso de uso definir la acción a tomar..... | 66 |
| Tabla 9. Escenario de caso de uso aplicar consigna. | 67 |
| Tabla 10. Escenario de caso de uso realizar maniobra. | 68 |
| Tabla 11. Escenario de caso de uso generar acciones del sistema SCADA. | 69 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Esquema general e integrado de la investigación..... | 21 |
| Figura 2. Esquema general de un diagrama de actividad | 45 |
| Figura 3. Esquema general de un diagrama de secuencia | 47 |
| Figura 4. Esquema general de un diagrama de dominio..... | 49 |
| Figura 5. Esquema general de un diagrama de estados..... | 51 |
| Figura 6. Vista general del programa Enterprise Architech. | 53 |
| Figura 7. Diagrama de contexto para el modelo conceptual del sistema inteligente. | 62 |
| Figura 8. Diagrama de casos para el modelo conceptual del sistema inteligente..... | 64 |
| Figura 9. Diagrama de actividad general para el modelo conceptual del sistema inteligente. | 71 |
| Figura 10. Diagrama de actividad para verificar la novedad en las reglas..... | 72 |
| Figura 11. Diagrama de actividad para definir la acción a tomar. | 73 |
| Figura 12. Diagrama de actividad para aplicar consigna operativa. | 74 |
| Figura 13. Diagrama de actividad para realizar maniobra. | 75 |
| Figura 14. Diagrama de actividad para generar acciones en el sistema SCADA. | 76 |
| Figura 15. Diagrama de secuencia general para el modelo conceptual del sistema inteligente. | 78 |
| Figura 16. Diagrama de secuencia para verificar si la novedad está en las reglas..... | 79 |

| | |
|---|-----|
| Figura 17. Diagrama de secuencia para definir la acción a tomar. | 80 |
| Figura 18. Diagrama de secuencia para aplicar consigna operativa. | 81 |
| Figura 19. Diagrama de secuencia para realizar maniobra. | 82 |
| Figura 20. Diagrama de secuencia para generar acciones en el sistema SCADA. | 83 |
| Figura 21. Diagrama de dominio para el modelo conceptual del sistema inteligente. | 86 |
| Figura 22. Diagrama de estados para alarmas. | 87 |
| Figura 23. Diagrama de estados para eventos. | 88 |
| Figura 24. Diagrama de estados para cambios topológicos. | 89 |
| Figura 25. Diagrama de estados para activos. | 90 |
| Figura 26. Diagrama de estados para consigna operativa. | 91 |
| Figura 27. Diagrama de estados para mensajes. | 92 |
| Figura 28. Sistema SCADA Monarch. Ejemplo de reglas. | 122 |
| Figura 29. Sistema SCADA Monarch. Ejemplo de secuencia de automática de maniobras. | 123 |

GLOSARIO

MODELO CONCEPTUAL: son los diagramas y notaciones que identifican y explican los conceptos significativos en un dominio de problema, identificando los atributos y las asociaciones existentes entre ellos.

SISTEMA INTELIGENTE: es un mecanismo artificial que imita la inteligencia humana, su forma de actuar y la manera en que realiza su toma de decisiones. Esto lo realiza con las ventajas de velocidad y capacidad de almacenamiento que ofrecen los sistemas modernos.

VULNERABILIDAD: es la capacidad de poder ser herido, afectado o lastimado.

SISTEMA SCADA: un sistema SCADA está basado en computadores que permiten supervisar y controlar a distancia una instalación eléctrica, un proceso o un sistema de otras características.

SOE: Listado de señales provenientes del sistema eléctrico y mostrado a través del sistema SCADA

CONSIGNA OPERATIVA: es un procedimiento mediante el cual se atiende una novedad que se ha presentado en un equipo o instalación eléctrica.

SISTEMA ELÉCTRICO: conjunto de equipos eléctricos que asociados entre sí tienen la misión de transportar energía eléctrica desde el generador hasta el consumidor final.

OPERADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO: es la persona encargada de supervisar y controlar el sistema eléctrico a su cargo, garantizando la continuidad del servicio.

NOVEDAD: es cualquier situación que se presente en el sistema eléctrico o en cualquiera de sus componentes. Las novedades contempladas en este trabajo son alarmas, cambios topológicos y eventos.

ALARMA: es un tipo de novedad consistente en un mensaje que llega al operador indicando que se está presentando una situación de alto riesgo para la continuidad del servicio eléctrico.

CAMBIO TOPOLÓGICO: es un tipo de novedad que consiste en cualquier reconfiguración que se presente en el sistema eléctrico.

EVENTO: es un tipo de novedad que indica la salida de servicio de un componente del sistema eléctrico debido a una falla en el equipo.

MENSAJE: es la forma en que se le comunican al operador del sistema eléctrico las diferentes novedades. Los mensajes son visualizados mediante el sistema SCADA.

LISTA DE SIGLAS

| | |
|--|-------|
| Interconexión eléctrica S.A. E.S.P. | ISA |
| Centro de supervisión y maniobras de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. | CSM |
| Red de energía del Perú | REP |
| Centro Nacional de Despacho | CND |
| Sistema de transmisión nacional | STN |
| Autotransformador de potencia | ATR |
| Supervisory Control And Data Acquisition | SCADA |
| Sequence of events (Secuencia de eventos) | SOE |
| Lenguaje unificado de modelado | UML |
| Modelo de relación de entidades | ERM |
| Soft systems methodology | SSM |
| Joint Application Development | JAD |
| Event-Driven Process Chain | EPC |
| Data Flow Modeling | DFM |
| Structured Systems Analysis and Design Method | SSADM |

LISTA DE UNIDADES Y SÍMBOLOS

Kilovoltio

kV

RESUMEN

Se elaborará el modelo conceptual de un sistema inteligente que ante cambios topológicos, la presencia de alarmas o eventos en el sistema eléctrico de transmisión nacional, determine la necesidad de tomar alguna acción sobre el sistema a través de la generación de mensajes o realizar maniobras sugeridas al operador mediante el sistema SCADA.

PALABRAS CLAVES: MODELO CONCEPTUAL; SISTEMA INTELIGENTE; OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA, TIEMPO REAL, VULNERABILIDAD, SCADA.

INTRODUCCIÓN

En los centros de supervisión de sistemas de potencia eléctrico se tiene un sistema SCADA el cual es gestionado por personal especialista con capacidad de detectar y gestionar las diferentes señales que se generan desde las subestaciones, incluso en un sistema eléctrico pequeño el número de señales es de miles, lo cual dificulta la detección de alarmas o cambios en el sistema.

Para ayudar a la operación del sistema, se tienen múltiples herramientas que van desde filtros, sonidos, colores y alertas del sistema SCADA hasta técnicas de mejoramiento del nivel atencional para los operadores responsables de la supervisión y control. A pesar de todas las herramientas que se tienen, el riesgo de cometer errores u omisiones en la operación continúa siendo alto (distractores, alta cantidad de señales, simultaneidad de maniobras operativas entre otros).

Como un paso inicial en la automatización del proceso de supervisión y operación de sistemas de potencia y con el fin de brindar al operador una herramienta segura y que apoye su delicada tarea, se propone el presente trabajo.

Como insumo para la implementación de la solución se tendrá el modelo conceptual del sistema inteligente. Dado que la parte informática es de dominio de los ingenieros de conocimiento o analistas de arquitectura de tecnología, se debe elaborar el modelo conceptual, con sus diferentes elementos muestra en qué consiste el problema, los agentes o elementos involucrados, las entradas y salidas del sistema a implementar, de tal forma que con esta información se proceda a desarrollar el aplicativo que brinde un sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real.

Se elaborará un modelo conceptual de un sistema inteligente que ante cambios topológicos, eventos o alarmas que se presenten en el sistema de transmisión nacional colombiano determine la necesidad de tomar alguna acción sobre el sistema mediante la generación de mensajes para el operador del sistema de control con la opción de realizar la maniobra sugerida desde el sistema SCADA.

OBJETIVOS

Objetivo general

Presentar el modelo conceptual de un sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real.

Objetivos específicos

- Determinar las condiciones de vulnerabilidad de un sistema eléctrico de potencia (se tomará el Sistema de Transmisión Nacional de Colombia – STN, sobre los activos propiedad de Interconexión eléctrica S.A. E.S.P. y operados por INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.).
- Establecer las acciones a tomar para atender las condiciones de vulnerabilidad detectadas, de acuerdo con los casos particulares del STN seleccionados.
- Determinar el sistema inteligente a utilizar.
- Implementar algunas reglas y realizar entrenamiento al sistema inteligente.
- Modelado conceptual del sistema inteligente.
- Conclusiones.
- Trabajo futuro.

METODOLOGÍA

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se aplica la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de la Maestría en ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana con énfasis en especialización en Transmisión y Distribución, la cual se fundamenta en la identificación de un problema que se estructura a partir de una reflexión preliminar orientada por raíces, elementos y perceptores.

Las **RAÍCES** del problema son una serie de factores que son la causa del PROBLEMA. Se tienen clasificadas en raíces principales y secundarias.

Los **ELEMENTOS** son las herramientas que se tienen para resolver el PROBLEMA. Se clasifican en primarios y secundarios.

Los **PERCEPTORES** son las personas o entidades que están afectados por el PROBLEMA y que serán beneficiados por la solución investigativa. Los perceptores se clasifican en directos e indirectos.

En la Figura 1, se presenta el esquema general e integrado de la investigación realizada en este trabajo.

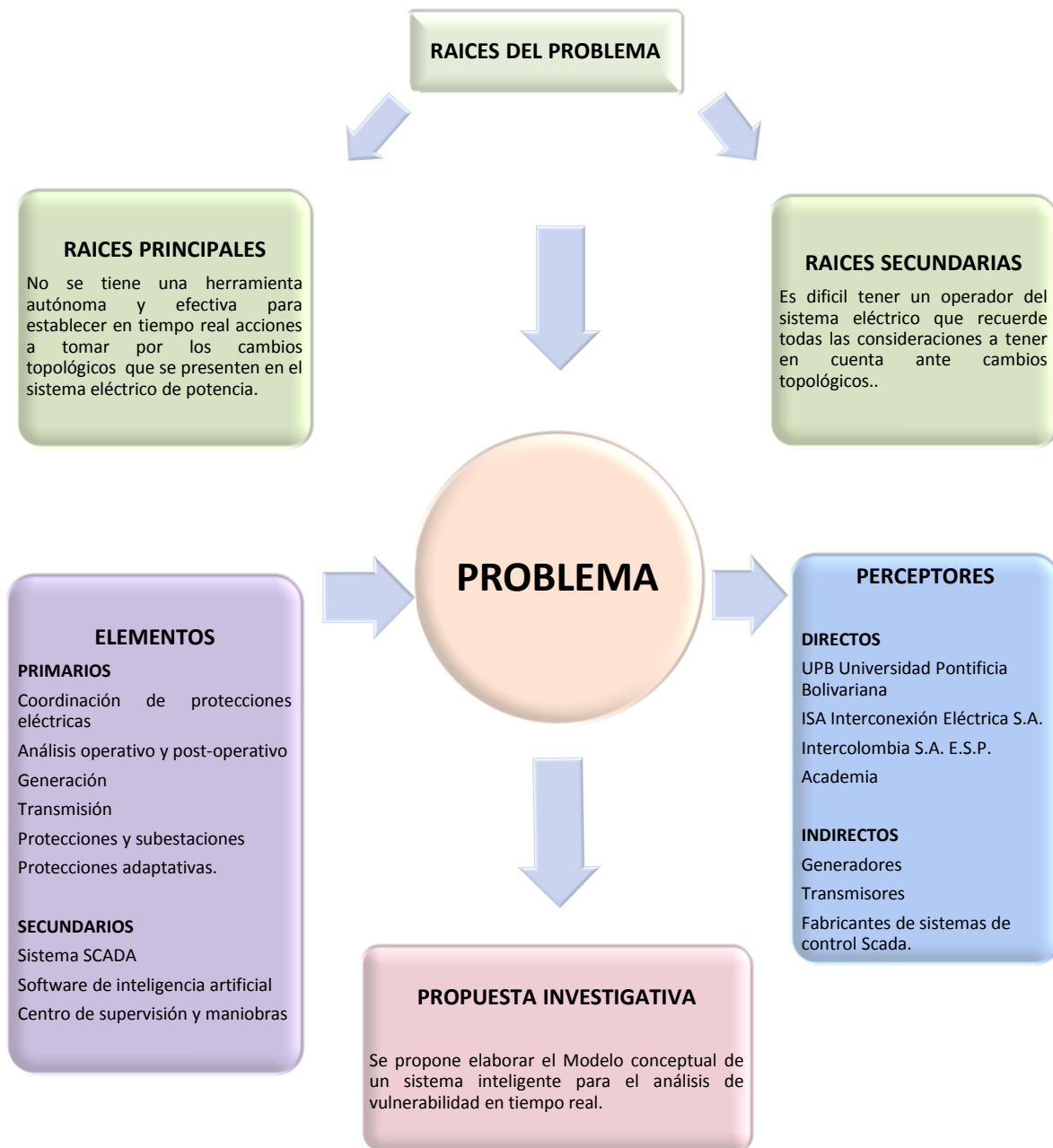


Figura 1. Esquema general e integrado de la investigación.

Técnica para el modelado conceptual: el modelo conceptual es la base sobre la cual se desarrollará el presente trabajo, se orientará de tal forma que brinde facilidad y claridad al ingeniero de conocimiento en su implementación.

El modelo conceptual mejora la comprensión del sistema que se está representando, facilita la interpretación de los detalles del modelo entre las partes interesadas y proporciona un punto de referencia para el diseñador. Cuando el modelo conceptual no está totalmente desarrollado la ejecución del sistema no se puede implementar adecuadamente.

En inteligencia artificial se utilizan modelos y gráficos conceptuales para la construcción de sistemas expertos. Entre las técnicas de modelado conceptual están: modelo de flujo de datos (DFM), modelado entidad relación (ERM), cadena de procesos impulsada por eventos (CPE o EPC), desarrollo rápido de aplicaciones (RAD), lenguaje unificado de modelado (UML o LUM) y otros como el joint application design (JAD), state transition modeling (STM), workflow modeling, workforce modeling, y object role modeling (ORM). Durante el desarrollo del trabajo se elegirá una técnica de modelado adecuada para el modelado conceptual de un sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real.

Definición de las acciones para los cambios topológicos a considerar: sobre el Sistema de Transmisión Nacional de Colombia (STN) se establecerán los cambios topológicos sobre los que se deben realizar acciones para evitar riesgos durante la operación del sistema, esto basándose en la experiencia operativa y las consignas de operación de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. (filial de ISA).

Las acciones a considerar son: la conexión o desconexión de circuitos, transformadores o equipos de compensación, el cambio de ajustes de protecciones, la implementación de esquemas suplementarios de protección y control, la activación de esquemas de deslastre de carga o la activación de esquemas especiales de operación entre otras.

Establecer las reglas a considerar en el sistema inteligente: se definirá para los cambios topológicos, la acción que se debe realizar. Se creará entonces el conjunto de reglas ante cada situación objeto de análisis.

Seleccionar la herramienta apropiada como sistema inteligente: considerando los diversos tipos de sistemas inteligentes, se procederá a seleccionar el más conveniente de acuerdo con las necesidades del proyecto.

Simulación y evaluación de las reglas establecidas en el sistema inteligente: luego de ser seleccionado el sistema inteligente con el cual se va a trabajar, se procede a implementar algunos de los casos definidos con sus reglas. Se realizarán las simulaciones de los casos, evaluando los resultados arrojados, esto con el ánimo de mostrar la posibilidad de realizar la actividad con el sistema inteligente seleccionado.

Hacer ajustes: de acuerdo con los resultados obtenidos, se realizarán los ajustes necesarios para dar una mejor respuesta a los cambios topológicos que se presenten.

Modelo conceptual definitivo: se elaborará entonces el modelo conceptual definitivo de acuerdo con los hallazgos obtenidos y considerando la herramienta utilizada.

Informe final: se presentará el modelo conceptual de un sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real, con sus conclusiones finales y trabajo futuro.

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO Y REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

La operación en tiempo real de sistemas de potencia tiene diversos factores que afectan la confiabilidad y seguridad del sistema. Estos factores son de carácter humano, técnico, del sistema eléctrico, entre otros. Con el fin de analizar, prevenir y enfrentar estas amenazas, diversos grupos de trabajo apoyan la operación de sistemas de potencia en tiempo real, en la parte técnica y administrativa.

En la parte técnica se tienen grupos de análisis pre-operativo y post-operativo, mientras que en tiempo real, el equipo operativo (operadores de centros de control y subestaciones) debe estar en capacidad de sortear las dificultades que se presenten en el sistema de potencia.

Dentro de las herramientas que posee el operador se encuentran, consignas de operación (generales y particulares), manuales de operación, reglamentación eléctrica, información técnica de equipos, bitácoras, instrucciones de centros de control, experiencia del personal de tiempo real, apoyo de disponibles especialistas, entre otros. Todas estas herramientas son fundamentales y aportan a la solución efectiva de los problemas operativos. Ante la urgencia por buscar estas herramientas o por otros factores distractores no siempre se está en capacidad de visualizar las acciones inmediatas que se deben tomar ante las novedades topológicas del sistema, como son, sacar de servicio recierres, implementar nuevos ajustes de protecciones, apertura de elementos (para evitar sobrecargas), habilitar esquemas de deslastre de carga, traslados de carga, y otros.

Se plantea el “Modelo conceptual de un sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real” como una herramienta adicional que busca mejorar la seguridad en la operación en tiempo real de sistemas de potencia, mediante la generación de alarmas al sistema SCADA que indiquen al operador del sistema qué acciones se deben realizar ante una novedad en el STN.

Entendiéndose como vulnerabilidad la cualidad que tiene algo de poder ser afectado de forma negativa, la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos en tiempo real es la posibilidad de afectación del sistema eléctrico por algo de tal forma que representa un riesgo para su operación.

La evolución de los sistemas inteligentes ha contribuido a facilitar las diferentes actividades humanas, entre ellas la ingeniería eléctrica, donde se han implementado aplicaciones en la predicción de demanda en el despacho económico, diagnóstico y ubicación de fallas, evaluación de la seguridad de la red y la estabilidad de sistemas de potencia entre otros.

Se ha visto que cada compañía eléctrica tiene estrategias propias para enfrentar la vulnerabilidad y desarrolla sus propios sistemas tratando de cubrir sus necesidades particulares, enfocados principalmente al control de variables del sistema eléctrico (tensión, corriente, potencia, frecuencia), en el análisis de fallas utilizando como insumo los datos ofrecidos por protecciones y señales provenientes del sistema SCADA, estos sistemas generalmente son desarrollados de forma confidencial en las empresas y hace difícil su conocimiento público.

Estos temas esporádicamente se tratan en seminarios, simposios o conferencias como las ofrecidas por ISAP (Intelligent System Applications to Power Systems) la cual ha mostrado en sus últimas versiones la tendencia del sector a enfocarse a las Smart Grids y sistemas

de control de estabilidad y generaciones distribuidas. En los inicios de las conferencias de la ISAP se mostraban temas más enfocados a los centros de control, mostrando ejemplos como los que se tratan a continuación.

Para el sistema eléctrico portugués se desarrolló un aplicativo (SPARSE) utilizado para diagnóstico de fallas y para restablecimientos del sistema eléctrico de potencia, con el objetivo de ser utilizados por los Centros de Control Portugueses (Vale & C., Temporal reasoning methodologies used in AI applications for power system control centers), (Vale, Dept. of Elelctr. & Comput. Eng., Faria, Ramos, & Fernandez).

Se creó un sistema experto basado en reglas, para los entrenamientos a operadores de centros de control desarrollado por la Universidad de Duisburg, Alemania (Ju, Duisburg Univ., Krost, & Rumpel).

En Francia se tiene el sistema AUSTRAL para centros de control de distribución para el análisis de eventos que puede ser apoyo durante el restablecimiento de sistemas (Krivine, Direction des Etudes et Recherches, & Jehl).

En el Reino Unido se tiene un sistema inteligente utilizado como apoyo en los restablecimientos de la South Western Electricity (SWEB) (Elders, Centre for Electr. Power Eng., Burt, McDonald, & Spiller).

Dentro de las aplicaciones desarrolladas para apoyo al proceso de operación de las salas de control en el Grupo ISA se tienen:

Sistema DAE de INTERCOLOMBIA S.A. (sistema inteligente para evaluación de fallas ocurridas en un sistema de transmisión de energía).

Sistema inteligente de supervisión y control avanzado de tiempo real – proyecto iSAAC desarrollado por XM S.A.

Proyecto SPEM de XM S.A. el cual hace un aporte importante a la seguridad en la operación de sistemas de potencia y un acercamiento interesante al manejo de reglas (seguimiento de maniobras y permisos de trabajo, tiempos de instrucción, ejecución, reporte, generación automática de reportes para el sistema de información, seguimiento de requerimientos eléctricos y otros).

El proyecto del Nuevo Centro de Control de XM S.A. tiene como uno de sus componentes el mejoramiento de la conciencia situacional, la cual es un concepto importante en factores humanos pues es el estado mental de percepción actual de uno mismo y del entorno que lo rodea. Dentro de este proyecto se busca mejorar, entre otros, todo lo relativo al sistema SCADA en cuanto a mensajes, despliegues y procedimientos operativos.

Los proyectos o implementaciones de sistemas inteligentes para el análisis de fallas o evaluación de las redes de transmisión de energía se desarrollan frecuentemente, pero aún no se tiene referencias de un sistema inteligente que brinde unas recomendaciones basado en los cambios topológicos de una red eléctrica mediante un sistema inteligente, objetivo del presente trabajo.

CAPÍTULO 2

2. VULNERABILIDAD DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

En los sistemas eléctricos se presentan múltiples condiciones (maniobras operativas, eventos, alarmas, anomalías, entre otros) que ponen en riesgo su integridad y afectan el proceso de operación en tiempo real. Los errores pueden ser de diferentes tipos, técnicos, de procedimiento o humanos.

Durante las últimas décadas se han perfeccionado los mecanismos para asegurar una operación segura y confiable de los sistemas eléctricos, a pesar de esto se presentan errores en la operación que tienen diferentes impactos en los sistemas interconectados. Siempre se tendrá la variable humana como parte del riesgo de cometer errores durante el proceso de operación.

Con el presente trabajo se espera lograr la prevención y disminución del error humano apoyado en un sistema inteligente que toma la experiencia operativa que se ha adquirido en el Centro de Supervisión y Maniobras de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. empresa perteneciente a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Se considera para este trabajo el Sistema de Transmisión Nacional de Colombia (STN), el cual presenta diferentes condiciones o cambios a nivel operativo que se definen como casos operativos, estos se reflejan en el sistema SCADA y serán el insumo para el sistema inteligente a implementar.

Los casos operativos se definen como maniobras, eventos, tensión cero y alarmas, cada uno de ellos contiene una serie de escenarios que de acuerdo con la experiencia operativa

son considerados de alto impacto en el sistema eléctrico. Cuando se presente alguno de los escenarios planteados se deberán llevar a cabo acciones por parte del operador de turno con el fin de hacer menos vulnerable el sistema.

CAPÍTULO 3

3. CASOS OPERATIVOS A CONSIDERAR

Basados en la experiencia obtenida en la operación del Centro de Supervisión y Maniobras (CSM) de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. se tienen los siguientes grupos de casos operativos para considerar con sus respectivos escenarios:

3.1 CAMBIOS TOPOLÓGICOS

Los cambios topológicos son acciones ejecutadas sobre los equipos eléctricos de forma programada y segura para el sistema eléctrico. En estos casos el sistema se ve modificado en su configuración pero continúa prestando su función de transmisión, pero se deben realizar acciones adicionales para protección y seguridad de los equipos en servicio.

Los cambios topológicos y las acciones a ejecutar desde el sistema SCADA están definidos en el Anexo 1 Listado de cambios topológicos a considerar. En el anexo se encuentra el elemento objeto de maniobra, el mensaje a desplegar con la acción propuesta y la acción a ejecutar que se puede realizar desde el sistema SCADA.

Tabla 1. Ejemplo de cambio topológico a considerar

| Elemento | Mensaje a desplegar en el sistema SCADA | Acción a ejecutar desde el sistema SCADA |
|------------------------|---|--|
| LT Panamericana-Tulcán | Aplicar la consigna operativa esquema de sincronización GAN-O-L-18.00-1608. | Realizar movimientos de selectores SW |

En el ejemplo mostrado en la Tabla 1, se tiene que para maniobra operativa sobre la LT Panamericana-Tulcán, se debe emitir en el sistema SCADA un mensaje que diga “Aplicar la consigna operativa esquema de sincronización GAN-O-L-18.00-1608”, esta consigna es el procedimiento que tiene el CSM de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. para cuando se realice una maniobra operativa sobre este circuito. Adicionalmente en Acción a ejecutar desde el sistema SCADA, se tiene el mensaje “Mover selectores” donde el operador tendrá la opción de decidir si se realiza el movimiento de selectores desde el sistema SCADA, esta acción está contemplada dentro de la consigna. Los selectores determinan cómo se estará haciendo la conexión del circuito Panamericana-Tulcán 138 kV, el cual es una conexión entre los sistemas eléctricos colombiano y ecuatoriano.

3.2 EVENTOS

Se refiere a aquellos casos donde el sistema eléctrico se ve modificado en su estructura de una forma no programada debido a una falla en el elemento y otro tipo de novedad y que puede poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico.

Tabla 2. Ejemplo de evento a considerar

| Elemento | Mensaje a desplegar en el sistema SCADA | Acción a ejecutar desde el sistema SCADA |
|------------------------|---|--|
| LT Páez-San Bernardino | Deshabilitar recierres de LT Juanchito-Páez | Modificar recierres del circuito Páez-San Bernardino 230 kV. |

En el ejemplo mostrado en la Tabla 2, se tiene que para un evento sobre la LT Páez-San Bernardino se desplegará un mensaje en el sistema SCADA que dice “Deshabilitar recierres de LT Juanchito-Páez” y esto conlleva a la posibilidad por parte del sistema SCADA para “Modificar los recierres” de la LT Juanchito-Páez de forma remota, ante lo cual el operador tendrá la opción de hacerlo. Los eventos y las acciones a ejecutar desde el sistema SCADA están definidos en el Anexo 2 Listado de eventos a considerar.

3.3 EVENTOS DE TENSIÓN CERO

Cuando se habla de tensión cero, se hace referencia a la ausencia de tensión en algún elemento o componente del sistema. Así, cuando se tiene tensión cero en una subestación eléctrica, se hace referencia a que ninguno de sus elementos está con tensión y se tienen posiblemente interruptores en estado cerrado. Cuando se va a iniciar el proceso de normalización o restablecimiento, previamente se deben abrir todos los interruptores que se encuentran con tensión cero.

Tabla 3. Ejemplo de caso de tensión cero a considerar

| Subestación | Mensaje a desplegar en el sistema SCADA | Acción a ejecutar desde el sistema SCADA |
|---------------|--|---|
| BACATÁ 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bacatá 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación de la subestación Bacatá 500 kV |

En la Tabla 3, se tiene el caso de la subestación Bacatá 500 kV, cuando el sistema detecte tensión cero, debe generar el mensaje “Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bacatá 500 kV” y mostrar la opción de “Abrir todos los interruptores de la subestación de la subestación Bacatá 500 kV” por parte del sistema SCADA. Las

subestaciones con tensión cero y las acciones a ejecutar desde el sistema SCADA están definidos en el Anexo 3 Listado de subestaciones con evento de tensión cero a considerar.

3.4 ALARMAS

Son señales de advertencia sobre la posible ocurrencia de una falla o anomalía sobre un equipo que se encuentra en operación y lo cual puede generar un riesgo para el sistema eléctrico. Las alarmas pueden ser generadas por cada componente del sistema eléctrico, son una cantidad considerable de señales a considerar. En el presente trabajo se tendrán en cuenta las alarmas que son consideradas de mayor impacto y que tienen la necesidad de ejecutar una acción a corto plazo por parte del grupo de mantenimiento.

Tabla 4. Ejemplo de alarma a considerar

| Elemento | Mensaje a desplegar en el sistema SCADA | Acción a ejecutar desde el sistema SCADA |
|---|---|---|
| Reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV |

En la Tabla 4, se tiene que cuando haya alguna alarma asociada al reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV, se debe generar el mensaje en el sistema SCADA “Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003”. Una de las acciones por parte del operador es esperar máximo 3 horas para que se haya solucionado el problema, de no haberse solucionado se procederá entonces a realizar la apertura del equipo, de pasar 3 horas teniendo la alarma enganchada el sistema deberá mostrar la opción de realizar la apertura del reactor. Las alarmas y las acciones a ejecutar desde el sistema SCADA están definidas en el Anexo 4 Listado de alarmas a considerar.

CAPÍTULO 4

4. CONSIGNAS OPERATIVAS

Las consignas operativas son documentos encargados de dar las pautas e instrucciones a los involucrados en la operación del STN cuando se presente alguna situación especial sobre los activos operados, estos documentos son de propiedad de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. y son el producto de su experiencia en el campo de operación y mantenimiento de sistemas de potencia. En la Tabla 5 se tienen las consignas operativas consideradas:

Tabla 5. Listado de consignas operativas

| |
|--|
| GAN-O-S-04.00-1603. Consigna operativa - atención de fallas en equipos inductivos. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-G-00.10.002. Consigna operativa - atención de fallas en equipos capacitivos. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-G-00.10.003. Consigna operativa - falla en el sistema de teleprotección asociada a circuitos con reactores de línea sin interruptor. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-L-18.00-1608. Consigna operativa - esquema de sincronización circuito Panamericana - Tulcán 138 kV. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-L-18.00-1610. Consigna operativa - salidas por falla circuitos Copey-Ocaña y Copey-Bolívar 500 kV. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-S-02.00-1606. Consigna operativa - esquema suplementario de deslastre de carga (ESDC) - subestación Cerromatoso. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |
| GAN-O-S-02.00-1683. Consigna operativa – esquema suplementario de deslastre de carga (ESDC) subestación Chinú. (Intercolombia S.A. E.S.P., 2015) |

CAPÍTULO 5

5. MODELOS CONCEPTUALES

El modelo conceptual muestra de forma detallada cómo es un proceso, sus actores, relaciones, entradas, salidas y la interacción entre todos los elementos. De esta forma el grupo de trabajo encargado de la implementación tiene la información necesaria para entender en qué consiste el problema y cómo llegar a la solución.

“El modelo conceptual es la actividad de describir de manera formal algunos aspectos del mundo físico y social que nos rodea con fines de comunicación y entendimiento” (Zicari, 1992).

“El modelado conceptual es el proceso de definir y representar el mundo real para facilitar la comunicación entre los agentes involucrados desde una perspectiva de datos” (Lee, 1995).

Se deben tener en cuenta para la elaboración de un modelo conceptual los siguientes puntos:

¿Se reduce el esfuerzo requerido en la implementación del proceso modelado?

¿Mejora la exactitud funcional del proceso implementado?

¿Cómo se logra la eficiencia y efectividad en el proceso modelado?

¿Cuáles son las condiciones necesarias para el modelado conceptual? (Lee, 1995)

5.1 TÉCNICAS DE MODELADO CONCEPTUAL

Se tienen diversas técnicas de modelado conceptual, a continuación se describen algunas:

- Modelado de flujo: representa gráficamente elementos de datos de un sistema (Data Flow Modeling, DFM): Es un método sencillo con el que se pueden construir diagramas de alto o bajo nivel. No lleva al detalle sistemas complejos pero brinda un contexto general de sus funciones. Es usado en el desarrollo de sistemas que utilizan el método de análisis y diseño de sistemas estructurados (Structured Systems Analysis and Design Method - SSADM).
- Líneas de proceso gestionadas por eventos (Event-Driven Process Chain EPC): esta técnica se utiliza principalmente para el mejoramiento sistemático de flujos de procesos de negocios. Consiste de entidades, elementos y funciones que permiten que las relaciones sean procesadas y desarrolladas. Las EPC son hechas de eventos que definen qué estado de un proceso está activo o las reglas con las que opera. Esta técnica puede aplicarse a negocios como recurso para la planeación, mejoramiento de procesos o logística.
- Diseño de conjunto de aplicaciones (Joint Application Development JAD): es un proceso específico usado en el método de desarrollo de sistemas dinámicos (The Dynamic Systems Development Method, DSDM). Sirve para modelar conceptualmente sistemas de ciclos de vida. Este método no trabaja bien con aplicaciones de gran escala, pero aplicaciones más pequeñas reportan alguna ganancia en eficiencia.
- Red de lugar/transición, redes Petri (Place/transition Net, Petri Nets): permite que un sistema se construya con elementos que pueden ser descritos por entes

matemáticos. Tiene propiedades de ejecución no determinística y una teoría matemática bien definida, es una técnica útil en el modelado de comportamiento de sistemas concurrentes, ejecución de procesos simultáneos.

- Modelado de transición de estado (Technique Evaluation and Selection): utiliza diagramas de transición de estado para describir el comportamiento de sistema. Los diagramas usan estados claros para definir comportamiento y cambios del sistema. El uso de estos modelos puede ser fácilmente reconocido como diagramas de estado lógicos y gráficas dirigidas para máquinas de estado finito.
- Modelos conceptuales de sistemas de actividades humanas: son usados en la metodología de sistemas suaves (Soft systems methodology, SSM), afirma que el funcionamiento de una organización es el resultado de la adecuación de las visiones e intereses de quienes intervienen en la misma, y que los modelos que las fundamentan deben compararse con la operativa real y mejorarse en consecuencia (Checkland & Poulter). Estos modelos son modelos de conceptos, no son hechos para representar un estado de relaciones en el mundo físico.
- Modelos lógico lingüísticos: es otra variante de los modelos SSM ((Soft systems methodology) que usa modelos conceptuales. Estos modelos combinan modelos de conceptos con modelos de objetos y eventos del mundo real. Es una representación gráfica de lógica modal en la cual los operadores modales se usan para distinguir el estado de los conceptos de declaraciones acerca de eventos y objetos del mundo real.
- Modelo Relación de entidades (Entity-relationship modeling, ERM): es utilizado para la representación de sistemas de software. Los diagramas resultantes de la técnica ERM son generalmente usados para representar modelos de bases de

datos y sistemas de información. Los componentes principales del diagrama son las entidades (funciones independientes, objetos o eventos) y las relaciones (interacción entre las entidades). El proceso del sistema se forma con la combinación de relaciones, entidades y algunos atributos adicionales necesarios para la descripción del proceso. En ingeniería de software, un modelo ERM es una representación abstracta y conceptual de datos. Es un método de modelado de base de datos usado para producir un tipo esquema conceptual o modelo semántico de datos de un sistema, a menudo una base de datos relacional. Los diagramas creados por este proceso son llamados diagramas ER o ERDs. Tienen amplia aplicación en la construcción de sistemas de información para apoyar actividades que involucran objetos y eventos en el mundo real.

- Lenguaje Unificado De Modelado (UML): El lenguaje unificado de modelado (UML) es el estándar en la industria para modelar sistemas orientados a objetos. Cada iteración aborda de manera cada vez más detallada el diseño del sistema, hasta que las cosas y las relaciones en el sistema estén definidas con claridad y precisión en documentos de UML. El UML es una potente herramienta que puede mejorar en forma considerable la calidad del análisis y diseño de sistemas, y en consecuencia puede ayudar a crear sistemas de información de mayor calidad. El conjunto de herramientas de UML incluye diagramas que permiten visualizar la construcción de un sistema orientado a objetos. La metodología del UML tiene una amplia aceptación y uso. Provee un conjunto estandarizado de herramientas para documentar el análisis y diseño de un sistema de software. (Kendall, 2011)

“El lenguaje UML es un lenguaje ampliamente aceptado y usado por los analistas y desarrolladores de software, y facilita la comunicación entre los miembros del equipo” (Gornik, 2006).

5.2 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LA TÉCNICA PARA EL MODELO CONCEPTUAL.

En la revisión de las técnicas para el modelado conceptual se observan que algunas no llevan a detalles los sistemas complejos (DFM), otros se utilizan para procesos de negocios (EPC), ciclos de vida (JAD), elementos que pueden ser descritos por sistemas dinámicos (Petri), describir el comportamiento de un sistema (TES) los cuales no son adecuados para la necesidad que nos ocupa.

Se requiere un modelado que sea estándar en la industria, que sea fácil de implementar en sistemas complejos y donde se puede consignar suficiente información para que el ingeniero de conocimiento desarrolle el proyecto.

Teniendo en cuenta el tipo de información que se manejará y con el objetivo de buscar un lenguaje con amplia aceptación en el medio, que logre ilustrar todas las ideas y condiciones que requiere el sistema inteligente a modelar y considerando el alcance del presente trabajo, se adoptará la técnica de Lenguaje Unificado de Modelado UML. Las demás técnicas muestran utilidad en otro tipo de escenarios, y algunas no ilustrarían toda la información que se requiere.

En general un modelo conceptual es desarrollado usando alguna forma de técnica de modelado conceptual, la cual utilizará un lenguaje que determina las reglas para llevarlo a cabo. El lenguaje influirá en la profundidad a la cual el sistema es capaz de ser representado, simple o complejo (Gemino & Wand, A framework for empirical evaluation of conceptual modeling techniques, 2004). Se debe entender que comparar los modelos conceptuales solo por sus gráficas o nivel de representación es corto de vista. El énfasis debe hacerse en el lenguaje del modelo conceptual cuando se está haciendo la selección de la técnica apropiada (Gemino & Wand, Evaluating modeling techniques based on models of learning, 2003).

De acuerdo con Gemino y Wand (Gemino & Wand, Evaluating modeling techniques based on models of learning, 2003), algunos puntos deben considerarse cuando se estudian los factores de afectación: el contenido que el modelo conceptual quiere representar, el método con el cual el modelo será representado, las características de los usuarios del modelo y el lenguaje de las tareas específicas del modelo. La complejidad del modelo debe ser acorde con la experiencia de sus usuarios.

“El contenido de los modelos conceptuales debe considerarse para seleccionar una técnica que permita presentar la información relevante” (Gemino & Wand, A framework for empirical evaluation of conceptual modeling techniques, 2004).

Es necesario codificar los modelos en una representación común, de modo que las distintas notaciones puedan intercambiar datos y diseños usando herramientas propias de modelado. Se trata de describir de modo preciso el significado de cada uno de los componentes del sistema, mediante el uso de una herramienta apropiada como es el lenguaje común para los diseñadores de sistemas Lenguaje de Modelado Unificado (UML). Algunos autores como Cao, Bryant, Zhao, Burt, Gray, Raje, Olson y Auguston (2005) han referido a estas transferencias de notación de modelado como conversión y desconversión. (Castro, 2011)

Aunque pareciera existir una separación entre el lenguaje UML y el modelo ERM desde el punto de vista de la concepción de los objetos, el lenguaje de modelado UML tiene sus raíces en el modelo ERM. Los autores del UML han proclamado que el lenguaje es diferente al modelado de datos y no tiene nada que ver con el diseño de bases de datos; sin embargo, la Object Management Group (OMG, 2008) ha trabajado en producir un conjunto de “metamodelos” para describir el modelado entidad relación, así como el diseño de bases de datos relacionales y el diseño de esquemas XML, de manera de producir Modelos Entidad Relación "conceptuales" con el uso de notación de clases en UML (Hay, 1999).

CAPÍTULO 6

6. LENGUAJE UNIFICADO DE MODELADO UML

El UML es una herramienta que puede mejorar en forma considerable la calidad del análisis y diseño de sistemas. Al usar el UML se puede lograr una mejor comprensión entre los diferentes partes involucradas en el diseño e implementación del sistema.

La primera iteración del análisis debe realizarse a un nivel muy alto para identificar los objetivos del sistema en general y validar los requerimientos a través del análisis de casos de uso. Identificar los actores y definir el modelo de casos de uso inicial son actividades que forman parte de esta primera iteración.

Las iteraciones subsiguientes del análisis refinan más los requerimientos del sistema por medio del desarrollo de escenarios de casos de uso, diagramas de clases, diagramas de secuencia, diagramas de estado, entre otros. Cada iteración requiere una vista cada vez más detallada del diseño del sistema, hasta que las cosas y relaciones en el sistema se definan con claridad y precisión en los documentos de UML. Cuando se tenga completo el proceso de análisis y diseño, se espera tener de manera apropiada las especificaciones para clases, escenarios, actividades y secuencias en el sistema (Kendall, 2011).

Los conceptos orientados a objetos tienen como componentes: objetos, clases y herencia.

Objetos: Los objetos son personas, lugares o cosas relevantes para el sistema a analizar.

Clases: Son grupos de elementos similares. Una clase define el conjunto de atributos compartidos y comportamientos que se encuentran en cada objeto de la clase. La idea es tener un punto de referencia y describir un objeto específico en términos de sus similitudes o diferencias en relación con los miembros de su propia clase. Por lo general, los nombres de las clases son sustantivos o frases cortas y empiezan con mayúscula.

En UML, una clase se dibuja como un rectángulo que contiene otras dos características importantes: una lista de atributos y una serie de métodos.

Atributo: describe cierta propiedad que poseen todos los objetos de la clase. Al especificar atributos, por lo general la primera letra va en minúscula.

Método: es una acción que se puede solicitar de cualquier objeto de la clase. Los métodos son los procesos que una clase sabe cómo llevar a cabo. También se les conoce como operaciones. Al especificar métodos, por lo general la primera letra está en minúscula.

Herencia: las clases pueden tener hijos; es decir, se puede crear una clase a partir de otra. En UML, la clase original (o padre) se conoce como clase base; a la clase hija se le denomina clase derivada. Se puede crear una clase derivada de tal forma que herede todos los atributos y comportamientos de la clase base. Sin embargo, una clase derivada puede tener atributos y comportamientos adicionales. La herencia reduce la labor de programación al permitir que se utilicen los objetos comunes con facilidad.

Los signos negativos significan que estos atributos son privados (no se comparten con otras clases) y que los signos positivos significan que estos métodos son públicos (otras clases pueden invocarlos).

El UML consiste en cosas, relaciones y diagramas.

Las cosas estructurales son las más comunes. Las cosas estructurales son clases, interfaces, casos de uso y muchos otros elementos que proveen la forma de crear modelos. Las cosas estructurales permiten al usuario describir las relaciones. Las cosas de comportamiento describen la forma en que funcionan las cosas. Algunos ejemplos de cosas de comportamiento son las interacciones y las máquinas de estado. Las cosas de grupo se utilizan para definir límites. El paquete es un ejemplo de cosa de grupo. Por último tenemos las cosas de anotaciones, para poder agregar notas en los diagramas.

Las relaciones son el pegamento que mantiene las cosas unidas entre sí. Es conveniente pensar en la relaciones de dos formas. Las relaciones estructurales se utilizan para unir las cosas en los diagramas estructurales. Las relaciones estructurales incluyen dependencias, agregaciones, asociaciones y generalizaciones. Por ejemplo, las relaciones estructurales muestran herencia. Las relaciones de comportamiento se utilizan en los diagramas de comportamiento.

**Tabla 6. Componentes del lenguaje UML.
(Kendall, 2011)**

| Categoría de UML | Elementos de UML | Detalles específicos de UML | |
|-------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Cosas | Cosas estructurales | Clases | |
| | | Interfaces | |
| | | Colaboraciones | |
| | | Casos de uso | |
| | | Clases activas | |
| Relaciones | Cosas de comportamiento | Componentes | |
| | | Nodos | |
| | | Interacciones | |
| | | Máquinas de estado | |
| Relaciones | Cosas de agrupamiento | Paquetes | |
| | | Cosas de anotaciones | |
| | | Notas | |
| | | Relaciones estructurales | |
| Relaciones | Relaciones de comportamiento | Dependencias | |
| | | Agregaciones | |
| | | Asociaciones | |
| | | Generalizaciones | |
| | | Comunica | |
| Diagramas | Diagramas estructurales | Incluye | |
| | | Extiende | |
| | | Generaliza | |
| | Diagramas de comportamiento | de | Diagramas de clases |
| | | de | Diagramas de componentes |
| | | de | Diagramas de despliegue |
| | | de | Diagramas de casos de uso |
| Diagramas | Diagramas de comportamiento | Diagramas de secuencia | |
| | | Diagramas de comunicación | |
| | | Diagramas de estados | |
| Diagramas | Diagramas de comportamiento | Diagramas de actividad | |

Los diagramas de UML que se utilizan con más frecuencia son:

- Diagrama de contexto

Es la representación de la relación del sistema con los elementos externos, los cuales forman el contexto del sistema. En los diagramas de contexto se define el ámbito de acción del proyecto o sistema. El diagrama de contexto inicial debe ser una vista general que incluya las entradas básicas, el sistema general y las salidas. Este diagrama será el más general, una verdadera vista panorámica del movimiento de datos en el sistema y la conceptualización más amplia posible del sistema. El diagrama de contexto es el nivel más alto en un diagrama de flujo de datos y contiene sólo un proceso, el cual representa a todo el sistema. Se identifican los actores que interactúan con el sistema y posteriormente se organizan. En los diagramas de contexto se define el ámbito de acción del proyecto o sistema.

- Diagrama de casos de uso

Describe la forma en que se utiliza el sistema.

- Diagrama de actividad

Ilustra el flujo de actividades en general. Cada caso de uso puede crear un diagrama de actividad. Los diagramas de actividad muestran la secuencia de actividades en un proceso, incluyendo las actividades secuenciales y paralelas, además de las decisiones que se toman. *“Por lo general se crea un diagrama de actividad para un caso de uso y puede mostrar los distintos escenarios posibles”* (Kendall, 2011).

Los diagramas de actividad tienen símbolos:

Un rectángulo con esquinas redondas representa una actividad, ya sea manual o automatizada (un método o programa).

Una flecha representa un evento. Los eventos representan cosas que ocurren en cierto momento y lugar.

Un diamante representa una decisión (también conocida como ramificación) o una fusión. En las decisiones hay una flecha que entra al diamante y varias que salen de él.

Un rectángulo largo y plano representa una barra de sincronización. Estas barras se utilizan para mostrar las actividades paralelas, donde puede haber un evento que entre a la barra de sincronización y varios eventos que salgan de ella, a lo cual se le denomina bifurcación.

Hay dos símbolos que muestran el inicio y fin del diagrama. El estado inicial se muestra como un círculo relleno. El estado final se muestra como un círculo negro

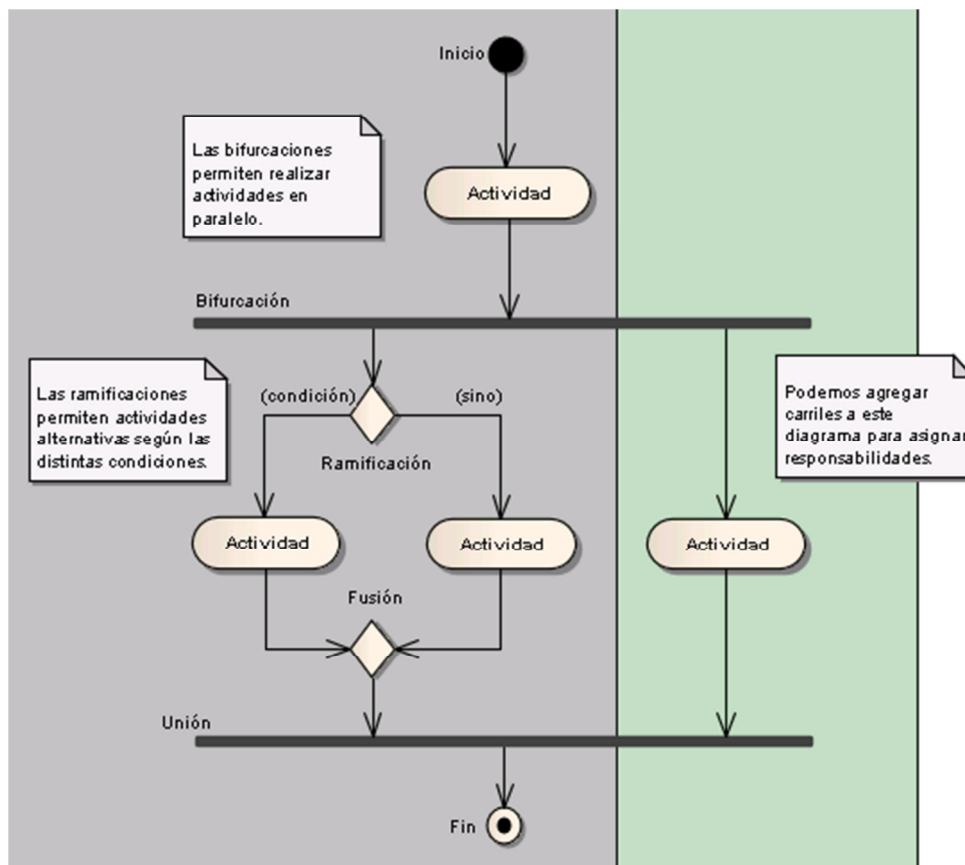


Figura 2. Esquema general de un diagrama de actividad (Kendall, 2011)

- Diagramas de secuencia

Muestran el orden de las actividades y las relaciones entre las clases. Los diagramas de secuencia pueden ilustrar una sucesión de interacciones entre clases o instancias de objetos a través del tiempo.

Los diagramas de secuencia se utilizan para mostrar el patrón general de las actividades o interacciones entre estas. En los diagramas de secuencia todas las clases de interfaz deben estar conectadas a una clase de control.

Símbolos utilizados en los diagramas de secuencia:

Los actores y las clases o instancias de objetos se muestran en cuadros en la parte superior del diagrama. El objeto de más a la izquierda es el objeto inicial y puede ser una persona (se utiliza un símbolo de actor de caso de uso), ventana, cuadro de diálogo u otra interfaz de usuario.

Los rectángulos de la parte superior utilizan indicadores en el nombre para indicar si el rectángulo representa un objeto, una clase, o una clase y un objeto.

nombreObjeto: un nombre seguido de un signo de dos puntos representa a un objeto.

:clase: un signo de dos puntos seguido de un nombre representa a una clase.

nombreObjeto:clase: un nombre seguido de un signo de dos puntos y de otro nombre, representa a un objeto en una clase.

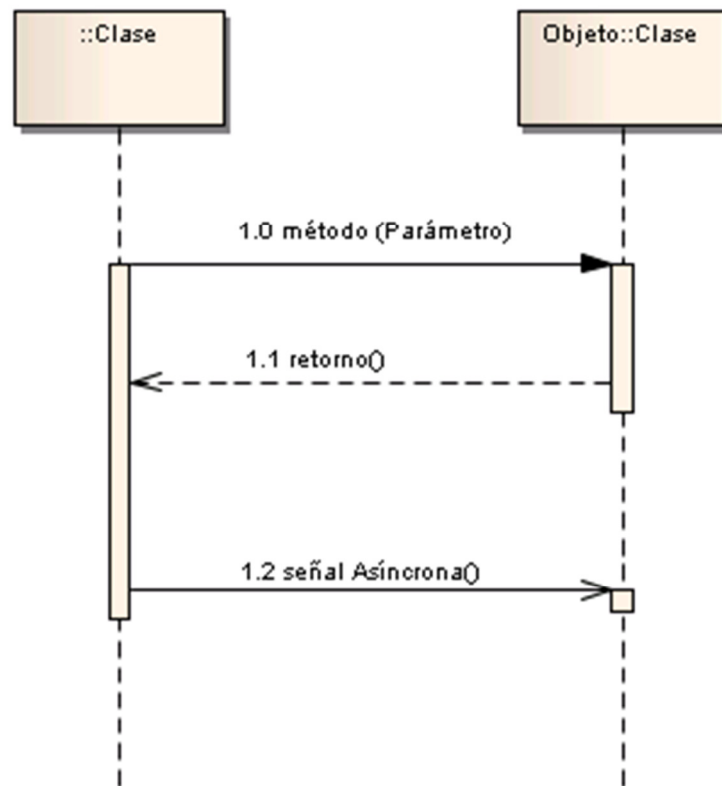


Figura 3. Esquema general de un diagrama de secuencia (Kendall, 2011)

Una línea vertical representa la línea de vida de la clase u objeto, que corresponde al tiempo a partir del que se creó hasta el momento en que se destruye. Una X en la parte inferior de la línea de vida representa el momento en que se destruye el objeto.

Una barra lateral o un rectángulo vertical en la línea de vida muestran el foco de control cuando el objeto está ocupado haciendo cosas.

Las flechas horizontales muestran mensajes o señales que se envían entre las clases. Los mensajes pertenecen a la clase receptora. Hay algunas variaciones en las flechas de los mensajes. Las puntas de flecha sólidas representan llamadas sincrónicas, que son las más comunes. Éstas se utilizan cuando la clase emisora espera una respuesta de la clase receptora y el control se devuelve a la clase emisora cuando la clase receptora que recibe

el mensaje termina de ejecutarse. Las medias puntas de flecha (o abiertas) representan llamadas asíncronas: aquellas que se envían sin esperar que la clase emisora las devuelva. Un ejemplo sería el uso de un menú para ejecutar un programa.

La sincronización en el diagrama de secuencia se muestra de arriba hacia abajo; la primera interacción se dibuja en la parte superior del diagrama y la interacción que ocurre al último se dibuja en la parte inferior del diagrama. Las flechas de interacción empiezan en la barra del actor u objeto que inicia la interacción y terminan apuntando a la barra del actor u objeto que recibe la solicitud de interacción. El actor inicial u objeto se muestra a la izquierda. Éste puede ser el actor que inicia la actividad o una clase que represente la interfaz de usuario. (Kendall, 2011)

- Diagrama de dominio

Es un tipo de modelo conceptual usado para mostrar los elementos estructurales y sus restricciones dentro de un dominio de interés (llamado también dominio problema), se muestran todos los temas relacionados con un problema específico. Incluye varias entidades, sus atributos y sus relaciones, más las restricciones gobernando la integridad conceptual de los elementos del modelo estructural que componen el dominio. Los modelos de dominio pueden usarse para modelos de conceptos o para modelar objetos y eventos del mundo real.

Para la elaboración del diagrama de dominio se utilizan diagramas de clase, los cuales tienen como atributos los elementos sobre los cuales aplican las clases.

Los diagramas de clases muestran las clases y sus relaciones. Las metodologías orientadas a objetos trabajan para descubrir las clases, atributos, métodos y relaciones entre las clases. Como la programación ocurre a nivel de clase, definir clases es una de las tareas más importantes del análisis orientado a objetos. Los diagramas de clases muestran las

características estáticas del sistema y no representan ningún procesamiento en especial, también muestra la naturaleza de las relaciones entre las clases. El diagrama de clases muestra los requerimientos de almacenamiento de datos y de procesamiento. *“El modelo de dominio identifica las relaciones entre todas las entidades comprendidas en el ámbito del dominio del problema, y comúnmente identifica sus atributos”* (Oldfield, 2002).

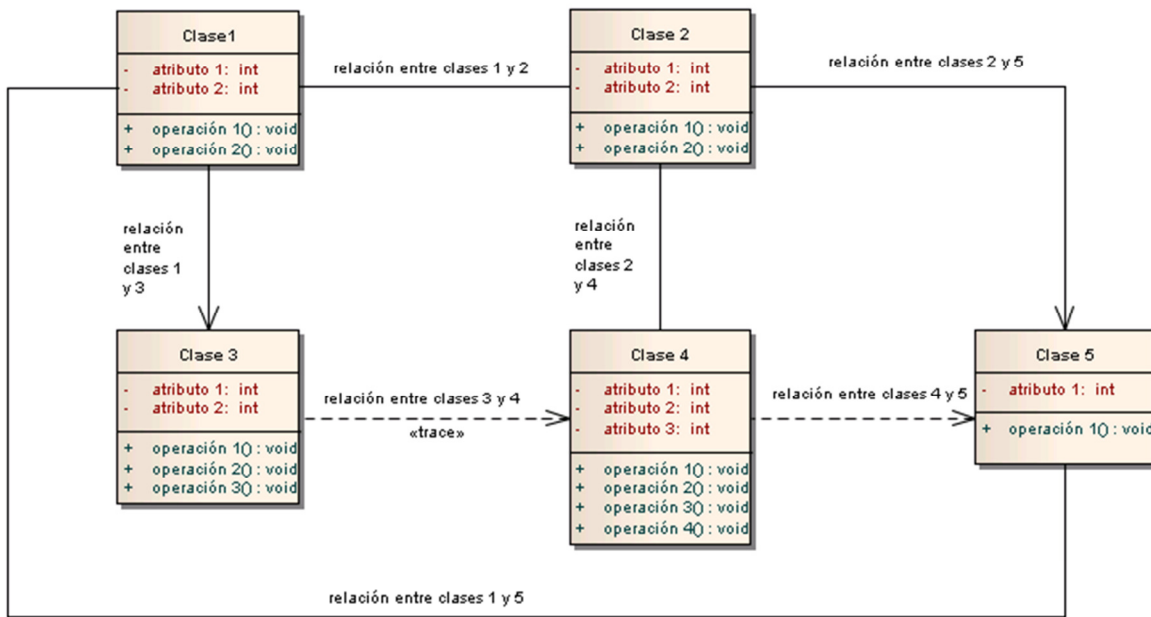


Figura 4. Esquema general de un diagrama de dominio

- Diagramas de estados

Muestran las transiciones de estado. Cada clase puede crear un diagrama de estados, el cual es útil para determinar los métodos de la clase.

El diagrama de estados o de transiciones de estado, se utiliza para examinar los distintos estados que puede tener un objeto. Por lo general los objetos se crean, pasan por cambios y se eliminan o quitan. Los objetos existen en estos diversos estados, que son las condiciones de un objeto en un momento específico.

Un estado tiene un nombre en el que cada palabra empieza con mayúscula. El nombre debe ser único y descriptivo. Y también tiene acciones de entrada y de salida: las cosas que el objeto debe hacer cada vez que entra o sale de un estado específico.

Un evento es algo que ocurre en un tiempo y lugar específicos. Los eventos provocan un cambio del estado del objeto y se dice que una transición se “dispara”. Los estados separan eventos, como un pedido que espera a ser llenado, y los eventos separan estados, como un evento Pedido recibido o un evento Pedido completo.

Un evento produce la transición y ocurre cuando se cumple una condición de guardia. Esta condición de guardia es algo que se evalúa como verdadero o falso y puede ser tan simple como “Hacer clic para confirmar el pedido”. También puede ser una condición que ocurra en un método, como un elemento que esté agotado. Las condiciones de guardia se muestran entre corchetes a un lado de la etiqueta del evento.

Además hay eventos diferidos, o eventos que se retienen hasta que un objeto cambia a un estado que pueda aceptarlos. Un usuario que teclea algo cuando un procesador de palabras realiza un respaldo sincronizado es un ejemplo de un evento diferido. Una vez que se completa el respaldo sincronizado, el texto aparece en el documento.

Los eventos se clasifican en tres categorías distintas:

Señales o mensajes asíncronos, que ocurren cuando el programa que hace la llamada no espera un mensaje de retorno, como una característica que se opera desde un menú.

Mensajes sincrónicos, que son llamadas a funciones o subrutinas. El objeto que hace la llamada se detiene y espera a que se le regrese el control, junto con un mensaje opcional.

Eventos temporales, que ocurren en un tiempo predeterminado. Por lo general no involucran a un actor o a un evento externo. (Kendall, 2011)

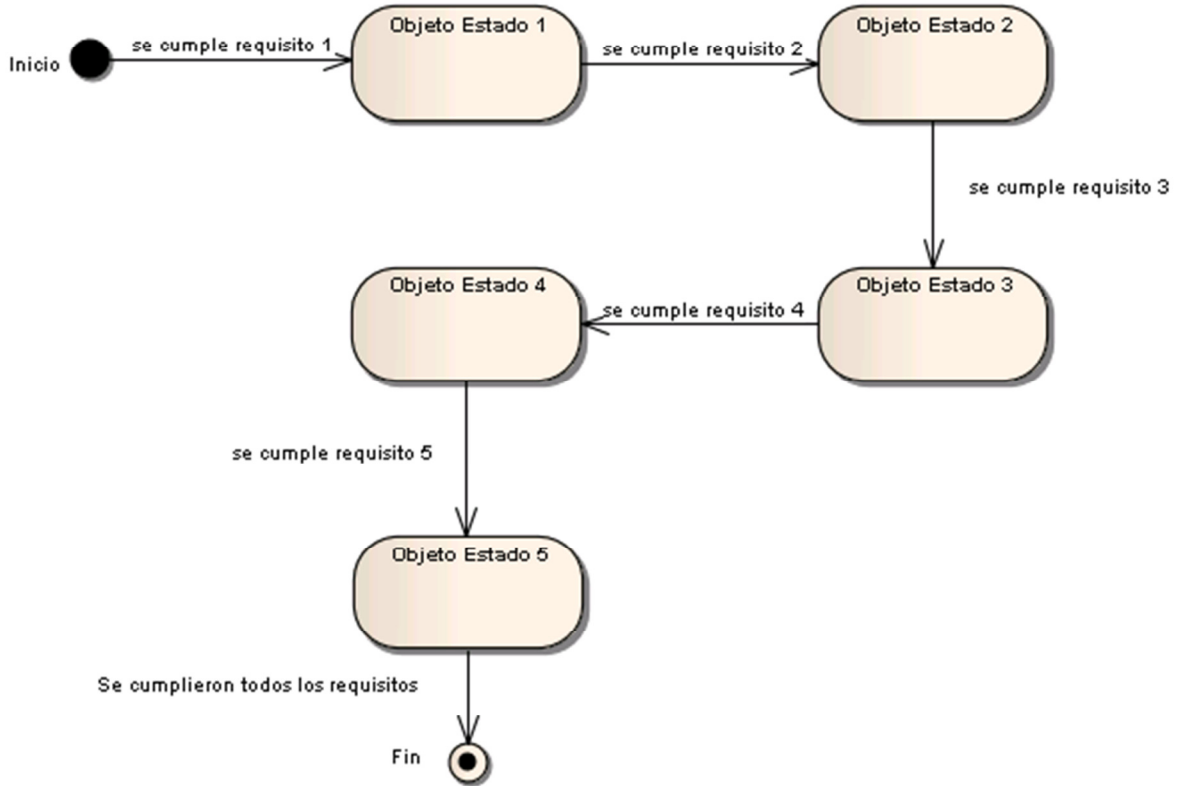


Figura 5. Esquema general de un diagrama de estados

CAPÍTULO 7

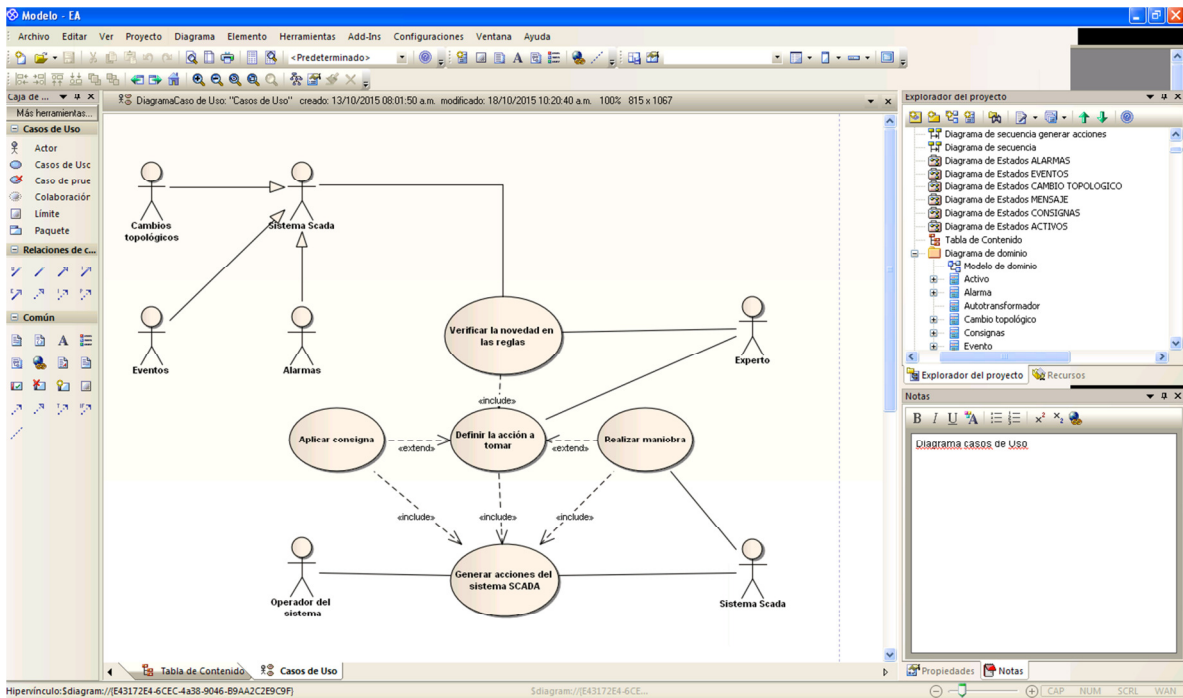
7. PROGRAMA A UTILIZAR PARA EL MODELADO DEL SISTEMA INTELIGENTE

En el mercado hay muchos programas con los cuales se pueden realizar los modelos conceptuales, como Visual Paradigm, Visio, FreeMind, Enterprise Architect entre otros. Se probaron varios de estos, algunos tienen limitaciones en su ejecución, no tienen todas las librerías que se desean o no es fácil el ordenamiento de la información cuando se tiene mucha información gestionada, o no ofrecen facilidad para el usuario al realizar los diagramas.

En la evaluación de los programas a utilizar se encontró que el programa Enterprise Architect desarrollado por Sparx Systems es una herramienta fácil de utilizar, estable y con una amplia librería y utilidades, por lo que será el programa usado para el modelado del sistema inteligente.

Enterprise Architect tiene una larga y reconocida trayectoria en una amplia gama de industrias en más de 160 países. Durante 15 años se ha desarrollado continuamente, mejorado y refinado para satisfacer las nuevas necesidades de los programadores, analistas de negocios, arquitectos empresariales, probadores, jefes de proyecto, diseñadores y otros.

Con las capacidades de gestión de requisitos integrados, Enterprise Architect ayuda a rastrear las especificaciones de alto nivel a los modelos de análisis, diseño, implementación, prueba y mantenimiento utilizando UML, SysML, BPMN y otros estándares abiertos. (Sparx Systems, 2015)



**Figura 6. Vista general del programa Enterprise Architect.
(Sparx Systems, 2015)**

CAPÍTULO 8

8. PROGRAMA A UTILIZAR PARA EL SISTEMA SCADA

Para el presente trabajo se considera la implementación a nivel general para cualquier sistema SCADA.

En el Anexo 6, se muestra lo que puede ser la implementación en el sistema SCADA Monarch propiedad del fabricante OSI. Este sistema actualmente es utilizado por tres de las empresas del Grupo ISA, INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., Transelca S.A. E.S.P. en Colombia, Red de Energía del Perú REP y en Bolivia, ISA Bolivia.

CAPÍTULO 9

9. SISTEMAS INTELIGENTES

Un sistema inteligente cuenta con características y comportamientos similares a los de la inteligencia humana o animal, tiene la capacidad de decidir por sí mismo qué acciones realizar para alcanzar sus objetivos basándose en percepciones, conocimientos y experiencias acumuladas.

Debe existir un entorno con el cual el sistema interactúe y debe recibir comunicaciones de dicho entorno y transmitir información. El sistema debe actuar continuamente y contar con una memoria para archivar el resultado de sus acciones. Para alcanzar su objetivo debe seleccionar la respuesta adecuada y aprender de su experiencia mejorando su rendimiento y eficiencia.

9.1 TIPOS DE SISTEMAS INTELIGENTES

A continuación se enumeran algunos tipos de sistemas inteligentes:

- Redes neuronales (RNA):

Una red neuronal es un sistema de procesamiento de información que tiene ciertas aptitudes en común con las redes neuronales biológicas:

– El procesamiento de información ocurre en muchos elementos simples llamados neuronas.

- Las señales son transferidas entre neuronas a través de enlaces de conexión.
- Cada neurona aplica una función de activación (usualmente no lineal) a su entrada de red (suma de entradas pesadas) para determinar su salida. (García Báez)
- Sistemas experto

Un sistema experto puede definirse como un sistema informático (hardware y software) que simula a los expertos humanos en un área de especialización dada.

Se puede pensar también en un sistema experto como un consultor que puede suministrar ayuda a (o en algunos casos sustituir completamente) los expertos humanos con un grado razonable de fiabilidad.

Hay varias razones para utilizar sistemas expertos. Las más importantes son:

1. Con la ayuda de un sistema experto, personal con poca experiencia puede resolver problemas que requieren un conocimiento de experto. Esto es también importante en casos en los que hay pocos expertos humanos. Además, el número de personas con acceso al conocimiento aumenta con el uso de sistemas expertos.
2. El conocimiento de varios expertos humanos puede combinarse, lo que da lugar a sistemas expertos más fiables, ya que se obtiene un sistema experto que combina la sabiduría colectiva de varios expertos humanos en lugar de la de uno solo.
3. Los sistemas expertos pueden responder a preguntas y resolver problemas mucho más rápidamente que un experto humano. Por ello, los sistemas son muy valiosos en casos en los que el tiempo de respuesta es crítico.
4. En algunos casos, la complejidad del problema impide al experto humano resolverlo. En otros casos la solución de los expertos humanos no es fiable. Debido a la capacidad de los ordenadores de procesar un elevadísimo número de operaciones complejas de forma

rápida y aproximada, los sistemas expertos suministran respuestas rápidas y fiables en situaciones en las que los expertos humanos no pueden.

5. Los sistemas expertos pueden ser utilizados para realizar operaciones monótonas, aburridas e incómodas para los humanos. En verdad, los sistemas expertos pueden ser la única solución viable en una situación en la que la tarea a realizar desborda al ser humano (por ejemplo, un avión o una cápsula espacial dirigida por un sistema experto). (Castillo, Hadi, & Gutiérrez, 1998)

- Lógica Difusa

La lógica difusa utiliza expresiones que no son totalmente ciertas ni totalmente falsas, es decir, es una lógica aplicada a conceptos que pueden tomar un valor indeterminado. Es una técnica de la inteligencia computacional que ayuda o permite trabajar con información que es imprecisa y no está bien definida

Los sistemas basados en lógica borrosa se vienen utilizando en aplicaciones de diversas índoles. Así, en el área médica se emplea para diagnósticos, acupuntura, análisis de ritmos cardíacos, o de la arterioestenosis coronaria. Dentro del apoyo a la toma de decisiones, otras de las grandes áreas de aplicación de estos sistemas, se han utilizado, por ejemplo, en la búsqueda de caminos críticos en la ejecución de proyectos, y asesoramiento a la inversión.

Sin duda, el principal campo de aplicación de la lógica difusa es el de control, a partir del empleo de las expresiones de esta lógica para formular reglas orientadas al control de sistemas. (Benito Matías & Durán Vicente)

9.2 ADOPCIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE

El sistema inteligente que se requiere debe tener la capacidad de:

- Buscar una novedad que se presente en el sistema eléctrico.
- Encontrar una recomendación ante la novedad encontrada.
- Enviar un mensaje con la recomendación encontrada.
- Ser flexible en la gestión de reglas establecidas, permitir anexar, eliminar, modificar reglas por parte de un especialista ante las necesidades del sistema eléctrico.

El sistema inteligente que se ajusta a las necesidades planteadas es el sistema experto, para el caso que nos ocupa, todas las recomendaciones dadas por el sistema inteligente deben ser limitadas a las consignas operativas vigentes en la organización o a procedimientos previamente aprobados, por tal motivo no sería práctico adoptar un sistema que tome otras alternativas.

Los sistemas expertos han mostrado su efectividad en situaciones anormales o bajo presión del tiempo. (Krost, Duisburg Univ., Spanel, & Muller)

9.3 PROGRAMA A UTILIZAR PARA LA VERIFICACIÓN DEL SISTEMA INTELIGENTE

En el presente trabajo se probará cómo es la implementación de reglas en un sistema experto, pero en la ejecución final el ingeniero de conocimiento deberá seleccionar su mejor herramienta conservando los requerimientos del proyecto, esto porque las

exigencias de los parámetros de comunicación de los sistemas SCADA varían dependiendo del fabricante al igual que los programas de sistemas inteligentes tienen los suyos.

Para la prueba se necesita un programa de sistemas expertos que ofrezca facilidad en su implementación, ejecución, y bajo costo. CLIPS probablemente es el sistema experto más ampliamente usado debido a que es rápido, eficiente y gratuito. Aunque ahora es de dominio público, aún es actualizado y mantenido por su autor original, Gary Riley.

CLIPS es un acrónimo de C Language Integrated Production System (Sistema de Producción Integrado en Lenguaje C) Estos sistemas imitan las actividades de un humano para resolver problemas de distinta índole. Fue creado a partir de 1984, en el Lyndon B. Johnson Space Center de la NASA. Los fondos cesaron a principios de los años 1990, y hubo un mandato de la NASA para comprar software comercial.

9.4 IMPLEMENTACIÓN DEL CASO EN EL SISTEMA INTELIGENTE

Con el objeto de ilustrar cómo es el funcionamiento del sistema experto, se procedió a implementar en el programa CLIPS IDE las reglas (acciones) asociadas a cada uno de los escenarios posibles y se realizaron pruebas. Ver Anexo 5 Programación de caso en CLIPS.

A continuación se muestran casos corridos donde se verifica la operación del sistema:

- Caso con teleprotección alarmada de un circuito con reactor de línea sin interruptor:

TIENE ALGUNA TELEPROTECCION ALARMADA? (s/n) s

TIENE EL CIRCUITO REACTOR DE LINEA SIN INTERRUPTOR (s/n)? s

*** ACCION A TOMAR: ***

APLICAR "Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003"

3 rules fired Run time is 6.15723600000092 seconds.

0.487231608468402 rules

- Caso de apertura del circuito Páez-San Bernardino 230 kV

SISTEMA EXPERTO SCADA

TIENE ALGUNA TELEPROTECCION ALARMADA? (s/n) N

TIENE ALGUN CIRCUITO PARA ABRIR? (s/n) S

ABRIR PÁEZ-SAN BERNARDINO 230 kV (s/n)? S

*** ACCION A TOMAR: ***

Deshabilitar recierres del circuito Juanchito-Páez 230 kV

<== Focus MAIN

4 rules fired Run time is 10.59696900000002 seconds.

0.377466424597442 rules per second.

CAPÍTULO 10

10. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA INTELIGENTE PARA EL ANÁLISIS DE LA VULNERABILIDAD EN TIEMPO REAL

Como se explicó anteriormente, para el ingeniero de conocimiento es esencial tener claro en qué consiste el proyecto que está por implementar, de tal forma que no se incurra en reprocesos de información y demoras innecesarias durante el proyecto.

Los diagramas conceptuales UML son la herramienta seleccionada para desarrollar el modelo conceptual del sistema inteligente para el análisis de la vulnerabilidad en tiempo real, en el presente capítulo se mostrarán los diagramas necesarios.

10.1 DIAGRAMA DE CONTEXTO

Es la representación de la relación del sistema con otras áreas, los cuales forman el contexto del sistema.

El sistema inteligente para el análisis de vulnerabilidad en tiempo real tiene un impacto inicialmente a nivel de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. como empresa donde se implementará el sistema, ofreciendo innovación, seguridad operativa, oportunidades de mejora en los procesos de operación en tiempo real y conocimiento.

Dado que INTERCOLOMBIA hace parte del grupo empresarial ISA, se tendrá un impacto a nivel de innovación y seguridad operativa sobre las empresas que hacen parte del grupo.

De igual manera se tendrá sobre XM como agente responsable del sistema eléctrico colombiano.

Sobre los demás agentes operadores a nivel nacional se tendrá un impacto a nivel de innovación, pero no en cuanto a seguridad operativa, pues cada empresa del sector tiene sus propios métodos y procedimientos para asegurar su operación.

La academia tendrá oportunidad de conocimiento e innovación con el proyecto.

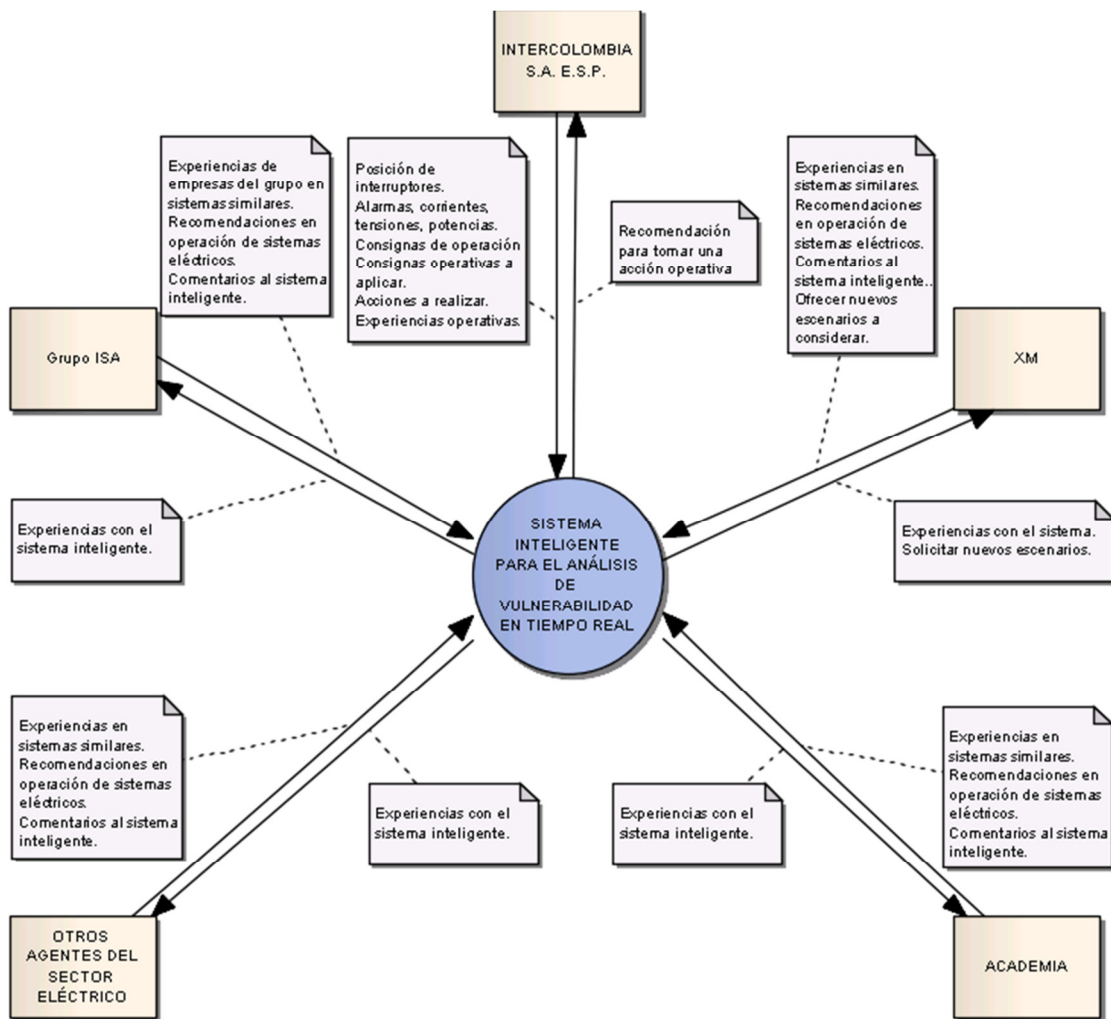


Figura 7. Diagrama de contexto para el modelo conceptual del sistema inteligente.

10.2 DIAGRAMA DE CASOS DE USO

Los diagramas de uso describen la forma en que se utiliza el sistema, nos dice qué hace el sistema inteligente, pero no nos dice cómo lo hace.

En este diagrama se observa la interacción que se tiene entre las novedades que se pueden dar en el sistema de transmisión nacional colombiano STN (maniobras, eventos o alarmas) detectadas por el sistema SCADA (Sistema de supervisión, control y adquisición de datos) y entregadas al sistema experto, el cual entregará las recomendaciones al operador o usuario del sistema.

El STN contiene elementos como subestaciones, líneas de transmisión de energía, transformadores, reactores, condensadores, los cuales durante la operación generan maniobras, eventos, alarmas y otras novedades.

La información de las variables eléctricas, maniobras, eventos, alarmas, ocurridas en el STN va a un sistema SCADA, el cual es el encargado de agrupar toda la información y ofrecerla al sistema inteligente. El sistema inteligente dependiendo de las reglas que tenga programadas (por un ingeniero experto), hará unas recomendaciones a través del sistema SCADA, recomendaciones que el operador tendrá en cuenta para tomar sus decisiones y atender las contingencias que se hayan presentado.

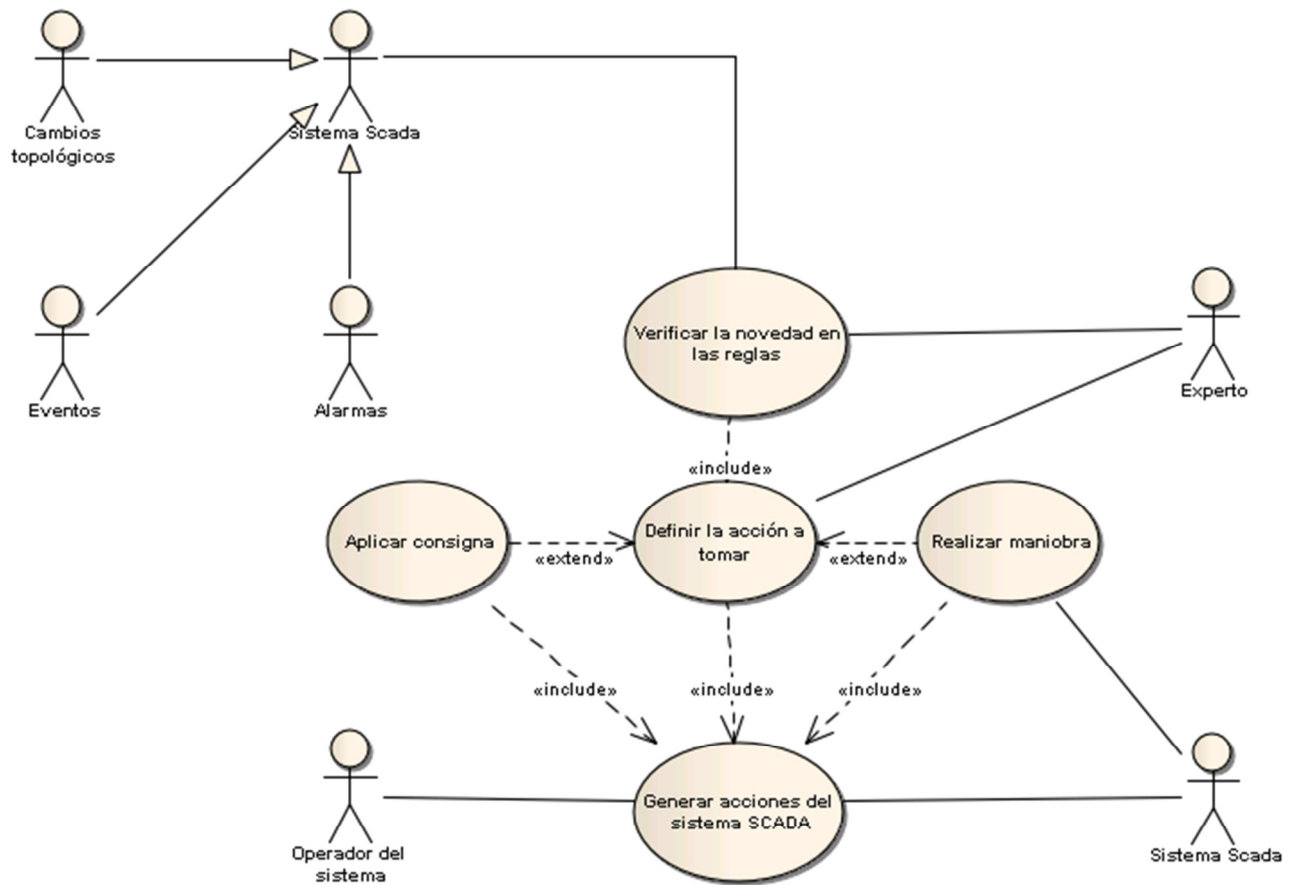


Figura 8. Diagrama de casos para el modelo conceptual del sistema inteligente.

10.2.1 Escenarios de los casos de uso.

Los escenarios son las descripciones de lo que ocurre en cada caso de uso, con sus posibilidades, consideraciones de éxito y otros, como se aprecia en las plantillas que facilitan su lectura y proveen una información estandarizada de los casos de uso.

Se tienen los escenarios presentados en las siguientes tablas:

Tabla 7. Escenario de caso de uso verificar la novedad en las reglas.

| | | |
|---|--|--|
| Nombre del caso de uso: | Verificar la novedad en las reglas. | |
| Actor: | Experto | |
| Interesados: | Experto, operador del sistema. | |
| Descripción: | Establecer si la novedad está incluida en las reglas del sistema experto. | |
| Evento desencadenador: | El sistema toma la novedad y la procesa para tomar una decisión. | |
| Tipo de desencadenador: | Externo | |
| Pasos realizados: | Información para los pasos: | |
| 1. Se genera la novedad en el sistema eléctrico. | Sistema de transmisión nacional. | |
| 2. La novedad es detectada. | Sistema SCADA. | |
| 3. Se transfiere la novedad al sistema inteligente. | Sistema inteligente. | |
| 4. Se determina si la novedad es un cambio topológico, evento o alarma. | Sistema inteligente. | |
| 5. La novedad se compara con las reglas establecidas. | Sistema inteligente. | |
| 6. La novedad coincide con alguna regla y se inicia la toma de decisiones. | Sistema inteligente. | |
| 7. La novedad no coincide con alguna regla y se envía un mensaje de que la novedad no está en la base de datos, no se aplicarán reglas. | Sistema inteligente. | |
| Precondiciones: | Se generó una novedad en el sistema eléctrico. | |
| Post condiciones: | Se comparó con las reglas y se determina si la novedad aplica. | |
| Suposiciones: | El sistema inteligente identificó correctamente la novedad. | |
| Garantía de éxito: | Se comparó correctamente la novedad con las reglas establecidas. | |
| Garantía mínima: | Se determinó si la novedad aplica. | |
| Requerimientos cumplidos: | Permitir que el sistema inteligente determine si la novedad aplica y la identifique. | |
| Prioridad: | Alta. | |
| Riesgo: | Medio. | |

Tabla 8. Escenario de caso de uso definir la acción a tomar.

| | |
|---|--|
| Nombre del caso de uso: | Definir la acción a tomar. |
| Actor: | Experto |
| Interesados: | Experto, operador del sistema. |
| Descripción: | Realizar la toma de decisiones de acuerdo con las reglas establecidas. |
| Evento desencadenador: | El sistema inteligente detectó y clasificó la novedad que se presentó. |
| Tipo de desencadenador: | Externo |
| Pasos realizados: | Información para los pasos: |
| 1. Se verifica en la base de datos cuál es la novedad que se presentó. | Sistema inteligente. |
| 2. Se busca en la base de datos cuál es la acción a tomar de acuerdo con la novedad presentada. | Sistema inteligente. |
| 3. Se busca cuál es la acción a tomar. | Sistema inteligente. |
| 4. Se almacena la acción a tomar. | Sistema inteligente. |
| Precondiciones: | Se identificó en la base de datos cuál es la novedad que se presentó. |
| Post condiciones: | Se determina cuál es la acción a tomar de acuerdo con la novedad. |
| Suposiciones: | El sistema inteligente identificó la novedad presentada. |
| Garantía de éxito: | Se identificó cuál es la acción a tomar. |
| Garantía mínima: | Se encontró una acción a tomar. |
| Requerimientos cumplidos: | Permitir que el sistema inteligente sepa qué acción tomar. |
| Prioridad: | Alta. |
| Riesgo: | Alto. |

Tabla 9. Escenario de caso de uso aplicar consigna.

| | |
|--|--|
| Nombre del caso de uso: | Aplicar consigna |
| Actor: | |
| Interesados: | Experto, operador del sistema, sistema SCADA. |
| Descripción: | Recomendar la aplicación de una consigna de operación. |
| Evento desencadenador: | El sistema inteligente tomó una decisión. |
| Tipo de desencadenador: | Externo |
| Pasos realizados: | Información para los pasos: |
| 1. Se recopilan los resultados almacenados (recomendaciones). | Sistema inteligente. |
| 2. Se buscan los resultados donde se debe aplicar una consigna operativa. | Sistema inteligente. |
| 3. Se prepara mensaje al sistema SCADA recomendando la aplicación de una consigna operativa. | Sistema inteligente. |
| 4. Se verifica si requiere alguna maniobra complementaria, (algunas consignas lo requieren). | Sistema inteligente. |
| 5. Se prepara mensaje al sistema SCADA informando que requiere o no maniobra complementaria. | Sistema inteligente. |
| 6. En caso de requerirse se prepara la secuencia de maniobra complementaria. | Sistema inteligente. |
| Precondiciones: | Se tomó una decisión de acuerdo con las reglas que se tienen configuradas en la base de datos. |
| Post condiciones: | Se decide recomendar aplicar una consigna operativa (opcional realizar maniobra complementaria). |
| Suposiciones: | El sistema inteligente identificó correctamente la novedad presentada. |
| Garantía de éxito: | Se identificó cuál es la consigna operativa a recomendar. |
| Garantía mínima: | Se encontró una consigna operativa de acuerdo con la novedad presentada. |
| Requerimientos cumplidos: | Permitir que el sistema inteligente recomiende una consigna operativa. |
| Prioridad: | Alta. |
| Riesgo: | Alto. |

Tabla 10. Escenario de caso de uso realizar maniobra.

| | |
|---|---|
| Nombre del caso de uso: | Realizar maniobra. |
| Actor: | Sistema SCADA. |
| Interesados: | Experto, operador del sistema. |
| Descripción: | Recomendar la realización de una maniobra. |
| Evento desencadenador: | El sistema inteligente tomó una decisión. |
| Tipo de desencadenador: | Externo |
| Pasos realizados: | Información para los pasos: |
| 1. Se recopilan los resultados almacenados (recomendaciones). | Sistema inteligente. |
| 2. Se buscan los resultados donde se debe realizarse una maniobra. | Sistema inteligente. |
| 3. Se prepara mensaje al sistema SCADA recomendando la realización de una maniobra. | Sistema inteligente. |
| 4. Se prepara la secuencia de maniobra complementaria. | Sistema inteligente. |
| Precondiciones: | Se tomó una decisión de acuerdo con las reglas que se tienen configuradas en la base de datos. |
| Post condiciones: | Se decide recomendar realizar una maniobra. |
| Suposiciones: | El sistema inteligente identificó correctamente la novedad presentada. |
| Garantía de éxito: | Se identificó cuál es la maniobra a recomendar. |
| Garantía mínima: | Se encontró una maniobra a recomendar de acuerdo con la novedad presentada. |
| Requerimientos cumplidos: | Permitir que el sistema inteligente recomiende la realización de una maniobra y tener la secuencia preparada. |
| Prioridad: | Alta. |
| Riesgo: | Alto. |

Tabla 11. Escenario de caso de uso generar acciones del sistema SCADA.

| | |
|---|---|
| Nombre del caso de uso: | Generar acciones del sistema SCADA. |
| Actor: | Operador del sistema, sistema SCADA |
| Interesados: | Experto, operador del sistema, sistema SCADA. |
| Descripción: | Genera un mensaje al sistema SCADA con una recomendación. |
| Evento desencadenador: | Se recomendó aplicar una consigna operativa o realizar una maniobra. |
| Tipo de desencadenador: | Externo |
| Pasos realizados: | Información para los pasos: |
| 1. Se recopilan mensajes y maniobras a ejecutar por el sistema SCADA. | Sistema inteligente. |
| 2. Se envía un mensaje al sistema SCADA recomendando la aplicación de una consigna operativa. | Sistema inteligente. |
| 3. Se envía un mensaje recomendando la realización de una secuencia de maniobras. | Sistema inteligente. |
| 4. Se envía un mensaje preguntando si desea realizar la secuencia de maniobra desde el sistema SCADA. | Sistema inteligente. |
| 4.1 El usuario no lo desea, terminar el proceso. | Sistema inteligente. |
| 4.2 El usuario lo desea, se envía la secuencia de maniobras desde el sistema SCADA | Sistema inteligente, sistema SCADA. |
| 6. Se ejecutan las maniobras en los equipos del sistema eléctrico. | Sistema SCADA, sistema eléctrico. |
| 7. Se verifica si las maniobras se ejecutaron en el sistema eléctrico. | Sistema SCADA, sistema eléctrico, sistema inteligente. |
| 7.1 Si las maniobras se ejecutaron correctamente enviar mensaje al sistema SCADA informándolo. | Sistema inteligente, sistema SCADA. |
| 7.2 Si las maniobras se ejecutaron correctamente enviar mensaje al sistema SCADA informándolo. | Sistema inteligente, sistema SCADA. |
| Precondiciones: | Se recomendó una acción de acuerdo con las reglas que se tienen configuradas en la base de datos. |
| Post condiciones: | Se envía un mensaje al sistema SCADA recomendando una acción. |
| Suposiciones: | El sistema inteligente recomendó correctamente la acción a realizar. |
| Garantía de éxito: | Se generó un mensaje con una recomendación. |
| Garantía mínima: | Se genera mensaje de acuerdo con la recomendación del sistema experto. |
| Requerimientos cumplidos: | Generar un mensaje. |
| Prioridad: | Alta. |
| Riesgo: | Alto. |

10.3 DIAGRAMA DE ACTIVIDAD

El diagrama de actividad presenta la forma como se realiza el proceso, muestra las actividades dentro del proceso y las decisiones que se toman. Estos diagramas se realizan de acuerdo con los escenarios planteados en los diagramas de casos de uso.

Se tiene un diagrama general y diagramas particulares para cada tipo de proceso.

10.3.1 Diagrama de actividad general

En el diagrama de actividad general se observa cómo se realiza el proceso desde la generación de la novedad en el sistema eléctrico, luego se detecta la actividad (alarma, evento, cambio topológico) en el sistema SCADA, posteriormente esta información es el insumo del sistema inteligente para decidir qué reglas se cumplen y las acciones que deben realizarse, las cuales son los mensajes de salida con la opción de realizar la maniobra automáticamente por el sistema SCADA.

Los carriles identificados corresponden al Sistema eléctrico, Sistema SCADA y Sistema inteligente, con sus respectivas actividades.

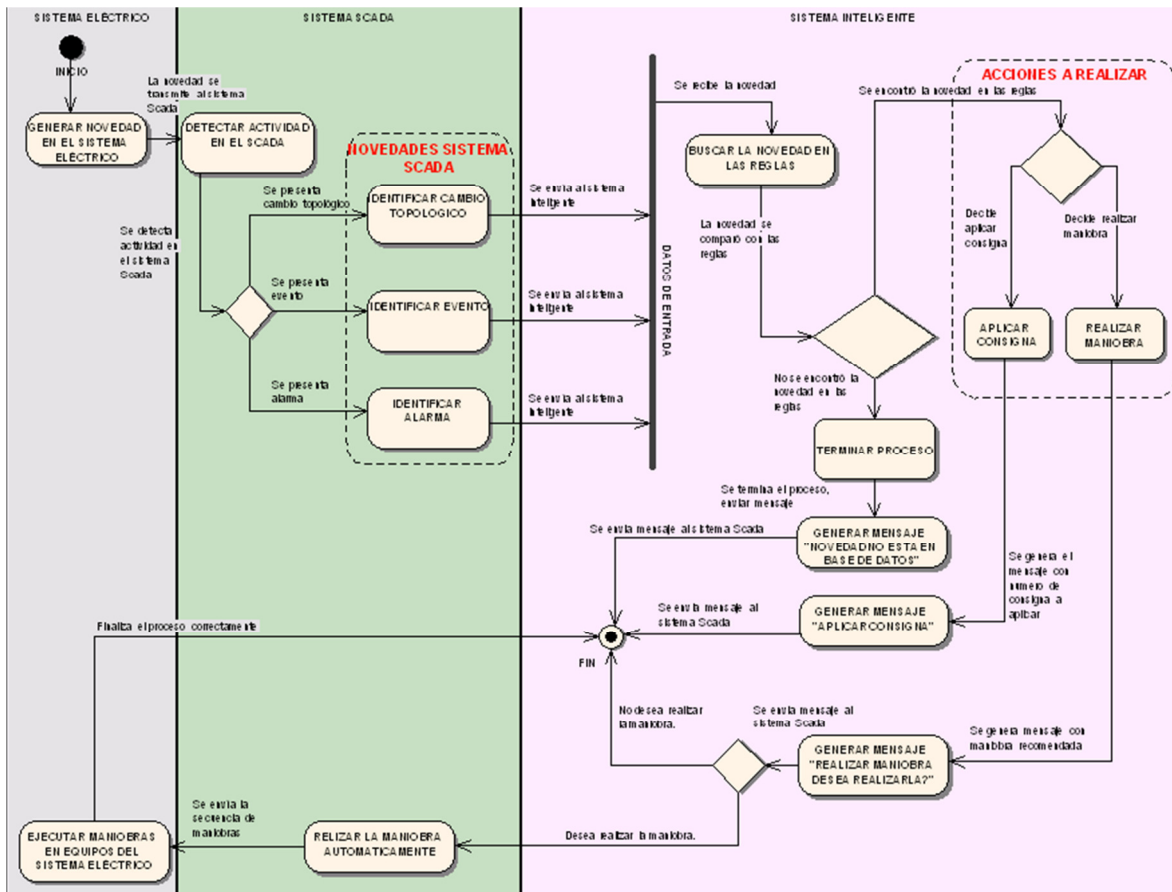


Figura 9. Diagrama de actividad general para el modelo conceptual del sistema inteligente.

10.3.2 Diagramas de actividad para cada escenario

Los diagramas de actividad para cada escenario, muestran los procesos de acuerdo con los escenarios desplegados en los casos de uso, verificar la novedad en reglas, definir la acción a tomar, aplicar la consigna operativa, realizar maniobra y generar acciones en el sistema SCADA.

Estos diagramas ayudan al ingeniero de conocimiento en la comprensión de las lógicas para la atención de los diferentes escenarios que se tienen.

Se tiene el listado de todos los casos que se deben implementar en los anexos 1 (listado de maniobras a considerar), anexo 2 (listado de eventos a considerar), anexo 3 (listado de subestaciones con tensión cero a considerar) y anexo 4 (listado de alarmas a considerar).

10.3.2.1 Diagrama de actividad para verificar la novedad en las reglas

Cuando se presenta una novedad en el sistema eléctrico, el sistema SCADA, que lo supervisa permanentemente, detectará la novedad y de acuerdo con el código SCADA se identifica correctamente y es enviada al sistema inteligente donde se clasifica como cambio topológico, evento o alarma y se busca en las reglas y en caso de estar incluida se considerará en el análisis del sistema inteligente o en caso negativo se generará un mensaje de “Novedad no está en base de datos” refiriéndose a que lo que la novedad presentada no se está en las reglas del sistema inteligente.

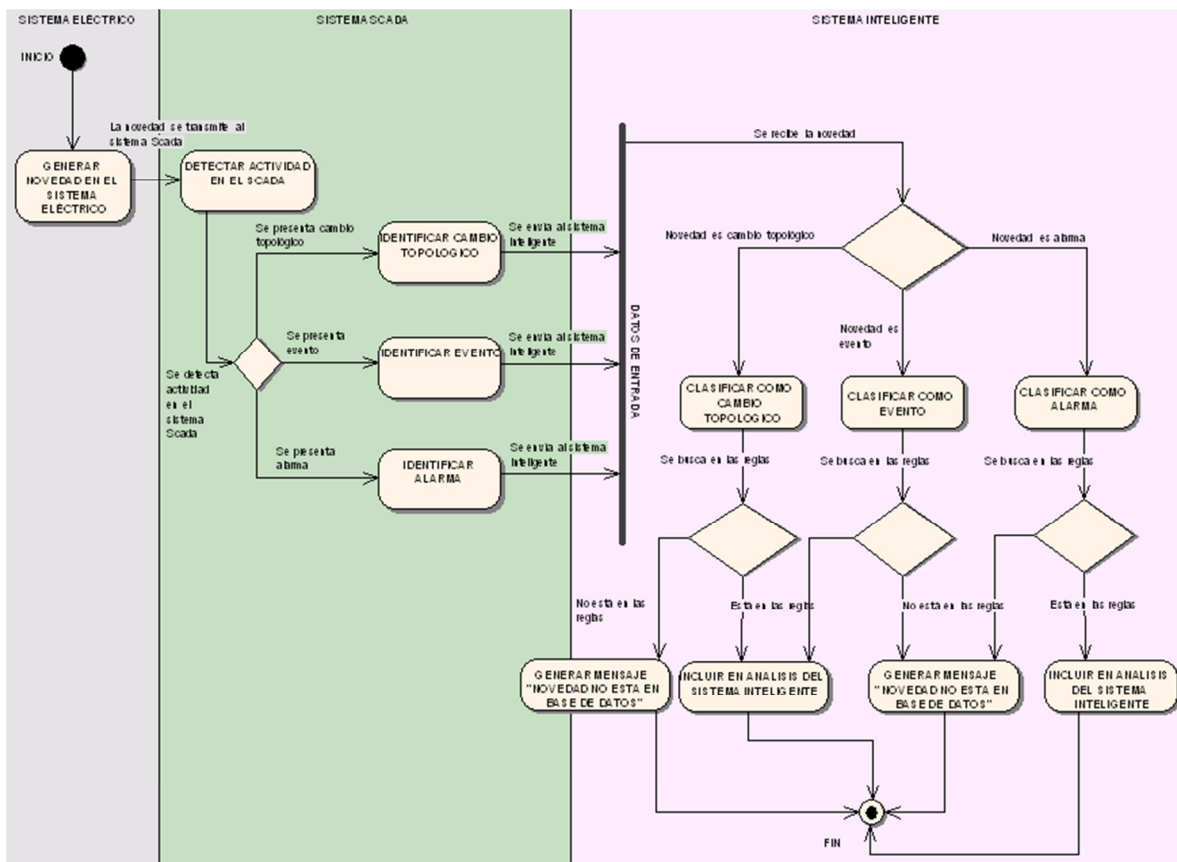


Figura 10. Diagrama de actividad para verificar la novedad en las reglas.

Para clasificar la novedad el sistema inteligente debe considerar todos los casos que se muestran en los anexos 1 (listado de maniobras a considerar), anexo 2 (listado de eventos

a considerar), anexo 3 (listado de subestaciones con tensión cero a considerar) y anexo 4 (listado de alarmas a considerar).

10.3.2.2 Diagrama de actividad para definir la acción a tomar:

Luego de haber verificado si la novedad debe seguir el proceso, por estar en las reglas del sistema inteligente, se continúa con la definición de la acción a tomar mediante la búsqueda de la recomendación almacenada en las reglas.

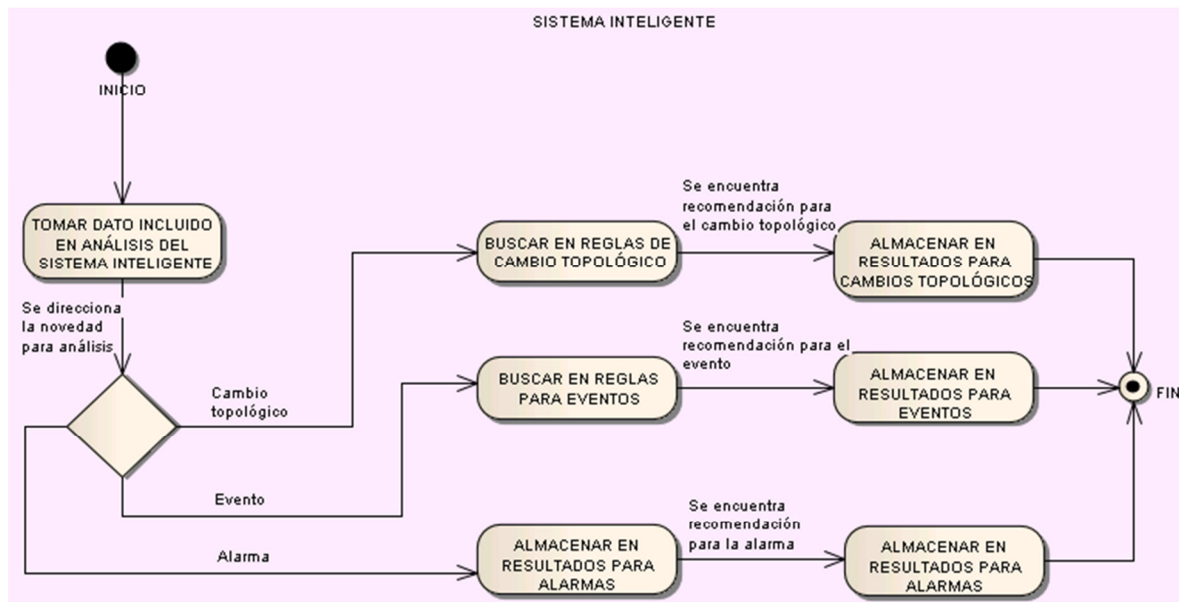


Figura 11. Diagrama de actividad para definir la acción a tomar.

Dependiendo de la novedad encontrada, se asociará una recomendación de acuerdo con el anexo 1 (listado de maniobras a considerar), anexo 2 (listado de eventos a considerar), anexo 3 (listado de subestaciones con tensión cero a considerar) o anexo 4 (listado de alarmas a considerar). La recomendación encontrada será almacenada en los resultados para cambios topológicos, eventos o alarmas.

10.3.2.3 Diagrama de actividad para aplicar consigna operativa

Luego de definir la acción a tomar (recomendación) y almacenar los resultados, el sistema inteligente debe verificar si para el resultado objeto de análisis se aplica una consigna operativa, en caso afirmativo debe verificar si requiere adicionalmente hacer una maniobra, en caso negativo debe cancelar el proceso. De requerirse una maniobra se preparará la secuencia de maniobra para realizarla desde el sistema SCADA y se envía este requerimiento al sistema SCADA, además del mensaje asociado, en caso negativo debe preparar el mensaje “Esta novedad no requiere maniobra”.

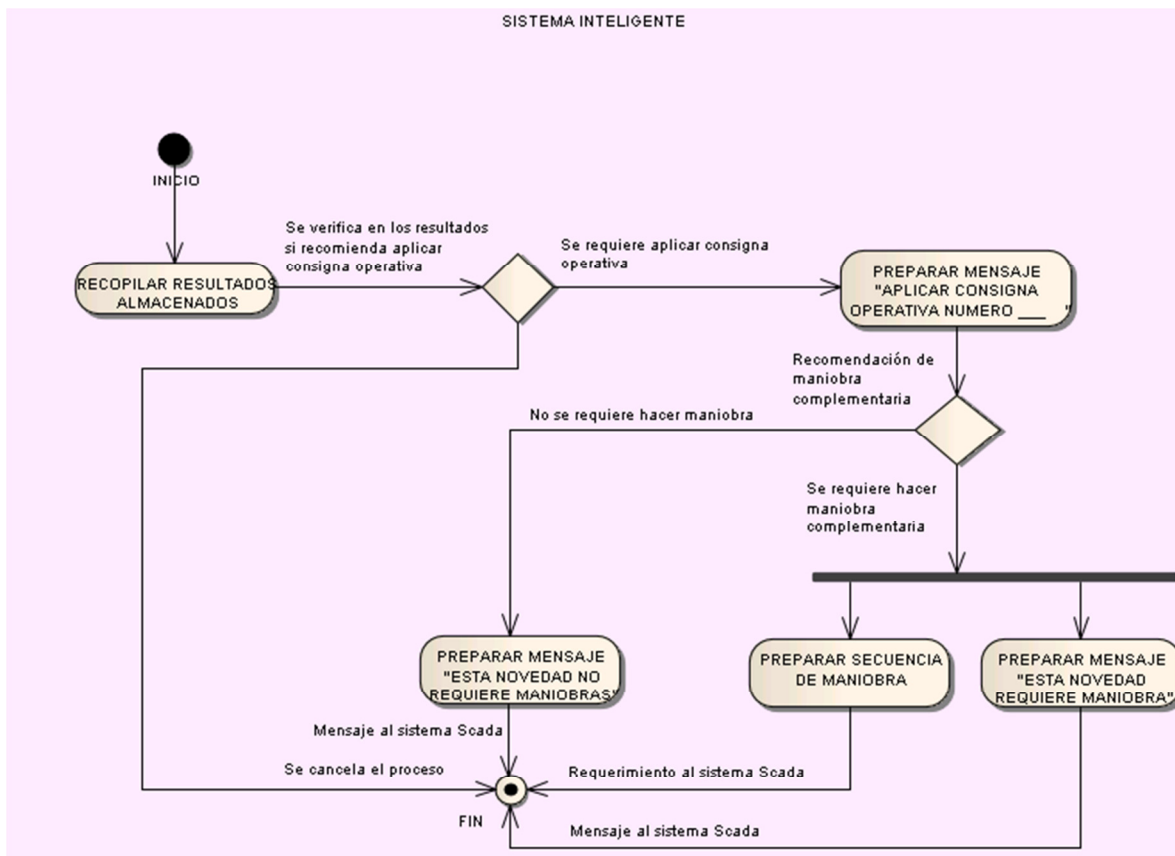


Figura 12. Diagrama de actividad para aplicar consigna operativa.

10.3.2.4 Diagrama de actividad para realizar maniobra

El sistema inteligente debe verificar si en los resultados almacenados se recomienda realizar una maniobra, en caso negativo se cancela el proceso, en caso afirmativo, se

prepara la secuencia de maniobra y se envía este requerimiento al sistema SCADA, además se preparará el mensaje “Realizar maniobra ____” el cual debe describir cuál es la maniobra y sobre qué elemento.

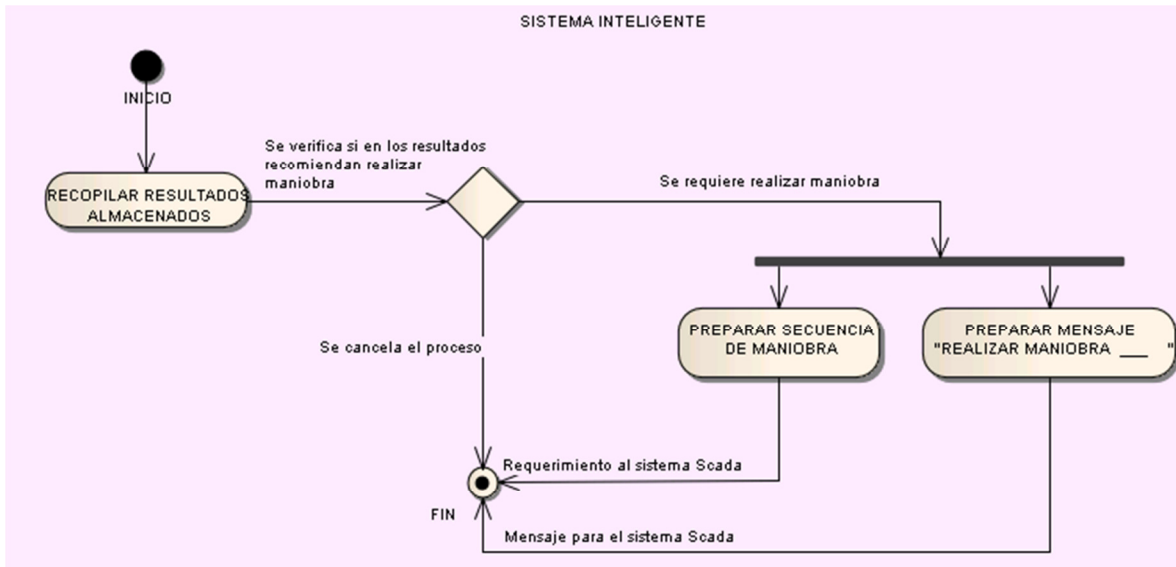


Figura 13. Diagrama de actividad para realizar maniobra.

10.3.2.5 Diagrama de actividad para generar acciones en el sistema SCADA.

La actividad para generar acciones en el sistema SCADA, recopila los mensajes y las secuencias de maniobras que fueron preparados, tanto maniobras complementarias como las secuencias producto de una novedad específica. El sistema debe mostrar los mensajes al usuario y dar la opción de realizar las maniobras de acuerdo con la secuencia automática, en caso de realizar la secuencia de maniobras automáticas se debe evaluar si fue correcta su ejecución en el sistema eléctrico e informarle al usuario.

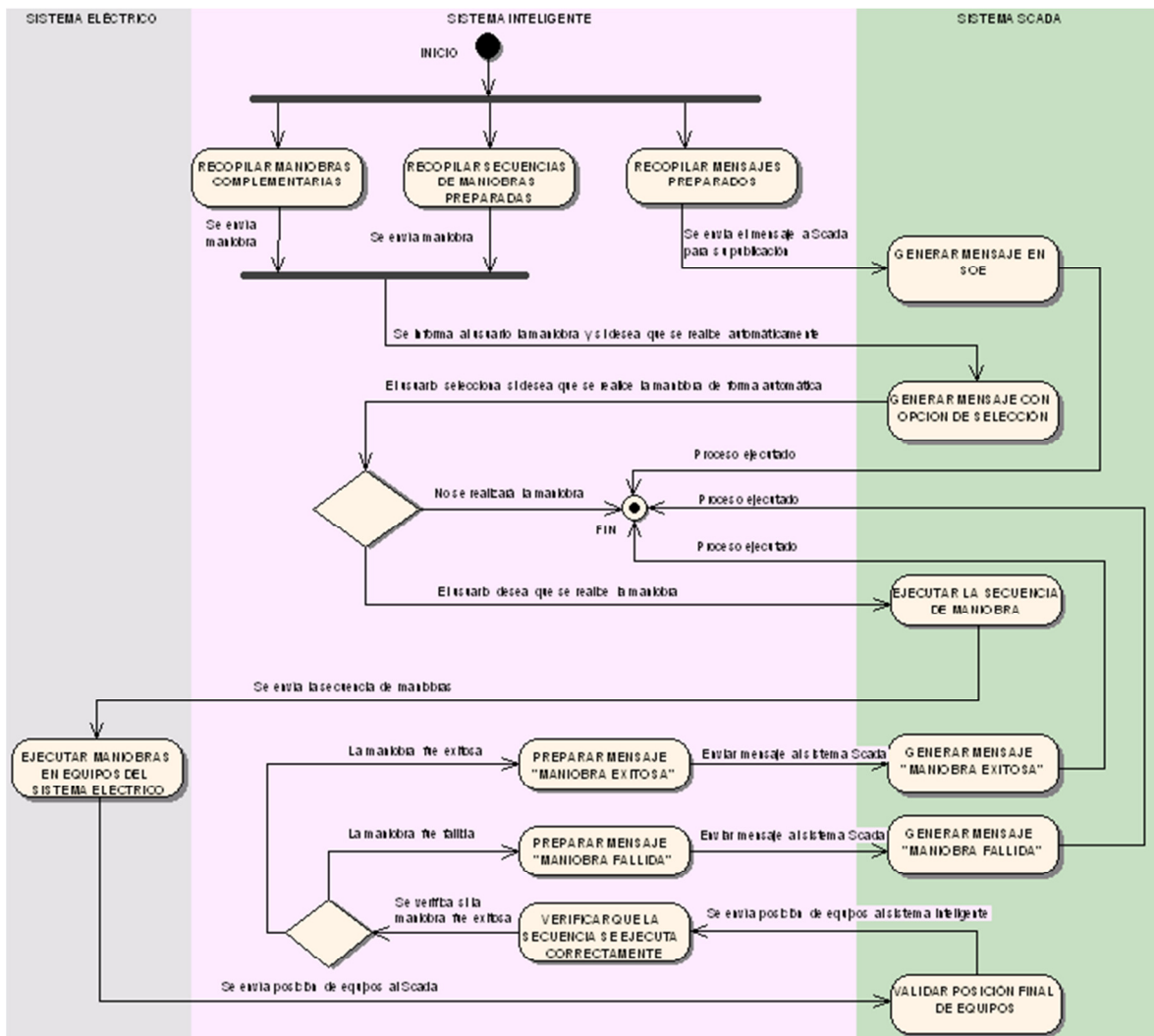


Figura 14. Diagrama de actividad para generar acciones en el sistema SCADA.

Se muestran las acciones a realizar en los anexos 1 (listado de maniobras a considerar), anexo 2 (listado de eventos a considerar), anexo 3 (listado de subestaciones con tensión cero a considerar), y anexo 4 (listado de alarmas a considerar).

10.4 DIAGRAMA DE SECUENCIA

Un diagrama de secuencia muestra el orden de las actividades y las relaciones entre las clases o instancias de objetos a través del tiempo.

10.4.1 Diagrama de secuencia general

En el sistema eléctrico se presentan novedades (cambios topológicos, eventos y alarmas), las cuales son detectadas por el sistema SCADA y transmitidas al sistema inteligente el cual hace un recorrido por la lista de equipos y novedades y por las reglas programadas buscando qué condición se cumple para generar un mensaje y la alternativa de ejecutar una secuencia de maniobra, que en caso de realizarse tendrá la verificación de ejecución en el sistema eléctrico e informarlo al usuario.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de secuencia general para el modelo conceptual del sistema inteligente.

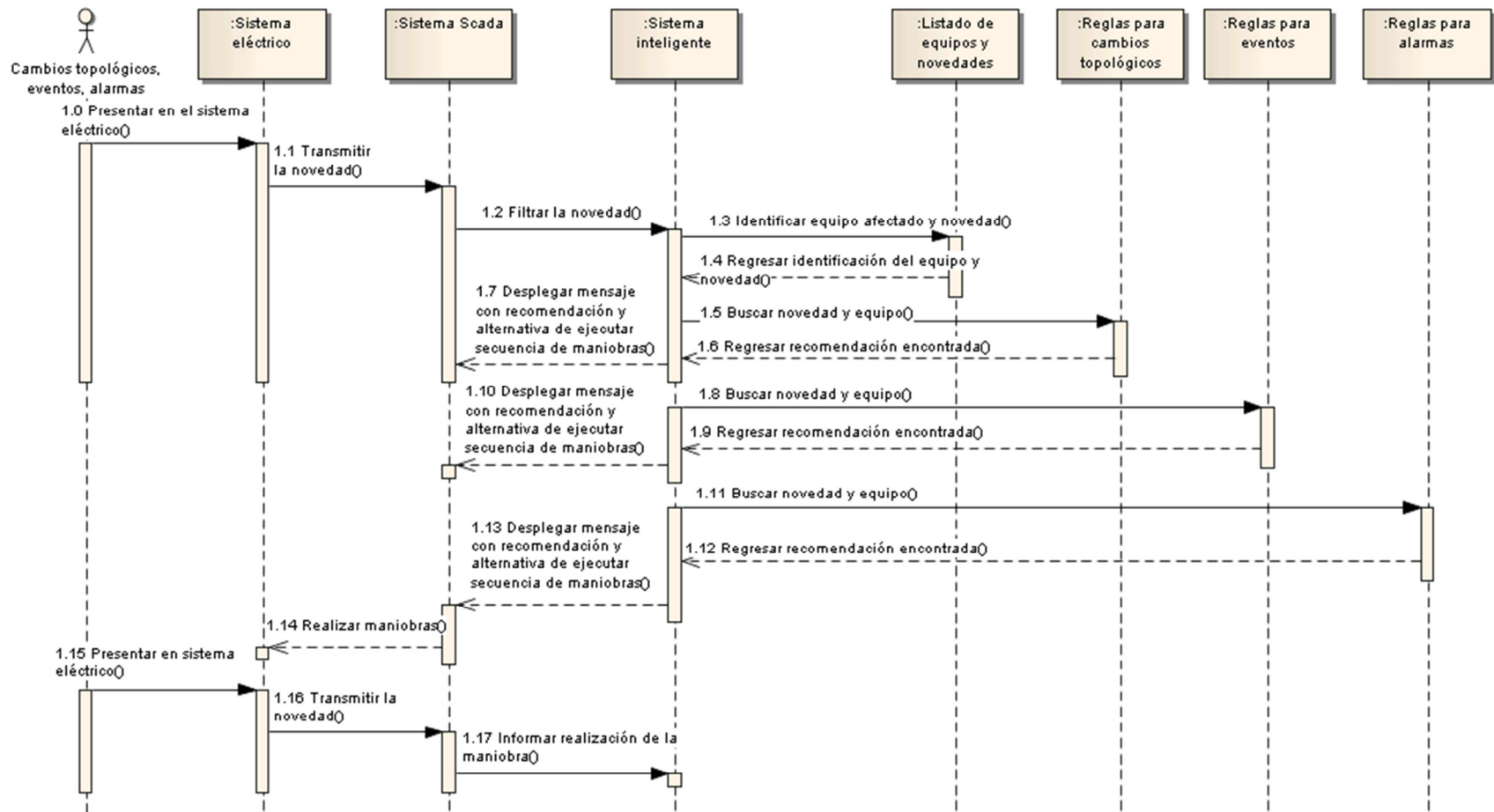


Figura 15. Diagrama de secuencia general para el modelo conceptual del sistema inteligente.

10.4.2 Diagramas de secuencia para cada escenario

Los diagramas de secuencia para cada escenario, muestran los procesos de acuerdo con los escenarios desplegados en los casos de uso.

A continuación se ilustran los diagramas de secuencia particulares.

10.4.2.1 Diagrama de secuencia para verificar si la novedad está en las reglas

Cuando se presenta una novedad en el sistema eléctrico, el sistema inteligente es informado a través del sistema SCADA e interrogará por cada elemento configurado hasta encontrar cuál fue el activo involucrado (en el listado de equipos y novedades) y si encuentra el elemento lo deberá incluir en el análisis. En la siguiente figura se muestra el diagrama de secuencia para verificar si la novedad está en las reglas del modelo conceptual del sistema inteligente.

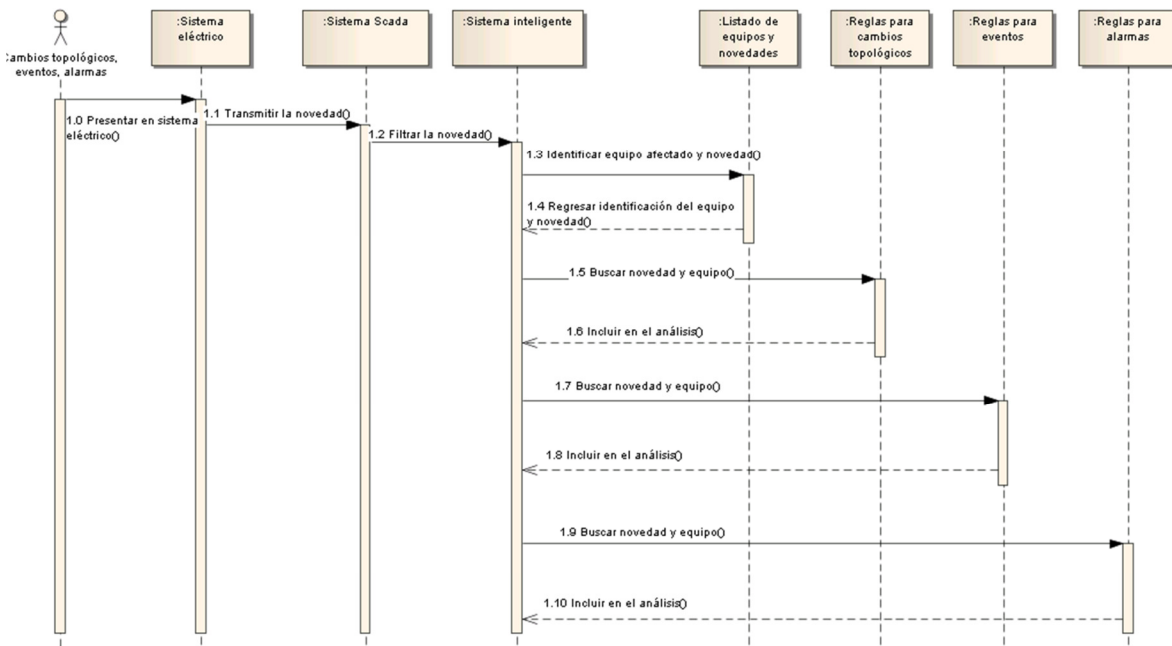


Figura 16. Diagrama de secuencia para verificar si la novedad está en las reglas.

10.4.2.2 Diagrama de secuencia para definir la acción a tomar

Para los activos que se hayan incluido en el análisis, el sistema inteligente buscará en las reglas que apliquen cuál es la recomendación y la almacenará.

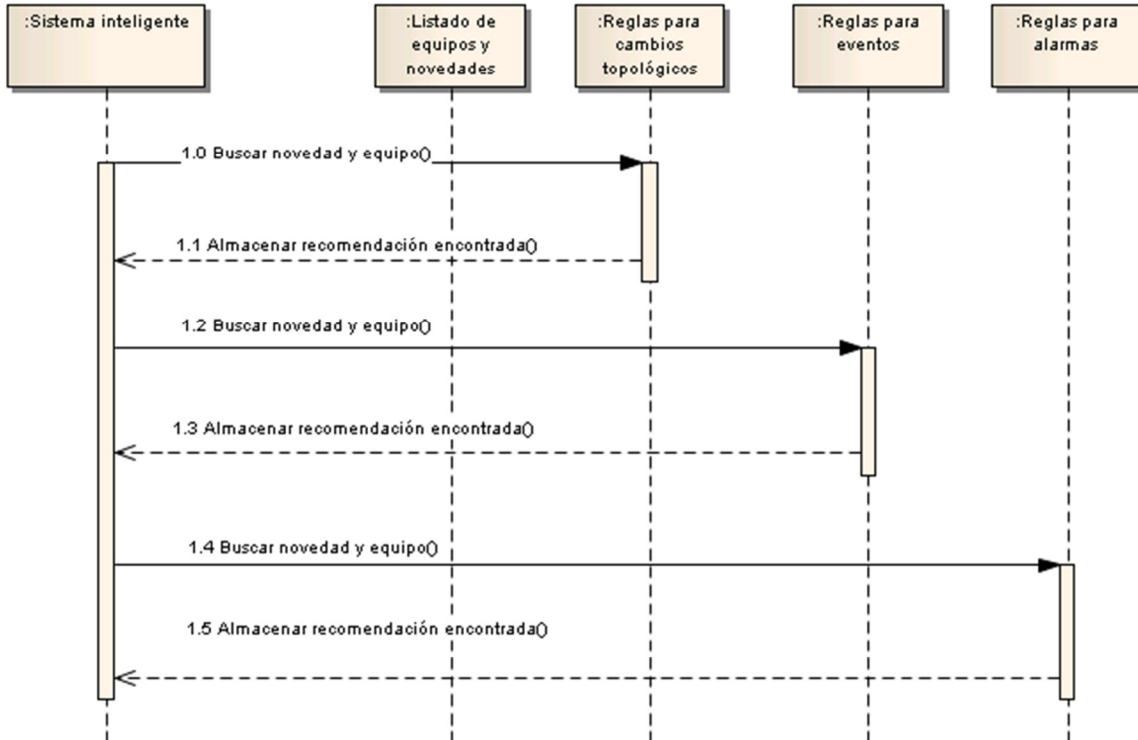


Figura 17. Diagrama de secuencia para definir la acción a tomar.

10.4.2.3 Diagrama de secuencia para aplicar consigna operativa

Luego de definir la acción a tomar (recomendación) y almacenar los resultados, el sistema inteligente debe verificar si para el resultado objeto de análisis se aplica una consigna operativa y si requiere adicionalmente hacer una maniobra. De requerirse una maniobra se preparará la secuencia de maniobra para realizarla desde el sistema SCADA y se envía este requerimiento al sistema SCADA.

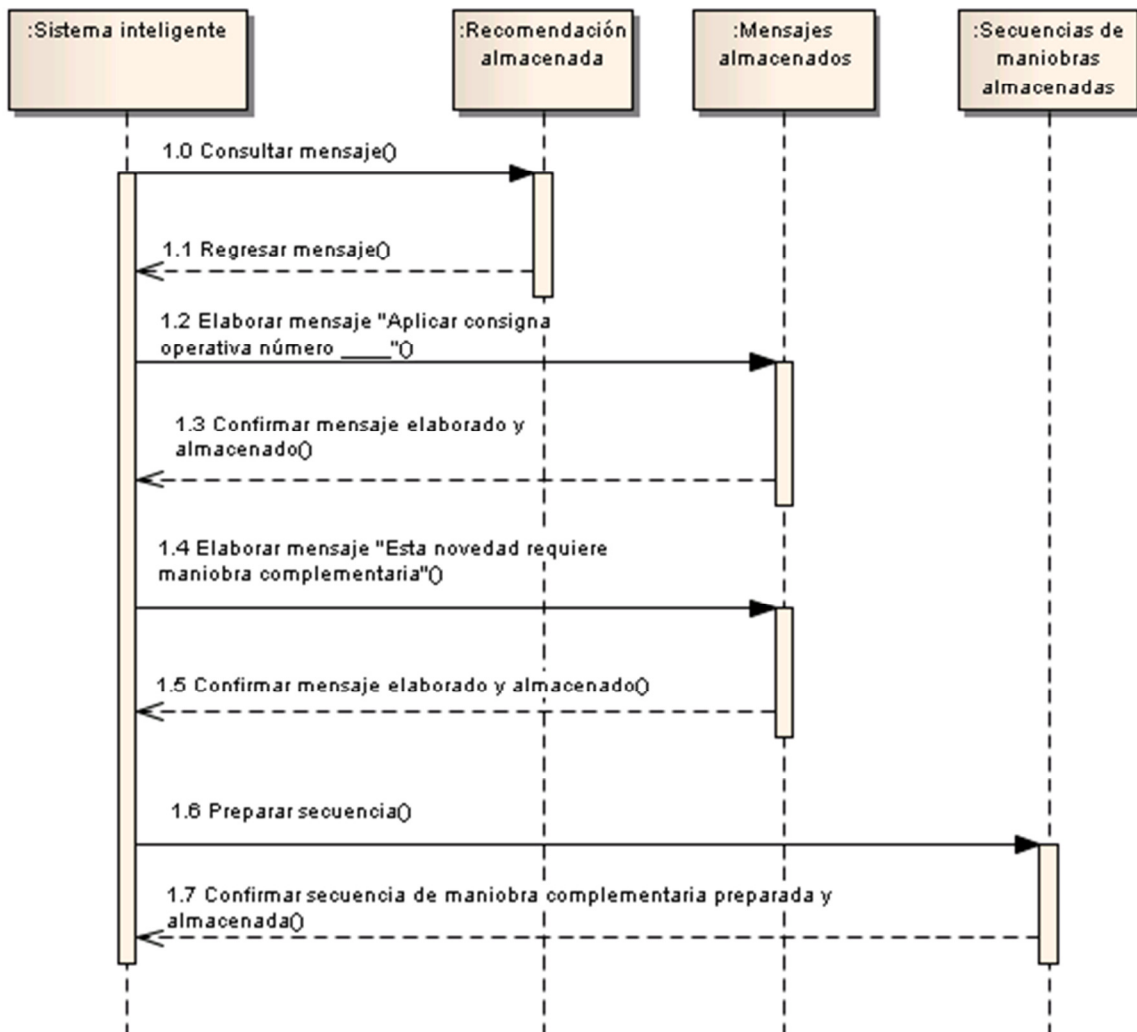


Figura 18. Diagrama de secuencia para aplicar consigna operativa.

10.4.2.4 Diagrama de secuencia para realizar maniobra

El sistema inteligente debe verificar si en los resultados almacenados se recomienda realizar una maniobra, en caso afirmativo se prepara la secuencia de maniobra y se envía este requerimiento al sistema SCADA, además se preparará el mensaje "Realizar maniobra ____" el cual debe describir cuál es la maniobra y sobre qué elemento.

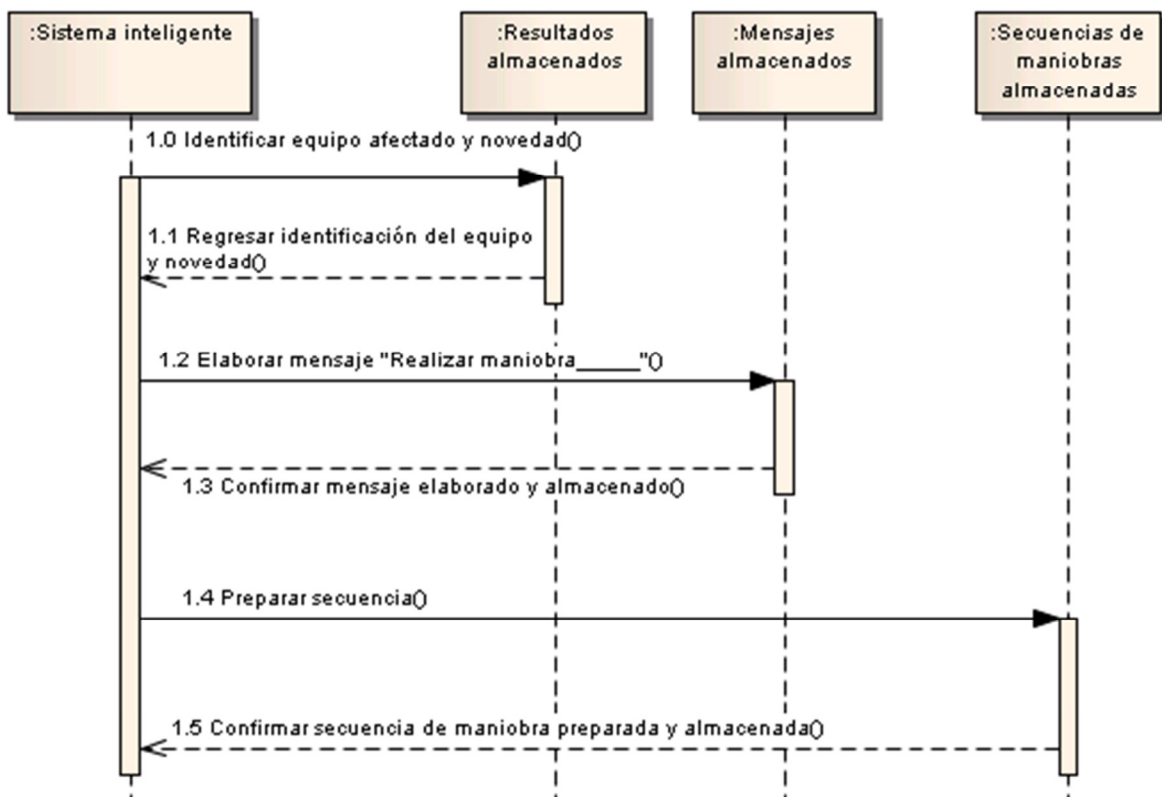


Figura 19. Diagrama de secuencia para realizar maniobra.

10.4.2.5 Diagrama de secuencia para generar acciones en el sistema SCADA

Se recopilan los mensajes y las secuencias de maniobras que fueron preparados, tanto maniobras complementarias como las secuencias producto de una novedad específica. El sistema debe mostrar los mensajes al usuario y dar la opción de realizar las maniobras de acuerdo con la secuencia automática, en caso de realizar la secuencia de maniobras automáticas se debe evaluar si fue correcta su ejecución en el sistema eléctrico e informarle al usuario.

Se muestran las acciones a realizar en los anexos 1 (listado de maniobras a considerar), anexo 2 (listado de eventos a considerar), anexo 3 (listado de subestaciones con tensión cero a considerar), y anexo 4 (listado de alarmas a considerar).

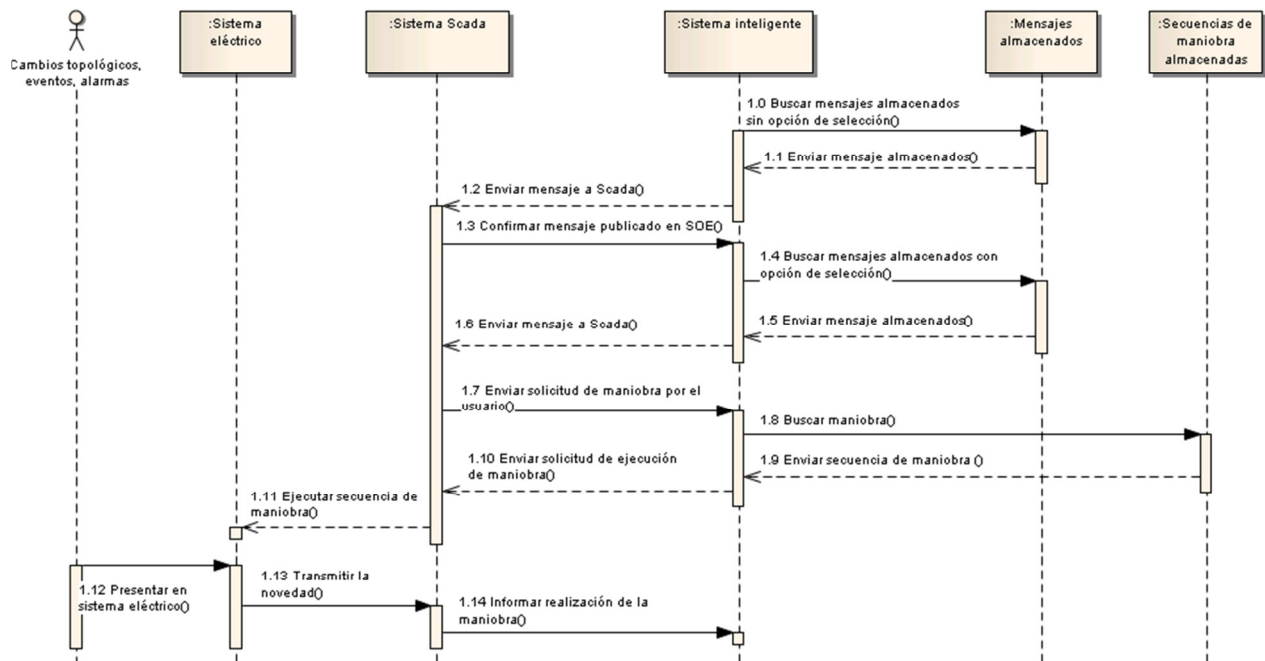


Figura 20. Diagrama de secuencia para generar acciones en el sistema SCADA.

10.5 DIAGRAMA DE DOMINIO

Muestra las relaciones existentes entre las diferentes entidades relacionadas con el proyecto. Para la elaboración del diagrama de dominio se utilizan diagramas de clase, los cuales tienen como atributos los elementos sobre los cuales aplican las clases.

Se determinaron las siguientes clases:

Alarma: es la señal que se puede presentar en los activos indicando alguna situación que debe ser gestionada por parte del operador. En el caso que nos ocupa se tendrán las alarmas de los reactores de línea sin interruptor.

Cambio topológico: es un estado de conexión o desconexión de activos que se tiene en el sistema. Estos son ejecutados por el operador del activo y dependiendo de la maniobra realizada se debe ejecutar una acción que ayude a disminuir la vulnerabilidad del sistema eléctrico.

Evento: es la salida de un activo ante falla en el equipo o en el sistema eléctrico.

Sistema inteligente: es el sistema encargado de generar las recomendaciones necesarias ante la presencia de cualquier alarma, evento o cambio topológico que se encuentre configurado en las reglas.

Experto: es un insumo importante en la operación, pues es el encargado de la generación y actualización de las reglas del sistema inteligente. La experiencia a nivel de empresa está depositada en las consignas operativas y la experiencia del operador se construye con su gestión en tiempo real.

Sistema eléctrico: conformado por la generación, transmisión, distribución y los usuarios, los cuales son supervisados por el sistema SCADA. Para el caso del presente trabajo se considera el Sistema de Transmisión Nacional de Colombia.

Activo: es cada equipo del sistema eléctrico que está considerado en las reglas, como atributos tiene los elementos que hacen parte del sistema y que son objeto de supervisión por parte del sistema SCADA (autotransformadores y transformadores de potencia, condensadores, líneas de transmisión, reactores y subestaciones).

Sistema SCADA: es la herramienta que tiene el operador para supervisar y operar el sistema eléctrico a su cargo y donde se mostrarán los mensajes del sistema inteligente y se podrán ejecutar las maniobras sobre los equipos.

Consignas operativas: se refiere a los procedimientos que se deben aplicar ante una novedad en el sistema eléctrico. Como atributos tiene todas las posibles consignas operativas a aplicar.

Usuario: el usuario del sistema será el operador del Centro de Supervisión y Maniobras de INTERCOLOMBIA S.A. responsable de la supervisión y operación del sistema eléctrico propiedad de Interconexión eléctrica S.A. En un futuro se podría considerar como usuarios al operador del Centro Nacional de Despacho CND y a otros agentes del sector ampliando el sistema eléctrico a todo el Sistema de Transmisión Nacional.

Acción: es la actividad producto de las consignas operativas o de las reglas implementadas que se debe realizar ante una novedad en el sistema eléctrico.

Mensaje: es la recomendación que se presentará en el sistema, producto de las reglas implementadas para minimizar la vulnerabilidad de éste. El mensaje puede ser aplicar una consigna, ejecutar una maniobra o ambos.

10.6 DIAGRAMA DE ESTADOS

El diagrama de estados, se utiliza para examinar los distintos estados que puede tener un objeto. A continuación se muestran los cambios de estado para alarmas, eventos, cambios topológicos, activos, consignas operativas y mensajes que son los objetos que presentarán cambios durante el proceso.

10.6.1 Diagrama de estados para alarmas

Las alarmas son un tipo de novedad generadas por un activo del sistema eléctrico y detectadas por el sistema SCADA (alarma detectada en el sistema SCADA), donde se verifica si el formato y la estampa de tiempo son correctos (alarma para análisis) para proceder a verificar si está presente en las reglas configuradas (alarma en reglas) y buscar una recomendación para atender la novedad (alarma con recomendación) que será entregada en forma de mensaje.

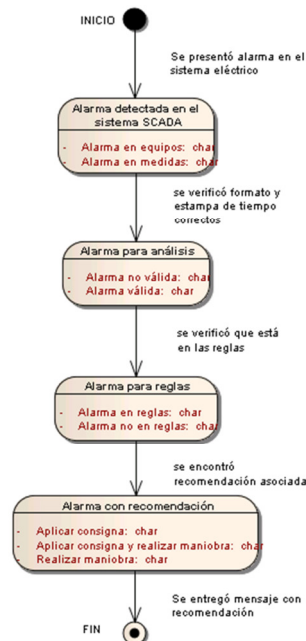


Figura 22. Diagrama de estados para alarmas.

10.6.2 Diagrama de estados para eventos

Los eventos son un tipo de novedad generados por un activo del sistema eléctrico y detectados por el sistema SCADA (evento detectado en el sistema SCADA), donde se verifica si el formato y la estampa de tiempo son correctos (evento para análisis) para proceder a verificar si está presente en las reglas configuradas (evento en reglas) y buscar una recomendación para atender la novedad (evento con recomendación) que será entregada en forma de mensaje.

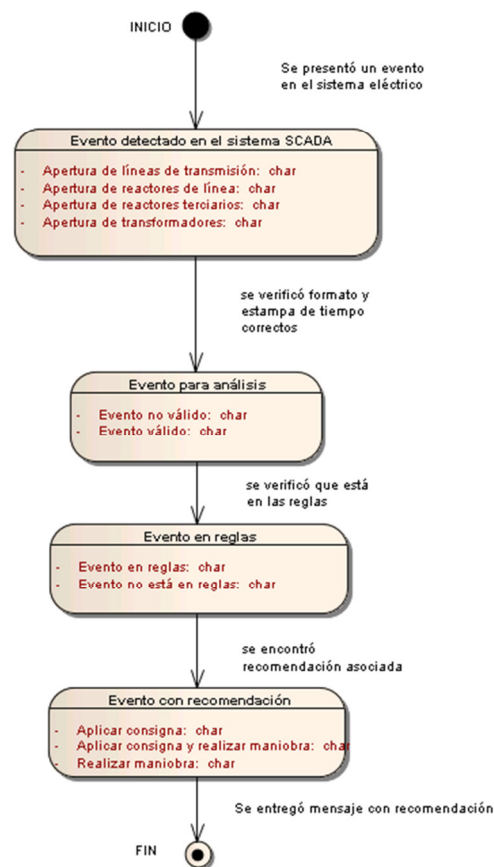


Figura 23. Diagrama de estados para eventos.

10.6.3 Diagrama de estados para cambios topológicos

Los cambios topológicos son un tipo de novedad generados por un activo del sistema eléctrico y detectados por el sistema SCADA (cambio topológico detectado en el sistema SCADA), donde se verifica si el formato y la estampa de tiempo son correctos (cambio topológico para análisis) para proceder a verificar si está presente en las reglas configuradas (cambio topológico en reglas) y buscar una recomendación para atender la novedad (cambio topológico con recomendación) que será entregada en forma de mensaje.

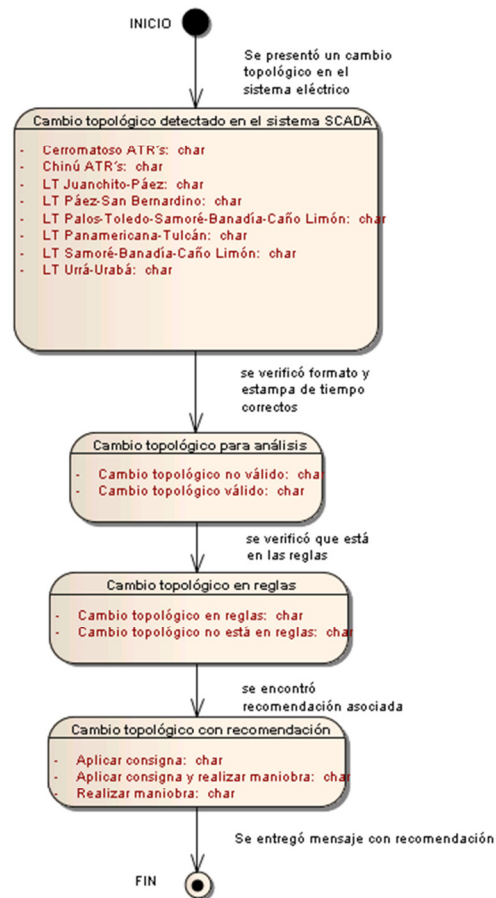


Figura 24. Diagrama de estados para cambios topológicos.

10.6.4 Diagrama de estados para activos

Los activos son los componentes del sistema eléctrico en los cuales ocurren las novedades, cuando el sistema inteligente decide aplicar una consigna se tiene un activo con novedad identificado y se procede a encontrar una acción a realizar obteniéndose un activo en atención que al ser afectado por esta debe considerarse un activo normalizado, en caso contrario continuará la novedad presente y debe nuevamente aplicarse el procedimiento. Hay algunas novedades en las cuales los activos no requieren atención, esto es porque son novedades menores, no están configuradas en las reglas del sistema inteligente o no impactan al sistema eléctrico.

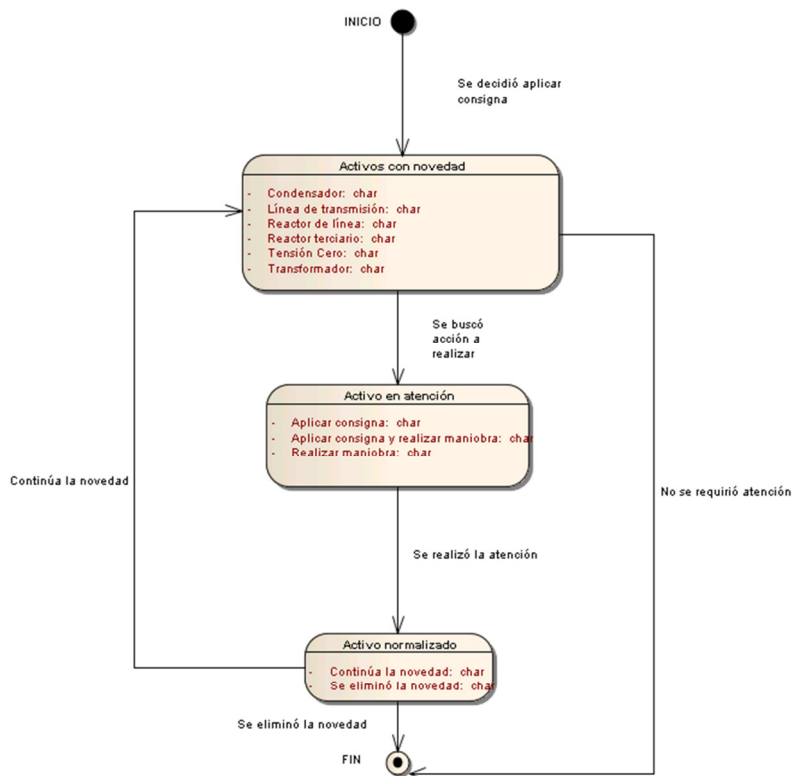


Figura 25. Diagrama de estados para activos.

10.6.5 Diagrama de estados para consignas operativas

Las consignas operativas son los procedimientos con los cuales se atenderán las novedades que se presenten en el sistema eléctrico. Una consigna operativa tendrá el estado de consigna recomendada cuando el sistema inteligente decida que ella es la mejor opción para atender una novedad en un activo, y tendrá el estado de consigna entregada cuando el sistema inteligente le informe al operador del sistema eléctrico su recomendación.

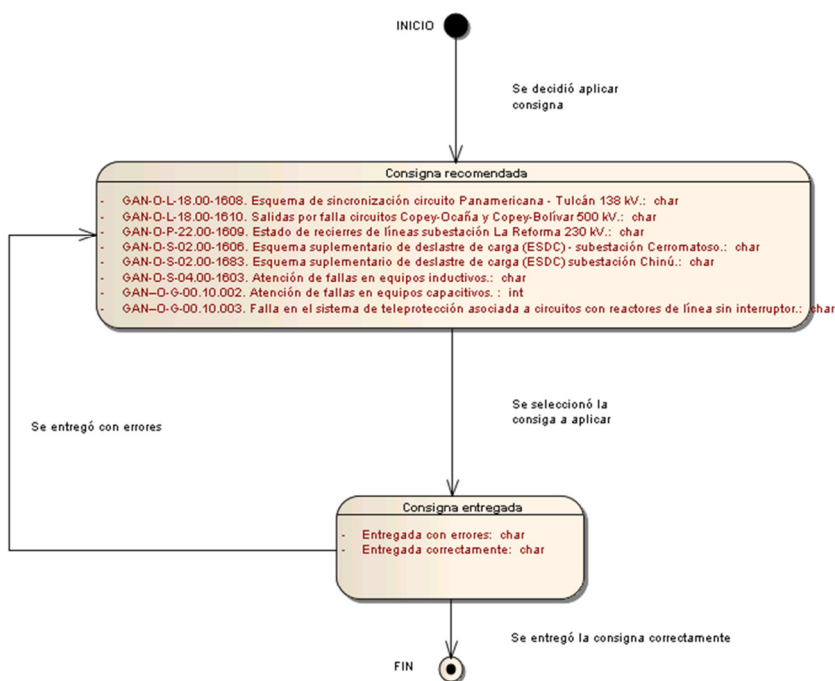


Figura 26. Diagrama de estados para consigna operativa.

10.6.6 Diagrama de estados para mensajes

Los mensajes son la forma de comunicación entre el sistema inteligente y el operador del sistema eléctrico. Un mensaje tendrá el estado de mensaje almacenado cuando producto de buscar una recomendación o consigna operativa para atender una novedad, el sistema inteligente haya elaborado un mensaje para el usuario y lo deposite en el sistema SCADA para su publicación, y tendrá el estado de mensaje procesado cuando el sistema SCADA lo entregue al operador del sistema eléctrico.

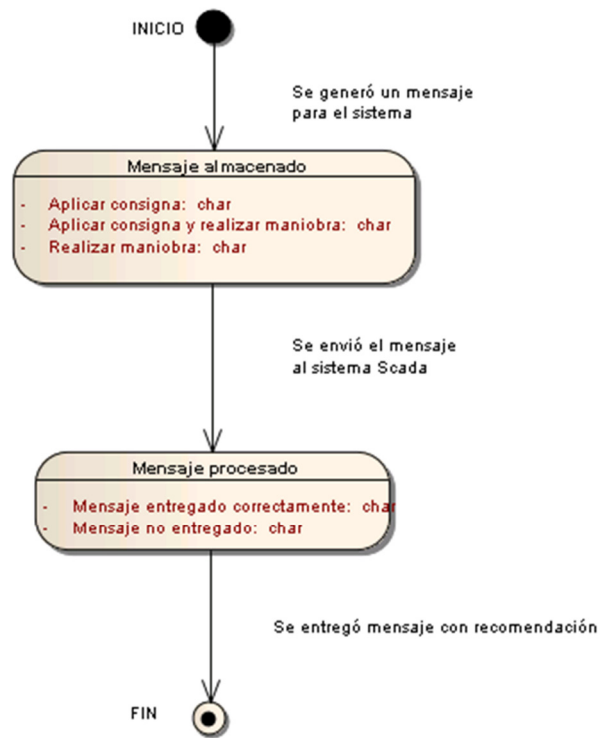


Figura 27. Diagrama de estados para mensajes.

CAPÍTULO 11

11. CONCLUSIONES

El presente trabajo plantea un sistema inteligente capaz de interpretar una novedad que se presenta en el sistema eléctrico, buscar una recomendación para atender dicha novedad y mostrarla al operador del centro de control, con la opción de realizar maniobras propuestas de forma automática.

El sistema inteligente propuesto ofrece las siguientes ventajas y beneficios:

- Incorporación de las experiencias operativas a través de los conocimientos recopilados en las consignas operativas y las recomendaciones.
- Aumento de la seguridad en la operación de sistemas eléctricos, debida a la reducción de errores en la operación siempre que se tengan correctamente identificados los casos en las reglas del sistema inteligente. El operador del sistema eléctrico no dependerá del acceso a documentos, recuerdos o consultas externas, pues el sistema de reglas permanecerá actualizado y ofrecerá la información en cuanto se presente la novedad.
- Posibilidad de aplicación en empresas del sector eléctrico. El presente trabajo, no se limita al Centro de Supervisión y Maniobras de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. sino que es aplicable a cualquier centro de control o supervisión de sistemas eléctricos de potencia, adaptando el modelo a las particularidades operativas y necesidades propias del usuario.
- El sistema inteligente basado en reglas o sistema experto es una aplicación de fácil manejo y sencillo en su implementación. El sistema utiliza como insumo las reglas ofrecidas por un experto en operación de sistemas de potencia, tiene la posibilidad de ser alimentado con nuevas reglas que se vayan presentando en el sistema y eliminando reglas

que ya no apliquen, por ejemplo, ampliación de subestaciones, cambios topológicos permanentes, entre otros.

- Posibilidad de implementación en el sistema SCADA. Los sistemas modernos ofrecen herramientas para gestión de información, en las cuales se puede implementar un sistema basado en reglas, como lo ofrece el sistema Monarch, desarrollado por OSI, utilizado por varias empresas del Grupo ISA (INTERCOLOMBIA, REP, TRANSELCA). En el anexo 6 Aplicación en sistema Monarch se puede observar lo que podría ser su implementación.

Para el éxito en la implementación del presente modelo, el ingeniero de conocimiento encargado debe tener claridad en las necesidades del proyecto, por lo que se requiere la participación activa de todas las áreas involucradas, aportando sugerencias, considerando nuevos casos, eliminando casos que no apliquen, contribuyendo a la creación de un modelo acorde con la situación actual del sistema eléctrico. Luego de creado el sistema inteligente y en productivo, se requiere una alimentación permanente de las bases de datos con nuevas reglas para tener un sistema actualizado y acorde con las necesidades operativas.

CAPÍTULO 12

12. TRABAJO FUTURO

El presente trabajo integra varios aspectos a nivel de ingeniería como manejo de sistemas de control y supervisión de sistemas eléctricos, la experiencia en operación de sistemas de potencia, manejo de sistemas inteligentes, establecimiento de reglas para la atención de novedades y utilización de herramientas operativas como el sistema SCADA, consignas de operación, secuencias de maniobra, además de la utilización de programas para el manejo de inteligencia artificial, elaboración de diagramas UML y el mismo sistema SCADA. Con la combinación de estos elementos y sus resultados, no sólo se puede lograr el presente documento, sino que se puede evaluar la aplicación de proyectos para mejoramiento de los procesos de operación mediante la incorporación de inteligencia artificial en tiempo real, como son:

Generación automática de reglas mediante un sistema inteligente. Se espera que de acuerdo con las acciones realizadas por el operador del sistema eléctrico en tiempo real pueda generar recomendaciones y secuencias de maniobras sin necesidad de tener un experto que alimente las reglas, esto es, que en el proceso diario de operación el sistema recomiende nuevas reglas ante las novedades detectadas en el sistema eléctrico. Con esto la generación de reglas no tendría la dependencia de un experto, sólo validaría las recomendaciones.

Buscar un sistema inteligente que tenga reglas del sistema eléctrico de varios operadores y ante novedades presentadas en un sistema eléctrico genere recomendaciones para el operador considerando un universo mayor de posibilidades.

Investigar cómo puede realizarse la implementación de un sistema inteligente basado en reglas para operación de plantas de generación, esto por la complejidad de los parámetros de sistema y en la operación de las unidades de generación.

Investigar en los sistemas SCADA de los diferentes fabricantes, cuáles son las últimas novedades sobre la aplicación de sistemas inteligentes para la operación de sistemas eléctricos de potencia. Dependiendo de los avances que se tengan se pueden implementar las reglas directamente en el sistema SCADA con mayores aplicaciones que contribuyan a mejorar la seguridad en la operación, en el anexo 6 se muestra el ejemplo de lo que puede ser la aplicación en el sistema SCADA Monarch de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

12.1 APLICACIÓN EN EL GRUPO ISA

Dada la importancia que tiene para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. el proceso de operar la red eléctrica en los países donde tiene presencia, se recomienda iniciar la exploración e implementación del presente trabajo en INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

Crear un equipo de trabajo conformado entre otros por especialistas en operación de sistemas de potencia eléctrico, ingenieros de conocimiento y especialistas del sistema SCADA. Involucrar a los ingenieros de conocimiento del proyecto de tal forma que entiendan correctamente qué es lo que se requiere de la herramienta.

Determinar las mejores opciones en cuanto a herramientas computacionales, esquema de trabajo, cronogramas, grupos de trabajo, para implementar un sistema experto seguro y confiable en el sistema SCADA.

Establecer o adaptar las reglas para el sistema experto basados en las necesidades del momento para apoyar la operación. Es posible que algunas reglas deban ser agregadas por la entrada de nuevos proyectos, cambios topológicos y otros.

Seleccionar la forma adecuada para la implementación del sistema experto, bien sea en el sistema SCADA Monarch o en un aplicativo independiente que se puede conseguir a nivel comercial o apoyado por la Academia.

Implementar la solución por etapas, inicialmente a nivel de alarmas y luego evolucionar a cambios topológicos y maniobras.

Realizar pruebas preliminares con los operadores del sistema eléctrico de tal forma que se obtengan opiniones y sugerencias del Usuario sobre la herramienta.

Realizar correctivos y luego iniciar la puesta en operación del sistema experto.

Definir un sistema de seguimiento, actualización de reglas e realimentación por parte del Usuario.

De acuerdo con los resultados obtenidos, evaluar la posibilidad de implementación de la herramienta en otras empresas del Grupo de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Compartir las experiencias con otras empresas del sector y con la Academia.

Continuar con el desarrollo del sistema inteligente de tal forma que se adapte a los avances tecnológicos y a los requerimientos de seguridad en la operación.

BIBLIOGRAFÍA

Gemino, A., & Wand, Y. (2003). Evaluating modeling techniques based on models of learning. *Communications of the ACM* .

Gemino, A., & Wand, Y. (2004). A framework for empirical evaluation of conceptual modeling techniques. *Requeriments Engineering* .

Checkland, P., & Poulter, J. *Soft Systems Methodology Método radical para integrar actividades organizativas*.

Durant, K. *Entity Relationship Model . Entity Relationship Model* .

Castro, J. A. (2011). *Diagramas entidad relación y de clases de UML en el modelado de gobierno electrónico*. Laboratorio de Investigación de Tecnologías y Sistemas de Información Computación, Universidad Del Zulia. Maracaibo, Zulia. República Bolivariana de Venezuela .

García Báez, P. (n.d.). *Introducción a las redes neuronales y su aplicación a la investigación astrofísica*. Instituto de astrofísica de Canarias.

Adaraga Morales P., Z. S. (1994). *Psicología e inteligencia artificial*. Madrid: Editorial Trotta.

Andrés, T. d. (2002). *Homo Cybersapiens. La Inteligencia artificial y la humana*.

Gonzalo, L. M. (1987). Inteligencia Humana e Inteligencia Artificial. Madrid.

Pin, V. G. (2006). Entre lobos y autómatas. La causa del hombre. Madrid.

Serrano, A. G. (2012). Inteligencia Artificial. Fundamentos, práctica y aplicaciones. Editorial RC Libros.

ISSN, R. “. Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial.

Kendall, K. &. (2011). Análisis y diseño de sistemas. Camden, New Jersey: Prentice Hall.

Sparx Systems. (2015). From Enterprise Architect UML Design Tools and UML Case tools for software development: <http://www.sparxsystems.com/products/ea/index.html>

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-S-04.00-1603. Consigna operativa - atención de fallas en equipos inductivos. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-G-00.10.002. Consigna operativa - atención de fallas en equipos capacitivos. . Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-G-00.10.003. Consigna operativa - falla en el sistema de teleprotección asociada a circuitos con reactores de línea sin interruptor. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-L-18.00-1608. Consigna operativa - esquema de sincronización circuito Panamericana - Tulcán 138 kV. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-L-18.00-1610. Consigna operativa - salidas por falla circuitos Copey-Ocaña y Copey-Bolívar 500 kV. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-P-22.00-1609. Consigna operativa - estado de recierres de líneas subestación La Reforma 230 kV. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-S-02.00-1606. Consigna operativa - esquema suplementario de deslastre de carga (ESDC) - subestación Cerromatoso. Medellín.

Intercolombia S.A. E.S.P. (2015). GAN-O-S-02.00-1683. Consigna operativa – esquema suplementario de deslastre de carga (ESDC) subestación Chinú. Medellín.

Elders, I., Centre for Electr. Power Eng., S. U., Burt, G. M., McDonald, J., & Spiller, J. The application of an intelligent system to power network operation and control. Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 170-174).

Krivine, J.-P., Direction des Etudes et Recherches, E. d., & Jehl, O. The AUSTRAL system for diagnosis and power restoration: an overview. Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 180-186).

Ju, K., Duisburg Univ., G., Krost, G., & Rumpel, D. Expert system for interlocking and sequence switching [power system control]. Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 385-389).

Vale, Z., Dept. of Elelctr. & Comput. Eng., P. U., Faria, L., Ramos, C., & Fernandez, M. Towards more intelligent and adaptive user interfaces for control center applications.

Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 2-6). Porto.

Vale, Z., & C., R. Temporal reasoning methodologies used in AI applications for power system control centers. Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 357-361).

Krost, G., Duisburg Univ., G., Spanel, U., & Muller, C. Self-acting expert systems in electric energy system operation. Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on, (pp. 352-356).

Castillo, E., Hadi, A. S., & Gutiérrez, J. M. (1998). Sistemas Expertos y Modelos de Redes Probabilísticas. Madrid: Academia Española de Ingeniería.

Benito Matías, T., & Durán Vicente, M. Lógica borrosa. Universidad Carlos III, Madrid.

Oldfield, P. (2002). Domain Modelling.

Zicari, R. (1992). Conceptual Modeling, Databases, and Case An integrated view of information systems development. New York.

Lee, C. (1995). Assessing the Value of Conceptual Modeling. University of Arizona, Tucson, AZ 85721.

ANEXO 1

LISTADO DE CAMBIOS TOPOLÓGICOS A CONSIDERAR

| ELEMENTO CON CAMBIO TOPOLÓGICO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|---|--|--|
| LT Panamericana-Tulcán | Aplicar consigna operativa esquema de sincronización GAN-O-L-18.00-1608. | Realizar movimientos de selectores SW |
| LT Páez-San Bernardino | Deshabilitar recierres de LT Juanchito-Páez | Deshabilitar recierres del circuito Juanchito-Páez 230 kV. |
| LT Juanchito-Páez | Deshabilitar recierres de LT Páez-San Bernardino | Deshabilitar recierres del circuito Páez-San Bernardino 230 kV. |
| LT Palos-Toledo-Samoré-Banadía-Caño Limón | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. |
| LT Samoré-Banadía-Caño Limón | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Samoré, Banadía y Caño Limón. | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Samoré, Banadía y Caño Limón. |
| LT Urrá-Urabá | Abrir todos los interruptores de la subestación Urabá. | Abrir todos los interruptores de la subestación Urabá. |
| Cerromatoso ATR1 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Cerromatoso 500 kV. |
| Cerromatoso ATR2 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Cerromatoso 500 kV. |
| Cerromatoso ATR4 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Cerromatoso 500 kV. |
| Chinú ATR1 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Chinú 500 kV. |
| Chinú ATR2 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Chinú 500 kV. |
| Chinú ATR3 | Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Habilitar esquema de deslastre en la subestación Chinú 500 kV. |

ANEXO 2

LISTADO DE EVENTOS A CONSIDERAR

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|---|---|---|
| LT Páez-San Bernardino | Deshabilitar recierres de LT Juanchito-Páez | Deshabilitar recierres del circuito Juanchito-Páez 230 kV. |
| LT Juanchito-Páez | Deshabilitar recierres de LT Páez-San Bernardino | Deshabilitar recierres del circuito Páez-San Bernardino 230 kV. |
| LT Copey-Ocaña | Aplicar consigna operativa salidas por falla GAN-O-L-18.00-1610. | Verificar distancia de falla |
| LT Copey-Bolívar | Aplicar consigna operativa salidas por falla GAN-O-L-18.00-1610. | Verificar distancia de falla |
| LT Palos-Toledo-Samoré-Banadía-Caño Limón | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. | Abrir todos los interruptores de las subestaciones con tensión cero. |
| LT Samoré-Banadía-Caño Limón | Abrir todos los interruptores de las subestaciones Samoré, Banadía y Caño Limón. | Abrir todos los interruptores de las subestaciones con tensión cero. |
| LT Urrá-Urabá | Abrir todos los interruptores de la subestación Urabá. | Abrir todos los interruptores de las subestaciones con tensión cero. |
| Cerromatoso ATR1 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Despejar bahía del ATR1 500 kV de Cerromatoso + habilitar esquema suplementario en subestación Cerromatoso 500 kV |
| Cerromatoso ATR2 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Despejar bahía del ATR2 500 kV de Cerromatoso + habilitar esquema suplementario en subestación Cerromatoso 500 kV |
| Cerromatoso ATR4 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1606. | Despejar bahía del ATR4 500 kV de Cerromatoso + habilitar esquema suplementario en subestación Cerromatoso 500 kV |
| Chinú ATR1 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Despejar bahía del ATR1 500 kV de Chinú + habilitar esquema suplementario en subestación Chinú 500 kV |
| Chinú ATR2 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Despejar bahía del ATR1 500 kV de Chinú + habilitar esquema suplementario en subestación Chinú 500 kV |
| Chinú ATR3 500/110 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-1683. | Despejar bahía del ATR1 500 kV de Chinú + habilitar esquema suplementario en subestación Chinú 500 kV |
| CHIVOR TRAF01 230/115/13,8 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar transformador 1 230/115 kV de subestación Chivor. |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|--------------------------------|--|---|
| IBAGUE ATR1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 230/115 kV de subestación Ibagué. |
| LA REFORMA ATR1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 230/115 kV de subestación La Reforma. |
| SAN FELIPE ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 230/115 kV de subestación San Felipe. |
| TORCA ATR1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 230/115 kV de subestación Torca. |
| TORCA ATR2 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR2 230/115 kV de subestación Torca. |
| TORCA ATR3 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR3 230/115 kV de subestación Torca. |
| TORCA ATR4 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR4 230/115 kV de subestación Torca. |
| BOLIVAR ATR 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 500/230 kV de subestación Bolívar. |
| COPEY ATR 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 500/230 kV de subestación Copey. |
| SABANALARGA ATR 1 500/220 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 500/220 kV de subestación Sabanalarga. |
| SABANALARGA ATR 2 500/220 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR2 500/220 kV de subestación Sabanalarga. |
| SABANALARGA ATR 3 500/220 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR3 500/220 kV de subestación Sabanalarga. |
| SAN CARLOS ATR 1 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 500/230 kV de subestación San Carlos. |
| SAN CARLOS ATR 2 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR2 500/230 kV de subestación San Carlos. |
| SAN CARLOS ATR 3 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR3 500/230 kV de subestación San Carlos. |
| URRÁ ATR 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/110 kV de subestación Urrá. |
| BANADIA ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación Banadía. |
| CAÑO LIMON TRAF0 1 230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 1 a 230/34.5 kV de subestación Caño Limón. |
| CAÑO LIMON TRAF0 2 230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 2 a 230/34.5 kV de subestación |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|--------------------------------|--|---|
| kV | 04.00-1603. | Caño Limón. |
| CAÑO LIMON TRAF0 3 230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 3 a 230/34.5 kV de subestación Caño Limón. |
| CARICARE TRAF0 34.5/4.16 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 3 a 34.5/4.16 kV de subestación Caricare. |
| CIRA INFANTAS ATR 230/34.5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/110 kV de subestación Cira infantas. |
| OCAÑA ATR 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 500/230 kV de subestación Ocaña. |
| OCAÑA ATR 230/13,8 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/13.8 kV de subestación Ocaña. |
| PRIMAVERA ATR 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 500/230 kV de subestación Primavera. |
| SAMORE TRAF0 230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 230/34.5 kV de subestación Samoré. |
| SAN MATEO ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación San Mateo. |
| SOGAMOSO ATR1 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR1 500/230 kV de subestación Sogamoso. |
| SOGAMOSO ATR2 500/230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR2 500/230 kV de subestación Sogamoso. |
| TOLEDO TRAF0 230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar Transformador 230/34.5 kV de subestación Toledo. |
| ESMERALDA ATR 1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 1 a 230/115 kV de subestación Esmeralda. |
| ESMERALDA ATR 2 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 2 a 230/115 kV de subestación Esmeralda. |
| JAMONDINO ATR 1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 1 a 230/115 kV de subestación Jamondino. |
| JAMONDINO ATR 2 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 2 a 230/115 kV de subestación Jamondino. |
| LA ENEA ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación La Enea. |
| LA HERMOSA ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación La Hermosa. |
| LA VIRGINIA ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación La Virginia. |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|---|--|---|
| PAEZ ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación Páez. |
| PANAMERICANA ATR 115/138 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 115/138 kV de subestación Panamericana. |
| SAN BERNARDINO ATR 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 230/115 kV de subestación San Bernardino. |
| SAN MARCOS ATR 500/230/34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 500/230 kV de subestación San Marcos. |
| YUMBO ATR 1 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 1 a 230/115 kV de subestación Yumbo. |
| YUMBO ATR 2 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 2 a 230/115 kV de subestación Yumbo. |
| YUMBO ATR 4 230/115 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar ATR 3 a 230/115 kV de subestación Yumbo. |
| Reactor de línea Copey a Ocaña 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603 | Despejar el reactor de línea Copey a Ocaña 500 kV |
| Reactor de línea Bacatá a Primavera 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Bacatá a Primavera 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Chinú 2 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Cerromatoso a Chinú 2 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Cerromatoso 1 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Chinú a Cerromatoso 1 500 kV |
| Reactor de línea Porce 3 a Cerromatoso 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Porce 3 a Cerromatoso 500 kV |
| Reactor de línea Primavera a Sogamoso 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Primavera a Sogamoso 500 kV |
| Reactor de línea Banadía a Samoré 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Banadía a Samoré 500 kV |
| Reactor de línea Virginia a San Marcos 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Virginia a San Marcos 500 kV |
| Reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Chinú 1 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Cerromatoso a Chinú 1 500 kV |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|--|--|--|
| Reactor de línea Cerromatoso a Porce 3 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Cerromatoso a Porce 3 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Primavera 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Cerromatoso a Primavera 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Cerromatoso 2 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Chinú a Cerromatoso 2 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Sabanalarga 1 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Chinú a Sabanalarga 1 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Sabanalarga 2 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Chinú a Sabanalarga 2 500 kV |
| Reactor de línea Copey a Bolívar 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Copey a Bolívar 500 kV |
| Reactor de línea Sabanalarga a Chinú 1 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Sabanalarga a Chinú 1 500 kV |
| Reactor de línea Sabanalarga a Chinú 2 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Sabanalarga a Chinú 2 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a Porce 3 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea San Carlos a Porce 3 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a La Virginia 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea San Carlos a La Virginia 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a Primavera 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea San Carlos a Primavera 500 kV |
| Reactor de línea Ocaña a Copey 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Ocaña a Copey 500 kV |
| Reactor de línea Ocaña a Sogamoso 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Ocaña a Sogamoso 500 kV |
| Reactor de línea Primavera a Cerromatoso 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Primavera a Cerromatoso 500 kV |
| Reactor de línea Primavera a Bacatá 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de línea Primavera a Bacatá 500 kV |
| Reactor de barra Sogamoso 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Sogamoso 230 kV |
| Reactor de barra Sogamoso 500 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Sogamoso 500 kV |
| Reactor de barra Banadía 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Banadía 230 kV |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|---|--|---|
| Reactor de barra Jamondino RB 1 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Jamondino RB 1 230 kV |
| Reactor de barra Jamondino RB 2 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Jamondino RB 2 230 kV |
| Reactor de barra Jamondino RB3 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Jamondino RB3 230 kV |
| Reactor de barra Cuestecitas 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor de barra Cuestecitas 230 kV |
| Reactor terciario 1 San Carlos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 San Carlos 34,5 kV |
| Reactor terciario 2 San Carlos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 San Carlos 34,5 kV |
| Reactor terciario 3 San Carlos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 3 San Carlos 34,5 kV |
| Reactor terciario 4 San Carlos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 4 San Carlos 34,5 kV |
| Reactor terciario 1 Chinú 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 Chinú 34,5 kV |
| Reactor terciario 2 Chinú 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 Chinú 34,5 kV |
| Reactor terciario 1 San Marcos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 San Marcos 34,5 kV |
| Reactor terciario 2 San Marcos 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 San Marcos 34,5 kV |
| Reactor terciario 1 La Virginia 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 La Virginia 34,5 kV |
| Reactor terciario 2 La Virginia 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 La Virginia 34,5 kV |
| Reactor terciario 1 Cerromatoso 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 Cerromatoso 34,5 kV |
| Reactor terciario 2 Cerromatoso 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 Cerromatoso 34,5 kV |
| Reactor terciario 1 Ocaña 13,8 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 1 Ocaña 13,8 kV |
| Reactor terciario 2 Ocaña 13,8 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos inductivos GAN-O-S-04.00-1603. | Despejar el reactor terciario 2 Ocaña 13,8 kV |

| ELEMENTO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|-------------------------------------|--|---|
| Condensador 1 San Marcos 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 1 San Marcos 230 kV |
| Condensador 2 San Marcos 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 2 San Marcos 230 kV |
| Condensador 3 San Marcos 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 3 San Marcos 230 kV |
| Condensador 4 San Marcos 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 4 San Marcos 230 kV |
| Condensador 1 Panamericana 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 1 Panamericana 34,5 kV |
| Condensador 2 Panamericana 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 2 Panamericana 34,5 kV |
| Condensador 3 Panamericana 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 3 Panamericana 34,5 kV |
| Condensador 4 Panamericana 34,5 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 4 Panamericana 34,5 kV |
| Condensador 1 San Bernardino 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 1 San Bernardino 230 kV |
| Condensador 2 San Bernardino 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 2 San Bernardino 230 kV |
| Condensador 3 San Bernardino 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 3 San Bernardino 230 kV |
| Condensador 1 Jamondino 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 1 Jamondino 230 kV |
| Condensador 1 Cuestecitas 230 kV | Aplicar consigna atención de fallas equipos capacitivos GAN-O-G-00.10.002. | Despejar el condensador 1 Cuestecitas 230 kV |

ANEXO 3

LISTADO DE SUBESTACIONES CON EVENTO DE TENSIÓN CERO A CONSIDERAR

| SUBESTACIÓN | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|---------------------|--|---|
| Bacatá 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bacatá 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Bacatá 500 kV |
| Bacatá 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bacatá 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Bacatá 230 kV |
| Chivor 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Chivor 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Chivor 230 kV |
| Ibagué 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Ibagué 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Ibagué 230 kV |
| La Reforma 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Reforma 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Reforma 230 kV |
| San Felipe 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Felipe 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Felipe 230 kV |
| La Mesa 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Mesa 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Mesa 230 kV |
| Torca 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Torca 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Torca 230 kV |
| Purnio 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Purnio 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Purnio 230 kV |
| Bolívar 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bolívar 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Bolívar 500 kV |
| Bolívar 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Bolívar 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Bolívar 230 kV |
| Cerromatoso 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 500 kV |
| Cerromatoso 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 230 kV |
| Cerromatoso 110 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 110 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 110 kV |
| Cerromatoso 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cerromatoso 34,5 kV |
| Chinú 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Chinú 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Chinú 500 kV |

| SUBESTACIÓN | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|-----------------------|--|---|
| Chinú 110 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Chinú 110 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Chinú 110 kV |
| Chinú 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Chinú 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Chinú 34,5 kV |
| Copey 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Copey 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Copey 500 kV |
| Copey 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Copey 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Copey 230 kV |
| Sabanalarga 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Sabanalarga 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Sabanalarga 500 kV |
| Sabanalarga 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Sabanalarga 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Sabanalarga 230 kV |
| San Carlos 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Carlos 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Carlos 500 kV |
| San Carlos 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Carlos 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Carlos 230 kV |
| San Carlos 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Carlos 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Carlos 34,5 kV |
| Urrá 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Urrá 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Urrá 230 kV |
| Ancon Sur 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Ancon Sur 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Ancon Sur 230 kV |
| Uraba 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Uraba 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Uraba 230 kV |
| Banadia 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Banadia 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Banadia 230 kV |
| Caño Limon 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Caño Limon 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Caño Limon 230 kV |
| Caño Limon 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Caño Limon 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Caño Limon 34,5 kV |
| Caricare 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Caricare 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Caricare 34,5 kV |
| Cira Infantas 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cira Infantas 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cira Infantas 230 kV |
| Cira Infantas 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Cira Infantas 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Cira Infantas 34,5 kV |
| Los Palos 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Los | Abrir todos los interruptores de la subestación Los Palos 230 kV |

| SUBESTACIÓN | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|-------------------|--|---|
| | Palos 230 kV | |
| Ocaña 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Ocaña 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Ocaña 500 kV |
| Ocaña 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Ocaña 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Ocaña 230 kV |
| Comuneros 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Comuneros 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Comuneros 230 kV |
| Guatiguará 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Guatiguará 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Guatiguará 230 kV |
| Primavera 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Primavera 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Primavera 500 kV |
| Primavera 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Primavera 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Primavera 230 kV |
| Samore 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Samore 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Samore 230 kV |
| San Mateo 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Mateo 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Mateo 230 kV |
| La Sierra 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Sierra 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Sierra 230 kV |
| Sogamoso 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Sogamoso 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Sogamoso 500 kV |
| Sogamoso 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Sogamoso 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Sogamoso 230 kV |
| San Mateo 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Mateo 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Mateo 230 kV |
| Toledo 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Toledo 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Toledo 230 kV |
| Esmeralda 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Esmeralda 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Esmeralda 230 kV |
| Jamondino 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Jamondino 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Jamondino 230 kV |
| Jamondino 115 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Jamondino 115 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Jamondino 115 kV |
| La Enea 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Enea 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Enea 230 kV |
| La Hermosa 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Hermosa 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Hermosa 230 kV |

| SUBESTACIÓN | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|-----------------------|--|---|
| La Virginia 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Virginia 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Virginia 500 kV |
| La Virginia 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Virginia 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Virginia 230 kV |
| La Virginia 115 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Virginia 115 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Virginia 115 kV |
| La Virginia 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación La Virginia 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación La Virginia 34,5 kV |
| Páez 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Páez 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Páez 230 kV |
| Panamericana 115 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Panamericana 115 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Panamericana 115 kV |
| Panamericana 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Panamericana 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Panamericana 34,5 kV |
| San Bernardino 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Bernardino 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Bernardino 230 kV |
| San Marcos 500 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Marcos 500 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Marcos 500 kV |
| San Marcos 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Marcos 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Marcos 230 kV |
| San Marcos 34,5 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación San Marcos 34,5 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación San Marcos 34,5 kV |
| Yumbo 230 kV | Realizar apertura de todos los interruptores de la subestación Yumbo 230 kV | Abrir todos los interruptores de la subestación Yumbo 230 kV |

ANEXO 4

LISTADO DE ALARMAS A CONSIDERAR

| ELEMENTO ALARMADO | MENSAJE A DESPLEGAR EN EL SISTEMA SCADA | ACCIÓN A EJECUTAR DESDE EL SISTEMA SCADA |
|--|---|--|
| Reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Bolívar a Copey 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Chinú 1 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Cerromatoso a Chinú 1 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Porce 3 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Cerromatoso a Porce 3 500 kV |
| Reactor de línea Cerromatoso a Primavera 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Cerromatoso a Primavera 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Cerromatoso 2 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Chinú a Cerromatoso 2 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Sabanalarga 1 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Chinú a Sabanalarga 1 500 kV |
| Reactor de línea Chinú a Sabanalarga 2 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Chinú a Sabanalarga 2 500 kV |
| Reactor de línea Copey a Bolívar 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Copey a Bolívar 500 kV |
| Reactor de línea Sabanalarga a Chinú 1 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Sabanalarga a Chinú 1 500 kV |
| Reactor de línea Sabanalarga a Chinú 2 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Sabanalarga a Chinú 2 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a Porce 3 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea San Carlos a Porce 3 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a La Virginia 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea San Carlos a La Virginia 500 kV |
| Reactor de línea San Carlos a Primavera 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea San Carlos a Primavera 500 kV |
| Reactor de línea Ocaña a Copey 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Ocaña a Copey 500 kV |
| Reactor de línea Ocaña a Sogamoso 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Ocaña a Sogamoso 500 kV |
| Reactor de línea Primavera a Cerromatoso 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Primavera a Cerromatoso 500 kV |
| Reactor de línea Primavera a Bacatá 500 kV | Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección GAN-O-G-00.10.003. | Temporizar 3 horas y abrir el reactor de línea Primavera a Bacatá 500 kV |

ANEXO 5

PROGRAMACIÓN DEL CASO DE PRUEBA EN EL PROGRAMA CLIPS

```
;;;=====
;;; Sistema Experto SCADA
;;;
;;; Sistema experto para determinar vulnerabilidad
;;; en tiempo real.
;;;
;;; CLIPS Version 6.0
;;;
;;; Para ejecutar, cargar, reset y ejecutar.
;;;=====
..*****
;;
;;* DEFFUNCTIONS *
..*****
;;
(deffunction ask-question (?question $?allowed-values)
  (printout t ?question)
  (bind ?answer (read))
  (if (lexemep ?answer)
      then (bind ?answer (lowercase ?answer)))
  (while (not (member ?answer ?allowed-values)) do
    (printout t ?question)
    (bind ?answer (read))
    (if (lexemep ?answer)
        then (bind ?answer (lowercase ?answer))))
  ?answer)
(deffunction yes-or-no-p (?question)
```

```

(bind ?response (ask-question ?question yes no s n))

(if (or (eq ?response yes) (eq ?response s))

then TRUE

else FALSE))

...*****
'''

;;;* DECLARACION ESTADO NORMAL DE OPERACION *

...*****
'''

(defrule estado-normal ""

(declare (salience 10))

(condiciones-normales)

=>

(assert (repair "                NO REALIZAR NINGUNA ACCION, NO TIENE ALARMAS,EVENTOS O
MANIOBRAS")))

...*****
'''

;;;* REGLAS *

...*****
'''

(defrule determinar-estado-TPS ""

(not (estado-TPS ?))

(not (reparar ?))

=>

(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUNA TELEPROTECCION ALARMADA? (s/n) ")

then

(if (yes-or-no-p "TIENE EL CIRCUITO REACTOR DE LINEA SIN INTERRUPTOR (s/n)? ")

then (assert (repair "                APLICAR Consigna operativa falla en el sistema de teleprotección
GAN-O-G-00.10.003"))

else (assert (repair "                SOLICITAR Revisar el equipo")))

else

(assert (apertura-circuitos-REFORMA))))

(defrule apertura-circuitos-REFORMA ""

```

```

(declare (salience 10))
(apertura-circuitos-REFORMA)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN CIRCUITO PARA ABRIR? (s/n) ")
then
(if (yes-or-no-p " ABRIR PÁEZ-SAN BERNARDINO 230 kV (s/n)? ")
then (assert (repair "          Deshabilitar recierres del circuito Juanchito-Páez 230 kV "))
else (assert (apertura-circuito-PANAMERICANA)))
else
  (assert (cierre-circuitos))))
(defrule apertura-circuito-PANAMERICANA ""
(declare (salience 10))
(apertura-circuito-PANAMERICANA)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE QUE ABRIR OPERATIVAMENTE PANAMERICANA-TULCÁN? (s/n) ")
  then (assert (repair "          APLICAR consigna operativa esquema de sincronización GAN-O-L-
18.00-1608"))
  else (assert (apertura-circuito-RADIAL))))
(defrule apertura-circuito-RADIAL ""
(declare (salience 10))
(apertura-circuito-RADIAL)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE QUE ABRIR OPERATIVAMENTE CIRCUITO RADIAL? (s/n) ")
  then (assert (repair "          ANTES DE ABRIR VERIFICAR APERTURA DE CARGAS "))
  else (assert (cierre-circuitos))))
(defrule cierre-circuitos ""
(declare (salience 10))
(cierre-circuitos)

```

```

=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN CIRCUITO PARA CERRAR? (s/n) ")
  then
    (if (yes-or-no-p "TIENE QUE CERRAR PANAMERICANA-TULCAN ? (s/n) ")
      then (assert (repair "          APLICAR consigna operativa esquema de sincronización
GAN-O-L-18.00-1608"))
      else (assert (repair "          VERIFICAR NIVEL DE CORTO EN CADA SUBESTACIÓN, TENSIONES,
SERVIDUMBRES Y REACTORES DE LINEA"))))
    else
      (assert (eventos-circuito))))
(defrule eventos-circuito ""
  (declare (salience 10))
  (eventos-circuito)
=>
  (if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE CIRCUITO COPEY-OCAÑA o COPEY-BOLÍVAR ? (s/n) ")
    then (assert (repair "          APLICAR consigna operativa salidas por falla GAN-O-L-
18.00-1610"))
    else (assert (evento-ATR-CHINU))))
(defrule eventos-ATR-CHINU ""
  (declare (salience 10))
  (evento-ATR-CHINU)
=>
  (if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE ALGUN ATR DE CHINÚ ? (s/n) ")
    then (assert (repair "          APLICAR consigna atención de fallas equipos inductivos
GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre GAN-O-S-02.00-
1683"))
    else (assert (evento-ATR-CERRO))))
(defrule eventos-ATR-CERRO ""
  (declare (salience 10))
  (evento-ATR-CERRO)

```

```

=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE ALGUN ATR DE CERROMATOSO ? (s/n) ")
  then (assert (repair "          APLICAR consigna atención de fallas equipos inductivos
GAN-O-S-04.00-1603 + Aplicar consigna esquema suplementario de deslastre  GAN-O-S-02.00-
1606"))
    else (assert (evento-ATR-ZIGZAG))))
(defrule eventos-ATR-ZIGZAG ""
  (declare (salience 10))
  (evento-ATR-ZIGZAG)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE UN ZIG-ZAG ? (s/n) ")
  then (assert (repair "          SOLICITAR revisión del equipo"))
    else (assert (evento-INDUCTIVOS))))
(defrule eventos-INDUCTIVOS ""
  (declare (salience 10))
  (evento-INDUCTIVOS)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE UN EQUIPO INDUCTIVO ? (s/n) ")
  then (assert (repair "          APLICAR consigna atención de fallas equipos inductivos
GAN-O-S-04.00-1603"))
    else (assert (evento-CAPACITIVOS))))
(defrule eventos-CAPACITIVOS ""
  (declare (salience 10))
  (evento-CAPACITIVOS)
=>
(if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO SOBRE UN EQUIPO CAPACITIVO ? (s/n) ")
  then (assert (repair "          APLICAR consigna atención de fallas equipos inductivos
GAN-O-S-04.00-1603"))
    else (assert (evento-TENSION-CERO))))

```

```

(defrule eventos-TENSION-CERO ""
  (declare (salience 10))
  (evento-TENSION-CERO)
  =>
  (if (yes-or-no-p "TIENE ALGUN EVENTO DE APAGADO DE SUBESTACIÓN ? (s/n) ")
      then (assert (repair "          HACER BARRIDO DE INTERRUPTORES"))
      else (assert (condiciones-normales))))
...*****
;;;
;;;* REGLAS DE INICIO Y ACCIONES *
...*****
;;;
(defrule system-banner ""
  (declare (salience 10))
  =>
  (printout t crlf crlf)
  (printout t "SISTEMA EXPERTO SCADA")
  (printout t crlf crlf)
  (defrule print-repair ""
    (declare (salience 10))
    (repair ?item)
    =>
    (printout t crlf crlf crlf)
    (printout t "          ***          ACCION A TOMAR:          ***)
    (printout t crlf crlf)
    (format t " %s%n%n%n" ?item))

```


ANEXO 6

APLICACIÓN EN SISTEMA SCADA MONARCH DE OSI

En un futuro es posible tener un sistema inteligente a nivel empresarial para todos los centros de control del Grupo ISA. Empresas como Red de Energía del Perú, Transelca S.A. E.S.P. e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. tienen centros de control y supervisión con sistemas SCADA iguales, de tal forma que los desarrollos que se implementen en INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. pueden ser ejecutados en las demás empresas ajustándolo a su sistema eléctrico particular. A nivel de empresas como XM y CTEEP ISA, se pueden adecuar los desarrollos y obtener una interacción provechosa para todo el grupo empresarial. Mediante el desarrollo de nuevos modelos conceptuales se generarían fortalezas para el proceso de operación de sistemas de potencia.

El sistema SCADA Monarch que poseen tres de las empresas del Grupo ISA, tienen facilidades de implementación del presente modelo. De manera general se puede implementar el modelo apoyándose en el siguiente esquema:

Las reglas del sistema experto pueden implementarse en el módulo OpenView a través del Tabular Viewer, donde se crean las reglas lógicas que arrojan resultados de acuerdo con los cálculos lógicos considerando el estado de activación de los elementos configurados.

Cada elemento en el sistema SCADA tiene un identificador o SCADA Key que es uno de los operadores de cada regla o fórmula lógica. El resultado de cada operación se asigna a un nuevo Key, que se puede utilizar y configurar para ser desplegado en el SOE o en las ALARMAS del sistema SCADA o ser el activador de una secuencia de maniobras previamente configurada.

| #Record | OrderNo | mode | state | FORMULA | priority | const1 | const2 | const3 | ELEMENTO 1 | ELEMENTO 2 | RESULTADO | |
|---------|---------|------|-------|----------------------------------|----------|--------|--------|--------|----------------|----------------|------------|--------------|
| | | | | type_calc | | | | | operands_key_2 | operands_key_3 | return_key | return_value |
| 1 | 1 | ON | CALC | a or b or c or d or e | 1 | 0 | 0 | 0 | 01001F15 | 01001C13 | 22007001 | 0 |
| 2 | 2 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01002C20 | 01002D77 | 22011001 | 0 |
| 3 | 3 | ON | CALC | a or b or c or d or e | 1 | 0 | 0 | 0 | 01002109 | 01002136 | 22013001 | 0 |
| 4 | 4 | ON | CALC | a or b or c | 1 | 0 | 0 | 0 | 01003A09 | 01003B02 | 22018001 | 0 |
| 5 | 5 | ON | CALC | a or b or c | 1 | 0 | 0 | 0 | 01007C76 | 01007D14 | 22052001 | 0 |
| 6 | 6 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01008A84 | 01008D77 | 22056001 | 0 |
| 7 | 7 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01008A83 | 01008D76 | 22056002 | 0 |
| 8 | 8 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01039C11 | 01039C26 | 22072001 | 0 |
| 9 | 9 | ON | CALC | a or b or c | 1 | 0 | 0 | 0 | 01040C06 | 01040D03 | 22081003 | 0 |
| 10 | 10 | ON | CALC | a or b | 1 | 0 | 0 | 0 | 01042B14 | | 22087001 | 0 |
| 11 | 11 | ON | CALC | a or b | 1 | 0 | 0 | 0 | 01042B15 | | 22087002 | 0 |
| 12 | 12 | ON | CALC | a or b or c | 1 | 0 | 0 | 0 | 01042A96 | 01042B94 | 22087003 | 0 |
| 13 | 13 | ON | CALC | a or b | 1 | 0 | 0 | 0 | 01013L44 | | 22092001 | 0 |
| 14 | 14 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01013E51 | 01013F64 | 22092002 | 0 |
| 15 | 15 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01013E52 | 01013F65 | 22092003 | 0 |
| 16 | 16 | ON | CALC | a or b or c or d or e or f or... | 1 | 0 | 0 | 0 | 01014C54 | 01014D23 | 22104001 | 0 |

Figura 28 .Sistema SCADA Monarch. Ejemplo de reglas.
(Sparx Systems, 2015)

Para la ejecución de maniobras programadas se tiene el módulo OpenSOM, módulo en el cual se pueden programar secuencias de maniobras automáticas de acuerdo con los requerimientos configurados.

OpenSOM - Switching Order Management

File Edit View Tools Help

Switch Orders - All Order ID: Order_1

| ID | Name | Area | Status | Approved Status |
|---------|--------------|-------|-------------|-----------------|
| Order_1 | first order | AOR_1 | In Progress | Pending |
| Order_2 | second order | AOR_1 | Complete | Approved |
| Order_3 | order name 3 | AOR_1 | Pending | Approved |
| Order_4 | order_4 name | AOR_1 | Pending | Rejected |
| Order_5 | order name | AOR_1 | Complete | Approved |
| Order_6 | order name | AOR_1 | Complete | Not Required |

Switch Orders

- Orders
 - All
 - Deleted
 - Approved
 - Pending
 - Planned Next Week
 - Planned This Week
 - Palmerston
 - Substation South
 - SCADA Key 01...
 - Transformer
 - In Progress

ID: **Order_1** Name: **first order**

Approval: **Pending** Edit Status: **Modified** Planned Start: **Fri 03/19/2004 09:37** Planned End: **Fri 03/19/2004 17:37**

Area: **AOR_1** Status: **In Progress** Actual Start: **Sun 03/28/2004 15:50** Actual End: **Thu 04/01/2004 23:50**

Category: **Category 0** Permit Required: Permit Number:

Purpose: **Removing transformer 1 from substation** Verified By: Verified Date:

Crew ID: **Service Car 5** Location: **Palmerston**

| De-Energize Steps | | Actions |
|-------------------|---|---------------------|
| 1 | Open - Device: E/S C431A - Station: SCADA | Add New Step |
| 2 | Close - Device: E/S C431A - Station: Palmerston | Edit Step |
| 3 | Check Close - Device: E/S C431A - Station: Palmerston | Insert Template |
| 4 | Check Open - Device: E/S D431A - Station: Palmerston | Remove Step |
| 5 | Close - Device: E/S D431A - Station: Palmerston | Move First |
| 6 | Check Close - Device: E/S D431A - Station: Palmerston | Move Up |
| 7 | Check Close - Device: CB C452 - Station: Palmerston | Move Down |
| 8 | Open - Device: CB C452 - Station: Palmerston | Move Last |
| 9 | Check Open - Device: CB C452 - Station: Palmerston | Build Restore Steps |
| | | Create Template |

Figura 29. Sistema SCADA Monarch. Ejemplo de secuencia de automática de maniobras.
(Sparx Systems, 2015)