

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL Y DE SISTEMAS



**“SISTEMA EXPERTO DE PROCESAMIENTO DE ALARMAS EN EL
CENTRO DE CONTROL DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA”**

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON
MENCIÓN EN INGENIERÍA DE SISTEMAS**

ELABORADO POR

FERNANDO FREDY FERNÁNDEZ VALERIANO

ASESOR

MSc. CELEDONIO MENDEZ VALDIVIA

LIMA – PERÚ

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

2012

DEDICATORIA

A mis hijos Ana y Fernando, por cederme su tiempo en culminar este trabajo;
a mi esposa Elsa por su comprensión y acompañarme incondicionalmente;
a mis padres cuya sabiduría, amor y enseñanza cimentaron mi vida;
a mis hermano Fredy por sus consejos y apoyo constante
y para Sebastián el pequeño miembro de la familia
de quién espero algún día leer una investigación

AGRADECIMIENTO

Mis agradecimientos en primer lugar para el Msc. Celedonio Méndez quien me ha guiado durante el desarrollo de la presente investigación, sus consejos y revisión minuciosa del trabajo han sido de gran valor.

Al Msc. Josue Angulo Pérez, Jefe de la Sección de Postgrado de la FIIS, por su constante apoyo y entusiasmo al alentarme a terminar la investigación tantas veces postergada por diversos motivos mayormente injustificados.

A todo el personal de la Sección de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Industrial y de Sistemas por su colaboración permanente y su paciencia para ayudarme cordialmente en consultas de diferente índole.

A todos los profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería por su enseñanza en la búsqueda constante del conocimiento.

También agradezco a los Operadores del Sistema de la empresa EDELNOR por compartir en formalizar las reglas heurísticas que usan para la dirección de maniobras desde el Centro de Control y que tanto tiempo les tomó aprenderlas.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DESCRIPTORES TEMATICOS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xv
INTRODUCCION	xvii
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION	1
1.1. Definición y Formulación del Problema de Investigación	4
1.1.1. <i>Problema de Investigación</i>	4
1.1.2. <i>Diagnóstico y enunciado del Problema</i>	4
1.1.3. <i>Definición del Problema</i>	5
1.2. Delimitación de los Objetivos	6
1.2.1. <i>Pregunta general y Objetivo General</i>	6
1.2.2. <i>Preguntas específicas y Objetivos Específicos</i>	6
1.3. Justificación y Limitaciones de la Investigación	7
1.3.1. <i>Importancia y Justificación</i>	7
1.3.2. <i>Delimitación</i>	8

CAPÍTULO II	MARCO DE REFERENCIA	9
2.1.	Modelo de Procesamiento de Alarmas	9
2.2.	Antecedentes de Sistema Expertos y Procesamiento de Alarmas	12
2.2.1.	<i>Desarrollo en la empresa CEMIG - Brasil</i>	13
2.2.2.	<i>Desarrollo en la empresa EDP - Portugal</i>	16
2.3.	Marco Histórico	19
2.4.	Marco Teórico	23
2.4.1.	<i>Operación de un Sistema Eléctrico</i>	24
2.4.2.	<i>Inteligencia Artificial y Sistemas Expertos</i>	34
2.4.3.	<i>Representación del Conocimiento</i>	40
2.4.4.	<i>Lógica Difusa</i>	45
2.4.5.	<i>Sistemas Expertos Difusos</i>	51
2.5.	Variables	64
2.5.1.	<i>Definición Conceptual de las Variables</i>	64
2.5.2.	<i>Definición Operacional de las Variables</i>	64
2.5.3.	<i>Dimensiones, Indicadores y Unidad de Medida de las Variables</i>	65
2.6.	Modelo Eléctrico Peruano	67
2.6.1.	<i>Estructura del sector eléctrico</i>	68
2.6.2.	<i>Actividades dentro del sector eléctrico</i>	69
2.6.3.	<i>Marco Regulatorio del Sector</i>	71
2.6.4.	<i>La fijación de Tarifas Eléctricas</i>	72
2.7.	Metodología de la Investigación	76
2.7.1.	<i>Tipo de Investigación</i>	77
2.7.2.	<i>Población y muestra</i>	77
2.7.3.	<i>Técnica e Instrumentos</i>	77
2.8.	Enfoque Sistémico del Procesamiento de Alarmas	78
CAPÍTULO III	EL SISTEMA EXPERTO SEBAS	82
3.1.	Entorno del Sistema de Procesamiento de Alarmas	82

3.1.1. Recursos para la Dirección de Maniobras en el Centro de Control	82
3.1.2. Sistema de Comunicaciones	84
3.1.3. Recepción de Señales en el Centro de Control de EDELNOR	87
3.2. Funciones de Pertenencia de Variables de Entrada	94
3.2.1. Cantidad de Alarmas	94
3.2.2. Tiempo entre Alarmas	96
3.2.3. Tipo de Alarmas	97
3.2.4. Alarma de aperturas múltiples	98
3.2.5. Alarma Cortocircuito Monofásico	99
3.2.6. Variación de Corriente	100
3.2.7. Tiempo Activación para Disparo	102
3.2.8. Alarmas de Instalaciones	103
3.2.9. Alarma Rebotante	104
3.2.10. Alarma Textos no importante	106
3.3. Desarrollo del Prototipo de Sistema	107
3.3.1. Estructura del Sistema Experto	107
3.3.2. Software	107
3.3.3. Reglas	108
3.4. Evaluación del Sistema Experto	113
3.4.1. Verificación del sistema	113
3.4.2. Validación del sistema	114
CAPÍTULO IV PROPUESTAS, IMPACTOS, LIMITACIONES Y CONTRIBUCION	122
4.1. Propuestas Específicas para EDELNOR	122
4.2. Impactos de la implantación del sistema experto	122
4.2.1. Impactos Técnicos y Económicos	123
4.2.2. Impactos Operativos:	123

4.2.3. <i>Impacto en la seguridad y clima laboral:</i>	123
4.3. Limitaciones	124
4.4. Contribución	124
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
Conclusiones	125
Recomendaciones	126
PALABRAS CLAVES	127
BIBLIOGRAFÍA	129
ANEXOS	140

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Temporización de la respuesta del operador	3
Figura 2.1. Modelo de procesamiento de alarmas	10
Figura 2.2. Arquitectura del Sistema STA	14
Figura 2.3. Arquitectura del sistema SPARCE	17
Figura 2.4. – Mecanismo de Inferencia del SPARSE	19
Figura 2.5. Estados de Operación de un sistema eléctrico	25
Figura 2.6. Sucesos durante una perturbación típica	27
Figura 2.7. Gestión de Operación de la Red Eléctrica	28
Figura 2.8. Algunas áreas de la Inteligencia Artificial	38
Figura 2.9. Algunas categorías de epistemología	41
Figura 2.10. Marco específico de un auto	44
Figura 2.11. Marco Genérico de propiedad	44
Figura 2.12. Diagramas para (a) límite de un conjunto “crisp”y (b) límite de un conjunto difuso	46
Figura 2.13. Diferencias entre las operaciones AND, OR y NOT	49
Figura 2.14. Proceso de Inferencia en un sistema experto	52
Figura 2.15. Funciones AND para explicar métodos de inferencia y composición	54
Figura 2.16. Ejemplo del modelo Mamdani	55
Figura 2.17. Ejemplo del modelo Larsen	56
Figura 2.18. Ejemplo Modelo TSK - 1	57
Figura 2.19. Ejemplo Modelo TSK - 1	58
Figura 2.20. Ejemplo Modelo Tsukamoto	59
Figura 2.21. Conjunto difuso compuesto	60
Figura 2.22. Método de defusificación del centroide	61
Figura 2.23. Método de defusificación de la altura del centro del área	61
Figura 2.24. Método de defusificación de criterio del máximo	62
Figura 2.25. Método de defusificación de criterio del máximo	63
Figura 2.26. Método de defusificación medio del máximo	63
Figura 2.27. Actores del sector eléctrico peruano	69
Figura 2.28. Estructura tradicional del sistema eléctrico	71

Figura 2.29. Ciclo de vida de la Administración de Alarmas	80
Figura 3.1. Recursos para la Dirección de Maniobras en EDELNOR	83
Figura 3.2 Sistema de Telecomunicaciones de EDELNOR	86
Figura 3.3 Sistema de Telecomunicaciones de EDELNOR	87
Figura 3.4. Arquitectura del sistema SCADA de EDELNOR	92
Figura 3.5. Pantalla de Alarmas recibidas en el Centro de Control	93
Figura 3.6. Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión de EDELNOR	94
Figura 3.7 Función de Pertenencia Cantidad de Alarmas	95
Figura 3.8. Función de Pertenencia Cantidad de Alarmas – Matlab	95
Figura 3.9. Función de Pertenencia Tiempo promedio entre alarmas	96
Figura 3.10. Función de Pertenencia Tiempo promedio entre alarmas - Matlab	97
Figura 3.11. Función de Pertenencia Tipo de Alarma	97
Figura 3.12. Función de Pertenencia Tipo de Alarma - Matlab	98
Figura 3.13. Función de Pertenencia Aperturas Múltiples	99
Figura 3.14. Función de Pertenencia Aperturas Múltiples - Matlab	99
Figura 3.15. Función de Pertenencia Alarma Cortocircuito Monofásico	100
Figura 3.16. Función de Pertenencia Alarma Cortocircuito Monofásico - Matlab	100
Figura 3.17. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente	101
Figura 3.18. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente-Matlab	101
Figura 3.19. Función de Pertenencia Tiempo Actuación de Disparo	102
Figura 3.20. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente-Matlab	103
Figura 3.21. Función de Pertenencia Alarmas de Instalaciones	103
Figura 3.22 Función de Pertenencia Alarmas de Instalaciones - Matlab	104
Figura 3.23 Función de Pertenencia Alarma Rebotante	105
Figura 3.24 Función de Pertenencia Alarma Rebotante - Matlab	105
Figura 3.25 Función de Pertenencia Alarma Texto no importante	106
Figura 3.26 Función de Pertenencia Alarma Texto no importante	106
Figura 3.27 Estructura del sistema experto difuso SEBAS	108
Figura 3.28. Proceso de Evaluación del Sistema Experto	113
Figura 3.29 - Alarmas de entrada para los casos de prueba	117
Figura No 3.30 Comparación de alarmas mostradas al operador - Validación	118
Figura 3.31 Cantidades de alármas recibidas – Noviembre 2011	119

Figura 3.32	Cantidades de alarmas recibidas – Diciembre 2011	119
Figura 3.33	Cantidades de alarmas recibidas – Enero 2012	120
Figura 3.34	Cantidades de alarmas recibidas – Febrero 2012	120

INDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Aplicaciones de Sistemas Expertos en la Industria Eléctrica Nuclear	13
Tabla 2-2. Características de los Estados de Operación	26
Tabla 2-3. Definiciones de Inteligencia Artificial	37
Tabla 2-4. Dimensiones, Indicadores y Unidad de Medida de las Variables	66
Tabla 3-1. Criterios de Operación en Estado Estable	109
Tabla 3-2. Criterios de Operación en Estado Estable	115
Tabla 3-3. Métricas de Performance de Alarmas según EEMUA 191	115
Tabla 3-4. Métricas de Performance de Alarmas ISA 18.2	116
Tabla 3-5. Métricas de Performance – Pruebas de Validación	121

DESCRIPTORES TEMATICOS

1. Sistemas expertos
2. Lógica Difusa
3. Alarmas
4. Procesamiento de alarmas
5. Inteligencia artificial
6. Sistemas Eléctricos de Distribución
7. Rule-Based Expert Systems
8. Agentes Inteligentes
9. Industria eléctrica
10. Matlab

RESUMEN

El procesamiento de alarmas es un problema que se presenta en los centros de control de las empresas de distribución de energía eléctrica. La complejidad de la industria eléctrica en sus sistemas de generación, transmisión y distribución de la energía hacen del manejo de las alarmas un problema lo cual es aún más complicado cuando los diferentes sistemas están interconectados en la forma en la que se encuentra el sistema eléctrico peruano. Asimismo, la respuesta a la gestión de alarmas se ha hecho aún más compleja debido al uso progresivo en los Centros de Control de aplicaciones de software cada vez más especializado que en lugar de ayudar a los operadores del sistema, los llenan de información excesiva sobre las cuales no hay que ejercer ningún tipo de acción, o bien, los saturan en cortos períodos con información que humanamente el operador no puede manejar eficientemente, los someten a un estrés excesivo y afectan el clima laboral en las áreas de operaciones de las diversas compañías. El uso de sistemas expertos, redes neuronales, programación con lenguajes de alto nivel, redes bayesianas, teoría de decisiones y algoritmos híbridos como los neuro-borrosos, son algunos de las soluciones propuestas. El presente trabajo de investigación presenta una nueva metodología para la gestión de alarmas masivas en los centros de control de las empresas de distribución eléctrica; la línea de investigación principal está basada en el uso de la Inteligencia Artificial y de los Sistemas Expertos Difusos. Esta propuesta se centra en el análisis del modelo psicológico para el procesamiento de

alarmas, del estado de operación que suceden en cualquier instante de los sistemas eléctricos, del proceso de operación de la red en los Centros de Control y de la tecnología involucrada en la recepción y transmisión de alarmas en los sistemas de telecontrol modernos. Posteriormente se efectúa la integración de la información disponible en los centros de control de forma que la solución para el procesamiento de las alarmas se tome en cuenta tanto al personal encargado de analizar las alarmas como a las entidades que afectan la gestión de las mismas.

ABSTRACT

The alarm processing is a problem that occurs in the control centers of the electrical distribution companies. The complexity of the electricity industry in their systems of generation, transmission and distribution make the alarm processing a problem which is even more complicated when different systems are interconnected in the way is the Peruvian electrical system. Also, the response to alarm management has become even more complex due to the progressive use in control centers of software applications increasingly specialized, which rather than help system operators, filled them with so much information on which must not exert any action, or they are saturated with information in short periods of that manner the operators can not manage efficiently, they subject to undue stress and this situation affect the working environment in the operations areas of different companies. The use of expert systems, neural networks, high-level programming languages, Bayesian networks, decision theory and algorithms and hybrid neuro-fuzzy, are some of the proposed solutions. This research presents a new methodology for massive alarm management in electricity control centers; the research line is based on the use of Artificial Intelligence and Fuzzy Expert Systems. This proposal focuses on the analysis of the psychological model for alarm processing; state of operation that occur at any instant of electrical systems, operation process of the network control centers and the technology involved in the alarms reception and transmission alarms in modern telecontrol systems. Subsequently making the information integration available in control centers so that the solution to processalarms take into

account both personnel responsible for analyzing the alarms as entities that affect their management.

INTRODUCCION

Las compañías de electricidad en un mercado desregulado, con exigencias legales para mantener una buena calidad de producto y servicio deben esforzarse para mantener un alto grado de confiabilidad y deben estar actualizando continuamente su infraestructura con los últimos avances de la tecnología. El procesamiento de alarmas es un tema importante para el control y operación de sistemas eléctricos y con mucha más razón en empresas que disponen de sistemas de telecontrol y con muchas de sus instalaciones sin personal permanente.

En el capítulo I de este trabajo se realiza el planteamiento de la investigación, la definición y formulación del problema de investigación, la delimitación del objetivo general y de los objetivos específicos. Se presenta la importancia y la justificación del trabajo de investigación así como se delimita el mismo para una empresa de distribución eléctrica, específicamente para la empresa de distribución eléctrica peruana EDELNOR.

En el capítulo II dentro del marco conceptual, se desarrolla el modelo que emplean los humanos para el procesamiento de alarmas y los antecedentes de sistemas expertos desarrollados en la industria eléctrica en los principales países del mundo. Posteriormente se presenta las definiciones de inteligencia artificial y sistemas expertos, se describe el modelo de gestión en el área de operaciones de las empresas de distribución como son la pre-operación, la operación en tiempo real y la post-operación. También se menciona los hitos históricos más importantes de la inteligencia artificial y de los sistemas expertos, se revisa los estados de

operación, normal, alerta, emergencia y restaurativo de los sistemas eléctricos describiendo las características de cada uno de estos estados. Luego se presenta en detalle el marco teórico de la representación del conocimiento, de la inteligencia artificial, la lógica difusa y de los sistemas expertos basados en lógica difusa. En este capítulo también se define las variables del trabajo de investigación, la definición conceptual y operacional de las mismas, sus dimensiones, indicadores y unidad de medida. Se trata el marco referencial de la investigación, se explica la metodología de la investigación empleada y finalmente el enfoque sistémico del procesamiento de las alarmas.

En el capítulo III se detalla el sistema experto basado en lógica difusa al que denominamos SEBAS. Se describe inicialmente el entorno en la que se realiza el sistema de procesamiento de alarmas y la infraestructura que dispone la empresa EDELNOR para controlar a sus subestaciones de transmisión que están ubicadas en diferentes lugares de su zona de concesión, todas ellas supervisadas y operadas por medio de un sistema de telecontrol desde su Centro de Control. Se presenta el desarrollo del sistema experto, la arquitectura del mismo y sus características, para lo cual, se ha empleado el software Matlab con su componente Fuzzy Logic Toolbox. Posteriormente se presenta los detalles de la evaluación del prototipo de sistema experto de lógica difusa desarrollado

Las propuestas específicas para EDELNOR así como el impacto que genera el desarrollo de sistemas expertos se presentan en el capítulo IV así como también se menciona las limitaciones que se tuvieron para la realización del trabajo, las principales contribuciones del estudio y la agenda de investigación para trabajos futuros.

Finalmente se presenta las conclusiones y recomendaciones que surgen del desarrollo de la presente tesis.

En el Anexo I se presenta un comentario resumido de las principales normas legales que regulan la industria eléctrica en el país.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION

Antes de la implantación de los sistemas de telecontrol en las empresas eléctricas, se disponía en forma permanente de personal calificado en cada una de las instalaciones importantes de las compañías. Una de las funciones principales de este personal era la de comunicar al Centro de Control, vía medios de comunicación adecuados, las alarmas y las consecuencias de las mismas.

Conforme se implementaba sistemas de telecontrol y sistemas SCADA en las empresas, el personal permanente de las subestaciones fue retirado para cumplir otras labores y la comunicación de las alarmas al Centro de Control fue implementado a través de diversos sistemas de comunicación y sistemas hardware y software en tiempo real. Es así que en los centros de control modernos, a los operadores del sistema eléctrico se les muestran las alarmas y mensajes de tiempo real a través de unas pantallas de computador, con los cuales toman decisiones sobre el funcionamiento del sistema eléctrico. Estas alarmas pueden estar relacionadas con las ocurrencias de fallas, operación incorrecta de los equipos de protección, etc

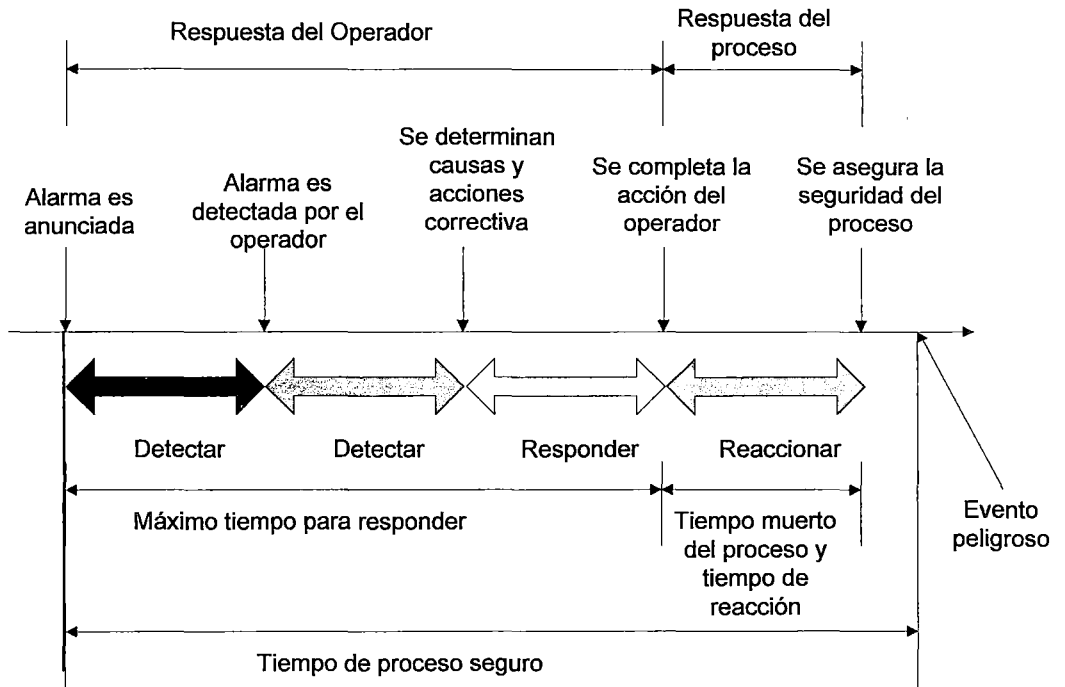
En las salas de control de muchas empresas eléctricas se pueden encontrar síntomas de una mala gestión de alarmas como son: pantallas cubiertas permanentemente de alarmas, alarmas frecuentes durante el

funcionamiento normal, alarmas permanentes durante largos períodos de tiempo (días), reconocimiento masivo de alarmas sin investigación (reconocimiento “ciego”), operadores que no valoran las alarmas como sistema de ayuda y alarmas sonoras desactivadas para evitar una constante contaminación acústica. En casos extremos, los operadores ignoran por completo el sistema de alarmas y esto significa estar operando el sistema en condiciones muy peligrosas. Como se describe en la norma [1] ANSI/ISA-18.2, el operador del Centro de Control debe ser capaz de detectar, diagnosticar y responder dentro del plazo adecuado, llamado el tiempo máximo para responder (ver figura 1.1.). La respuesta del operador debe ser lo suficientemente rápido que el proceso tiene tiempo para reaccionar y que las correcciones se efectúen antes de alcanzar el umbral de consecuencia. Si el tiempo total transcurrido excede el tiempo de seguridad del proceso, que es el tiempo entre el evento inicial y la ocurrencia del evento peligroso, entonces el malestar se intensificará para crear una demanda en el Centro de Control, iniciar el disparo de un equipo de protección o causar un accidente.

Un análisis profundo de accidentes como la explosión de la refinería Texaco en Milford Haven (1994) demostró claramente que una mala gestión de las alarmas contribuye a que ocurran accidentes: en Milford Haven, los dos operadores recibieron 275 alarmas diferentes durante los 11 minutos previos a la explosión.

Estabilizar las situaciones críticas y evitar las salidas de emergencia no sólo hace más segura a las instalaciones, sino que además ofrece sustanciales ventajas económicas, pues las interrupciones imprevistas resultan muy caras por lo que una gestión de las alarmas hace el proceso más eficiente.

Figura 1.1. Temporización de la respuesta del operador



Fuente: ANSI/ISA ISA18.00.02-2009
 Elaboración: ANSI/ISA ISA18.00.02-2009

En algunos casos es difícil y demora mucho tiempo tener conclusiones sobre la ocurrencia de una perturbación. Una de las tareas importantes que debe de afrontar el personal del Centro de Control es restablecer a las condiciones normales el sistema eléctrico con la información de las alarmas que reciba y analice.

Tener una situación en la que un operador tiene poco tiempo para detectar, diagnosticar y responder aumenta la probabilidad de falla y significa que no puede ser una capa de seguridad importante, por lo que el procesamiento de alarmas se convierte en una tarea muy importante que debe de abordarse.

1.1. Definición y Formulación del Problema de Investigación

En los últimos años en diferentes países se han desarrollado diversas iniciativas para incorporar inteligencia a la comunicación de alarmas al Centro de Control, muchas de ellas efectuando aplicaciones de inteligencia artificial. Los motivos principales que han estimulado la realización de este tipo de trabajo son:

- La desregulación del sistema eléctrico.
- Las exigencias legales de mejora de calidad de servicio, disminución de interrupciones, en el suministro de la energía eléctrica.

El manejo adecuado de las alarmas desde el Centro de Control tiene un fuerte impacto sobre el negocio eléctrico, porque el mismo nos puede significar la disminución de los costos, la operación adecuada de los equipos así como la seguridad del personal.

Los beneficios del manejo adecuado de alarmas, está relacionado directamente con el cliente, debido a que permite aumentar la confiabilidad y calidad del suministro de energía, situación cada vez más crítica en los diferentes procesos productivos y para los diversos equipos instalados en sus instalaciones.

1.1.1. Problema de Investigación

El presente trabajo es un sistema experto que procesa alarmas de un Centro de Control y tiene el siguiente nombre: "Sistema Experto de Procesamiento de Alarmas en el Centro de Control de una empresa de Distribución Eléctrica".

1.1.2. Diagnóstico y enunciado del Problema

En los modernos centros de control de las empresas eléctricas, desde donde se supervisa y controlan los sistemas eléctricos, se disponen de sistemas S.C.A.D.A. (Supervisory Control and Data Acquisition) que recolectan información de las instalaciones supervisadas y adicionalmente permiten ejecutar acciones sobre determinados equipos; se dispone de aplicaciones computacionales entre los que se incluyen programas de flujo

de carga, estimación de estado, análisis de contingencia, análisis de cortocircuito y muchas otras.

Los operadores humanos juegan el rol más importante en la supervisión de los sistemas eléctricos y en las decisiones que ellos toman. Con toda la información disponible en el Centro de Control el operador toma las decisiones para la operación del sistema (salida de líneas, cambios en la topología, ingreso en servicio de equipos, etc.) y que el suministro de energía eléctrica sea de una calidad adecuada, la misma que está obligada a cumplir por normas legales.

Cuando se presenta una perturbación en la red el operador recibe alarmas en tiempo real y debe tomar rápidamente decisiones sobre la operación del sistema eléctrico. Estas perturbaciones están asociadas con fallas en la red eléctrica que pueden ser de distinto tipo y que pueden ocurrir en cualquier parte de la misma.

En situaciones de perturbaciones en la red eléctrica, la cantidad de alarmas que recibe el operador es bastante alto, cientos de ellos son recibidos en el Centro de Control durante un corto período de tiempo, las decisiones deben de ser tomadas bajo condiciones de gran presión y algunas veces en ausencia de los más experimentados operadores. En estas condiciones aumenta el estrés en el operador y disminuye su capacidad de adoptar medidas adecuadas para la compleja tarea de restablecimiento del sistema.

Lo anterior nos lleva a la necesidad de desarrollar un sistema experto de procesamiento de alarmas que ante la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico proporcione la información de una manera inteligente al operador del sistema eléctrico y de esta manera facilite que la toma de decisiones sea más rápida y confiable.

1.1.3. Definición del Problema

Con base en lo mencionado en los párrafos anteriores, este proyecto se orientó por la siguiente pregunta de investigación:

¿Los Sistemas expertos de procesamiento de alarmas son de gran utilidad en el Centro de Control de una empresa de Distribución Eléctrica?

1.2. Delimitación de los Objetivos

La respuesta a la pregunta general de la investigación se desarrolla a lo largo de la tesis y de la cual también se derivan preguntas específicas que igualmente serán desarrolladas y que se detallan a continuación.

1.2.1. Pregunta general y Objetivo General

La pregunta general es ¿Qué impactos tendría un sistema experto para procesar las alarmas recibidas en un Centro de Control de una empresa de distribución eléctrica.?

El objetivo general es identificar y estudiar los impactos que tendría un sistema experto para procesar las alarmas recibidas en un Centro de Control de una empresa de distribución eléctrica.

1.2.2. Preguntas específicas y Objetivos Específicos

Para el presente estudio, a continuación se indica las preguntas específicas (PE) y los objetivos específicos (OE) sobre las cuales se centrará la investigación. Se estudiará el caso de la empresa EDELNOR.

PE1: ¿Cómo son los sistemas de Procesamiento de Alarmas en una empresa de distribución eléctrica?

OE1: Efectuar una descripción de los Sistemas de Procesamiento de Alarmas.

PE2: ¿Cuáles son los estados de operación en tiempo real de un sistema eléctrico ante la ocurrencia de perturbaciones?

OE2: Revisar los estados de operación en tiempo real de un sistema eléctrico ante la ocurrencia de perturbaciones en la misma.

PE3: ¿Permite predecir el estado de operación de un sistema eléctrico, un Sistema de Procesamiento de Alarmas?

OE3: Predecir el estado de operación de un sistema eléctrico con el Sistema de Procesamiento de Alarmas.

PE4: ¿Un sistema experto de procesamiento de alarmas incrementa la eficiencia en el proceso de toma de decisiones durante las emergencias en el Centro de Control de una empresa de distribución eléctrica?

OE4: Evaluar la eficiencia de un sistema experto de procesamiento de alarmas en el proceso de toma de decisiones durante las emergencias en el Centro de Control de una empresa de distribución eléctrica.

PE5: ¿Un sistema experto de procesamiento de alarmas disminuye el tiempo de restauración de un sistema eléctrico luego de una perturbación en el mismo?

OE5: Evaluar la disminución del tiempo de restauración de un sistema eléctrico luego de una perturbación en el mismo mediante un sistema experto de procesamiento de alarmas.

PE6: ¿Un sistema experto de procesamiento de alarmas basado en lógica difusa mejora el clima laboral en el Centro de Control de la empresa de distribución EDELNOR?

OE6: Evaluar la mejora del clima laboral en el Centro de Control de la empresa de distribución EDELNOR con la implantación de un sistema experto basado en lógica difusa.

PE7: ¿Existen incentivos de la legislación peruana para el empleo de sistemas expertos en las empresas eléctricas del país?

OE7: Determinar si en la legislación peruana existen incentivos para implementar sistemas expertos en las empresas eléctricas.

1.3. Justificación y Limitaciones de la Investigación

1.3.1. Importancia y Justificación

La importancia del presente trabajo es que el sistema a desarrollar permitirá optimizar el tiempo que un operador toma en descubrir que es lo que ha ocurrido ante la ocurrencia de una perturbación en un sistema eléctrico y tomar una decisión sobre el sistema supervisado con lo cual se logrará disminuir considerablemente tanto el tiempo de restitución del

suministro eléctrico así como las pérdidas económicas de la empresa. A través de este estudio se espera conocer las ocurrencias con el sistema experto de procesamiento de alarmas, y verificar si concuerda con las expectativas de todas las partes implicadas en la supervisión del sistema eléctrico de una empresa de distribución eléctrica.

1.3.2. Delimitación

En el negocio eléctrico se tienen empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución eléctrica. Las empresas de generación, se encargan de producir la energía eléctrica; las empresas de transmisión se encargan de transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo y las empresas de distribución son las encargadas de distribuir la energía eléctrica hasta el consumidor final.

El trabajo de tesis estará aplicado para una empresa de distribución eléctrica, las propuestas se analizarán por medio de un prototipo de sistema experto, la cual evaluará los objetivos específicos del estudio. La información a utilizar se recogerá de la empresa EDELNOR cuya área de concesión es aproximadamente el 50 % del área de Lima metropolitana

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

En el Centro de Control de una empresa eléctrica ante la ocurrencia de fallas de gran magnitud y aún en condiciones normales de operación, la cantidad de mensajes que recibe en su pantalla el operador en períodos cortos es bastante grande.

En este capítulo se desarrolla en detalle el marco de referencia para el trabajo de investigación.

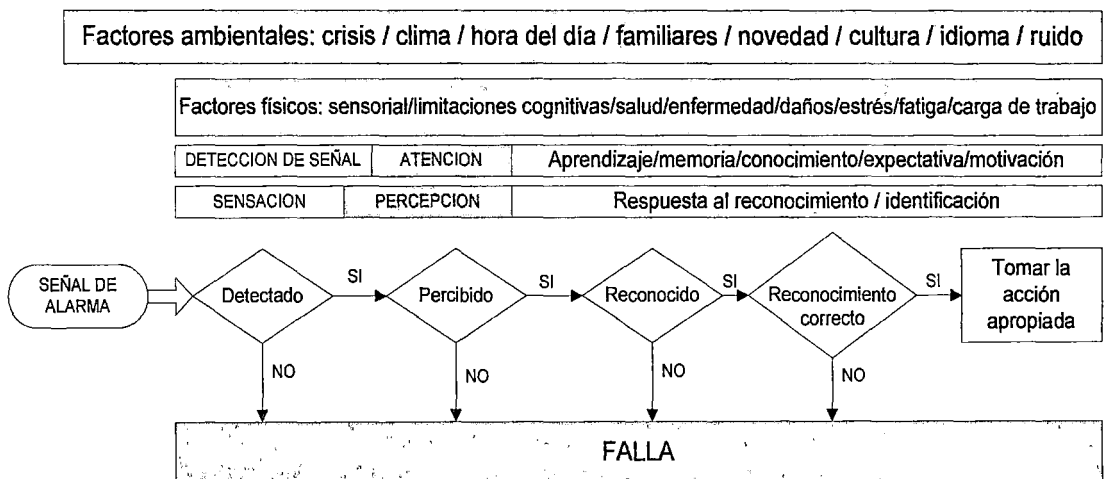
2.1. Modelo de Procesamiento de Alarmas

Desde una perspectiva psicológica [19] Häkkinen, Markku (2010) presenta en detalle el modelo que siguen las personas para el procesamiento de alarmas. En este modelo se tienen las etapas de detectar, percibir, reconocer y responder, lo cual está influenciado por sistemas internos y externos tal como se muestra en la Figura 2.1.

Häkkinen menciona que "... desde la perspectiva de la ciencia psicológica, el modelo de procesamiento es en realidad una superposición de procesos y conocimientos que determinará si una alarma actuó exitosamente luego que fue activada. Adicionalmente, el modelo y los procesos son influenciadas por factores internos y externos, incluyendo la capacidad y el estado del receptor de la alarma y los factores ambientales que pueden influir en todos los aspectos del modelo de procesamiento."

Cuando se genera una alarma, que emite información en forma acústica, luminosa y/o ondas cinéticas. Si la información está en las proximidades del receptor humano, y la frecuencia, la intensidad y la duración del evento informativo es suficiente para ser detectados por uno o más de los sentidos humanos, hemos llegado en la primera etapa de procesamiento de alarma, **la detección**. Así, las señales a ser detectadas, deben estar dentro del alcance del receptor sensorial, distinguidas de los ruidos de fondo existentes en el momento de producirse con el fin de convertirse en un evento o señal de interés.

Figura 2.1. Modelo de procesamiento de alarmas



Fuente: [19] Häkkinen, Markku (2010)

Elaboración: [19] Häkkinen, Markku (2010)

Suponiendo que se ha detectado la señal de alarma, el siguiente paso es **percibir** la señal como un evento que debe recibir atención y ser procesada. La atención juega un papel significativo en el proceso de orientar la presencia de una señal importante, de vigilarla y estar en alerta del arribo de alarmas posteriores. Si no se puede mantener la atención, la alarma se puede perder entre otras señales o con información que está compitiendo para tener atención o el ruido.

Con la atención ahora en la señal de alarma, el conocimiento existente de la persona se utiliza para intentar el **reconocimiento** de la señal. En esta etapa, la experiencia previa o el aprendizaje entra en juego para determinar si la señal corresponde a algo que anteriormente ya hemos tenido conocimiento. Aún si la señal es reconocida como una alarma ya sea a través de la identificación directa o por una señal previamente conocida o por medio de la generalización o por la inferencia o por la asociación, la pregunta que se sigue manteniendo es que si este reconocimiento es el correcto.

En la etapa de **respuesta**: si el reconocimiento es el correcto, el receptor humano puede utilizar la información transmitida ya sea como parte de otra señal de alarma o adoptando medidas adecuadas para alcanzar un estado seguro del sistema que está supervisando. Alternativamente, si el receptor humano está familiarizado con acciones de emergencia, entonces la señal de alarma sirve como un disparador para activar la respuesta apropiada. Si la señal de alarma no es reconocida, o incorrectamente reconocida, el receptor humano puede ignorar la señal de alarma y cambiar la atención a otra tarea, o llevar a cabo acciones incorrectas o inadecuadas.

Al no disponer de un sistema que procesa las alarmas de una manera inteligente y cuando se recibe una gran cantidad de alarmas en un corto período sucede lo siguiente:

- El operador trata de borrar las alarmas antiguas aún sin haberlos analizado para enterarse de los nuevos que van llegando, con lo cual puede acontecer que por un error humano se borre un mensaje importante para la operación del sistema y no se entera de un peligro en la red supervisada. Es decir en el modelo de procesamiento de alarmas solo pasó por la etapa de detección.
- El operador se acostumbra a recibir muchos mensajes y como ve que no sucede nada importante en la red, después de un tiempo considera que es normal que lleguen cantidad de mensajes; es decir el operador deja de mantener atención de los mensajes recibidos, con lo cual

no logra terminar todo el ciclo del modelo de procesamiento de alarmas (detección, percepción, reconocimiento y respuesta).

Cuando sucede una gran falla en la red, se recibe en la pantalla del operador una gran cantidad de mensajes, lo cual prácticamente confunde hasta a una persona de gran experiencia, con lo que se tiene como consecuencia, que descubrir que es lo que ha pasado en la red demora un período de tiempo considerable y por lo tanto también la restitución del suministro de energía eléctrica con pérdidas cuantiosas para la empresa.

Es decir la forma de analizar las alarmas recibidas en el Centro de Control son altamente dependientes de la habilidad del operador, quién en su mayoría para analizarlas, emplea criterios heurísticos y gran parte de sus decisiones están basados en su experiencia obtenida a través del tiempo que viene laborando en esa función.

Un sistema inteligente de procesamiento de alarmas puede ser usado para reducir la cantidad de alarmas a ser presentadas a los operadores, mostrar las ocurrencias en el sistema en una forma clara y sugerir acciones correctivas de control, siendo su principal objetivo el de ser de ayuda para describir la condición de operación del sistema eléctrico.

2.2. Antecedentes de Sistema Expertos y Procesamiento de Alarmas

Las Redes Neurales Artificiales son usados para identificar las causas de la alarmas, pero no son eficientes cuando un gran número de entradas está presente. Es empleado cuando el número de alarmas de entrada es pequeño.

La literatura técnica presenta a los sistemas expertos un gran número de trabajos basados en la conocida reglas de inferencia. Por lo tanto esta técnica inteligente es frecuentemente considerada para resolver los problemas de tratamiento de alarmas y es frecuentemente usada para situaciones de plantas eléctricas.

Según [34] Naser Joseph (pág. 262) la cantidad de sistemas expertos desarrollados en la industria eléctrica nuclear es la indicada a continuación en la siguiente tabla No 2-1.

Tabla 2-1. Aplicaciones de Sistemas Expertos en la Industria Eléctrica Nuclear

Area de Aplicación	Francia	Japon	USA	Otros
Herramientas de ingeniería	2	4	3	2
Sistemas que capturan la experiencia	2	4	3	2
Diseño de plantas	2	5	11	3
Administración de plantas	5	6	18	6
Aplicaciones de Mantenimiento	5	6	18	6
Sistemas de Diagnóstico Interactivo		2	10	2
Diagnóstico de Sistemas en Tiempo Real	6	12	20	5
Sistemas de Soporte a las Decisiones	8	20	22	9
Preparación y Respuesta ante			13	3
Modelos y Comportamiento del Operador	1	1	2	1
Control		8	15	2
Evaluaciones de Sistemas Expertos		1	3	4
Totales	29	71	145	42

Fuente: [34] Naser Joseph , 1991

Elaboración: [34] Naser Joseph 1991

De la bibliografía analizada, se ha identificado dos desarrollos de sistema expertos; uno efectuado en la empresa brasileña CEMIG y otra en la empresa portuguesa CDF.

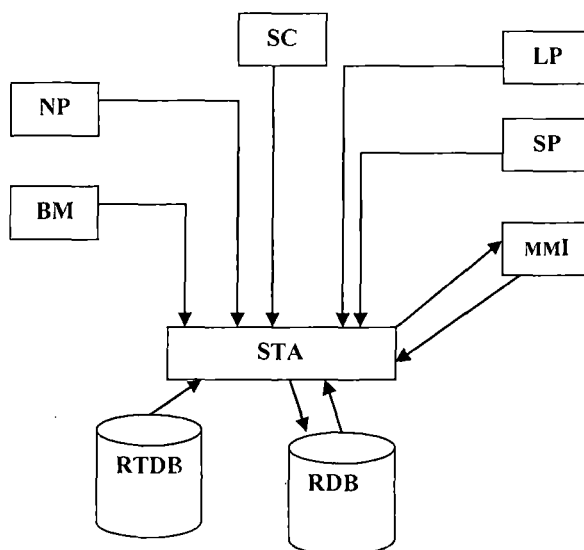
2.2.1. Desarrollo en la empresa CEMIG - Brasil

La empresa CEMIG de Minas Gerais – Bello Horizonte efectuó la integración en un Sistema de Control de Supervisión Distribuido (DSCS) que proporciona el soporte computacional para llevar a cabo las funciones necesarias de operación en tiempo real de un Centro de Control.

El DSCS incorpora modernas técnicas para el control de procesos; arquitectura de cómputo distribuido de alta performance, tecnología computacional de cliente-servidor con lenguaje de consulta estructurado (SQL) para consultas a la base de datos relacional, permitiendo la integración de la información generada por la operación en tiempo real a

otros sistemas de información corporativos y una interface hombre-máquina gráfico y amigable. Este desarrollo efectuado en Minas Gerais no es un sistema experto. En la figura No 2.2.se muestra una integración del sistema STA con el DSCS.

Figura 2.2. Arquitectura del Sistema STA



Fuente: [29] Maria Helena Murta Vale et al. (2001)

Elaboración: [29] Maria Helena Murta Vale et al. (2001)

El significado de los diferentes módulos de este sistema son:

- Base de Datos en tiempo Real (RTDB); usado para obtener datos de tiempo real de las instalaciones supervisadas.
- Base de datos Relacional (RDB); usado para recolectar datos de tiempo no crítico y almacenar mensajes de alarmas.
- SCADA (SC); responsable para enviar información al STA acerca de los estados de los cambios en los dispositivos (interruptores de potencia, equipos de protección, sistemas auxiliares, etc.).
- Procesador de Redes (NT); responsable para enviar al STA información acerca de los cambios de estados en las redes (líneas y transformadores conectados/desconectados, unidades de generación conectados/desconectados).

- Procesador Límite (LP); responsable para indicar al STA las condiciones límites actuales que se han excedido.
- Monitor de Falla Total (BM); responsable para indicar al STA de ocurrencias de falla total en el sistema.
- Sistema Automático para la Preparación de la Estación (SP); responsable para enviar al STA la información acerca del proceso de preparación de la restauración de la estación después de una falla total en el sistema.
- Interface Hombre-Máquina (MMI); designado para intercambiar información con los operadores del sistema.

La base del conocimiento es montada durante la inicialización del STA. Las barras, líneas, parámetros de los dispositivos y las relaciones entre ellos son seleccionados del RDB y los datos reales son obtenidos en el RTDB.

El SCADA notifica al NP cualquier cambio de estados ocurrido en una estación y al mismo tiempo informa al STA que interruptores y relés han cambiado su estado. Los eventos del SCADA son inmediatamente almacenados en una memoria interna. El NP actualiza la topología del sistema eléctrico e informa al STA los dispositivos que han modificado su estado. Las entradas al NP es el punto de partida de la activación del motor de inferencia. Esta función asocia los datos NP con los eventos SC, analiza las salidas totales del sistema (blackout) y las condiciones de restauración y genera u suprime mensajes de alarma. Los eventos procesados en el SCADA son entonces eliminados.

Los límites excedidos son indicados y dependiendo de la ocurrencia del sistema, el STA inmediatamente genera mensajes de alarma. Las indicaciones de restauración automática y de blackout también arrancan la generación de alarma y la condición del sistema a tiempo real es actualizada en un área de trabajo.

Al operador cuando llama vía la interface hombre-máquina, se le muestre las pantallas de las alarmas procesadas.

2.2.2. Desarrollo en la empresa EDP - Portugal

La empresa Electricidad de Portugal (EDP) desarrolló un sistema para el procesamiento de alarmas a la que denominó "SPARSE", [50] Zita A. Vale et al (1994).

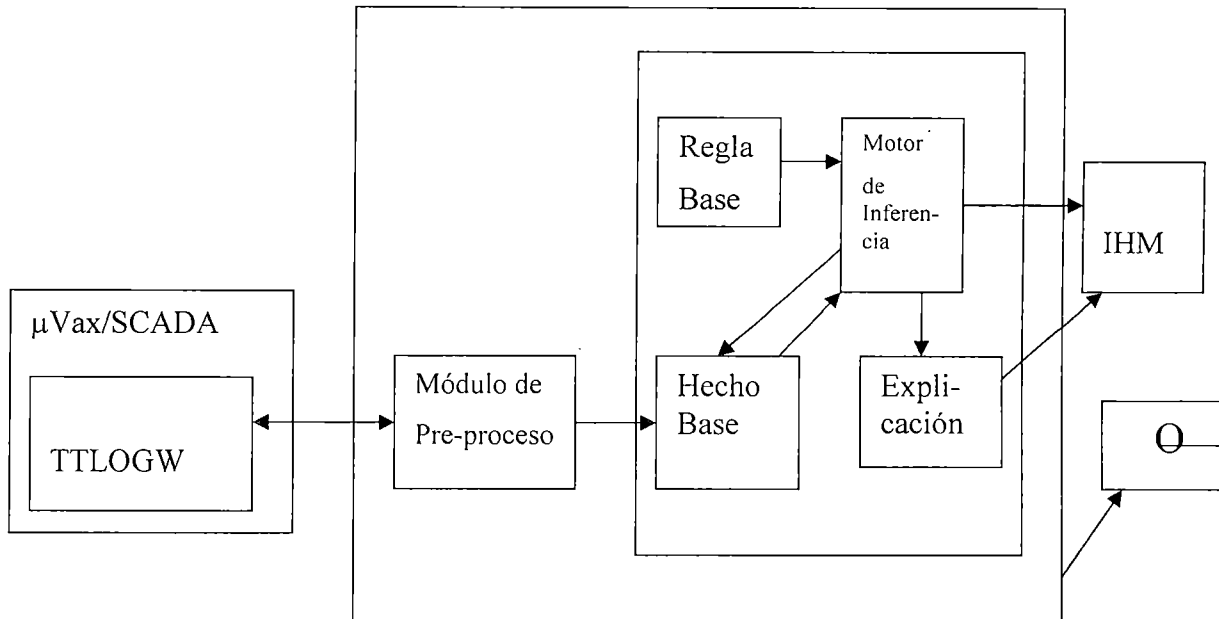
EDP decidió instalar SPARSE al igual que el de CEMIG en un computador independiente de las máquinas que soportan las funciones del SCADA. Esto para garantizar un mínimo de interferencia en las funciones de control tanto durante la instalación, las pruebas y durante la operación normal del sistema.

La arquitectura de este sistema incluye un módulo de pre-procesamiento, una base de conocimiento, un motor de inferencia y un módulo de explicación. Este sistema está escrito en PROLOG e incluye un módulo de pre-procesamiento escrito en el lenguaje C.

La base de conocimiento del SPARSE requiere:

- Conocimiento acerca de los elementos del sistema de potencia y de la topología.
- Conocimiento acerca de las alarmas que son generadas a cada momento (lista de alarmas).
- Conocimiento acerca de la información del sistema de transmisión (que data está transmitiendo y como).
- Conocimiento acerca de la interpretación relativa a las alarmas.

Figura 2.3. Arquitectura del sistema SPARCE



Fuente: [50] Zita A. Vale et al (1994)

Elaboración: [50] Zita A. Vale et al (1994)

Los primeros dos tipos de conocimiento están incluidos en el módulo de Regla de hechos, bajo la forma de hechos PROLOG.

Los mensajes son tratados por el módulo de pre-procesamiento escrito en lenguaje C. Este módulo lo convierte en hechos PROLOG que son transmitidos al SPARCE que los procesa en línea.

Este pre-procesador estandariza la información contenida en cada campo del mensaje y convierte el tiempo y la fecha del mensaje en un elemento numérico haciendo más fácil el tratamiento de problemas temporales.

Considerar el siguiente mensaje:

03-OCT-1992 16:04:53:063 SRA SGER GENERAL SERVICES TYPE
OF OPERATION MANUAL

El pre-procesador identifica los siguientes campos en este mensaje:

- fecha (03-OCT-1992)
- tiempo (16:04:53:063)

- planta (SRA), instalación desde donde viene el mensaje.
- código (SGER) del panel que se originó el mensaje.
- nombre (GENERAL SERVICES) del panel que originó el mensaje.
- evento (cambio en el TYPE OF OPERATION)
- estado (MANUAL).

Este mensaje luego es convertido al siguiente hecho Prolog:

```
fact(303,message('92/10/03','16:04:53:063',['SRA','SGER',
['GENERAL SERVICES'],'OPERATION','MANUAL']),'2381789306').
```

Este hecho PROLOG está compuesto por el número de hecho (303), por la información acerca del mensaje de alarma y por el elemento numérico ('23817893') que es el número de cientos de segundos desde el primero de enero de 1992.

Los restantes dos tipos de conocimiento están incluidos en la Regla Base. Este conocimiento es tanto de naturaleza empírica como técnica. Los conocimientos técnicos modelan el comportamiento del sistema de potencia y del sistema de transmisión. El conocimiento empírico ha sido obtenido de los más experimentados operadores y permiten un procesamiento más rápido de los mensajes de alarmas.

El motor de inferencia; ha sido desarrollado completamente en Prolog. Permite un eficiente procesamiento de mensajes de alarmas en tiempo real, tratando más de 1200 mensajes de alarmas por minuto.

Los principales requerimientos que llevaron a los de EDP a desarrollar su propio motor de inferencia son:

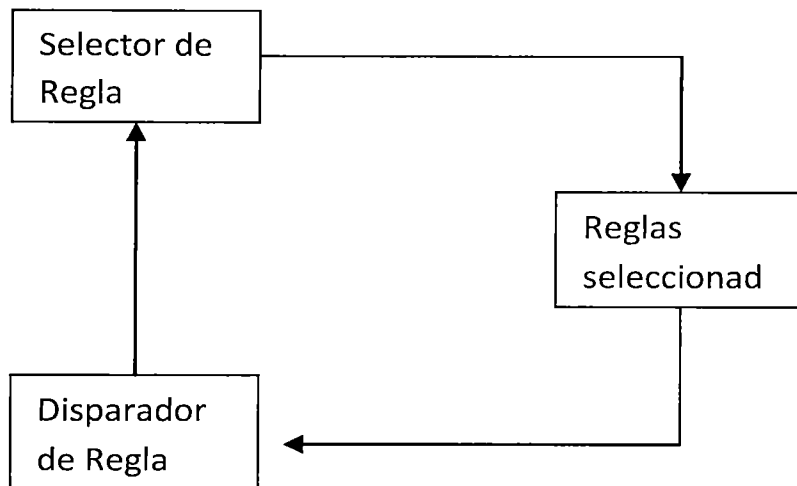
- La cantidad de información involucrada es muy grande.
- El procesamiento debe de ser efectuado en tiempo real, de acuerdo a la información recibida.
- El análisis involucra un complejo razonamiento temporal.
- El sistema de potencia está en un ambiente que cambia dinámicamente requiriendo un razonamiento no-monotónico.

El motor de inferencia del sistema emplea la estrategia de razonamiento de encadenamiento hacia delante (forward chaining) , que

dispara las reglas apropiadas cuando un nuevo hecho, externo (alarma) o interno (conclusión) arriba, a fin de derivar una nueva conclusión.

El motor de inferencia emplea el metaconocimiento a fin de seleccionar las reglas apropiadas y guiar el proceso de razonamiento mejorando la eficiencia del sistema experto.

Figura 2.4. – Mecanismo de Inferencia del SPARSE



Fuente: [50] Zita A. Vale et al (1994)

Elaboración: [50] Zita A. Vale et al (1994)

Para cada hecho que arriba (alarma o conclusión) el selector de regla selecciona la regla a ser disparada. El selector de regla genera hechos como el siguiente:

Trigger (NF, NR, T)

Esto significa que la regla número NR debe de ser disparada en el instante T, debido al hecho arribado número NF.

El módulo de explicación; que permite su uso como tutor para operadores novatos. Esta posibilidad es muy importante, debido principalmente que perturbaciones serias raramente suceden en las redes, lo que hace muy difícil capacitar a los operadores sin un simulador.

2.3. Marco Histórico

Aunque la idea de construir una máquina pensante o por lo menos un autómatas que incorporara capacidades por lo común asociadas al ser

humano, ha existido desde la antigüedad, las investigaciones para dotar a los ordenadores de características semejantes a las que presenta la inteligencia humana, se han desarrollado en los últimos años.

Como hitos más importantes en este periodo podemos señalar (BAR82), lo indicado a continuación.

La primera obra que ahora se reconoce generalmente como la IA fue realizada por el neurofisiólogo Warren McCulloch y el especialista en lógica Walter Pitts (1943); ellos afirmaron que la neurona era en esencia, una unidad lógica. En un artículo famoso e importante propusieron modelos simples de las neuronas y mostró que las redes de estos modelos pueden realizar todas las operaciones computacionales posibles. La "neurona" de McCulloch-Pitts (elemento neural) era una abstracción matemática, con entradas y salidas: cada salida puede tener el valor 1 o 0. Los elementos neurales pueden conectarse entre sí en redes de tal manera que la salida de un elemento neural es una entrada a los demás y así sucesivamente. Algunos de los elementos neurales son excitadoras a los elementos neurales a los que están conectados. Otros son inhibitorias, sus productos contribuyen a la inhibición de la red de elementos neurales al que están conectados. Si la suma de las entradas excitadoras menos la suma de las entradas inhibitorias que inciden sobre un elemento neural es mayor que un cierto umbral, este elemento neural envía un 1 a todos los elementos neurales al que está conectado.

1950: Alan Turing presentó un estudio sobre la Inteligencia Artificial, "Computing Machinery and Intelligence". En este documento, propuso su test (Turing test) para determinar cuando una máquina posee inteligencia artificial.

Desde 1952: Arthur Samuel diseña un programa para jugar a las damas. Su documento fue publicado por IBM Journal and Development. El programa se demostró en la televisión en febrero de 1956, creando una gran impresión. Al igual que Turing, Samuel tuvo problemas con el tiempo de cómputo.

1955; - IPL-II (Information Processing Language II), primer lenguaje de Inteligencia Artificial. Fue creado por Allen Newell, J.C. Shaw y Herbert Simón. IPL es un lenguaje basado en proceso de listas y puede considerarse como un antecesor del LISP.

1956: - La Conferencia de Darmouth sobre Inteligencia Artificial, organizada por John McCarthy, Marvin Minsky, Nathaniel Rochester y Claude Shannon con fondos de la Fundación Rockefeller, reunió a profesionales que habían trabajado en el campo de la Inteligencia Artificial. Entre los participantes, además de los cuatro organizadores estaban Arthur Samuel, Trenchard Llore, Oliver Selfridge, Allen Newell, Ray Solomonoff y Herbert Simón.

Logic Theorist (LT), desarrollado por Newell, Shaw y Simón fue discutido en esta conferencia. LT, considerado como el primer programa que utilizó técnicas de Inteligencia Artificial, emplea la búsqueda heurística para resolver alguno de los problemas contenidos en el libro "Principia Mathematica" de Whitehead y Russell.

1957; - Newell, Shaw y Simón comienzan el desarrollo del GPS (General Problem Solver). A diferencia del Logic Theorist (LT), este programa fue diseñado desde el principio de imitar humana en los protocolos de resolución de problemas.

Frank Rosenblatt describió su máquina, Perception, para reconocimiento de formas en "Proceedings of a Symposium on the Mechanization of Thought Processes". Después de un período de abandono de las ideas propugnadas por Rosenblatt, hoy con la aparición de las máquinas conexionistas, Boltzmann y neuromiméticas, dichas ideas vuelven a tener vigencia.

1958 John McCarthy entonces en el MIT, diseña el lenguaje LISP, que se convirtió en el programa predominante de Inteligencia Artificial.

1960: Inicio de las investigaciones en el MIT, del proyecto de Inteligencia Artificial bajo la dirección de John McCarthy y Marvin Minsky.

1965: Se publica "Computer and Thought" editado por Edward A. Feigenbaum. Este libro, es una recopilación de trabajos de los más significados representantes del área.

1964: Daniel G. Bobrow publicó su tesis doctoral, basada en su Sistema STUDENT. STUDENT es un programa que utiliza el lenguaje natural y puede comprender y resolver problemas de álgebra.

1965: Comienzan las investigaciones en el Stanford University Heuristic Programming Project (HPP). En esta universidad se inicia el desarrollo del primer Sistema Experto DENDRAL por un grupo que incluía a Joshua Ledeborg, Edward A. Feigenbaum, Bruce G. Buchanan, Dennis Smith y Cari Djerassi. DENTRAL fue desarrollado para ayudar a los químicos orgánicos a comprender la organización de moléculas orgánicas desconocidas. Sus entradas eran gráficos de espectrometría de masas y base de conocimientos de la química.

1966: Joseph Weizenbaum crea ELIZA para ilustrar que las técnicas de lenguaje natural pueden hacer que un ordenador parezca inteligente. ELIZA parodiaba a un psicólogo y podía sostener un diálogo interesante con un paciente

Se inicia el desarrollo del robot móvil, SHAKEY, construido por SRI International, cuyo modelo decisional para planificación de tareas, utilizará técnicas de Inteligencia Artificial.

1970: Patrick H. Winston publica su tesis doctoral "Learning Structural Descriptions from Examples". Esta tesis describe ARCHES, un programa que aprendía a partir de ejemplos.

El proyecto de Inteligencia Artificial del MIT se convierte en el Laboratorio de Inteligencia Artificial, bajo la dirección de Marvin Minsky y Seymour Papert, incluyendo hoy en día las áreas de robótica, Sistemas Expertos, técnicas de razonamiento y aprendizaje, lenguaje natural y arquitectura de ordenadores.

Jack D. Myers y Harry E. Popel inician en la Universidad de Pittsburg el Sistema INTERIMIST, ahora llamado CADUCEUS, utilizado para ayudar a los médicos en el diagnóstico de enfermedades.

Alain Colmerauer y su equipo comienza el desarrollo del lenguaje PROLOG.

1971: Se utiliza por primera vez el Sistema Experto MACSYMA, desarrollado por William Martin y Joel Moses. Este Sistema realiza operaciones de cálculo diferencial e integral y simplifica expresiones simbólicas.

La Agencia de Investigación de Proyectos Avanzados del Ministerio de Defensa de los Estados Unidos patrocina la investigación sobre comprensión del lenguaje hablado (Speech Understanding Research Program).

Algunos de los programas que se han desarrollado bajo esta investigación son: SPEECHIS, HWIM, HEARSAY-I, HEARSAY-II, DRAGÓN Y HARPY, estos cuatro últimos desarrollados en la Carnegie-Mellon University.

1972: William Woods, de Bolt Beranek y Newman desarrollaron LUNAR; que fue utilizado por geólogos en la evaluación de los materiales obtenidos en la luna por el Apolo-II.

Alain Colmerauer y Phillipe Roussel crearon PROLOG, un programa que se basa en las cláusulas de Horn. Prolog es un lenguaje declarativo de alto nivel basado en la lógica formal. Los programas escritos en Prolog consiste de los hechos y reglas que la razón sobre esos hechos. Prolog era un lenguaje construido para la IA, y era también un shell.

1974: Se desarrolla uno de los primeros sistemas expertos para demostrar el poder de las arquitecturas basadas en reglas, el llamado MYCIN, fue desarrollado por Ted Shortliffe a raíz de su tesis doctoral sobre el tema en Stanford. MYCIN operador en el campo del diagnóstico médico, y demostró la representación del conocimiento y la inferencia.

2.4. Marco Teórico

El marco teórico del trabajo de investigación abarcará los temas de Operación de un Sistema Eléctrico, inteligencia artificial, sistemas expertos, representación del conocimiento y lógica difusa.

2.4.1. Operación de un Sistema Eléctrico

En este punto se revisa la forma de operar un sistema eléctrico en función de los estados en los que se encuentra.

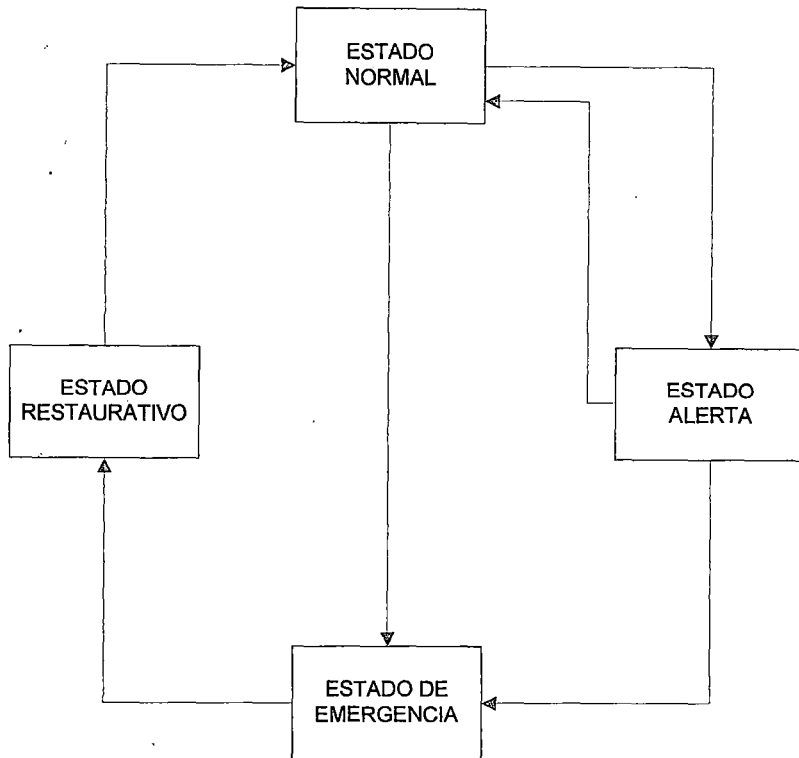
a. Estados de Operación de un Sistema Eléctrico

Un sistema eléctrico se puede visualizar como perteneciente a uno de los cuatro estados de operación que se muestran en la figura 2.5 :normal, alerta, emergencia y restaurativo.

En el estado normal, todas las cargas están siendo alimentadas en tensión y frecuencia eléctrica normales, los equipos y líneas no están sobrecargadas y no existen emergencias inminentes que son evidentes para los operadores del sistema.

El estado de alerta, es similar al estado normal en que todas las cargas están siendo alimentadas y no existen sobrecargas, pero una emergencia potencial ha sido detectada. Por ejemplo, se puede entrar a este estado luego de una simple contingencia en el sistema para el que la protección de relés normal ha funcionado.

Figura 2.5. Estados de Operación de un sistema eléctrico



Fuente: [14] Fernández Valeriano (1986)

Elaboración: [14] Fernández Valeriano (1986)

El estado de emergencia es en el que pueden existir sobrecargas, las cargas han estado o están en proceso de ser perdidas. Alternativamente la tensión o frecuencia del sistema pueden estar fuera de sus límites normales.

Al estado restaurativo se ingresa luego que la emergencia se ha estabilizado, durante el cual las cargas son realimentadas y el sistema es restablecido al estado normal.

En la siguiente tabla No 2-2, se resume los significados de los cuatro estados.

Tabla 2-2. Características de los Estados de Operación

Estado	Tensión o Frecuencia Eléctrica	Equipos y Alimentadores	Carga	Equipo de protección eléctrica
Normal	En límites normales	No están sobrecargados	Alimentada normalmente	No actúa
Alerta	En límites normales	No están sobrecargados	Alimentada normalmente	Actuó
Emergencia	Puede estar fuera de límites normales	Puede existir: - Pérdida de líneas - Equipos o alimentadores sobrecargados - Pérdidas de unidades o plantas	Han estado o están en proceso de ser perdidas	Actuó
Restaurativo	Restablecido a límites normales	Puede existir sobrecargas	Restauración de las cargas que se hubieran liberado	Son vueltas al estado normal

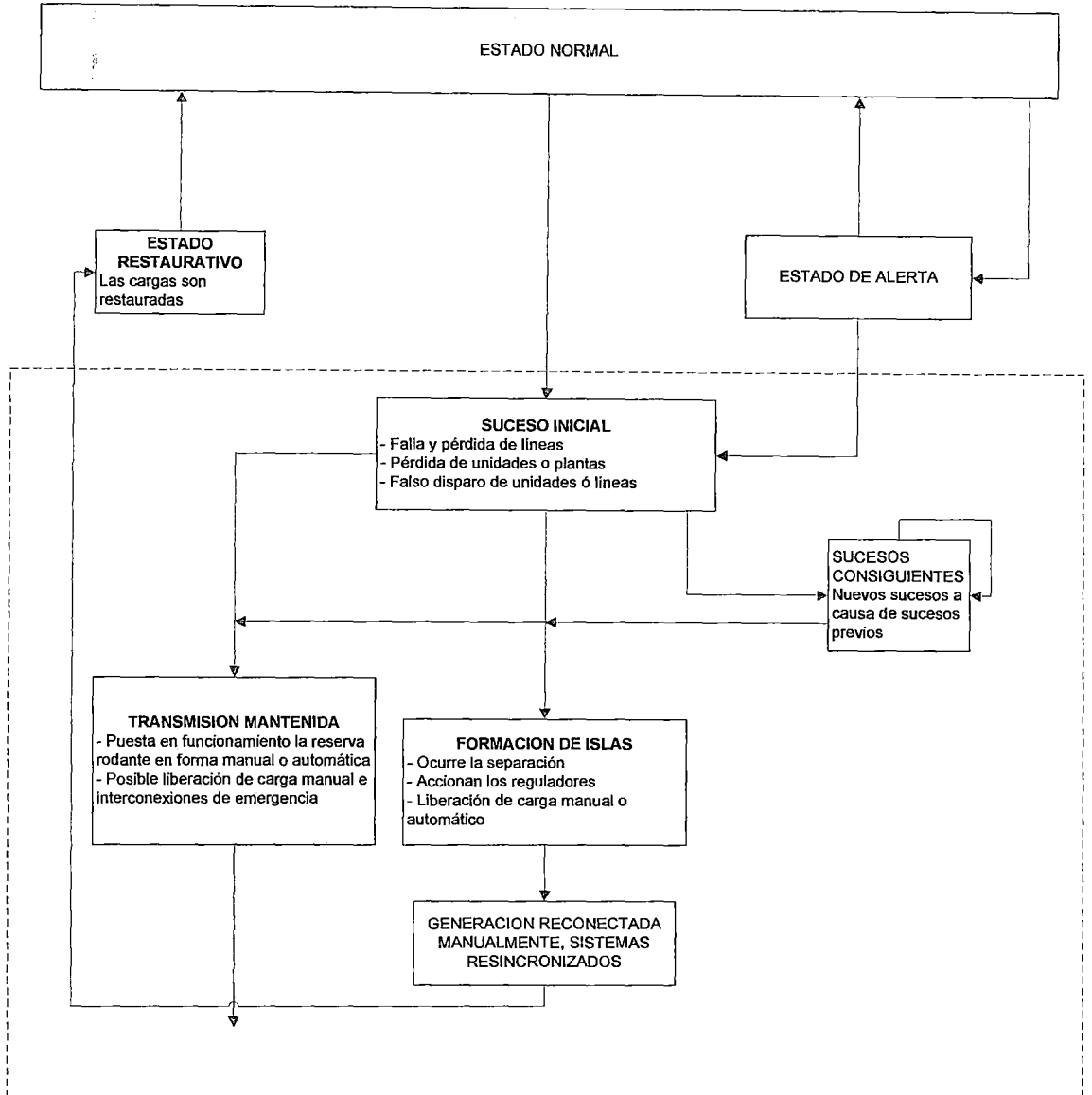
Fuente: [14] Fernández Valeriano (1986)

Elaboración: [14] Fernández Valeriano (1986)

b. Sucesos durante una Perturbación Típica

En una perturbación se sigue un modelo fundamental tan pronto como el sistema sale del estado normal ó alerta y entra en el estado de emergencia para por último entrar en el estado restaurativo. Estos sucesos se muestran en la siguiente figura No 2.6.

Figura 2.6. Sucesos durante una perturbación típica



Fuente: [14] Fernández Valeriano (1986)

Elaboración: [14] Fernández Valeriano (1986)

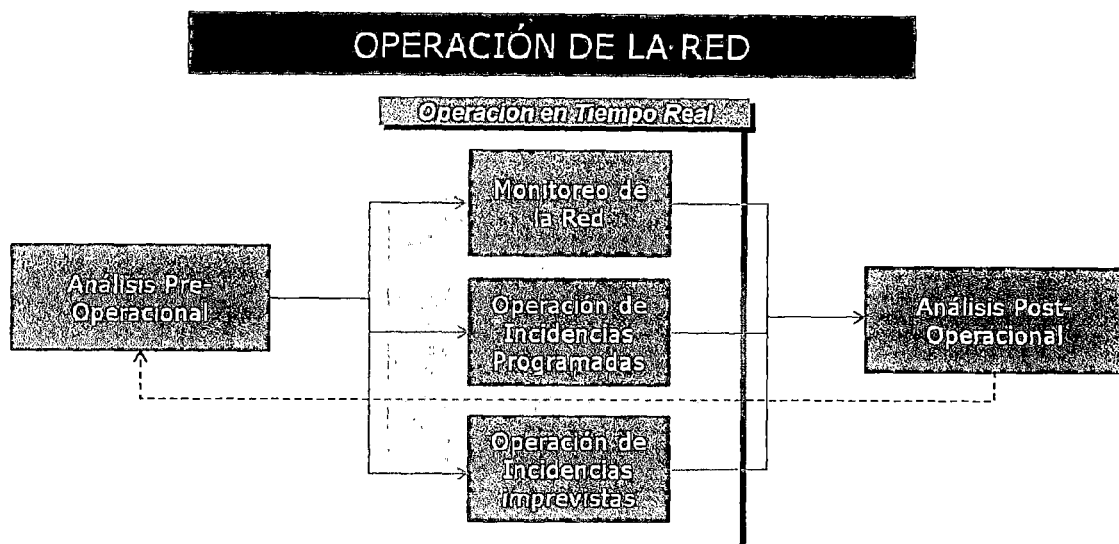
c. Proceso de Gestión de Operación de la Red Eléctrica

El objetivo central de estos procesos es la gestión de potencia y energía, entregar un servicio de alta calidad al cliente (continuidad y calidad) y disminuir las pérdidas de energía, garantizando una operación efectiva (eficaz y eficiente). Adicionalmente, monitorear permanentemente la demanda del sistema para coordinar con los demás procesos (planificación e

ingeniería y mantenimiento) las adecuaciones y/o ampliaciones a la infraestructura.

De cara a los clientes este macro proceso impacta en la percepción de los clientes respecto de la calidad del servicio entregado por la compañía (imagen) y el cumplimiento de los compromisos en las interrupciones programadas.

Figura 2.7. Gestión de Operación de la Red Eléctrica



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Dado el grado de especialización técnica y alcance del proceso de Operación de la Red, se ha optado por segmentar este macroproceso en los siguientes tres procesos principales:

- Pre Operación de la Red.
- Operación de la Red en Tiempo Real.
- Post Operación de la Red.

Proceso Análisis Pre-Operacional

El objetivo es realizar los estudios, programaciones y coordinaciones para que la operación sea efectiva y segura, optimizando los recursos empleados, permitir el ingreso de nuevas instalaciones al sistema eléctrico, o su mantenimiento, con seguridad para las personas las instalaciones eléctricas y las cosas.

Las actividades principales son:

- Planificar y programar las intervenciones de la infraestructura eléctrica, para garantizar las condiciones técnicas y operativas, optimizar los recursos, minimizar las afectaciones a clientes y los riesgos de las intervenciones programadas.

- Coordinar y/o ejecutar los estudios y análisis del comportamiento del sistema eléctrico, para garantizar la óptima (técnica y económica) y segura explotación y expansión de las instalaciones.

- Diseñar los planes de contingencia, buscando el grado de preparación de los involucrados y las diferentes áreas de apoyo, como plan de mejora continua al proceso que permita una respuesta oportuna a las necesidades y demandas del sistema eléctrico.

- Elaborar y Actualizar la Norma de Operación.

- Realizar sesiones de capacitación para los operadores con el objetivo de ampliar sus conocimientos técnicos y cualificación.

- Suministrar la información al área de la compañía responsable de los reportes a los organismos reguladores.

Las entradas al subproceso son:

- Condiciones operativas del sistema

- Niveles de explotación de las instalaciones.

- Plan de obras y mantenimiento del sistema eléctrico.

- Solicitudes de intervención en el sistema eléctrico.

- Exigencias normativas: Continuidad del servicio, calidad del producto como niveles de frecuencia eléctrica y tensión eléctrica, etc.

Las salidas del subproceso son:

- Estudios de seguridad del sistema eléctrico.

- Estudios y recomendaciones de condiciones de operación de corto y mediano plazo.

- Intervenciones aprobadas.

- Programación de intervenciones y descripción de maniobras.

- Informe de afectaciones.

- Recursos Humanos fijos y Móviles de Operación.

- Recomendaciones de reconfiguración.
- Registro de inconsistencias detectadas (si las hay)
- Autorización de entrada o salida de operación de equipos o infraestructura, con el cumplimiento de los protocolos de pruebas previamente establecidos.
- Análisis de riesgo operacional (de los equipos e instalaciones)
- Elaboración de informes y reportes por requerimientos del regulador.

Subproceso Monitoreo de la Red

Los objetivos de este subproceso son:

- En condiciones normales; mantener el sistema eléctrico operativo, controlando las variables eléctricas, la topología de la red y reconocimiento de alarmas para tomar las acciones correspondientes.
- En condiciones de contingencia; activar los planes especiales para enfrentar las contingencias y su criticidad, informar a la autoridad regulatoria de la contingencia eléctrica y ayudar quien corresponda con los ajustes de tensiones del sistema interconectado (si corresponde).

Las actividades principales son:

- Supervisar y controlar los parámetros eléctricos sobre la infraestructura del sistema.
- Analizar casos en tiempo real, para reconfiguración del sistema o la activación de planes de contingencia.
- Coordinación de la logística de cuadrillas para la atención de eventos que pueden afectar el suministro.

Las entradas al subproceso son las indicadas a continuación.

- Exigencias normativas: Continuidad del servicio, calidad del producto como niveles de frecuencia eléctrica y tensión eléctrica, etc.
- Variables eléctricas (tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, energía, factor de potencia, frecuencia)
- Posición del cambiador de tomas de transformadores.
- Alarmas.
- Solicitudes de deslastre de carga automático.

Las salidas del subproceso son:

- Control o regulación de tensiones locales.
- Control de carga de transformadores de potencia y de los circuitos aguas arriba y abajo.
- Modificación de la topología de la red.
- Control de reactivos del sistema.
- Reconocimiento de alarmas.
- Deslastre de carga.

Subproceso Operación de Incidencias Programadas

Los objetivos son ejecutar y autorizar los trabajos programados, controlando que se cumpla cada paso en forma segura para las personas, instalaciones y cosas, como también la promesa realizada al cliente.

Las actividades principales son:

- Gestionar el trámite de los descargos (intervenciones programadas), verificando los permisos y condiciones del sistema y aplicando las actualizaciones de la red en los sistemas informáticos.
- Cumplir estrictamente la programación (secuencia) de las intervenciones programadas, cautelando los tiempos de interrupción y la seguridad de las personas e instalaciones.
- Hacer seguimiento con el agente del descargo para registrar adecuadamente las intervenciones y su secuencia en tiempo real.
- Cumplir las promesas realizadas a los clientes en cuanto al horario de las desconexiones programadas.

Las entradas al subproceso son las indicadas a continuación.

- Exigencias normativas: Continuidad del servicio, calidad del producto como niveles de frecuencia eléctrica y tensión eléctrica, etc.
- Intervenciones aprobadas.
- Programas de intervenciones.

Salidas del Subproceso

- Incidencia ejecutada.
- Incidencia anulada.

- Registro de cada incidencia.
- Registros de cumplimiento horario de acuerdo a lo programado.
- Registro de inconsistencias detectadas (si las hay).
- Elaboración de informes y reportes por requerimientos del regulador.

Subproceso Operación de Incidencias Imprevistas

Los objetivos son recuperar en el menor tiempo posible el servicio en las instalaciones no afectadas por la(s) falla(s) y coordinar con mantenimiento la pronta recuperación del esquema o redes falladas.

Las actividades principales son:

- Reconocer las incidencias imprevistas (fallas) en la infraestructura eléctrica.
- Limitar el impacto del evento al menor número de clientes.
- Coordinar las labores de mantenimiento correctivo requerido para restablecer el servicio al 100% de los clientes y la normalización de las instalaciones afectadas.
- Informar oportunamente la naturaleza, alcance del evento y tiempo de restablecimiento a las instancias internas que sean requeridas, para comunicar adecuadamente a los clientes, autoridades y organismos de control.
- Coordinar los recursos al interior de la compañía que permitan suplir carga para clientes sensibles del sistema, ya sea por reconfiguraciones topológicas o con grupos electrógenos de emergencia.

Las entradas al subproceso son las indicadas a continuación.

- Exigencias normativas: Continuidad del servicio, Calidad del Producto, etc.
- Variables eléctricas (tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, energía, factor de potencia, frecuencia)
 - Aperturas de equipos
 - Posición del cambiador de tomas de transformadores
 - Alarmas de violación de límites y protecciones actuadas

- Avisos que los clientes suministran a través del Fono Servicio y que afectan la infraestructura de la compañía y el servicio a los clientes.

Las salidas del son las indicadas a continuación.

- Identificar y/o aislar la zona de fallada.
- Recuperar el servicio de las instalaciones no falladas.
- Reportes a organismos reguladores.

Proceso Análisis Post-Operacional

Los objetivos son analizar el desempeño de la operación en condiciones normales y de contingencia para enviar las señales a las áreas de mantenimiento, planificación e ingeniería sobre las necesidades de reparación o expansión del sistema eléctrico con el fin de focalizar acciones que garanticen la operación segura de la infraestructura. Elaborar el cálculo y gestionar los indicadores e información con destino al regulador y a las bases de datos del sistema.

Las actividades principales son:

- Revisión de la respuesta del sistema para identificar fortalezas o debilidades en términos de cargabilidad, confiabilidad, estabilidad, potencia firme, capacidad de respaldo y seguridad de las instalaciones con el fin de tomar acciones de mitigación y/o acciones correctivas en coordinación con los procesos de análisis pre-operacional, mantenimiento, planificación, ingeniería y obras.
- Seguimiento de los sistemas de apoyo y soporte para garantizar el telecontrol, las telecomunicaciones y la funcionalidad de los sistemas de la operación.
- Analizar y depurar las bases de información con los datos operativos del sistema.
- Preparar a partir de los datos, los indicadores de gestión técnica.
- Análisis de las incidencias, de su competencia, imprevistas para evitar recurrencia.
- Evaluación de la efectividad de los planes de contingencia.

- Análisis del desempeño de los operadores del sistema / despachadores en cuanto al cumplimiento de la programación realizada.

Las entradas al subproceso son las indicadas a continuación.

- Exigencias normativas: Continuidad del servicio, Calidad del Producto, etc.

- Informe de novedades del proceso de monitoreo de la red

- Incidencias generales del sistema.

- Reporte de falla(s) y afectaciones.

- Reporte de las variables eléctricas y de calidad de potencia

Las salidas del subproceso son las solicitudes de:

- Reconfiguraciones de red.

- Re-potenciación de instalaciones (líneas, alimentadores, tramos de red, transformadores, etc.)

- Propuestas de priorización de inversiones.

- Requerimientos de servicio correctivo y/o nuevos desarrollos y aplicativos.

- Actualización de sistemas técnicos.

- Informes de continuidad y calidad del servicio

- Informes de análisis de incidencias (incluye actuación de los esquemas de protección integral)

- Informes de vulnerabilidades y análisis de riesgos

- Reporte de nivel de disponibilidad y explotación del sistema

- Informe de indisponibilidad del Telecontrol y plataforma de reconectores.

2.4.2. *Inteligencia Artificial y Sistemas Expertos*

En este punto se presenta el marco teórico de los sistemas expertos que es una de las áreas de la inteligencia artificial.

a. Agente

El término agente fue por primera vez propuesto en el MIT por John McCarthy and Oliver G. Selfridge in the 1950s. Agente según [5] C. J.

Anumba, O. O. Ugwub y Z. Ren.(pag 10) es *“usualmente entendido como un sistema o dispositivo actuando en nombre de otro. Por ejemplo un agente software es un sistema de cómputo al cual un usuario puede delegarle tareas”*.

Un agente es un sistema informático que se encuentra en un medio ambiente, y es que capaz de una acción autónoma en este entorno con el fin de cumplir con sus objetivos de diseño.

Un agente típicamente detectará su entorno (por sensores físicos en el caso de los agentes situado en una parte del mundo real, o por sensores de software en el caso de agentes de software), y tendrá disponible un repertorio de las acciones que se pueden ejecutar para modificar el medio ambiente, que puede aparecer para responder de una forma no determinista a la ejecución de estas acciones.

b. Agente Inteligente

Según [5] C. J. Anumba, O. O. Ugwub y Z. Ren.(pag 6) un *“agente inteligente es un sistema autónomo situado dentro de un contexto. El sensa el contexto, mantiene algún conocimiento y aprende luego de haber obtenido nuvos datos, finalmente, el actúa en búsqueda de su propia agenda para obtener sus objetivos, posiblemente influenciando su entorno.*

(Skolicki and Arciszewski, 2003a)”

Agente inteligente es aquel que es capaz de actuar con autonomía flexible a fin de cumplir con sus objetivos de diseño, donde por la flexibilidad, se entiende tres cosas:

- Reactividad, capacidad de percibir su entorno y responder de una manera oportuna a los cambios que ocurren en él con el fin de satisfacer sus objetivos de diseño
- Pro-actividad; capacidad de exhibir conducta dirigida a objetivos mediante la adopción de la iniciativa con el fin de satisfacer sus objetivos de diseño

- Sociabilidad; capacidad de interactuar con otros agentes (y posiblemente seres humanos) con el fin de satisfacer sus objetivos de diseño ..

Un agente inteligente percibe su entorno, procesa las percepciones y responder o actuar sobre él; puede ser una entidad física o virtual. Si bien el término agente racional se refiere a agentes artificiales en el campo de la Inteligencia Artificial, también puede considerarse agentes racionales a los animales incluido el hombre.

c. Inteligencia Artificial

En [44] Stuart Russell, Peter Norvig (2003) se presenta unas definiciones de inteligencia artificial que desde mi punto de vista abarca los cuatro enfoques mayormente encontrados en publicaciones de esta área y aceptados por los especialistas de la misma: sistemas que piensan como humanos, sistemas que piensan racionalmente, sistemas que actúan como humanos y sistemas que actúan racionalmente.

Tabla 2-3. Definiciones de Inteligencia Artificial

<p>“El esfuerzo nuevo y emocionante para hacer pensar a los ordenadores. . . máquinas con mente, en el sentido completo y literal” (Haugeland, 1985)</p> <p>“[La automatización de] actividades que asociamos con el pensamiento humano, actividades tales como la toma de decisiones, resolución de problemas, aprendizaje...” (Bellman, 1978)</p>	<p>“El estudio de las facultades mentales a través del uso de modelos computacionales” (Charniak and McDermott, 1985)</p> <p>“El estudio de la computación que lo hacen posible percibir, razonar y actuar” (Winston, 1992)</p>				
<p>“El arte de crear máquinas que ejecutan funciones que requieren la inteligencia cuando son realizados por personas” (Kurzweil, 1990)</p> <p>“El estudio de cómo fabricar computadoras que hacen cosas en las que, por el momento, las personas son mejores” (Rich and Knight, 1991)</p>	<p>“Un campo de estudio que busca explicar y emular el comportamiento inteligente en términos de procesos computacionales” (Schalkoff, 1990)</p> <p>“La rama de la ciencia de la computación relacionada con la automatización del comportamiento inteligente” (Luger and Stubblefield, 1993)</p>				
<table border="1"> <tr> <td>Sistemas que piensan como humanos</td> <td>Sistemas que piensan racionalmente</td> </tr> <tr> <td>Sistemas que actúan como humanos</td> <td>Sistemas que actúan racionalmente</td> </tr> </table>	Sistemas que piensan como humanos	Sistemas que piensan racionalmente	Sistemas que actúan como humanos	Sistemas que actúan racionalmente	
Sistemas que piensan como humanos	Sistemas que piensan racionalmente				
Sistemas que actúan como humanos	Sistemas que actúan racionalmente				

Elaboración: [44] Stuart Russell, Peter Norvig (2003)

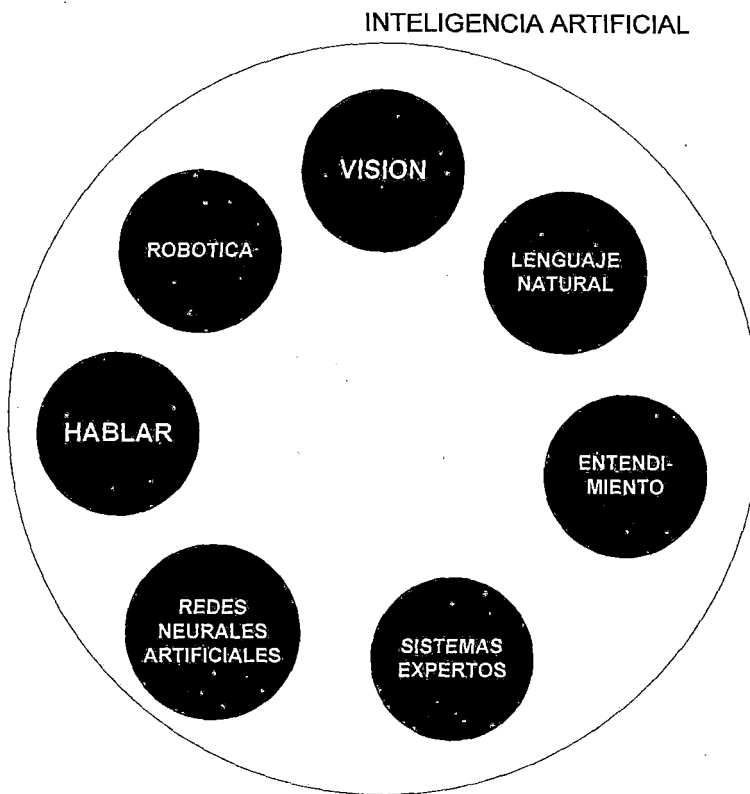
Fuente: [44] Stuart Russell, Peter Norvig (2003)

Se debe entender que un sistema actúa racionalmente cuando actúa correctamente. La inteligencia artificial es una ciencia multidisciplinaria que reúne varios campos de investigación de la psicología, las neurociencias, la tecnología informática y la comunicación; tiene varias aplicaciones:

- Reconocimiento de patrones.
- Robótica

- Juegos
- Procesamiento del lenguaje natural
- Planificación y soporte a las decisiones
- Simuladores
- Aprendizaje (tutoriales inteligentes)
- Búsquedas inteligentes
- Sistemas expertos.

Figura 2.8. Algunas áreas de la Inteligencia Artificial



Elaboración: [16] Giarratano Joseph, Riley Gary, (2002)

Fuente: [16] Giarratano Joseph, Riley Gary, (2002)

d. Agentes y Sistemas Expertos

Los sistemas expertos son una aplicación de la Inteligencia Artificial. Un sistema experto es uno que es capaz de resolver problemas o dar consejos en algunos campos del conocimiento. Un ejemplo clásico de sistema experto es MYCIN, que tenía por objeto ayudar a los médicos en el tratamiento de infecciones de la sangre en seres humanos; trabajaba por un proceso de interactuar con un usuario a fin de presentar el sistema con un

número de los hechos (representado simbólicamente), que el sistema utiliza para derivar alguna conclusión.

MYCIN actúa en gran medida como un consultor: no actúa directamente sobre los seres humanos o sobre cualquier otro entorno. De esta manera, la distinción más importante entre los agentes y los sistemas expertos es que los sistemas expertos como MYCIN son inherentemente sin cuerpo. Por esto, significa que no interactúan directamente con cualquier entorno; ellos no consiguen su información a través de sensores, sino a través de un usuario que actúa como intermediario. De la misma manera, no actúan sobre el entorno, sino más bien dar información o asesoramiento a un tercero. Además, generalmente no se requieren sistemas expertos capaces de cooperar con otros agentes. A pesar de estas diferencias, algunos sistemas expertos, (en particular los que realizan control en tiempo real tareas), se parecen mucho a los agentes.

Los sistemas expertos nacen de la inteligencia artificial. Un sistema experto (SE) es un software programado con base en reglas de inferencia para procesar conocimiento de forma compleja y resolver los problemas que normalmente necesitarían de un humano para ser resueltos. Los sistemas expertos son el resultado concreto de un Sistema Basado en Conocimiento (SBC) y se construye después de un proceso de ingeniería de conocimiento donde se hace explícito el saber y la experiencia de quienes tienen un dominio en un tema específico, para simular las tareas de procesamiento de información humana. Los SBC son una rama de la inteligencia artificial que se encarga de reproducir los procesos de razonamiento de los humanos en los casos en que se requiere manipular conocimiento para tomar decisiones y existe alta incertidumbre en la información.

El sistema experto puede desempeñar una función que normalmente requiere la pericia humana, o representar el papel de ayudante de las personas que deben tomar decisiones. Una vez determinada la aplicación a desarrollar y obtenido el conocimiento de los expertos, surge el problema de la representación del mismo en la base de conocimientos. Las técnicas de construcción de prototipos son de gran utilidad en la construcción de

Sistemas Expertos debido a que un prototipo puede ser utilizado en producción, sin que esté terminado el Sistema. Mediante un proceso continuo de refinamiento de este prototipo se llegará a la solución deseada.

2.4.3. Representación del Conocimiento

En este punto se presenta el marco teórico de la representación del conocimiento.

a. Significado de Conocimiento

El conocimiento es una de aquellas palabras que todo el mundo conoce de él, pero es difícil de definirlo.

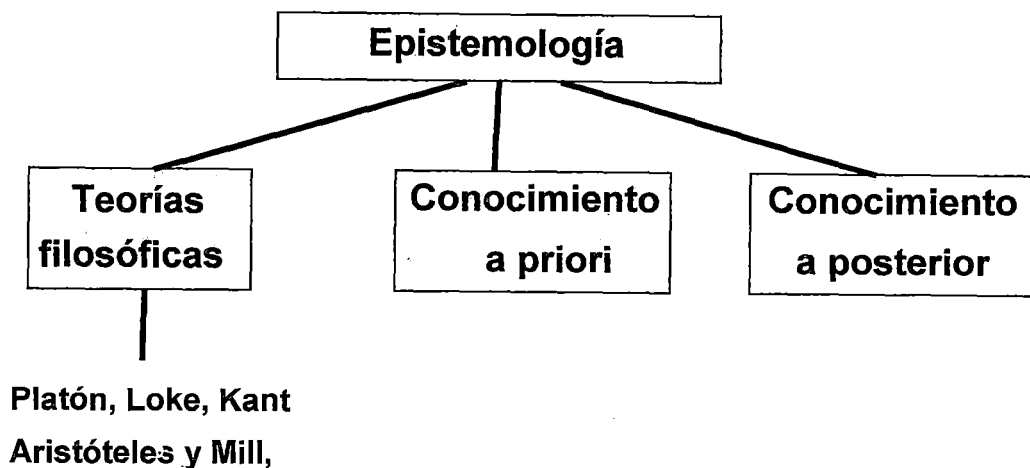
Para la definición de conocimiento debemos de referirnos a la epistemología; en [8] Schwartz David G. (2006 - pag. 166) se menciona que la epistemología es una de las ramas principales de la filosofía. Está relacionada con la exploración de la naturaleza, fuentes, y límites de la conocimiento humano. La epistemología típicamente ha definido el conocimiento como un elemento esencialmente personal que se refiere a hechos verdaderos sobre el mundo: el conocimiento es una verdad individual; creencia justificada. Adicionalmente, la mayoría de las investigaciones en epistemología se han preocupado solamente con el conocimiento proposicional: conocimiento de hechos que pueden ser expresados en una sentencia y pueden ser evaluados su verdad o falsedad.

Desde mi punto de vista; no existe una única definición de conocimiento. Es un tema que desde la antigüedad ha sido y lo continúa siendo una preocupación y área de investigación de la epistemología.

Según [33] M. Tim Jones (2008) "la inteligencia puede ser definida como un conjunto de propiedades de la mente ... inteligencia es la habilidad de tomar la correcta decisión dado un conjunto de entradas y una variedad de posibles acciones".

En [16] Giarratano & Riley (2002) se ilustra algunas de las categorías de la epistemología como son las teorías filosóficas, el conocimiento a-priori y el conocimiento a posteriori.

Figura 2.9. Algunas categorías de epistemología



Elaboración: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

Fuente: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

Los tipos de conocimientos filosóficos están expresados por Platón, Aristóteles, Descartes, Loke, kant, Mill y muchos otros.

El conocimiento “a priori” es el que viene antes y es independiente del conocimiento de los sentidos; es considerado que es universalmente verdadero y no puede ser negado sin contradicción. Ejemplo: todo tiene una causa, La suma de los ángulos de los triángulos en una plano suman 180 grados.

Lo opuesto a conocimiento a priori es el conocimiento derivado de los sentidos o conocimiento a posteriori. La verdad o falsedad de un conocimiento a posteriori puede ser verificado empelando experiencia de los sentidos, por ejemplo en la sentencia “la luz es verde”. Como la experiencia sensorial puede no ser confiable, un conocimiento a posteriori puede ser negado en las bases de un nuevo conocimiento sin la necesidad de contradicciones. Ejemplo: si se ve a una chica con pelo rubio, uno puede pensar que es rubia; pero si después de unos días observa que las raíces del cabello son gras, entonces, se tendría que revisar nuestro primer conocimiento.

b. Clasificación del Conocimiento

El conocimiento puede ser clasificado como procedimental, declarativo o tácito.

Conocimiento procedimental; que se refiere a cómo hacer algo. Ejemplo: Conducir un auto.

Conocimiento declarativo; se refiere al conocimiento de que si algo es verdadero o falso; al conocimiento acerca de los conceptos; se ocupa lo que se conoce por hechos. Ejemplo: Mi carro es verde turquesa.

Conocimiento tácito; llamado a veces como conocimiento inconsciente porque no puede ser expresado por el lenguaje. Ejemplo: cómo mover la mano; en un primer nivel, se puede decir que se mueve la mano apretando o relajando ciertos músculos, pero al siguiente nivel se tiene la pregunta ¿cómo sabe usted la forma de apretar y relajar los músculos.

c. Representación del Conocimiento

Existen dos formas de representar el conocimiento; una representación declarativa y una representación procedimental.

La representación declarativa hace énfasis en la representación del conocimiento como una acumulación de hechos estáticos, junto con una información limitada que describe cómo se va a emplear el conocimiento.

La representación procedimental enfatiza la representación del conocimiento en forma de reglas dinámicas que describen procedimientos para usar el conocimiento.

d. Esquemas del Conocimiento

Han sido ideados diferentes esquemas de la representación del conocimiento, tales como, los sistemas de producción, las redes semánticas, marcos y los guiones.

Sistemas de producción

El conocimiento declarativo se almacena en forma de hechos y el conocimiento procedimental se almacena en forma de reglas. Se basa en la lógica de predicados de primer orden.

Pueden distinguirse dos partes: la base de datos en la que se almacena la información declarativa en forma de enunciados simples llamados hechos y las reglas de producción o reglas SI – ENTONCES que almacenan el conocimiento procedimental.

El sistema funciona comparando las condiciones presentes en la parte izquierda de las reglas (SI) con los hechos contenidos en la base de datos, si se cumplen dichas condiciones se dice que la regla se “dispara”, ejecutándose las acciones presentes en la parte derecha (ENTONCES) de la regla.

Redes Semánticas

El conocimiento en la estructura de una red semántica se muestra en la forma de nodos y de arcos que las conectan. Los nodos son referidos como objetos y los arcos como vínculos o borde. Los vínculos son usados para expresar relaciones; los nodos son usados para representar objetos físicos, conceptos o situaciones.

Las relaciones son de gran importancia en las redes semánticas porque proveen la estructura básica para la organización del conocimiento; sin relaciones el conocimiento es simplemente una colección de hechos no relacionados; con relaciones, el conocimiento es una estructura cohesionada del cual pueden ser inferidos otros conocimientos.

Dos tipos principales de vínculos son empleados: el vínculo ES-UN y el vínculo UN-TIPO-DE.

Marcos

Un marco es básicamente un grupo de ranuras y atributos que definen un objeto típico. Se representan tanto conocimiento específico o genérico; en las figuras 2.10 y 2.11 se muestra un marco con conocimiento específico y genérico respectivamente, en este último se representa el concepto de propietario.

Figura 2.10. Marco específico de un auto

Ranura	Atributo
Fabricante	General Motors
Modelo	Chevrolet Caprice
Año	1979
Transmisión	Automático
Motor	Gasolina
Llantas	4
Color	Azul

Elaboración: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

Fuente: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

En el marco genérico los atributos pueden ser valores, tal como propietario en la ranura nombre o un rango de valores como en la ranura tipo. Las ranuras también pueden indicar procedimientos a aplicar en caso se considere necesario.

Figura 2.11. Marco Genérico de propiedad

Ranura	Atributo
Nombre	Propietario
Especializado en	Un tipo de objeto
Tipos	(auto, bote, casa) Si se añade: Procedimiento ADD_PROPIETARIO
Dueño	Default: gobierno Si se añade: Procedimiento ENCONTRAR_DUEÑO
Ubicación	(casa, trabajo, móvil)
Estado	(perdido, malo, bueno)
Bajo_Garantía	(Sí, No)

Elaboración: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

Fuente: [16] Joseph Giarratano et al (2002)

Guiones

El término guión es la traducción de la palabra inglesa "script" y en inteligencia artificial es básicamente una estructura de conocimiento que contiene una secuencia estereotipada de acciones. Se debe entender acción en un sentido amplio, es decir, incluyendo también la conversación, el pensamiento, los actos de voluntad y los sentimientos.

Un guión tiene campos que sirven para reconocer los objetos, tiene escenas que sirven para reconocer situaciones (un guión puede considerarse como un tipo particular de marco, con las peculiaridades de que cada campo corresponde a un suceso y de que los campos-sucesos forman una secuencia).

Un guión se compone de:

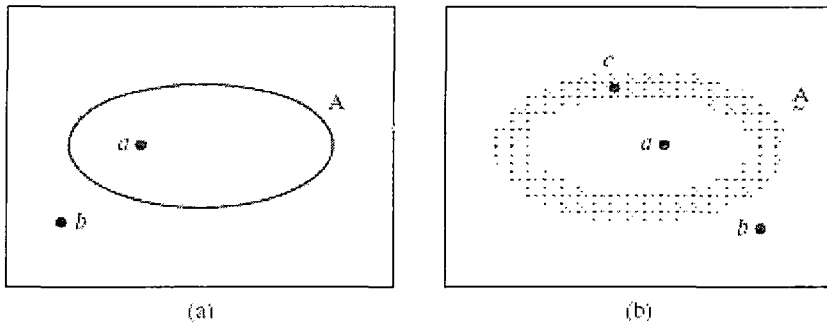
- Escenas: Los sucesos descritos en el guión, enlazados causalmente en forma de secuencia.
- Roles y objetos: Se representan con variables y son propios de cada guión; corresponden a personajes y objetos que intervienen de modo que cada uno de ellos puede aparecer varias veces en la historia. Incluyen restricciones para indicar qué rol, objeto o lugar se puede asignar a las variables.
- Cabeceras: Existen varios tipos, unas dan nombre al guión, otras representan condiciones, instrumentos y lugares; su misión es activar el guión en el momento oportuno.
- Resultados: Son un conjunto de hechos que serán ciertos cuando se complete la secuencia de sucesos descritos en el guión.

2.4.4. Lógica Difusa

En los conjuntos clásicos (o nítidos, o "crisps") la transición de un elemento en el universo entre la pertenencia y no pertenencia a un conjunto dado es en forma abrupta y bien definida (se dice que es "nítido" o "crisp"). Para un elemento en un universo que contiene los conjuntos borrosos, esta transición puede ser gradual; esta transición entre los diversos grados de

pertenencia se debe al hecho de que los límites de los conjuntos difusos son vagos y ambiguos.

Figura 2.12. Diagramas para (a) límite de un conjunto “crisp”y (b) límite de un conjunto difuso



Fuente: [47] Timothy J. Ross (2010).
 Elaboración: [47] Timothy J. Ross (2010)

Un conjunto difuso en el universo U se caracteriza por la función de pertenencia $A(x)$ que toma el intervalo $[0,1]$, a diferencia de los conjuntos clásicos que toman el valor de cero o uno $\{0, 1\}$

El conjunto difuso A se puede representar por

$$A = \{ (\mu_A(x), x) / x \in U \}$$

Donde $\mu_A(x)$ es el grado de pertenencia

Cuanto más cerca esté $\mu_A(x)$ del valor 1, mayor será la pertenencia del objeto x al conjunto A . Los valores de pertenencia varían entre 0 (no pertenece en absoluto) y 1 (pertenencia total).

a. Función de pertenencia

Un conjunto difuso puede representarse también gráficamente como una función, especialmente cuando el universo de discurso X (o dominio subyacente) es continuo (no discreto).

- Abcisas (eje X): Universo de discurso X .
- Ordenadas (eje Y): Grados de pertenencia en el intervalo $[0,1]$.

Función de Pertenencia: $A: X \rightarrow [0,1]$

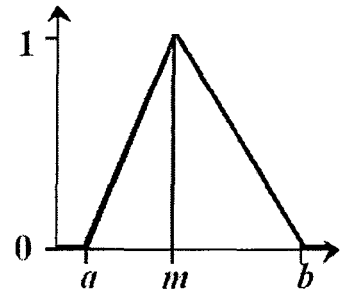
b. Función de pertenencia Típicas

Cualquier función A es válida: Su definición exacta depende del concepto a definir, del contexto al que se refiera, de la aplicación.

Triangular: Definido por sus límites inferior a y superior b, y el valor modal m, tal que $a < m < b$.

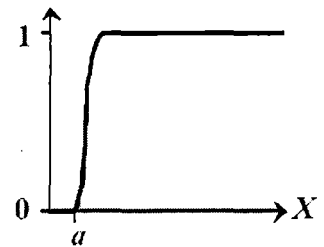
También puede representarse así:

$$A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a \\ \frac{x-a}{m-a} & \text{si } x \in (a, m] \\ \frac{b-x}{b-m} & \text{si } x \in (a, m) \\ 0 & \text{si } x \geq b \end{cases}$$



Función Γ (gamma): definida por su límite inferior a y el valor $k > 0$.

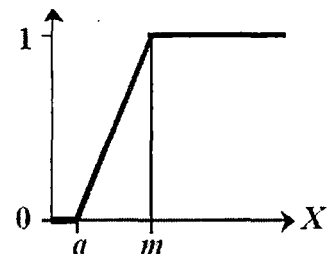
$$A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a \\ 1 - e^{-k(x-a)^2} & \text{si } x > a \end{cases}$$



Esta función se caracteriza por un rápido crecimiento a partir de a; cuanto mayor es el valor de k, el crecimiento es más rápido; nunca toman el valor 1, aunque tienen una asíntota horizontal en 1.

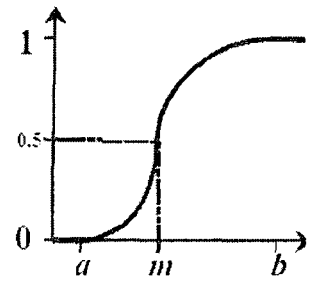
Esta función se aproxima linealmente por:

$$A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a \\ \frac{x-a}{m-a} & \text{si } x \in (a, m) \\ 1 & \text{si } x \geq m \end{cases}$$



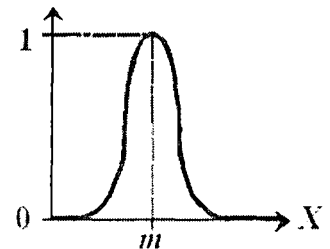
Función S: Definida por sus límites inferior a y superior b, y el valor m, o punto de inflexión tal que $a < m < b$. Un valor típico es: $m = (a+b) / 2$.

$$A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq a \\ 2\left\{\frac{x-a}{b-a}\right\}^2 & \text{si } x \in (a, m] \\ 1 - 2\left\{\frac{x-a}{b-a}\right\}^2 & \text{si } x \in (m, b) \\ 1 & \text{si } x \geq b \end{cases}$$



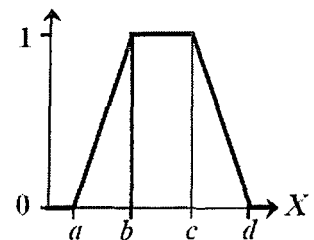
Función Gaussiana: Definida por su valor medio m y el valor $k > 0$; es la típica campana de Gauss. Cuanto mayor es el valor de k , más estrecha es la campana.

$$A(x) = e^{-k(x-m)^2}$$



Función Trapezoidal: Definida por sus límites inferior a y superior d , y los límites de su soporte, b y c , inferior y superior respectivamente.

$$A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } (x \leq a) \text{ o } (x \geq d) \\ \frac{x-a}{b-a} & \text{si } x \in (a, b] \\ 1 & \text{si } x \in (b, c) \\ \frac{d-x}{d-c} & \text{si } x \in (c, d) \end{cases}$$



c. Operaciones con Conjuntos Difusos

Las siguientes operaciones sobre dos conjuntos difusos A y B definidos sobre el mismo universo U son los más comunes en la teoría difusa.

Union, $A \cup B$:

$\mu_{A \cup B}(u) = \mu_A(u) \vee \mu_B(u)$, para todos los u de U , donde \vee significa MAX

Intersección, $A \cap B$:

$\mu_{A \cap B}(u) = \mu_A(u) \wedge \mu_B(u)$, para todos los u de U , donde \wedge significa MIN. Las leyes De Morgan son válidas para la intersección y la unión.

Igualdad, $A = B$:

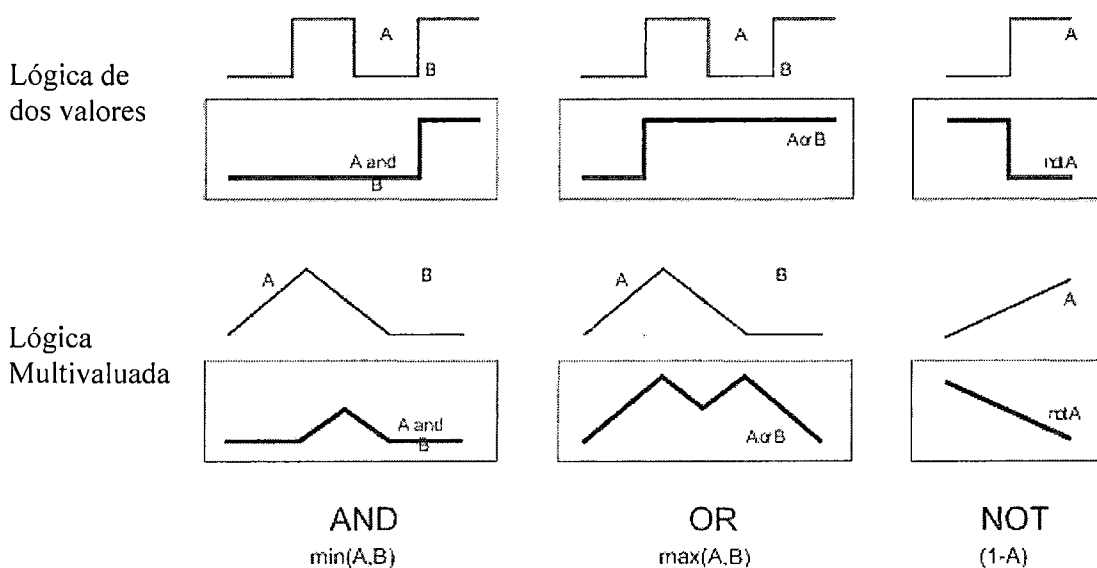
$\mu_A(u) = \mu_B(u)$, para todos los u de U

Conjunto complemento, $\text{not}A$, $\neg A$:

$\mu_{\text{not}A}(u) = 1 - \mu_A(u)$, para todo u de U

En la figura No 2.13 se muestra la diferencia entre la lógica de dos valores y la lógica multivaluada o lógica difusa para las operaciones AND, OR y NOT.

Figura 2.13. Diferencias entre las operaciones AND, OR y NOT



Fuente: [30] Matlab - Foundations of Fuzzy Logic (2012).

Elaboración: [30] Matlab - Foundations of Fuzzy Logic (2012)

Concentración, $\text{CON}(A)$:

$\mu_{\text{CON}(A)}(u) = (\mu_A(u))^2$, para todo u de U ; esta operación es usada como un modificador lingüístico "muy".

Dilatación, DIL(A):

$\mu_{DIL(A)}(u) = (\mu_A(u))^{0.5}$, para todo u de U ; esta operación es usada como un modificador lingüístico "más o menos".

Subconjunto, $A \subseteq B$:

$\mu_A(u) \leq \mu_B(u)$, para todo u de U

Producto algebraico $A \cdot B$:

$\mu_{(AB)}(u) = \mu_A(u) \cdot \mu_B(u)$, para todo u de U

Suma limitada:

$\max\{1, \mu_A(u) + \mu_B(u)\}$, para todo u de U

Diferencia limitada $A \mid - \mid B$:

$\mu_{(A \mid - \mid B)}(u) = \min\{0, \mu_A(u) - \mu_B(u)\}$, para todo u de U

Producto limitado:

$\max\{0, \mu_A(u) + \mu_B(u) - 1\}$, para todo u de U

Normalización NORM(A):

$\mu_{NORM(A)}(u) = \mu_A(u) / \text{MAX}\{\mu_A(u)\}$, para todo u de U

Suma algebraica:

$\mu_{(A+B)}(u) = \mu_A(u) + \mu_B(u)$, para todo u de U ; las leyes De Morgan son válidas para la suma y diferencia algebraica.

Las operaciones sobre conjuntos difusos tienen algunas propiedades, por ejemplo, las propiedades asociativa, conmutativa y distributiva:

Asociativa: $(a * b) * c = a * (b * c)$

Conmutativa: $a * b = b * a$ (no válido para la diferencia limitada)

Distributiva: $a * (b \circ c) = (a \circ b) * (a \circ c)$

Donde $*$ y \square denotan cualesquiera de las operaciones indicadas anteriormente.

Una propiedad interesante y más distintiva de los conjuntos difusos comparado con los conjuntos ordinarios, es que los conjuntos difusos no cumplen con la ley del medio excluido y la ley de contradicción; lo siguiente puede ser verdad:

$$A \cup \neg A \neq U$$

$$A \cap \neg A \neq \emptyset$$

Es decir que la unión del conjunto difuso A y su complemento $\neg A$ no necesariamente nos dan el conjunto universal U y la intersección entre estos dos mismos conjuntos no necesariamente es el conjunto vacío.

2.4.5. *Sistemas Expertos Difusos*

Un sistema experto difuso utiliza una colección de reglas y funciones de pertenencia difusos para razonar acerca de los datos. La lógica difusa es empleada para definir reglas de inferencia y funciones de pertenencia que permiten al sistema experto a llegar a conclusiones.

Un sistema experto difuso se define en la misma forma que un sistema experto ordinario, pero aquí se aplican los métodos de lógica difusa. Sistemas expertos difusos, además de las normas aplicadas en los sistemas expertos ordinarios, emplean datos difusos, reglas difusas y la inferencia difusa.

Un sistema experto difuso también puede tener las unidades de interface y de explicación. La unidad de interface del sistema experto difuso se comunica con el usuario o el medio ambiente, o ambos, para recoger datos de entrada y reportar los resultados de salida. Consultas difusas podría ser posible cuando el usuario ingresa información en términos difusos, por ejemplo, fiebre alta, fuertes dolores de cabeza, etc. El módulo de explicación explica la forma en que el sistema experto funciona durante el proceso de inferencia, o explica cómo se ha alcanzado la solución final, cómo y por qué las explicaciones son adecuadas para su uso.

Las reglas difusas y las funciones de pertenencia constituyen la base de conocimiento del sistema. En general, diferentes tipos de reglas difusas

se puede utilizar en un sistema experto difuso; algunos sistemas utilizan reglas de producción ampliada con variables difusas y factores de confianza. Además de producciones exactas, también pueden ser manipuladas producciones difusas, de tal manera que diferentes tipos de reglas de producción pueden ser procesados en función del tipo de la parte antecedente y la parte consecuente de la regla: crisp \rightarrow crisp (CF); crisp \rightarrow difusa (CF); difusa \rightarrow crisp (CF); difusa \rightarrow difusa (CF).

Los datos pueden ser exactos o difusos. La base de datos que la máquina de inferencia difusa emplea puede contener datos exactos o datos difusos con factores de certidumbre asociados a ellos.

Una máquina de inferencia difusa se basa en las bases teóricas de los métodos de inferencia difusos. Una máquina de inferencia difusa, que activa todas las reglas satisfechas en cada ciclo, es diferente de la inferencia secuencial en los sistemas simbólicos, pero los mecanismos de control y búsqueda implementados en este último puede ser utilizado con éxito en el proceso de razonamiento difuso.

Una característica importante de los sistemas expertos difusos es la realización de coincidencia parcial entre los hechos exactos o hechos difusos (observaciones, datos de entrada) y las condiciones de elementos difusos en los antecedentes de las reglas. Una medida del grado de correspondencia se calcula para todos los casos, es decir, (hecho difuso – condición difusa); (hecho crisp – condición difusa); (hecho difuso – condición exacta); (hecho crisp – condición exacta). Una regla se dispara sólo si el grado de correlación de la parte izquierda de la regla es mayor que un umbral predefinido.

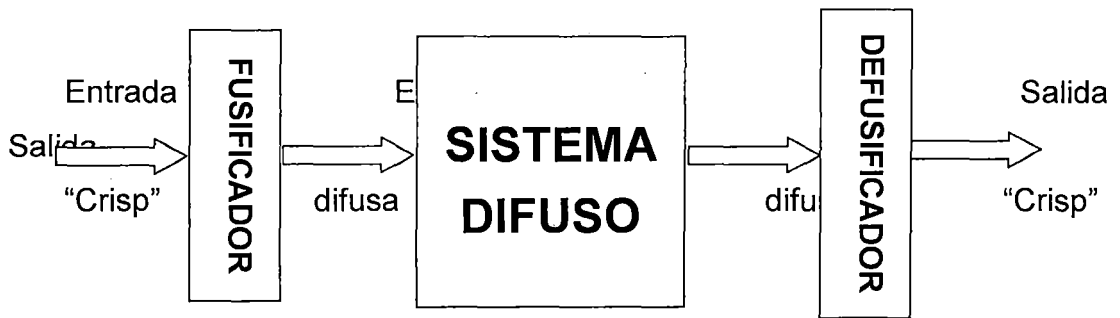
El proceso de inferencia en un sistema experto difuso tiene cuatro pasos: fusificación, inferencia, composición y defusificación.

a. Fusificación.

En el sub-proceso de fusificación las funciones de pertenencia definidas para las variables de entrada son aplicadas a los valores únicos

(valores “crisp”) para determinar el grado de verdad de cada regla de la premisa.

Figura 2.14. Proceso de Inferencia en un sistema experto



Fuente: [47] Timothy J. Ross (2010)

Elaboración: [47] Timothy J. Ross (2010)

b. Sistema difuso

Este sub-proceso tiene las etapas de inferencia y de composición. **En la etapa de inferencia**, se evalúa el valor de verdad para la premisa de cada regla y se aplica la parte de conclusión de cada regla. Esto resulta en varios subconjuntos difusos para ser asignados a cada variable de salida.

Las reglas en un sistema experto difuso son usualmente de la siguiente forma: “Si X es BAJO y w es ALTO entonces z = MEDIO”.

En la **etapa de composición**, todos los subconjuntos difusos asignados a cada variable de salida son combinados para formar un solo subconjunto difuso para cada variable de salida.

En Hung T. Nguyen et al (2003) se describe cuatro mecanismos de inferencia y composición denominados Mamdani, Larse, Tagaki-Sugen-Kang y Tsumoto que son los que más comúnmente se utilizan para interpretar una colección de reglas de la forma: Si x es A_i entonces y es B_i para $i = 1, 2, \dots, n$.

A continuación se describe los cuatro mecanismos empleando los mismos ejemplos de conjuntos difusos que se mencionan en Hung T. Nguyen et al (2003):

$$A_1(x) = \begin{cases} x & \text{si } 0 \leq x \leq 1 \\ 2 - x & \text{si } 1 \leq x \leq 2 \\ 0 & \text{en otros casos} \end{cases}$$

$$B_1(y) = \begin{cases} \frac{1}{8}y & \text{si } 0 \leq y \leq 8 \\ -\frac{1}{4}y + 3 & \text{si } 8 \leq y \leq 12 \\ 0 & \text{en otros casos} \end{cases}$$

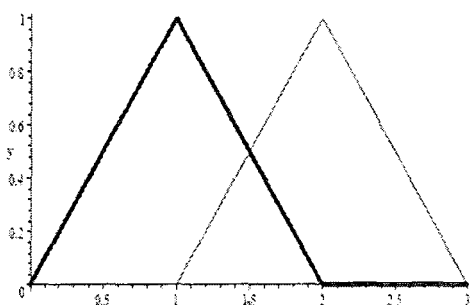
$$A_2(x) = \begin{cases} x - 1 & \text{si } 1 \leq x \leq 2 \\ 3 - x & \text{si } 2 \leq x \leq 3 \\ 0 & \text{en otros casos} \end{cases}$$

$B_2(y)$

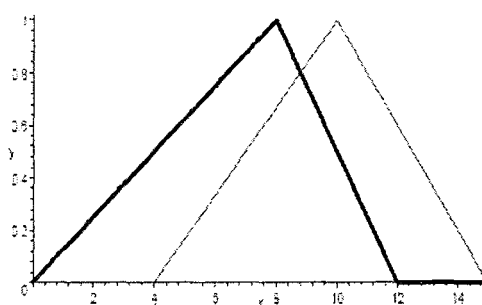
$$= \begin{cases} \frac{1}{6}y - \frac{2}{3} & \text{si } 4 \leq y \leq 10 \\ -\frac{1}{5}y + 3 & \text{si } 10 \leq y \leq 15 \\ 0 & \text{en otros casos} \end{cases}$$

Los resultados para A_1 AND A_2 y para B_1 AND B_2 se muestran en la figura No 2.15.

Figura 2.15. Funciones AND para explicar métodos de inferencia y composición



A_1 and A_2



B_1 and B_2

Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Modelo de Mamdani

Dada las reglas: "Si x es A_i entonces y es B_i ", $i = 1, \dots, n$ donde $x = (x_1, x_2, \dots, x_k)$, ellas son combinados en el modelo de Mamdani como

$$R(x, y) = \bigvee_{i=1}^n (A_i(x) \wedge B_i(y))$$

Para cada k -tupla $x = (x_1, x_2, \dots, x_k)$ esto proporciona un conjunto difuso R_x definido por

$$R_x(y) = \bigvee_{i=1}^n (A_i(x) \wedge B_i(y))$$

Notar que para el conjunto expandido de reglas

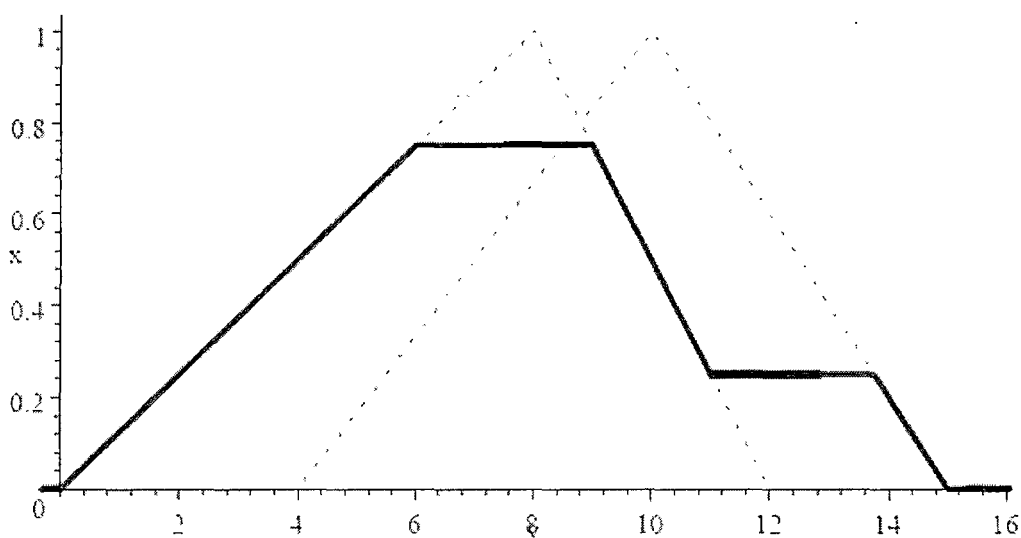
R_i : Si A_{i1} and A_{i2} and ... and A_{ik} entonces B_i , $i = 1, 2, \dots, n$

Esto aparece como

$$R_x(y) = R(x_1, x_2, \dots, x_k, y) = \bigvee_{i=1}^n (A_{i1}(x_1) \wedge A_{i2}(x_2) \wedge \dots \wedge A_{ik}(x_k) \wedge B_i(y))$$

Aplicando el modelo de Mamdani en el punto $x = 1.25$ las reglas "si x es A_i entonces y es B_i , $i = 1, 2$ " se produce el siguiente el conjunto difuso que se muestra en el gráfico 2.16 que correspondería a la expresión $R_{1.25}(y) = [A_1(1.25) \wedge B_1(y)] \vee [A_2(1.25) \wedge B_2(y)]$, la expresión B_1 and B_2 está en líneas punteadas.

Figura 2.16. Ejemplo del modelo Mamdani



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Modelo Larsen

Dadas las reglas "Si x es A_i entonces y es B_i ," $i = 1, \dots, n$. Estas son combinadas en el modelo de Larsen como:

$$R(x, y) = \bigvee_{i=1}^n (A_i(x) \cdot B_i(y))$$

Donde \cdot indica multiplicación. Para cada k -tupla $x = (x_1, x_2, \dots, x_k)$ este produce un conjunto difuso:

$$R_x(y) = \bigvee_{i=1}^n (A_i(x) \cdot B_i(y))$$

Notar que para el conjunto de reglas

R_i : Si A_{i1} and A_{i2} and ... and A_{ik} entonces B_i , $i = 1, 2, \dots, n$

Esto se muestra como

$$R_x(y) = R(x_1, x_2, \dots, x_k, y) = \bigvee_{i=1}^n (A_{i1}(x_1) \wedge A_{i2}(x_2) \wedge \dots \wedge A_{ik}(x_k)) \cdot B_i(y)$$

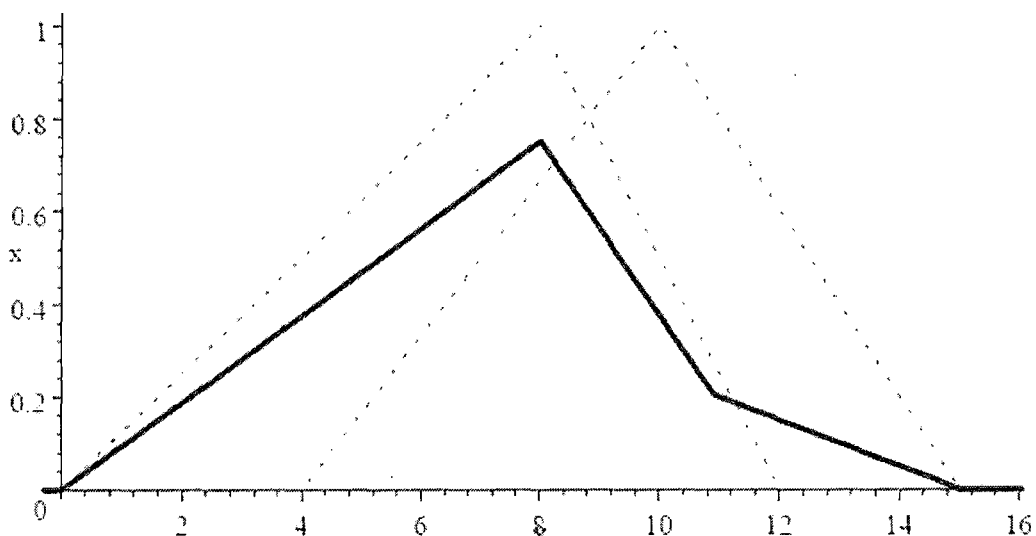
Para el punto $x=1.25$, las regla If x is A_i then y is B_i , $i = 1, 2$, aplicando el método de Larsen se produce el conjunto difuso:

$$R_{1.25}(y) = (A_1(1.25) \cdot B_1(y)) \vee (A_2(1.25) \cdot B_2(y))$$

B_1 and B_2 (líneas punteadas)

El conjunto difuso generado se muestra en la figura No 2.17.

Figura 2.17. Ejemplo del modelo Larsen



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Modelo Takagi-Sugeno-Kang (TSK)

Para el modelo TSK, las reglas están dadas en la forma

R_i : Si x_1 es A_{i1} and x_2 es A_{i2} and ... and x_k es A_{ik}

Entonces $f_i(x_1, x_2, \dots, x_k)$, $i = 1, 2, \dots, n$

o

R_i : Si x_i es A_i entonces $f_i(x)$, $i = 1, 2, \dots, n$

Donde f_1, f_2, \dots, f_n son funciones $X = X_1 \times X_2 \times \dots \times X_k \rightarrow R$ and $A_i = \bigwedge_{j=1}^k A_{ij}$.

$$j=1 A_{ij} .$$

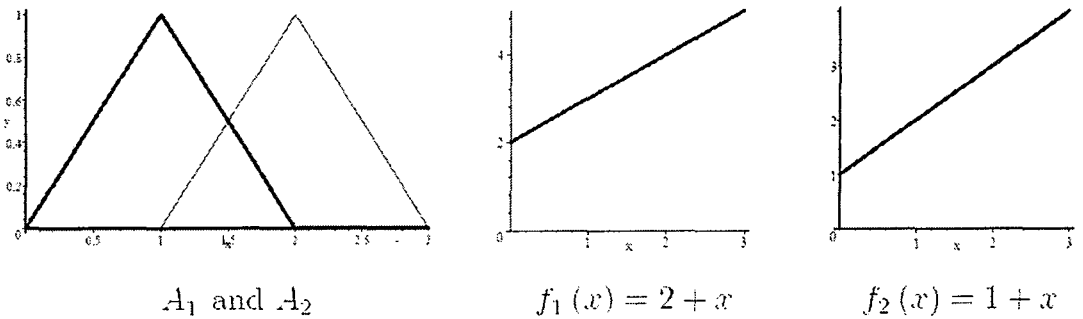
Estas reglas son combinadas para tener una function

$$R(x) = \frac{A_1(x) f_1(x) + A_2(x) f_2(x) + \dots + A_n(x) f_n(x)}{A_1(x) + A_2(x) + \dots + A_n(x)}$$

De esta manera, este modelo produce una función de valor real.

Para las funciones $f_1(x) = 2+x$ $f_2(x) = 1+x$ y para los conjuntos difusos que estamos empleando para el ejemplo los tenemos dibujado en la siguiente figura 2.18.

Figura 2.18. Ejemplo Modelo TSK - 1

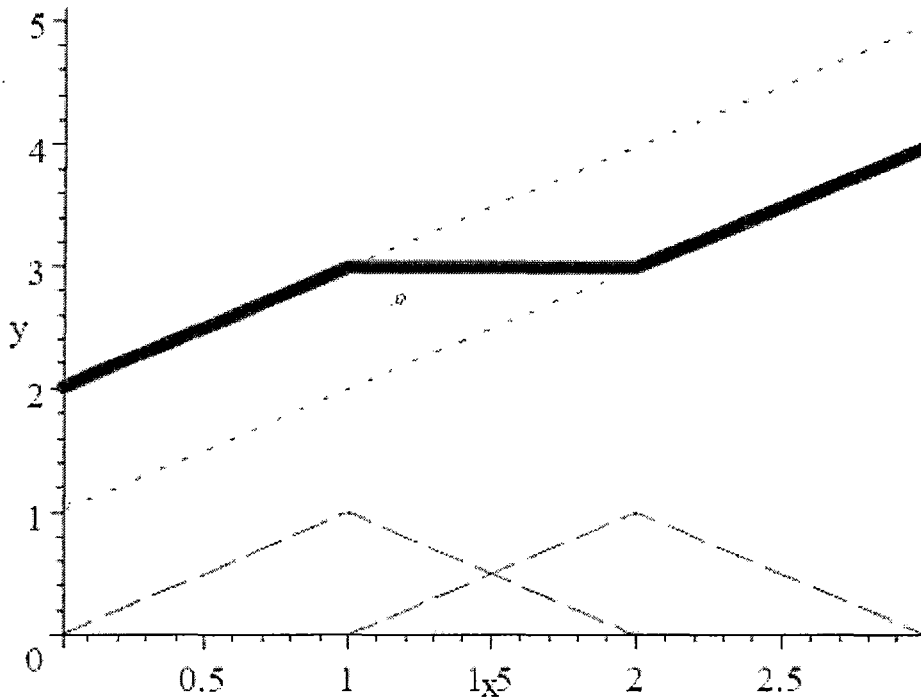


Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Entonces las reglas R_i : Si x_i es A_i entonces $f_i(x)$, $i = 1, 2$ produce la función que se grafica a continuación

Figura 2.19. Ejemplo Modelo TSK - 1



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)
 Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Modelo Tsukamoto

Dadas las reglas "Si x es A_i entonces y es C_i ," $i = 1, \dots, n$, con C_i todas monotónicas (ya sea estrictamente creciendo o estrictamente decreciendo), el modelo Tsukamoto produce la función

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n C_i^{-1} A_i(x)}{\sum_{i=1}^n A_i(x)}$$

La monotonidad de los conjuntos difusos C_i es necesario para calcular la inversa de las funciones C_i^{-1}

Tomando como ejemplo los dos conjuntos difusos A_1 and A_2 y los conjuntos difusos C_1 and C_2 y sus inversas:

$$C_1(y) = y/2$$

$$C_2(y) = \sqrt{y}$$

$$C_1^{-1}(z) = 2z$$

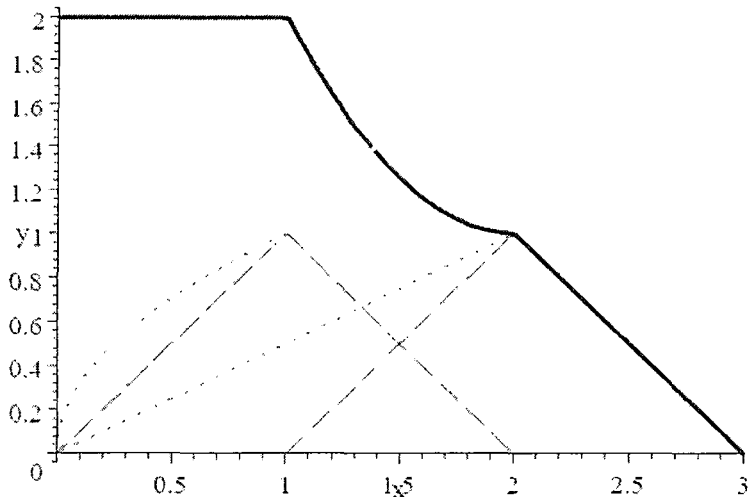
$$C_2^{-1}(z) = z^2$$

Las reglas Si x es A_i entonces y es C_i , $i = 1, 2$, produce la función

$$R(x) = \frac{\sum_{i=1}^2 C^{-1} A_i(x)}{\sum_{i=1}^2 A_i(x)} = \begin{cases} 2 & \text{si } 0 \leq x \leq 1 \\ 5 - 4x + x^2 & \text{si } 1 \leq x \leq 2 \\ 3 - x & \text{si } 2 \leq x \leq 3 \end{cases}$$

El gráfico obtenido se muestra en la figura No 2.20.

Figura 2.20. Ejemplo Modelo Tsukamoto



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)
Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

c. Defusificación

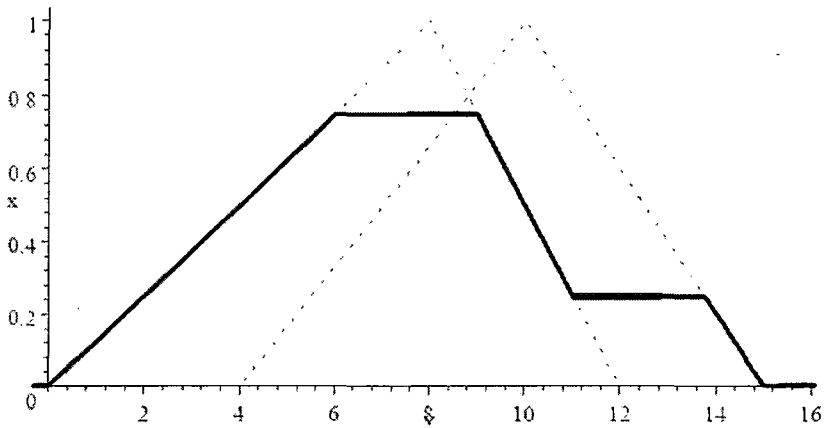
El subproceso defusificación examina todos los subconjuntos difusos resultados del proceso de composición; estos valores difusos se convierten a un valor “crisp”.

La fusificación y la defusificación puede ser utilizado en un sistema experto difuso en función del tipo de máquina de inferencia implementada en el sistema.

Para la defusificación, Hung T. Nguyen et al (2003) mencionan “... existen dos técnicas de defusificación: momentos compuestos y máximo de compuestos. Compuesto refleja el hecho de que los valores se obtienen de la combinación de varios conjuntos difusos”.

A continuación las técnicas de defusificación más comunes para la cual se tiene el conjunto difuso compuesto mostrado en la figura No 2.21, es decir este conjunto es la composición de varios conjuntos difusos.

Figura 2.21. Conjunto difuso compuesto



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

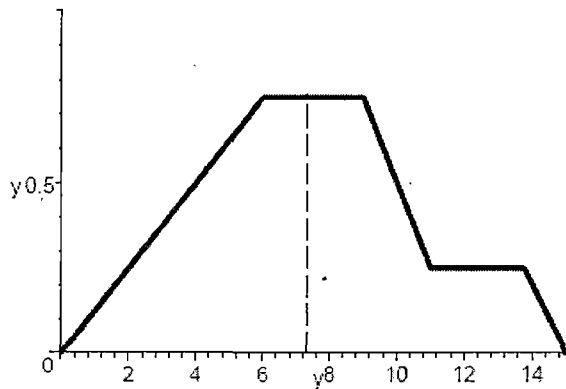
c.1. Método centro del área o centro de gravedad o el método centroide

Este método calcula el centro del área de la región bajo la curva definida por un conjunto difuso y selecciona el primer componente. Si C es el conjunto borroso en cuestión y C es integrable, entonces el valor de C defusificado por este método es:

$$z_o = \frac{\int_a^b zC(z)dz}{\int_a^b C(z)dz}$$

Para el conjunto de la figura 2.21, el centroide es $Z_0= 7.387$. Ver figura 2.22

Figura 2.22. Método de defusificación del centroide



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

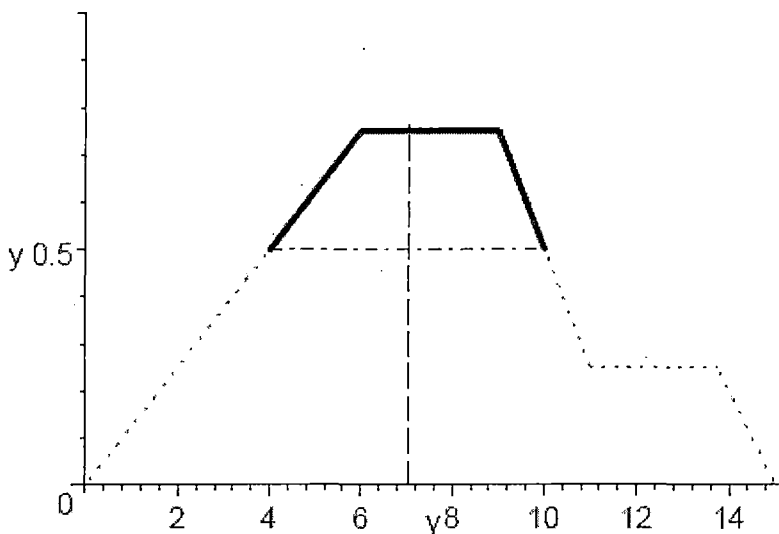
Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

La defusificación del centro del área es la técnica más utilizada. Los valores defusificados tienden a moverse suavemente en reacción a cambios pequeños, y es relativamente fácil de calcular.

c.2. Método de la altura del centro del área

Este método ignora los valores del conjunto difuso por debajo de un nivel α , luego emplea el método del centro del área de la curva resultante. Para el conjunto difuso de la figura 2.21 y para $\alpha=0.5$, este método produce un $z_0 = 7.5$ que se muestra en la figura 2.23.

Figura 2.23. Método de defusificación de la altura del centro del área



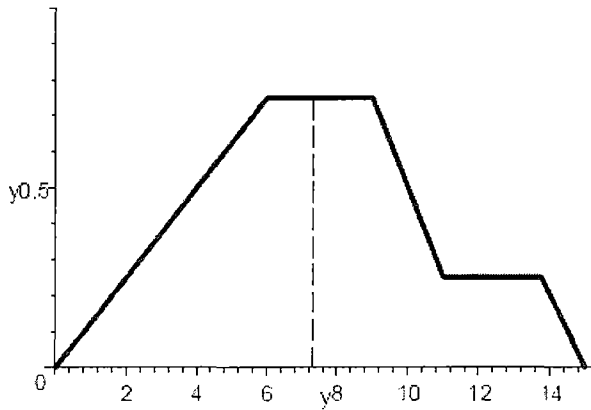
Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

c.3. Método criterio máximo

Este método elige un valor arbitrario del conjunto de valores en el dominio donde el conjunto difuso asume su máximo. Para el conjunto difuso de la figura 2.21, este método produce un $6 \leq z_0 \leq 9$, lo que se muestra en la figura 2.24.

Figura 2.24. Método de defusificación de criterio del máximo



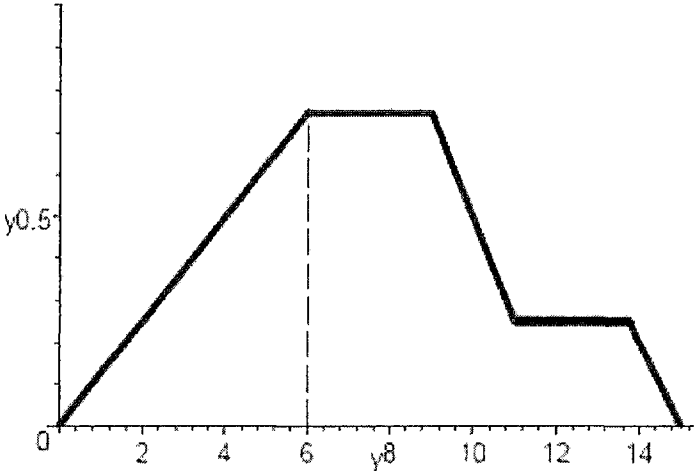
Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

c.4. Método del primero del máximo

Toma el valor más pequeño en el dominio en la que el conjunto difuso asume su máximo. Para el conjunto difuso de la figura 2.21, este método produce un $z_0 = 6$, lo que se muestra en la figura 2.25.

Figura 2.25. Método de defusificación de criterio del máximo

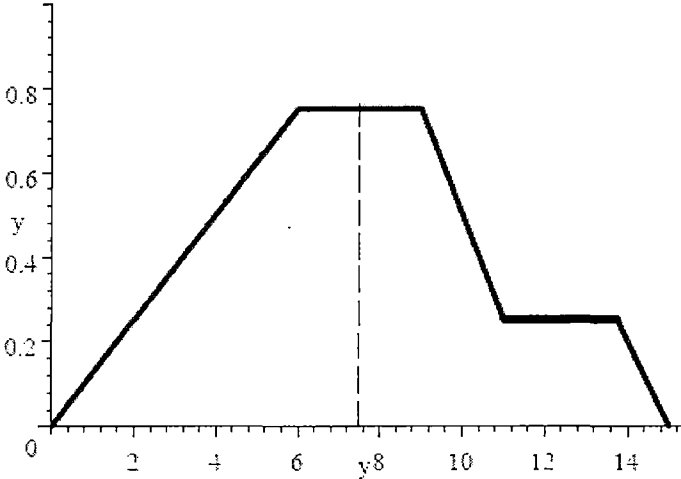


Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)
Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

c.5. Método del medio del máximo o la media del máximo

Toma el promedio del valor más pequeño y del valor más grande en el dominio en el que el conjunto difuso asume su máximo. Para el conjunto difuso de la figura 2.21, este método produce un valor de $z_0 = \frac{6+9}{2}$, lo que se muestra en la figura 2.26.

Figura 2.26. Método de defusificación medio del máximo



Fuente: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)
Elaboración: [22] Hung T. Nguyen et al (2003)

2.5. Variables

Las variables en el presente trabajo son las indicadas a continuación.

Variable Independiente: Sistema Experto de Procesamiento de Alarmas.

Variable dependiente: Centro de Control de una empresa de distribución eléctrica.

2.5.1. *Definición Conceptual de las Variables*

La definición conceptual de las variables son las indicadas a continuación.

Sistema experto de procesamiento de alarmas: software que imita el comportamiento de un experto humano en el análisis de las alarmas capturadas de los componentes de un sistema y determinar el estado del mismo.

Centro de control de una empresa de distribución eléctrica: dentro de una compañía encargada de distribuir la energía eléctrica al consumidor final es el área que supervisa, controla y dirige la operación del sistema eléctrico de la empresa, autoriza las desconexiones e intervenciones a sus componentes, estudia el estado del sistema eléctrico y determina las medidas preventivas de corto plazo que permitan el control del mismo.

2.5.2. *Definición Operacional de las Variables*

La definición operacional de las variables son las indicadas a continuación.

Sistema experto de procesamiento de alarmas: Se refiere al expertise para conocer el estado del sistema luego de procesar las alarmas.

Centro de control de una empresa de distribución eléctrica: Se refiere a la habilidad para restaurar un sistema eléctrico ante perturbaciones.

2.5.3. Dimensiones, Indicadores y Unidad de Medida de las Variables

Se presenta en la tabla indicada a continuación.

Tabla 2-4. Dimensiones, Indicadores y Unidad de Medida de las Variables

Variable	Definición conceptual de la variable	Definición operacional de la variable	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida
Sistema Experto de Procesamiento de alarmas.	Software que imita el comportamiento de un experto humano en el análisis de las alarmas capturadas de los componentes de un sistema y determinar el estado del mismo.	Se refiere al expertise para conocer el estado del sistema luego de procesar las alarmas	Estimación del estado del sistema Eficiencia	Estado del sistema Tiempo de respuesta Monto de Inversión	Alarma, normal Segundos Dólares
Centro de Control de una empresa de Distribución Eléctrica	Dentro de una compañía encargada de distribuir la energía eléctrica al consumidor final es el área que supervisa, controla y dirige la operación del sistema eléctrico de la empresa, autoriza las desconexiones e intervenciones a sus componentes, estudia el estado del sistema eléctrico y determina las medidas preventivas de corto plazo que permitan el control del mismo	Se refiere a la habilidad para restaurar un sistema eléctrico ante perturbaciones	Tiempo de restauración del sistema al estado normal	Tiempo de respuesta ante perturbaciones	Segundos

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

2.6. Modelo Eléctrico Peruano

El presente acápite tratará sobre el modelo eléctrico peruano que es un factor importante a tener en cuenta en la Operación del Centro de Control. Se tratará la forma de operar para cumplir con el modelo del negocio de energía eléctrica que se tiene.

La industria eléctrica es un monopolio natural y por ese motivo existen dos alternativas para que opere sin que suceda abuso de poder.

- Que el estado sea el que preste este servicio.
- Que sean empresas privadas las que presten el servicio y que el estado la regule.

A lo largo de todo el país operan empresas privadas y empresas estatales; a ambas el estado las regula. En Fernández Valeriano et al (2009) se ha investigado el modelo eléctrico peruano y a continuación se presenta el análisis efectuado en dicho trabajo de investigación.

El Sector Eléctrico peruano se encuentra regulado por la ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) la cual a su vez se encuentra reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley, se establecieron las normas para desarrollar las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, todo ello con el objetivo de asegurar las condiciones para mantener la eficiencia del mercado, permitiendo un régimen de libre fijación de precios por parte de las generadoras (definido por la libre competencia), y el establecimiento de un sistema de precios regulados para aquellos actores que por la naturaleza de su actividad así lo requieran por constituir monopolios naturales.

Con la finalidad de regular las actividades del sector, la Ley de Concesiones Eléctricas contempló la creación de un Sistema Supervisor de la Inversión de Energía, en el cual se incluyeron tres entidades directamente ligadas a la actividad, todo esto con la finalidad de establecer lineamientos claros para el otorgamiento de concesiones, fijación de tarifas y la supervisión y fiscalización de los actores del sector.

2.6.1. **Estructura del sector eléctrico**

Dentro del sector eléctrico se llevan a cabo actividades que tienen una relación vertical muy estrecha entre sí. En cuanto a su estructura, el sector se encuentra conformado por cinco actores principales:

Empresas Eléctricas: Estas se encuentran orientadas a las actividades de generación, transmisión y distribución.

Clientes: Pueden ser divididos a su vez en clientes libres y en clientes regulados.

Comité de Operación Económica del Sistema (COES): se encuentra conformado por los titulares de las centrales de generación y de transmisión que se encuentran interconectadas al sistema nacional. Este organismo tiene como finalidad coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento; su labor es de naturaleza técnica.

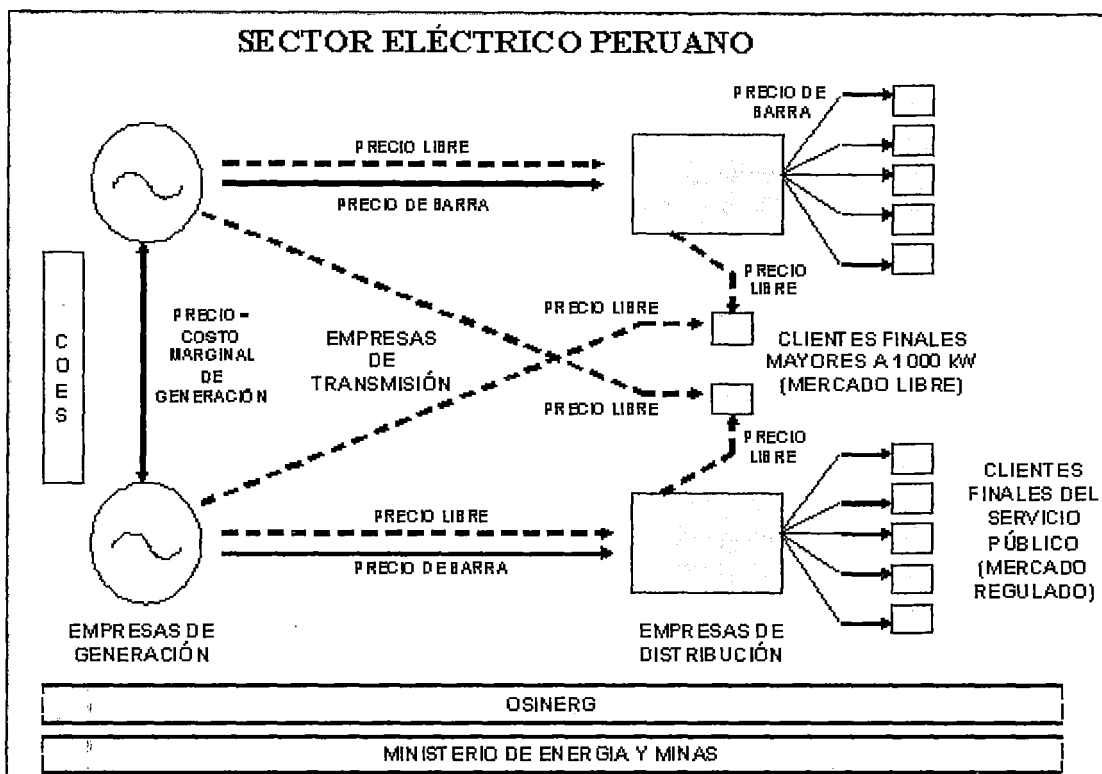
El Estado: representado por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad, este organismo es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el sector eléctrico peruano así como de diseñar los lineamientos de la política general del sector..

El Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, encargado de la regulación del sector eléctrico e integrado por el Organismo Supervisor de la Energía (Osinergmin) y el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi). El Osinergmin, a través de su Gerencia Adjunta de Regulación tarifaria (GART), es el organismo técnico y autónomo responsable de fijar tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como de establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados. Asimismo también el Osinergmin es la entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa y económica, perteneciente al MEM, encargada de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores eléctricos, hidrocarburos y minería. El Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), en el campo

eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados; es el organismo responsable de la aplicación de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, por cual debe evaluar y autorizar las solicitudes de concentración en el sector.

Estos actores en el sector eléctrico peruano se muestran en la figura 2.27.

Figura 2.27. Actores del sector eléctrico peruano



Fuente: [60] Electroperú
 Elaboración: [60] Electroperú

2.6.2. Actividades dentro del sector eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas permitió establecer la separación de las actividades del sector eléctrico en los siguientes tres grupos:

Generación: Las generadoras son las responsables de la producción y planificación de la capacidad de abastecimiento de energía, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica. Actualmente esta actividad es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Según la LCE, este mercado es de

libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central. En el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales de generación mayores a 10 MW, el operador requiere de una concesión del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Dos razones han llevado a considerar este segmento como competitivo. Por un lado el desarrollo tecnológico de las últimas década ha permitido la disminución de barreras a la entrada, mediante la posibilidad de contar con centrales térmicas con inversiones menos costosas y menos específicas (permitiendo el uso de diferentes combustibles), y por otro lado, la teoría y la evidencia empírica muestran que existen sólo economía de escalas crecientes para niveles bajos de producto ([2] Amstrong, 1994).

Transmisión: Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes que transporta energía en niveles de muy alta, alta y media tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, empleando para tales fines líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Cabe resaltar que la transmisión es considerada un monopolio natural al presentar economías de alcance, escala y densidad.

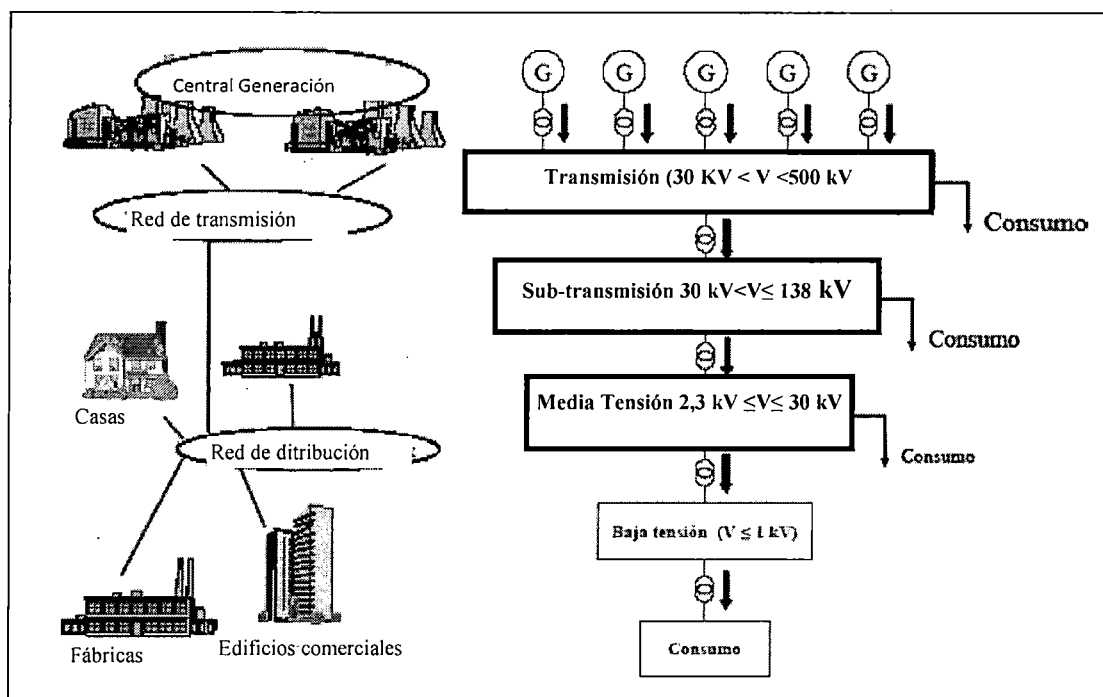
Distribución: La actividad de distribución se realiza a través de las redes de media y baja tensión. Las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales). Los concesionarios de distribución están obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Asimismo, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía durante los siguientes dos años, como mínimo.

La actividad de distribución está caracterizada por ser un monopolio natural, razón por la cual los precios que se cobran por el servicio de distribución se encuentran regulados por la autoridad competente. Asimismo la LCE establece que las empresas distribuidoras deben permitir el acceso a sus

redes a otras empresas de distribución y generación para permitir que funcione la libre competencia en el mercado de generación.

Comercialización: Si bien el marco legal del sector eléctrico en el Perú reconoce la actividad de comercialización, ésta aún no opera. En cambio, en Reino Unido, Noruega, Suecia y Colombia se permite e impulsa la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad; mientras que las actividades de transmisión y distribución son reguladas debido a su naturaleza de monopolios naturales. En el caso peruano, la actividad de comercialización está contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Figura 2.28. Estructura tradicional del sistema eléctrico



Fuente: [15] Fernández et al (2009)

Elaboración: [15] Fernández et al (2009)

2.6.3. Marco Regulatorio del Sector

El marco legal en el que se desenvuelve la actividad eléctrica en el Perú está definido por el siguiente conjunto de leyes [51] ... [59]:

- Ley de Concesiones Eléctricas (D.L 25844), reglamentada en febrero de 1993 mediante el D.S. No 009 -93- EM. Establece los nuevos

lineamientos generales para el desarrollo del negocio eléctrico con la participación del sector privado.

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S. N° 020-97-EM.) Establece los niveles mínimos de calidad para los servicios eléctricos que deben ofrecer las empresas prestadoras de estos servicios.

- Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley No 26876). Con esta Ley son permitidas las concentraciones horizontales y verticales en la actividad eléctrica con autorización del INDECOPI.

- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley No 27332). Mediante esta Ley se le otorgan más funciones al OSINERG y se lo fusiona con la Comisión de Tarifas Eléctricas.

- Ley para Promover la Generación de Electricidad con Energías Renovables D.L. N° 1002 (20080502).

2.6.4. La fijación de Tarifas Eléctricas

En el mercado eléctrico peruano, la fijación de las tarifas eléctricas es fijado de acuerdo a lo estipulado por la Ley de Concesiones Eléctricas . La estructura de las mismas deben reflejar el costo económico de los recursos utilizados en las distintas actividades, tanto de generación, transmisión y distribución.

a. Componentes de las Tarifas

Las tarifas de energía que se cobran al cliente final se calculan tomando en consideración los siguientes componentes:

Precio en Barra: En la estructura del precio en barra se toman en cuenta dos factores, el costo de la energía y el de la potencia; este precio es fijado por OSINERGMIN en base a la variación de la oferta y la demanda, incorporando en dicha variación el precio de los combustibles. El estudio mediante el cual se define el precio en barra es actualizado en los meses de mayo y noviembre de cada año, lo que permite al organismo regulador reajustar el precio en barra en concordancia con las proyecciones efectuadas para un horizonte de cuatro años.

Costo Total de Transmisión: Comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado (que es el sistema eléctrico en el que existe un equilibrio entre la oferta y demanda de energía, al menor costo y con calidad óptima). A través de este costo los principales generadores conectados al sistema principal abonan a la empresa Transmisora una compensación mensual en forma de ingreso tarifario (el cual depende de la tarifa en barra) y de peaje por conexión (diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario).

Valor Agregado de Distribución (VAD): representa el costo total en el que se incurre para poner a disposición del cliente la energía eléctrica basado en una empresa modelo eficiente y considera los siguientes componentes:

- Los costos asociados al cliente, de manera independiente de su demanda de potencia y de consumo de energía.
- Pérdidas estándares de distribución y potencia de energía.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

El VAD tiene un factor de corrección determinado por ventas de potencia en horas fuera de punta y en horas punta de la empresa de distribución.

Garantía de Red Principal: este factor es una tarifa adicional que se incorpora en Noviembre de 2002 como un cobro por el uso del gaseoducto, esto con el objetivo de garantizar la recuperación del costo del servicio al inversionista a través de los ingresos garantizados anuales.

Precio Spot: corresponde al precio de venta de energía entre generadoras el cual se realiza con la finalidad de poder cumplir de manera adecuada con los contratos de dotación de energía a clientes y poder cubrir de esta manera los desbalances en términos de generación.

El precio spot se determina en base a la libre oferta y demanda del mercado, por lo que fluctúa en línea con la capacidad y disponibilidad de energía de cada empresa generadora. Aquellas generadoras con mayor

diversificación de fuentes, capacidad de generación y disponibilidad de la misma logra un mayor ingreso en base a la venta de energía a precio spot.

b. Precios y Tarifas

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, la GART estructura las tarifas del sector eléctrico para cada una de las actividades involucradas.

Generación

Las empresas generadoras pueden vender la energía que producen en tres mercados diferentes:

Venta a las empresas distribuidoras: En este mercado, las tarifas son determinadas por la GART quien simula una situación de despacho de energía económicamente eficiente, en donde las generadoras con menores costos despachan antes que las de mayores costos. De esta manera, teniendo en cuenta las proyecciones de la demanda se pueden calcular cuáles serán las empresas menos eficientes en despachar, es decir, las empresas que “marginan”, cuyos costos determinarán las tarifas que recibirán todas las demás empresas que se encuentran despachando. El cálculo de esta tarifa incluye dos componentes: un precio básico de energía (precio de barra) y otro de potencia (cantidad de energía que un generador es capaz de garantizar en el período más crítico del año). Este pago por potencia implica que las empresas generadoras reciban un pago por el hecho de estar listas para vender energía.

Venta a clientes libres: En este mercado, los precios de la energía y de la potencia se negocian libremente entre las partes, pues como ya se mencionó, la ley supone que los clientes libres son de tamaño necesario como para tener suficiente poder de negociación frente a las generadoras.

Ventas al mercado spot: Debido a que la producción y despacho de electricidad es ordenada por el COES dando prioridad a las plantas más eficientes, puede ocurrir que algunas generadoras no operen, a pesar de tener contratos firmados con sus clientes. Por esta razón, con la finalidad de obtener la energía requerida para despachar a sus clientes, las empresas generadoras realizan transacciones entre sí. El precio al cual se transfiere la energía en el “mercado spot” es el “costo marginal instantáneo”, es decir, el

costo de producir la energía transferida en el momento de la transacción, el cual es registrado cada 15 minutos por el COES.

Transmisión

Las tarifas son fijadas anualmente incluyendo dos conceptos: Ingreso Tarifario (IT) y Peaje por Conexión (PC); la suma de ambos es igual al costo total de transmisión, que considera la inversión y los costos de operación y mantenimiento eficientes.

Distribución

Las tarifas para los clientes finales están compuestas por los Precios en Barra, que es el precio al que la distribuidora compra la energía de las empresas generadoras (incluyendo los costos de transmisión), y el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD incluye el pago por los servicios de distribución eléctrica, las pérdidas estándares por distribución en potencia y energía, los costos asociados a la atención del usuario y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). El VNR está referido a la inversión necesaria para renovar los actuales activos con equipos de última tecnología, a partir del cual se determina la tarifa de forma tal que el retorno sobre el VNR sea de 12 %, haciendo rentable el negocio de una empresa con estándares adecuados de eficiencia.

Opciones tarifarias

Debido a que los costos por energía y por potencia son diferentes (dependen de la hora en la que se produce la demanda), con el objetivo de minimizar la factura eléctrica a los clientes finales, el marco regulatorio ha contemplado la creación de opciones tarifarias. Mediante las opciones tarifarias, los usuarios contratan del sistema de potencia energética necesaria (dentro y fuera de hora de punta) para cada nivel de tensión (MT y BT en los sistemas de distribución). Actualmente existen ocho opciones tarifarias: tres en MT y cinco en BT, los cuales son de libre elección para los clientes.

Para la selección de una opción tarifaria, es necesario conocer las demandas de potencia y de energía del cliente, y su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta. Ello es posible gracias a la Curva de

Carga Típica con que cuenta cada cliente; de ella se puede obtener la estadística de consumo de potencia (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual.

Del análisis efectuado a la legislación peruana y de la experiencia que se tienen desde el año 1992 a la fecha se tiene que los dispositivos legales no se reconocen en los gastos ni en las inversiones de las empresas los costos en Inteligencia Artificial, sistemas expertos y en automatización de las instalaciones; esto ocasiona que estas inversiones al ser riesgosas no son llevadas por las empresas eléctricas a no ser que sean tecnologías debidamente probadas.

2.7. Metodología de la Investigación

Como todo trabajo de investigación es necesario organizar adecuadamente las actividades a realizar para poder resolver la pregunta de investigación planteada. El orden de este trabajo se inicia con la revisión de información secundaria con lo cual se obtienen factores iniciales, los cuales son luego afinados y complementados.

Las fuentes secundarias fueron aquellas que presentaron información ya elaborada o existente, que fue generada anteriormente con la misma o diferente finalidad que la investigación que estamos efectuando, que permitió aumentar la comprensión del problema a estudiar y la identificación de las variables de investigación.

En el análisis del presente trabajo se consideró pertinente buscar información secundaria en base a tres aspectos: teorías que podrían relacionarse con la aplicación de sistemas expertos en el procesamiento de alarmas, la realidad del sector eléctrico peruano y las experiencias de la aplicación de sistemas expertos. Para ello se recurrieron a las siguientes fuentes externas:

- Investigaciones bibliográficas, mediante la búsqueda de información relacionada en publicaciones especializadas de inteligencia artificial, sistemas expertos y procesamiento de alarmas.

- Internet, a través de diferentes páginas web de empresas eléctricas en que se haya aplicado estos sistemas.
- Estudios desarrollados en el exterior, en países que vienen usando la generación distribuida dentro de su industria eléctrica.

2.7.1. Tipo de Investigación

De acuerdo al diseño se realizara un estudio de tipo cuantitativo, observacional y descriptivo

2.7.2. Población y muestra

El estudio no requerirá tener una población a estudiar, debido a que se valoran las alarmas que el sistema pueda detectar en el tiempo del estudio

2.7.3. Técnica e Instrumentos

Es importante señalar que en esta tesis se hará referencia a los equipos e infraestructura de telecontrol que dispone EDELNOR, por lo que las características del sistema experto desarrollado en cuanto a los tiempos de respuesta serán válidas sólo para una empresa que disponga un sistema de control similar al de Edelnor.

Para el desarrollo de ésta tesis se considerará que el sistema experto será diseñado para recolectar todas las señales de telecontrol que llegan al Centro de Control para lo que se elaborará un sistema adecuado para tal fin.

En el proyecto se elaborará un prototipo del sistema propuesto para su evaluación previa a su implementación comercial.

Partiendo de lo anteriormente comentado el proyecto se dividirá en las siguientes partes:

- Diseño de un sistema experto para procesamiento de alarmas de una empresa de distribución eléctrica.
- Elaboración del prototipo de sistema propuesto.
- Recolección de las señales a monitorear en el prototipo.
- Pruebas finales de comportamiento del sistema

2.8. Enfoque Sistémico del Procesamiento de Alarmas

El concepto de alarma evoluciona para conformar un sistema de alarmas que se inicia con la señal generada en campo (transductores, equipos de medida, equipos de control, etc.), continúa con las interfaces de entradas/salidas para acondicionar las señales a los sistemas transmisores, éstas se comunican con los sistemas de control de proceso, el panel de alarmas, la interface hombre-máquina con el operador (pantallas de computadora), archivos de alarmas y el módulo de aplicaciones avanzadas de alarmas. El archivo de alarmas se comunica con el Histórico de alarmas y otros sistemas externos, cerrándose el circuito con la salida hacia el elemento final de control.

En [18] Gómez Camargo et al (2011) y en la norma [1] ANSI/ISA 18.2 se establece las diez (10) etapas del "Ciclo de vida para la administración de alarmas". Tomando como base la información en estos dos documentos a continuación se describe estas etapas y en la figura No 4.1 se muestra la secuencia de los mismos.

La filosofía, que es donde se enuncia el propósito y objetivos del sistema de alarmas, se establece las normas que aplicarán en las diferentes actividades, roles, responsabilidades y perfil técnico-administrativo del personal participante, las formas de priorizar las alarmas.

La identificación, es un proceso que se desarrolla fuera del ciclo de vida de las alarmas y sólo se usa la entrada, consiste en determinar las necesidades de nuevas alarmas o modificar las existentes como resultado de investigación de incidentes y/o accidentes, requerimientos de operación; como resultado de esta etapa, se tiene una relación de variables que son candidatas para ser alarma.

La racionalización; es el proceso en el cual se contrastan los requerimientos establecidos en la filosofía con las características de las variables candidatas a alarmas, en caso de cumplirse con los requerimientos, las variables candidatas inician la documentación que incluye el punto de disparo, la prioridad, las acciones del operador y las

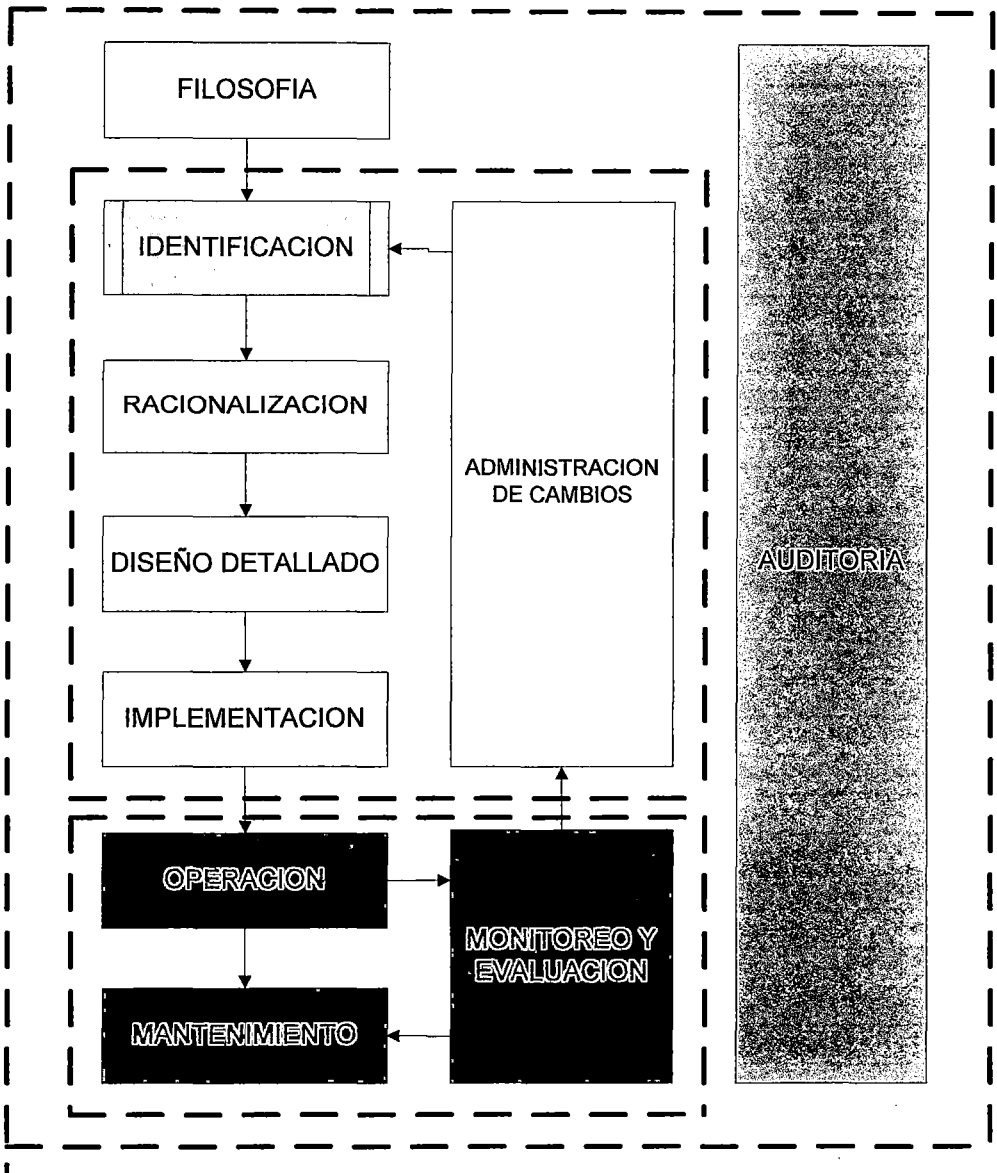
consecuencias en caso no se tome en cuenta a la alarma. En caso las variables candidatas no cumpla con lo establecido en la filosofía, esta es retirada de la lista y se documenta los requisitos que no cumplió esta variable para convertirse en alarma dentro del sistema supervisado.

Diseño detallado; comprende dos secciones, una es en cuanto al disparo o activación de la alarma y la otra sobre la presentación de la misma en la IHM. En el disparo o activación se definen los atributos de las alarmas, tales como: puntos de disparo, banda muerta, prioridades, requerimientos de retrasos y tipos de alarma. En el diseño detallado de la alarma que será desplegado en la IHM se deberá incluir: fecha, hora, tag, estado, prioridad, tipo, leyenda, indicando la situación anómala del proceso y equipo involucrado.

Implementación; se refiere a las tareas para la puesta en servicio de las alarmas, incluye las actividades de instalar la alarma, probarla, entrenar a los operadores, documentar los resultados y ponerla en operación.

Operación; todos los procedimientos que debe de seguir el operador en respuesta a la aparición de alarmas deben de estar accesibles. En esta documentación debe de incluirse el tipo de alarma, el punto de disparo, causas potenciales, consecuencias de la desviación, acción correctiva y tiempo máximo permitido de respuesta. También debe de documentarse los procedimientos para “archivar” las alarmas, el protocolo de cambio de turno de los operadores, el re-entrenamiento de l personal, el tratamiento con las alarmas en mantenimiento y los cambios que resultan de las mejoras en los sistemas.

Figura 2.29. Ciclo de vida de la Administración de Alarmas



Fuente: [1] ANSI/ISA RP-18.02 (2009)

Elaboración: [1] ANSI/ISA RP-18.02 (2009)

Mantenimiento; comprende a los procedimientos para la prueba de las alarmas, el reemplazo y la reparación de los mismos. Este es el proceso que comprende desde que una alarma está en operación, sale de servicio y regresa al estado operativo.

Monitoreo y evaluación; en esta etapa se verifica que el diseño, la implementación, la operación y mantenimiento cumplen los requisitos o metas del sistema. El monitoreo consiste en la medición y reporte de

aspectos cuantitativos en el desempeño del sistema de alarmas. La evaluación es la comparación de la información de monitoreo en conjunto con otros aspectos cualitativos contra las metas de desempeño del sistema.

Administración de cambios; se refiere a la documentación de todas las modificaciones, adiciones y cancelaciones de alarmas. Se deben de tener definidos los niveles de autoridad requeridos para adicionar, modificar o eliminar alarmas.

Auditorías; tiene el propósito de mantener la integridad del sistema de alarmas y de los procesos de administración de las mismas. Verifica que se cumpla los reglamentado en cada uno de las nueve etapas anteriores; debe de ser realizado regularmente, especialmente después de una etapa de mejora.

CAPÍTULO III

EL SISTEMA EXPERTO SEBAS

Según la metodología utilizada en la tesis, la construcción del sistema experto es el resultado del trabajo de investigación y producto del análisis de la información del marco referencial y marco conceptual desarrollado previamente.

3.1. Entorno del Sistema de Procesamiento de Alarmas

Se presenta a continuación una descripción del entorno en la que se desarrollará el sistema experto. Entre ellas comprende los recursos que dispone el operador del Centro de Control de EDELNOR para la dirección de las maniobras y la forma en la que se recepción las señales que procesará el sistema experto.

3.1.1. *Recursos para la Dirección de Maniobras en el Centro de Control*

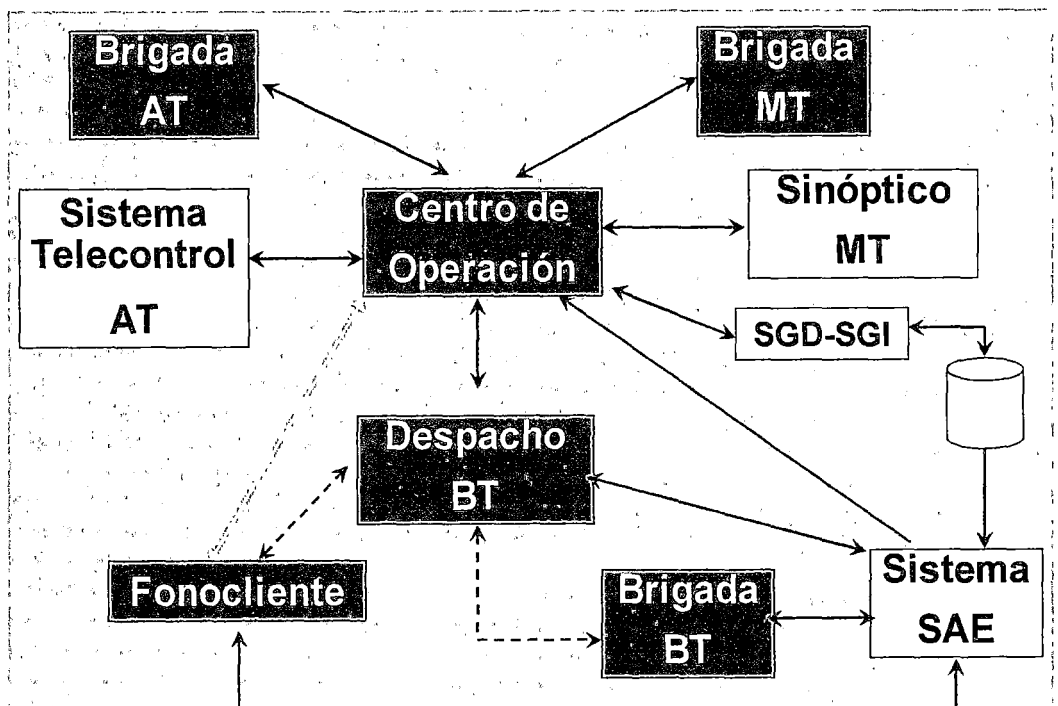
Los recursos para operación y dirección del sistema eléctrico de alta tensión, media tensión y baja tensión, se muestra en la figura N° 3.1. El Centro de Control que es de donde se dirige las maniobras de las redes de alta tensión y media tensión, las oficinas de despacho de baja tensión, que son los sectores en las cuales se dirigen la operación de la red de baja tensión. Cuando el personal de despacho de baja tensión identifica una interrupción cuyo origen está en la red de media tensión, trasladan al Centro de Control la atención de esta falla. Las oficinas de Despacho trabajan con

las brigadas de baja tensión y con el sector de Fonocliente, que es el sector donde se recepciona las llamadas telefónicas por algún reclamo de los clientes.

Para el funcionamiento de todo este sistema, la empresa dispone de los siguientes recursos principales:

- Un sistema telecontrol con el que se controla a veintiocho (28) subestaciones de transmisión.
- Un sistema de comunicaciones necesaria para el funcionamiento del sistema de telecontrol y establecer contacto por radio o teléfono con las cuadrillas de campo de baja tensión, media tensión y alta tensión.
- Un panel mímico estático de la red de media tensión.
- Los sistemas de información denominados SGD-SGI y SAE. En el SGD-SGI se dispone de los módulos unifilar y con el sistema SAE se administra los reclamos de las interrupciones de suministro.

Figura 3.1. Recursos para la Dirección de Maniobras en EDELNOR



Fuente: Datos basados en la infraestructura existente en EDELNOR.
Elaboración propia

El personal de operadores del Centro de Control trabaja directamente con el sistema de telecontrol, con el panel mímico de media tensión y con el Sistema Gestión de Descargos – Sistema Gestión de Incidencias (SGD-SGI). El sector de despacho trabaja con el Sistema de Atención de Emergencias (SAE) y el Sistema Información de América (SDA) de la zona de baja tensión. El sector de Fonocliente trabaja con el sistema SAE. Con estos sistemas de información se administra el inventario de la red, así como el ciclo de atención de las interrupciones del suministro eléctrico en las redes de alta tensión, media tensión y baja tensión

3.1.2. Sistema de Comunicaciones

Para poder telecontrolar a veintiocho (28) subestaciones se dispone de un sistema de telecomunicaciones que tiene la finalidad de proporcionar el medio de comunicación para la transmisión de voz, datos, video, telecontrol y telemedición con las sedes, SETs.

a. Sistema de Comunicaciones Zona - Lima

La infraestructura privada de microondas tiene una configuración mixta (anillo y estrella) centralizada en la sede principal Maranga y está compuesta por 3 estaciones repetidoras y 20 estaciones terminales. La red opera en la banda de 7Ghz.

Los enlaces entre Maranga y las repetidoras de Cerro La Milla y Cerro Grande están equipados con radio redundante (1+1) de 16 x 2 Mbps, la configuración en anillo entre las sedes Maranga-Colonial-Infantas está formado por enlaces no redundantes (1+0) de 4 x 2 Mbps y los enlaces en configuración estrella con los SETs son no redundantes (1+0) de 4 x 2 Mbps.

La planta externa privada de comunicación está formada por 27.6 Km de cable multipar, 18.7 Km. de cable multipar aéreo y 8.9 Km. de cable multipar subterráneo.

La planta interna está formada por un sistema de cableado estructurado de 1403 puntos dobles de voz y datos. En las sedes Maranga, Colonial e Infantas existe 862, 113 y 85 puntos dobles respectivamente y en los 11 locales de los centros de servicios existe 343 puntos dobles.

El sistema de transmisión propio en la ciudad de Lima permite brindar las siguientes facilidades:

- Dieciocho enlaces para interconectar las RTU al Centro de Control
- Dos enlaces de voz para interconectar la consola de Centro de Control y las Repetidoras de radio móvil de C° Grande y C° La Milla.
- Tres enlaces de datos a 2 Mbps para interconectar las centrales telefónicas, diez enlaces de datos para el Centro de Cómputo y transmisión del sistema de video vigilancia existente en los Centros de Servicio, cuarenta y cinco enlaces conmutados de datos para diferentes áreas de la empresa y ciento sesenta y ocho anexos extendidos

b. Sistema de Comunicación Zona del Norte Chico (Chancay, Huaral, Huacho y Supe)

Para realizar la interconexión de voz y datos entre Lima y el Norte Chico se utilizan enlaces alquilados de Telefónica del Perú a 128 Kbps.

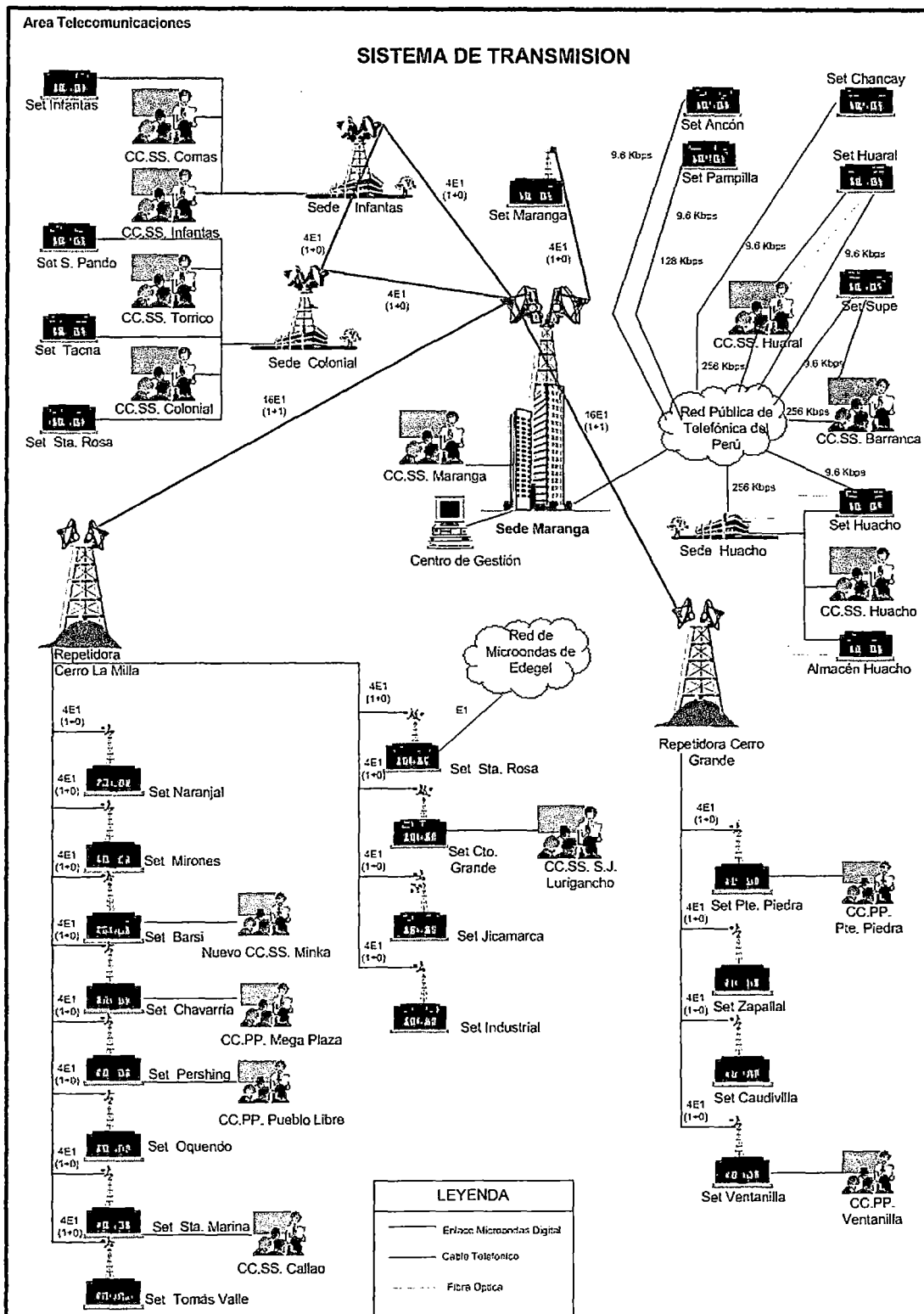
La planta externa privada de comunicaciones está formada por 7.8 km. de cable multipar aéreo y 3 km. de cable de fibra óptica aérea.

La planta interna está formada por un sistema de cableado estructurado de 278 puntos dobles para voz y datos en los locales de CC. SS. Huaral, SET Huaral, Sede Huacho, CC. SS. Huacho y Almacén Huacho. En la red de planta interna de la SET Huando existe 0.6 Km. de fibra óptica.

El sistema de transmisión propio en el Norte Chico permite brindar las siguientes facilidades:

- Veintiseis anexos extendidos
- Tres enlaces de LAN extendido a 10 Mbps

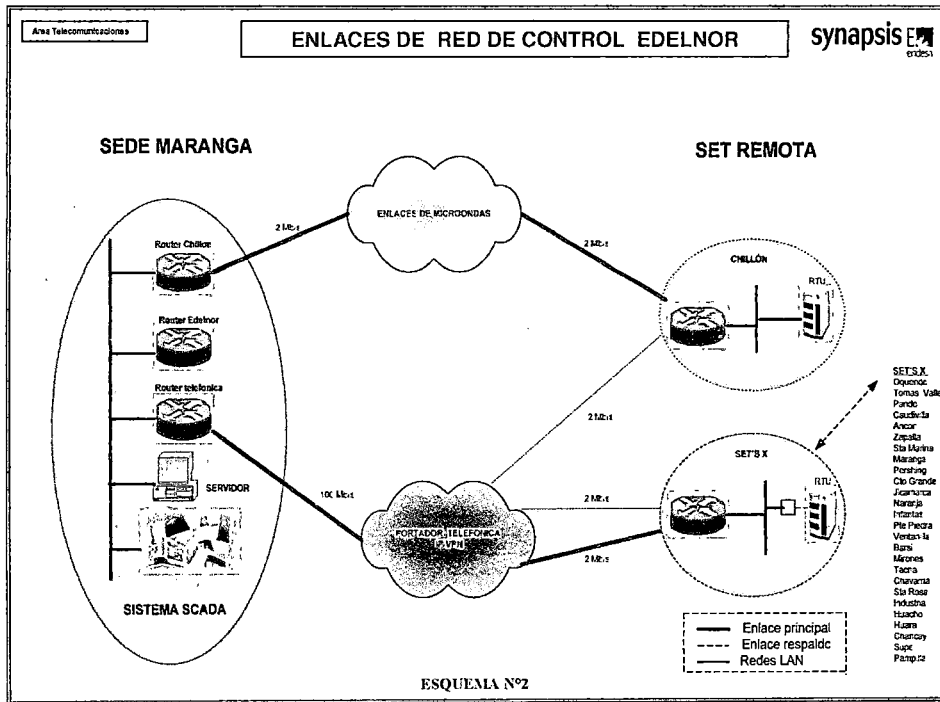
Figura 3.2 Sistema de Telecomunicaciones de EDELNOR



Fuente: Área de Telecomunicaciones de EDELNOR
 Elaboración: Área de Telecomunicaciones de EDELNOR

La arquitectura de los sistemas de comunicación descritos se muestra en las siguientes figuras No 3.2 y 3.3.

Figura 3.3 Sistema de Telecomunicaciones de EDELNOR



Fuente: Área de Telecomunicaciones de EDELNOR

Elaboración: Área de Telecomunicaciones de EDELNOR

3.1.3. Recepción de Señales en el Centro de Control de EDELNOR

Se efectúa a continuación una descripción del sistema de telecontrol de EDELNOR.

a. Componentes del Software SCADA

El software en el SCADA incluye las siguientes licencias y programas:

- Una licencia XOS de OASyS 6.3 para una estación de operación.
- Una licencia XOS a OASyS 6.3 para una estación de operación.
- Una licencia PC OMS de OASyS 6.3 para la estación de mantenimiento.
- Una licencia CMX+XIS – Hot a OASyS 6.3 para un servidor de tiempo real / histórico.

- Una licencia CMX+XIS – Standby a OASyS 6.3 para un servidor de tiempo real / histórico.
- Una licencia de compilador C++ para servidor de desarrollo UNIX.
- Dos licencias ICCP UNIX para los servidores tiempo real / histórico.
- Tres licencias de Microsoft XP Profesional para las consolas (2 de operación y 1 de mantenimiento).
- Tres licencias de Microsoft Office para las consolas (2 de operación y 1 de mantenimiento).
- Una licencia XOS de OASyS 6.3 para Panel Mímico Dinámico.
- Una licencia XOS de OASyS 6.3 para Sala de Crisis.

El SCADA dispone de la capacidad de conexión por medio de protocolos apropiados con sistemas externos. Los protocolos que dispone para esta conexión son ICCP TASE.2, IEC870-5-101, IEC 870-5-104, MODBUS, Harris 5000 y DNP3.0 Nivel 2.

La plataforma OASyS 6.3UX es un sistema SCADA en tiempo real que ofrece una Interface Gráfica de usuario (GUI), un sistema de manejo de base de datos relacionales (RDBMS) completamente integrado y una integración abierta con aplicaciones software de terceros.

El OASyS contiene el concepto de Sistema de Arquitectura Abierta (Open Architecture SyStem) . Todo el código está escrito en ANSI C y C++, sin extensiones del lenguaje de ninguna marca. Para maximizar la flexibilidad y la escalabilidad, los operadores de OASyS y los administradores de los sistemas operan sobre Microsoft Windows 2000. La apertura del sistema se logra mediante la utilización de un sistema operativo ampliamente aceptado como es HP Unix, una base de datos histórica compatible con SQL (Sybase) y unas comunicaciones basadas en el estándar TCP/IP.

Todo el código está compilado con la opción de depuración con objeto de depuración y diagnóstico ante fallos de proceso.

El sistema OASyS se basa fundamentalmente en una filosofía de transacciones cliente/servidor, la cual se aplica a todas las interacciones entre los distintos bloques del sistema. Esta filosofía se refleja en los tres subsistemas independientes de OASyS:

- **CMX:** Núcleo SCADA de Tiempo Real. Realiza el control, manejo, carga, transacciones sobre la base de datos de tiempo real y gestión de las comunicaciones con todos los elementos del sistema. Realiza diversas funciones, tales como adquisición de información, procesamiento de alarmas, curvas de tendencias, cálculos, control de la configuración, etc. Paralelamente a lo anterior suministra datos al resto de subsistemas existentes en el COS.

- **XIS:** Nucleo Scada para gestión de datos históricos. Consiste en una Base de Datos Relacional que almacena la información histórica de la evolución del sistema. El subsistema XIS cuenta con una base de datos relacional que constituye el soporte para el almacenamiento y manipulación de los datos históricos. De igual forma cuenta con los procesos encargados de realizar la captura y procesamiento de los datos de tiempo real susceptibles de ser almacenados como datos históricos.

- **XOS:** Interface gráfica de usuario (puesto de operación). En el subsistema XOS residen todos los procesos encargados de la presentación de datos en la pantalla gráfica y los encargados de obtener estos datos tanto del servidor de tiempo real como del servidor de datos históricos.

La relación cliente/servidor suministra la base necesaria para la intercomunicación entre los subsistemas, sin necesidad de preocuparse de su localización física dentro de la red.

b. Descripción de la arquitectura del Sistema SCADA de EDELNOR

La configuración del sistema de SCADA, se muestra en la figura No 3.4. Se define como un sistema de Operación, Control y Supervisión de toda la información procedente de aquellas Unidades Terminales Remotas (UTR's) cuya adquisición y tratamiento es responsable el mismo.

Para desarrollar todas estas funciones, el SCADA cuenta con todos los elementos hardware y software que permitan el intercambio de datos en tiempo real entre todos los elementos que constituyen la arquitectura global del sistema.

Los elementos hardware son aquellos que permiten el soporte y mantenimiento tanto de la información (tiempo real e históricos) como de la ejecución y gestión de programas. Los elementos software son aquellos que proporcionen la adquisición, tratamiento, gestión, almacenamiento y transmisión de toda la información, tanto de tiempo real como histórica, como son protocolos de comunicaciones, gestión de canales de comunicaciones, gestión del interface Hombre-Máquina, etc.

El SCADA es de arquitectura abierta y distribuida denominado OASyS 6.3 UX, que está instalado sobre servidores de la marca HP con procesadores Itanium.

El sistema informático ha sido configurado en un ambiente de procesamiento distribuido, basándose en una red doble de área local (LAN) tipo Ethernet, consistente en la conexión de diversos nodos con funciones específicas, e integrando en su conjunto la plataforma de adquisición de datos, supervisión y control en tiempo real del Scada OASyS.

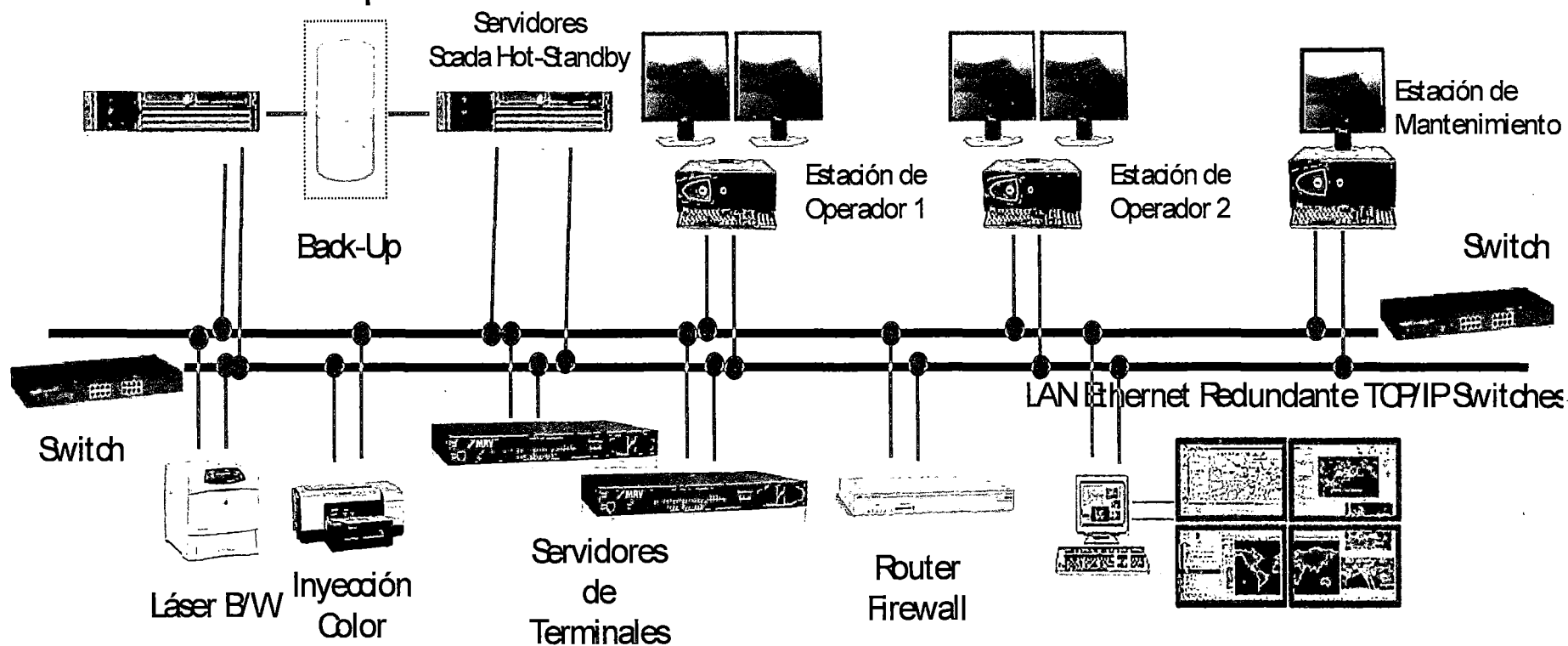
El sistema SCADA se soporta sobre la siguiente arquitectura hardware:

- Un HP Rack System/E, 41U, graphite color.
- Dos servidores en configuración dual para servicios CMX/XIS real, marca HP, modelo rx2620 server with 1.6GHz/3MB cada uno con dos Gb de memoria RAM, disco de 73Gb , adaptador SCSI, dos tarjetas de red 1000 base T, un rp34X0 Combo DriveDVD+RW y una tarjeta PCI soporte fibra óptica para MSA 1000.
- Dos HP L1506 LCD Monitor como consolas de servidores.
- Un HP (factory-racked) 5300 Tape Array para backup de los servidores .

- Dos cintas hp StorageWorks DAT 40 Array Module (carbon) para backup de servidores.
- Un MSA 1000 (asegura RAID 5) , 2 Gb, un controlador y una bandeja de discos 4354 con tres (3) discos Universal Wide Ultra 320 SCSI, conectable en caliente de 72 GB, 10.000 rpm para almacenamiento compartido
- Un Switch Fibre Channel SAN 2Gb/8 puertos interno, incluye 4 SFPs para almacenamiento compartido.
- Tres Dell Precision 470 Desktop - Single Xeon 3.0 GHZ/800MHz/"MB, Int NIC/Floppy para propósitos de puestos de operación.
- Cinco pantallas FP/MG - Euro - 24 in (2405WFP HAS TCO99) Wide Aspect UltraSharp Midnight Grey Flat Panel para propósitos de puestos de operación.
- Una impresora láser monocromo HP Laserjet 4250n y una (1) impresora de inyección a color HP Business Inkjet 2800dtn.
- Cuatro pantallas de plasma de 50" FUJITSU P50XCA30 con soporte de pared incluido.
- Un router Modular AT-AR745 de Allied Telesyn.
- Dos servidores de terminales LX-8040S-001AC.
- Dos Switches LGB2003A de Black Box de 24 puertos 10/100/1000Base-T.
- Teclados y ratones para cada servidor/estación de trabajo.

Figura 3.4. Arquitectura del sistema SCADA de EDELNOR

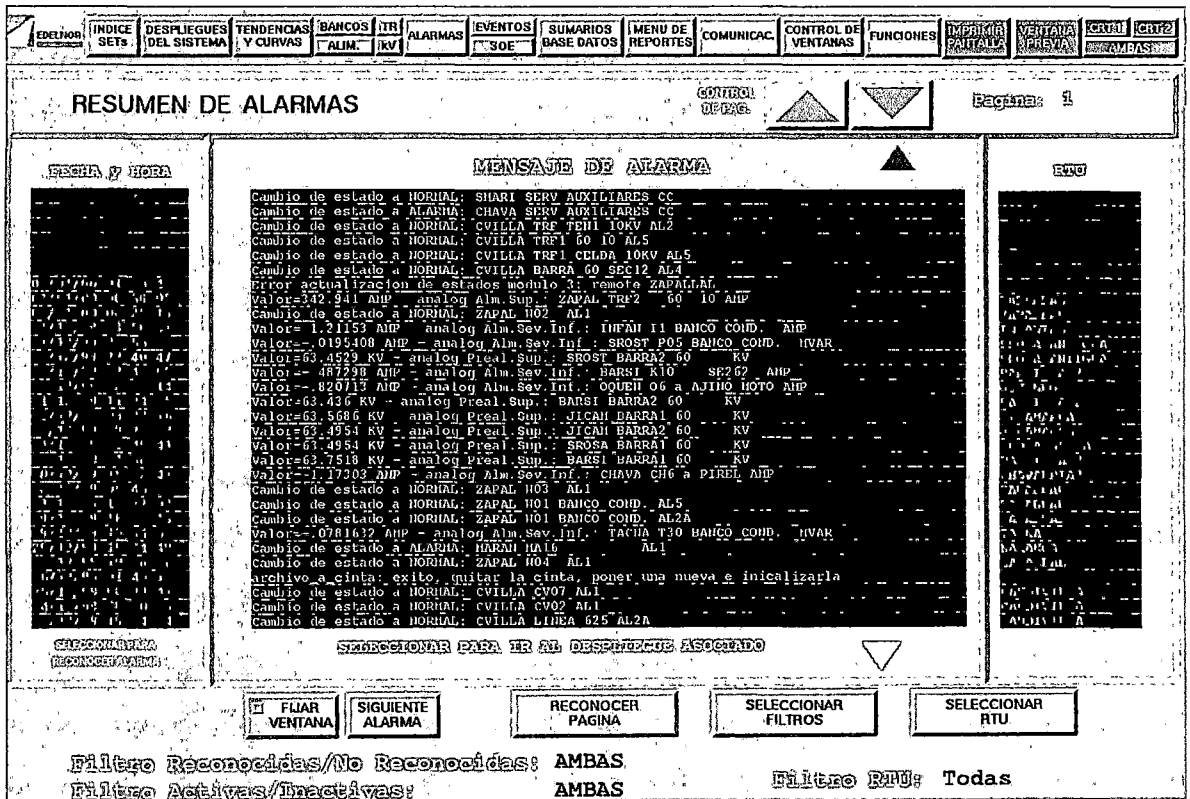
Centro Control Principal



Fuente: Infraestructura de Telecontrol de EDELNOR.
Elaboración: TELVENT - España

En el sistema SCADA se reciben alarmas y mensajes del estado de la red que se está supervisando. Estas alarmas son mostradas al operador en una de las pantallas que tiene disponible. Estas pantallas tiene la forma presentada en la figura No 3.5.

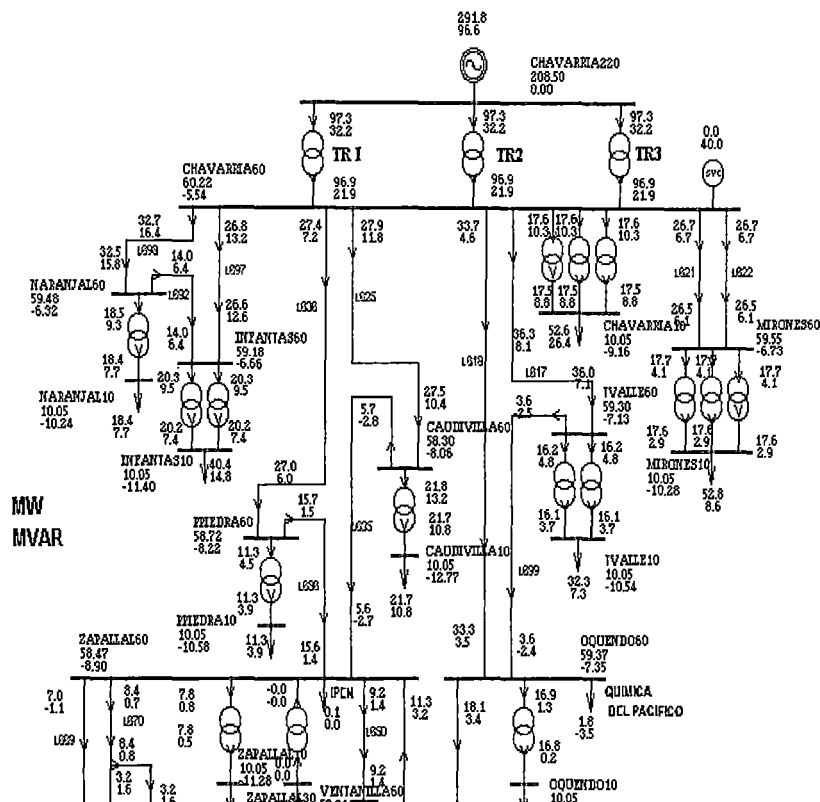
Figura 3.5. Pantalla de Alarmas recibidas en el Centro de Control



Fuente: Sistema SCADA del fabricante TELVENT
 Elaboración: Sistema SCADA del fabricante TELVENT

Lo que sucede es que como se está supervisando una red compleja en la que se tiene un conjunto de veintiocho (28) subestaciones. Una parte de la red que se está supervisando es como la que se muestra en la figura No 3.6.

Figura 3.6. Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión de EDELNOR



Fuente: Area de Operaciones EDELNOR
 Elaboración: Area de Operaciones EDELNOR

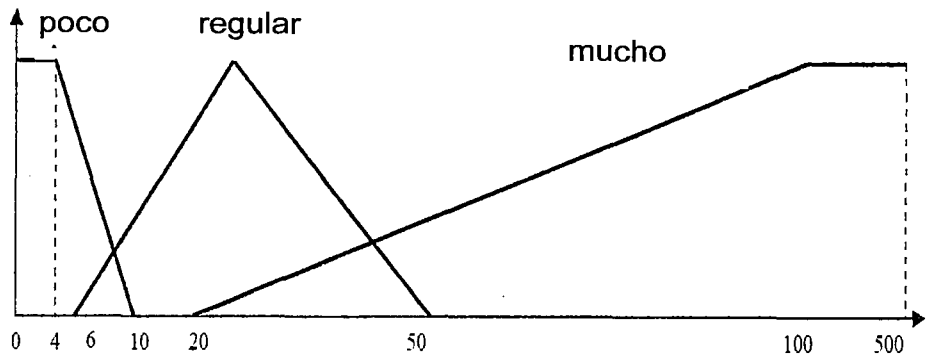
3.2. Funciones de Pertinencia de Variables de Entrada

Del análisis de las alarmas que se reciben en el Centro de Control, se han identificado las funciones de pertinencia que indicamos a continuación.

3.2.1. Cantidad de Alarmas

La cantidad de alarmas que llegan al Centro de Control en un período pueden ser pocas, regular y muchas. Estas alarmas por sí solas no nos pueden determinar si se tiene o no una condición de emergencia en la red. Las curvas de función de pertinencia son las indicadas en la figura No 3.7.

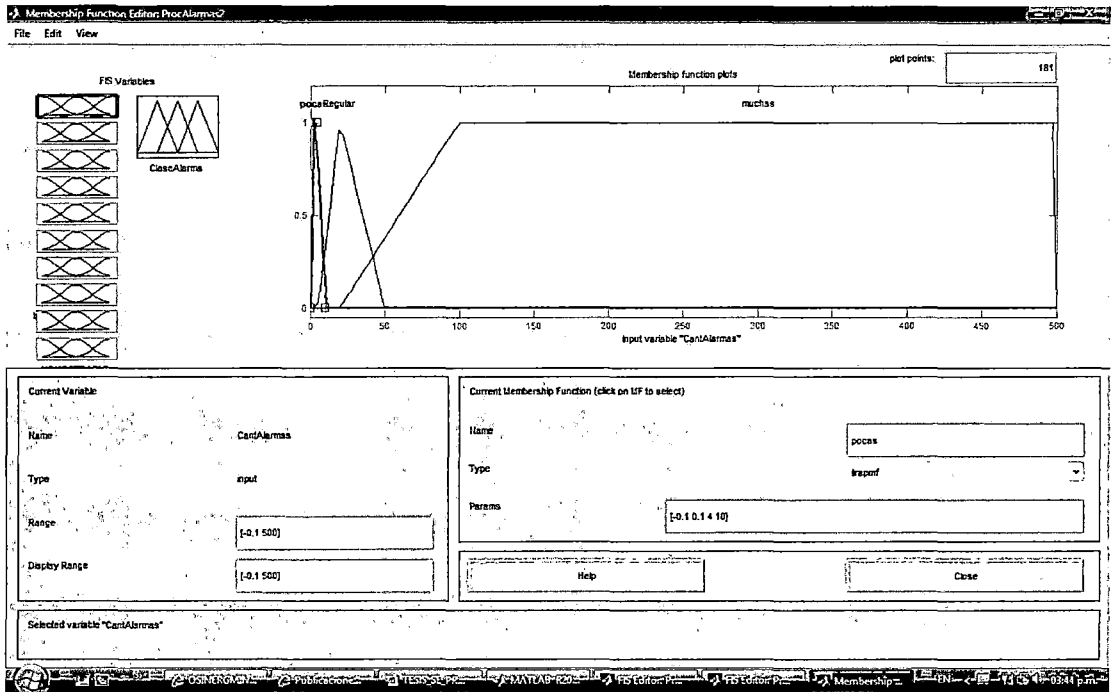
Figura 3.7 Función de Pertinencia Cantidad de Alarmas



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

En Fuzzy Logic Toolbox de Matlab se configura esta variable de acuerdo a lo mostrado en la figura No 3.8.

Figura 3.8. Función de Pertinencia Cantidad de Alarmas – Matlab

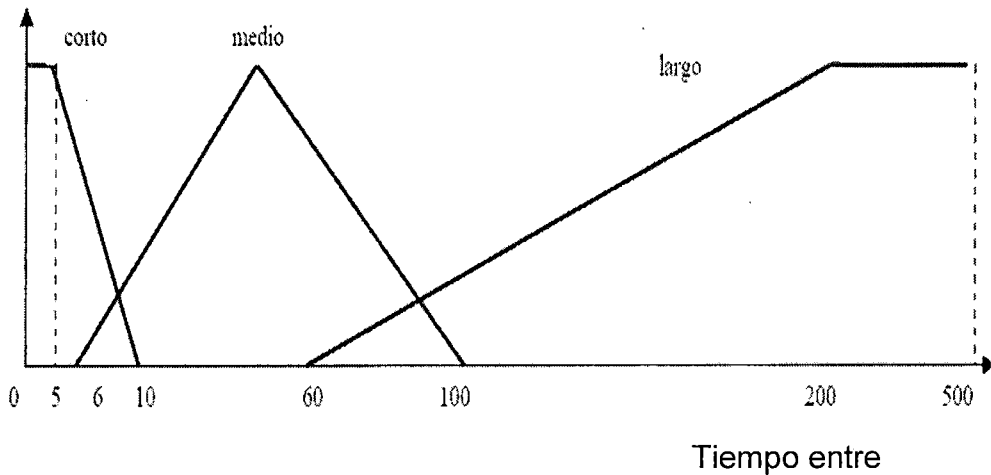


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

3.2.2. Tiempo entre Alarmas

Cada una de las alarmas que llegan al Centro de Control tienen su estampa de tiempo, la misma que ha sido asignada en el momento que se generan en cada instalación por el equipo GPS. El tiempo promedio entre alarmas durante un intervalo puede ser corto, medio o largo. Las funciones de pertenencia se muestran en las figuras No 3.9.

Figura 3.9. Función de Pertenencia Tiempo promedio entre alarmas



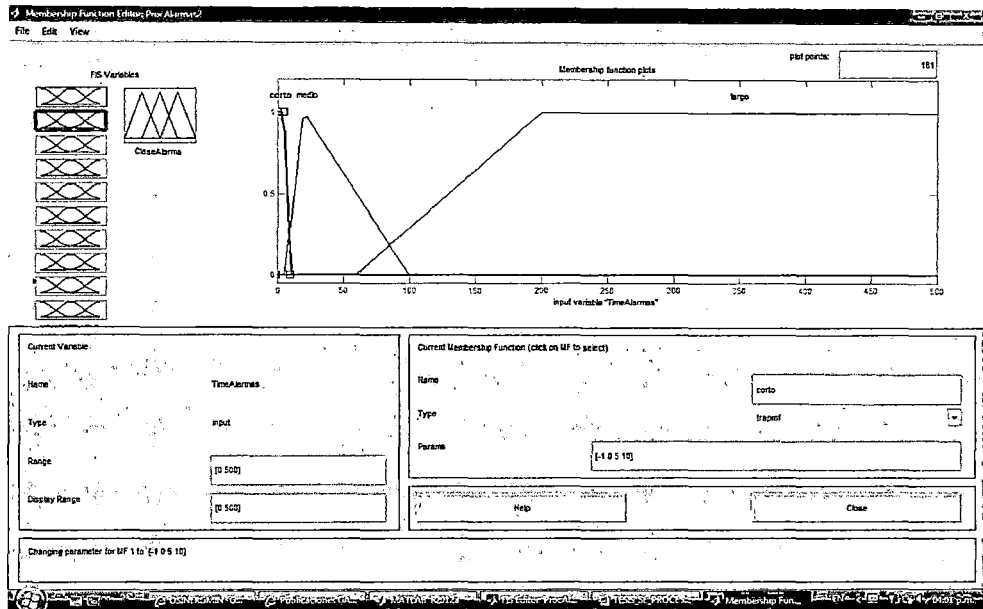
Alarmas

Fuente: Propia

Elaboración: Propia

En Fuzzy Logic Toolbox de Matlab se muestra en la figura No 3.10.

Figura 3.10. Función de Pertenencia Tiempo promedio entre alarmas - Matlab

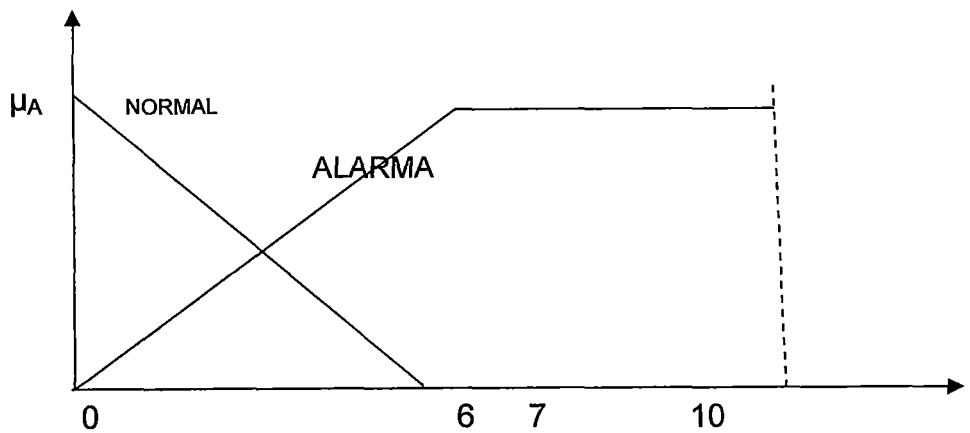


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab Elaboración: Propia

3.2.3. Tipo de Alarmas

En función de la prioridad que tiene cada una de las alarmas que llegan al Centro de Control pueden ser calificadas como una señal que es normal o que realmente la misma está indicando que se ha presentado una alarma de nivel crítico en el sistema eléctrico que se está supervisando.

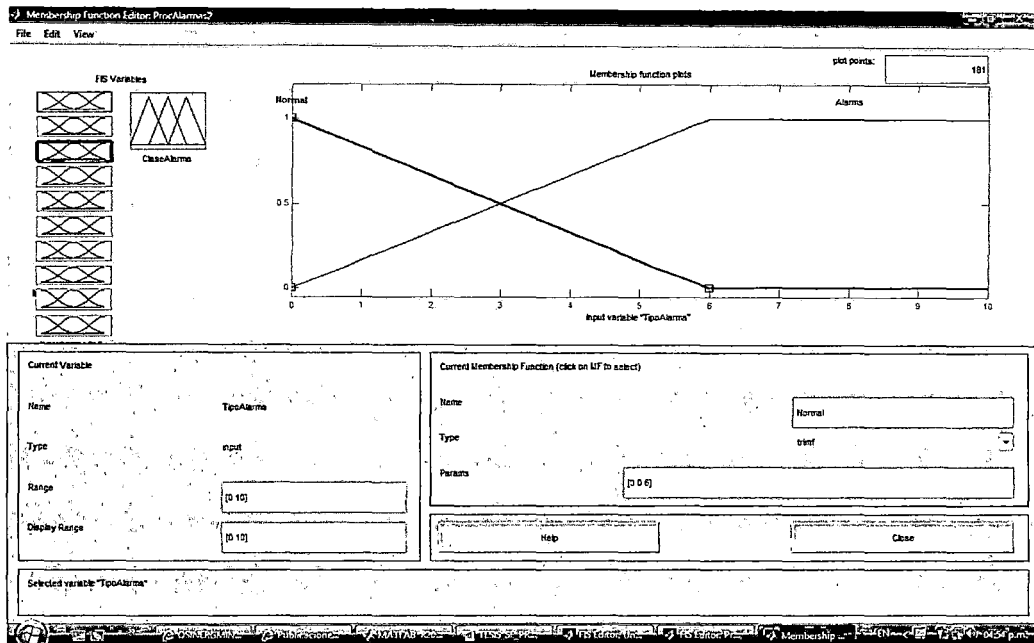
Figura 3.11. Función de Pertenencia Tipo de Alarma



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

En Fuzzy Logic Toolbox de Matlab se configura esta variable de entrada de acuerdo a lo mostrado en la figura No 3.12.

Figura 3.12. Función de Pertenencia Tipo de Alarma - Matlab

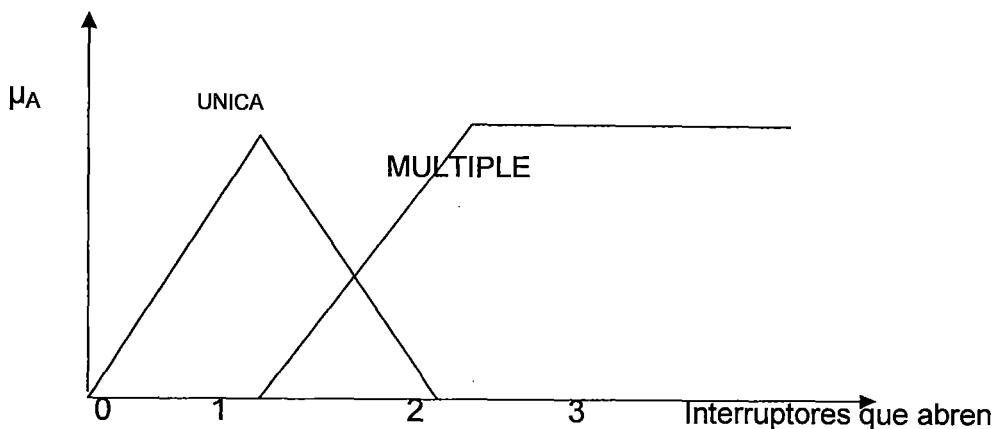


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

3.2.4. Alarma de aperturas múltiples

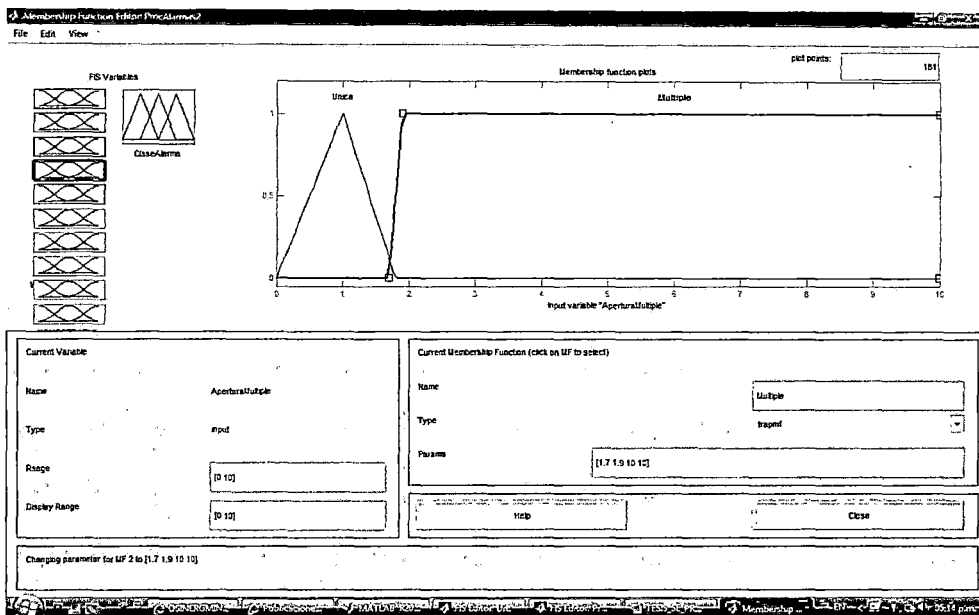
Para algunos eventos la cantidad de alarmas que indican la apertura de interruptores son varias en un período de dos segundos, pero en otros eventos se recibe solo uno. Este primer comportamiento se tiene generalmente cuando se presenta una falla a tierra en un alimentador; abre su interruptor de cabecera y a la vez induce corrientes en otros alimentadores ocasionando que aperturen los alimentadores de cabecera de otros alimentadores.

Figura 3.13. Función de Pertenencia Aperturas Múltiples



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Figura 3.14. Función de Pertenencia Aperturas Múltiples - Matlab

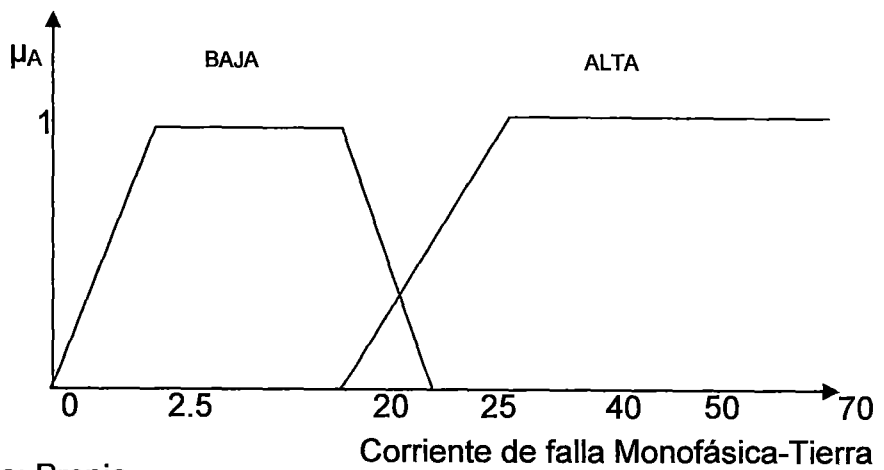


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

3.2.5. *Alarma Cortocircuito Monofásico*

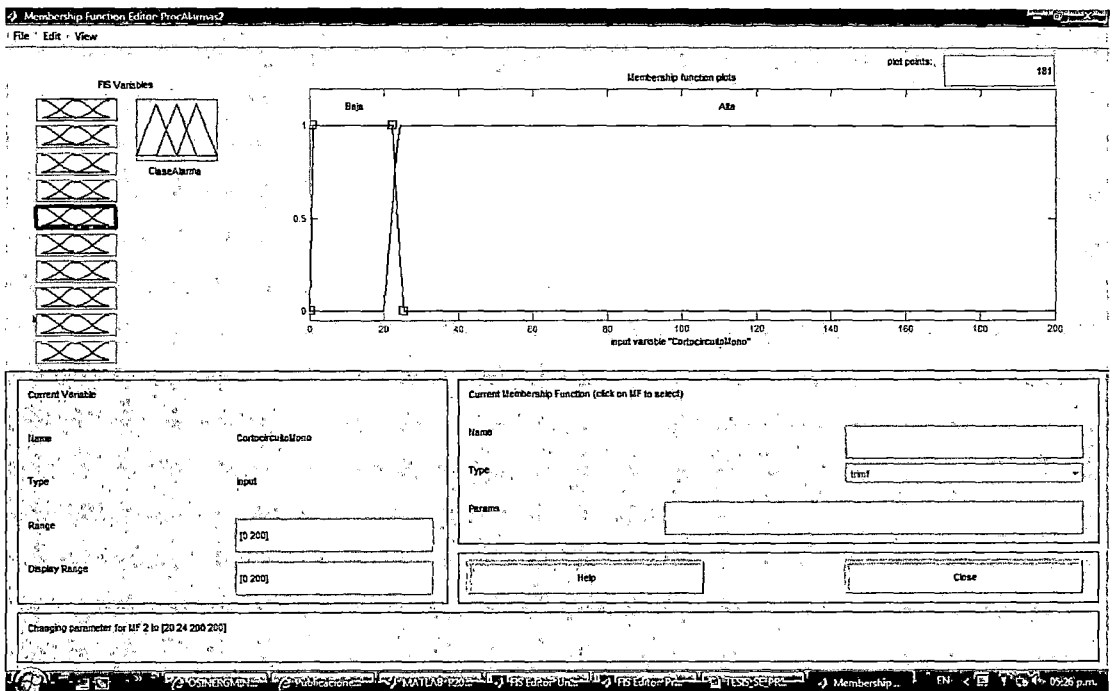
Una perturbación frecuente en las redes de media tensión son las denominadas fallas monofásicas a tierra; dependiendo del lugar en la que ocurre la falla, se tiene que las corrientes de estos eventos se considera baja si es menor a 20 A y se considera alta si esta es mayor a 40 A.

Figura 3.15. Función de Pertenencia Alarma Cortocircuito Monofásico



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Figura 3.16. Función de Pertenencia Alarma Cortocircuito Monofásico - Matlab



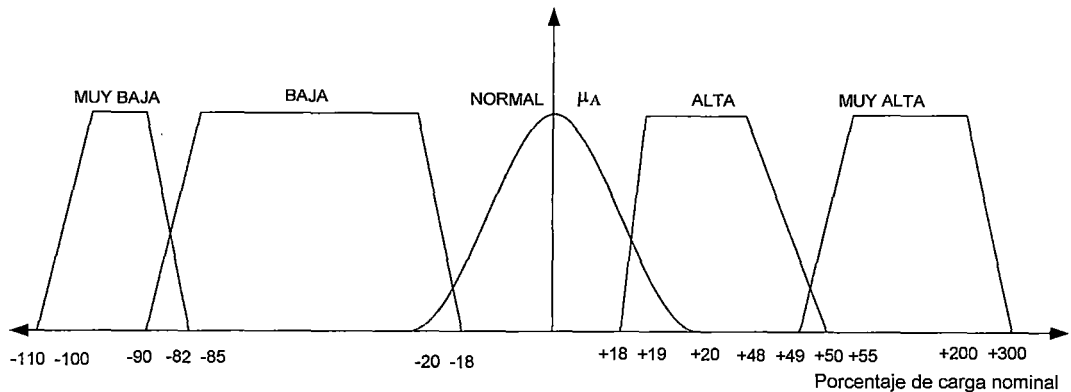
Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

3.2.6. Variación de Corriente

La corriente en un alimentador en estado normal puede variar en ± 20 % del valor nominal; si esta varía en forma imprevista en menos de -18 % y

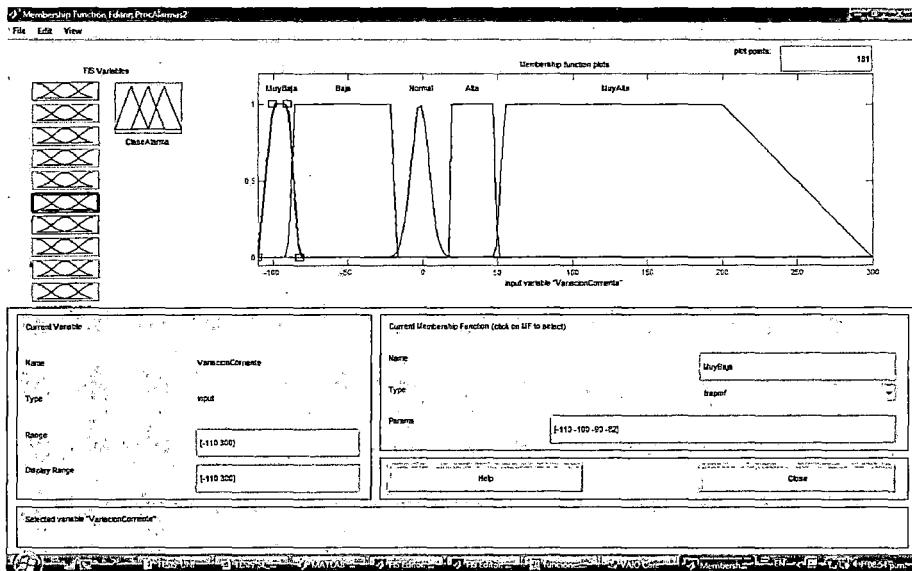
hasta -90 % es una corriente baja, si varía desde -82 % y hasta un -110 % es una corriente muy baja. Si se incrementa desde +18 % y hasta + 50 % es una corriente alta, si se incrementa desde +49 % y hasta 300 % es una corriente muy alta. La función de pertenencia se muestra en las siguientes figuras.

Figura 3.17. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Figura 3.18. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente- Matlab



Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

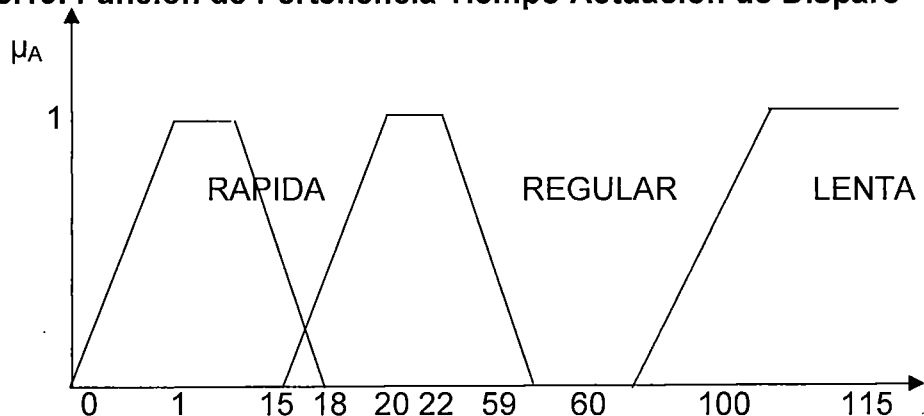
3.2.7. Tiempo Activación para Disparo

Se tienen alarmas que desde que se inician el operador del Centro de Control dispone de dos horas, una hora y quince (15) minutos para solucionarlo; se les denomina de activación lenta, regular y rápida respectivamente. Por ejemplo la alarma de imagen térmica por se activa por el de calentamiento de los transformadores de potencia nos indica que desde que se inicia la alarma, tiene que transcurrir aproximadamente unas dos horas antes de que salga de servicio el equipo, este es el lapso de tiempo que tiene el operador para tomar acciones; esta señal es un tipo de activación lenta.

En función de la sobrecarga a que pueden estar expuestos los diferentes componentes del sistema eléctrico se dispone de una ventana de tiempo para poder tomar acciones correctivas, cuanto más alta es la sobrecarga, esta ventana, es mucho más corta.

En el sistema experto SEBAS se modela este comportamiento con las funciones de pertenencia rápida, regular y lenta mostradas en la figura No 3.19.

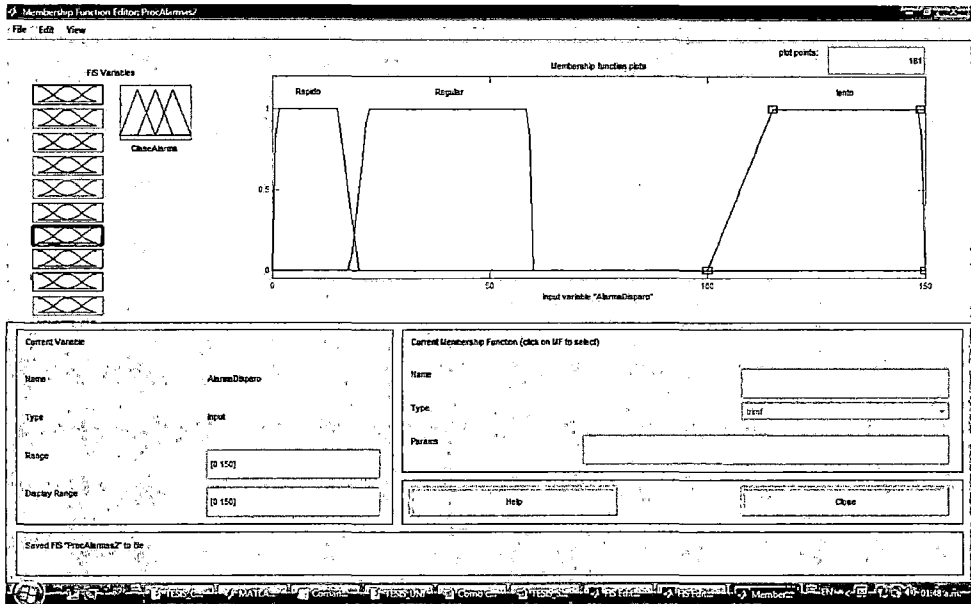
Figura 3.19. Función de Pertenencia Tiempo Actuación de Disparo



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Tiempo transcurrido desde la recepción de señal en el CC

Figura 3.20. Función de Pertenencia Alarma Variación de Corriente- Matlab

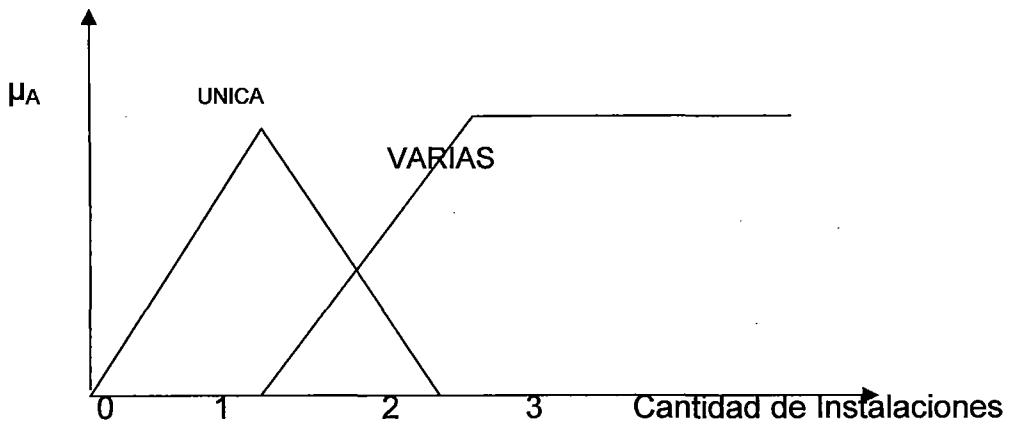


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
 Elaboración: Propia

3.2.8. Alarmas de Instalaciones

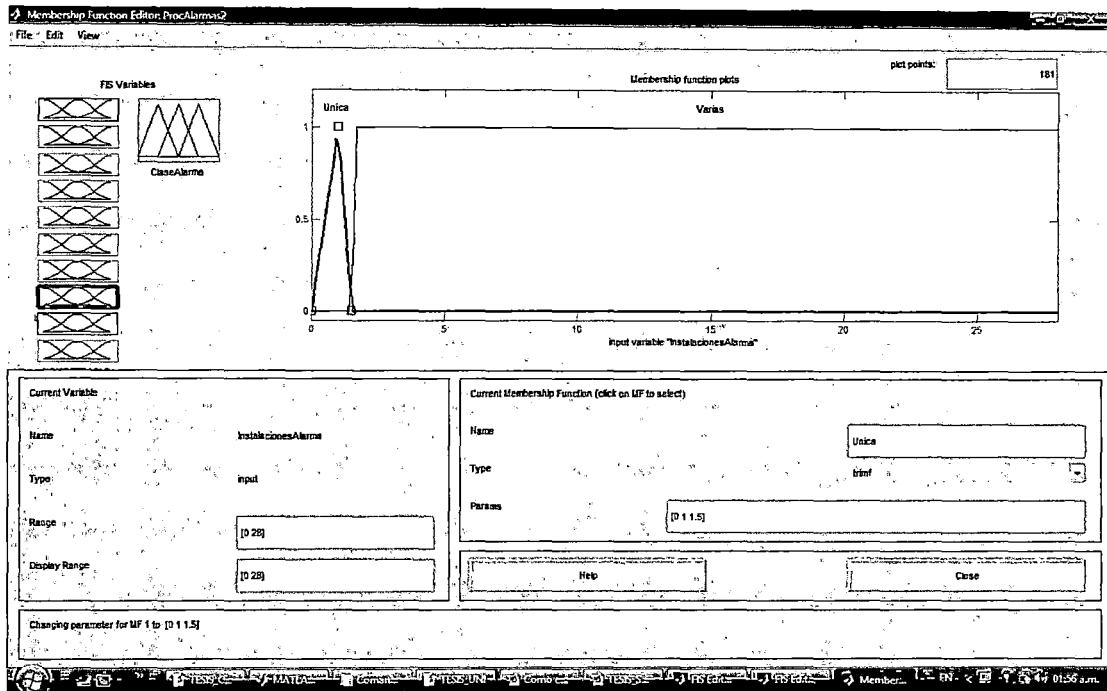
Durante un período de análisis, las alarmas pueden llegar de una misma instalación o de varias instalaciones.

Figura 3.21. Función de Pertenencia Alarmas de Instalaciones



Fuente: Propia
 Elaboración: Propia

Figura 3.22 Función de Pertenencia Alarmas de Instalaciones - Matlab



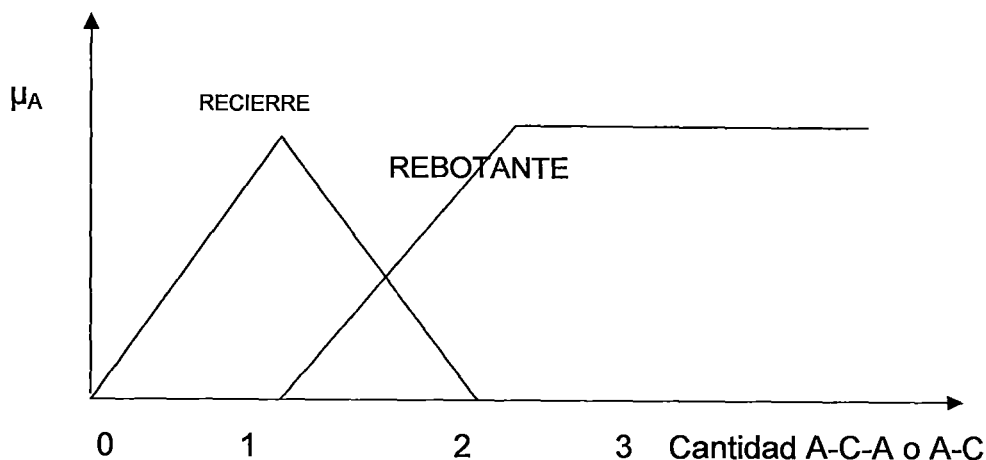
Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab

Elaboración: Propia

3.2.9. Alarma Rebotante

Las alarmas de algunos equipos de maniobra efectúan recierre. Si efectúan el ciclo apertura - cierre – apertura es un recierre no exitoso y si realizan el ciclo apertura-cierre es un recierre exitoso. Si se reciben alarmas con los ciclos apertura - cierre – apertura más de una vez, entonces es una señal rebotante.

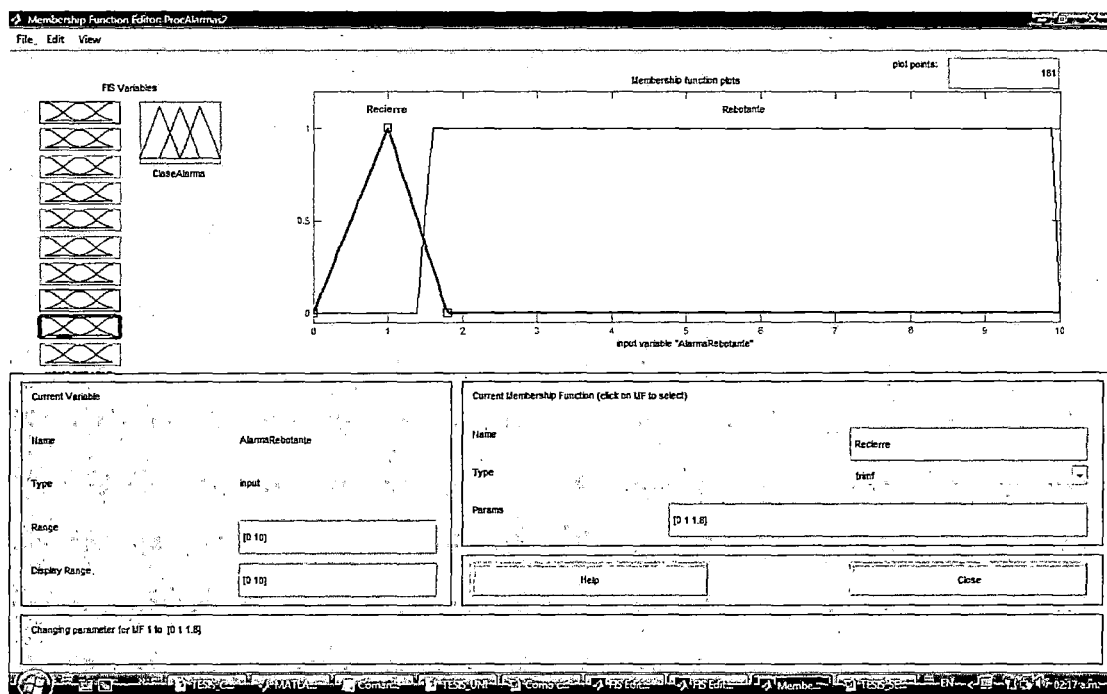
Figura 3.23 Función de Pertenencia Alarma Rebotante



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Las señales de recierre es útil mostrar al operador, mientras que las señales rebotantes no es necesario mostrarle porque envían información de poca utilidad durante la operación en tiempo real del sistema eléctrico.

Figura 3.24 Función de Pertenencia Alarma Rebotante - Matlab

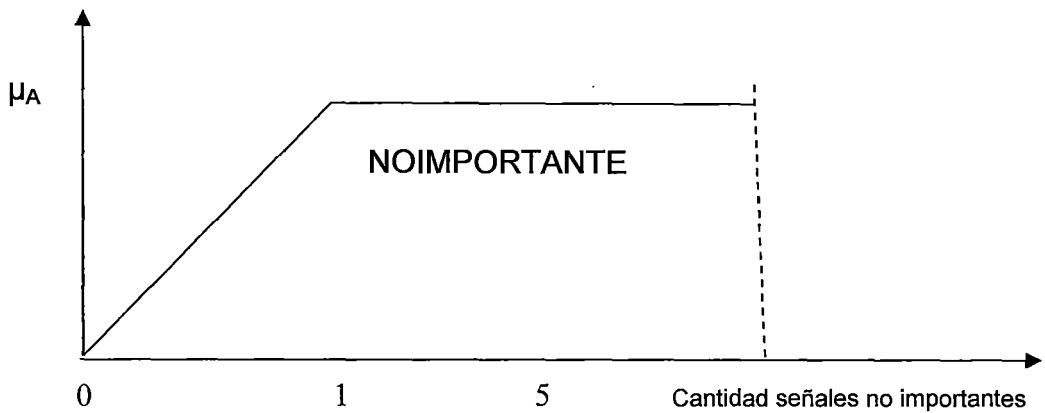


Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab
Elaboración: Propia

3.2.10. Alarma Textos no importante

En los sistemas en tiempo real, se generan una serie de alarmas que son importantes para el analista de sistemas, pero dejan de tenerla para el Operador del Centro de Control. Estas alarmas son por ejemplo el overflow de algunos componentes, algunas señales que en algunas veces salen en forma imprevista cuando se instalan nuevas UTR's, información del estado del sistema, etc. Estas alarmas no deben de ser mostradas en la pantalla en tiempo real.

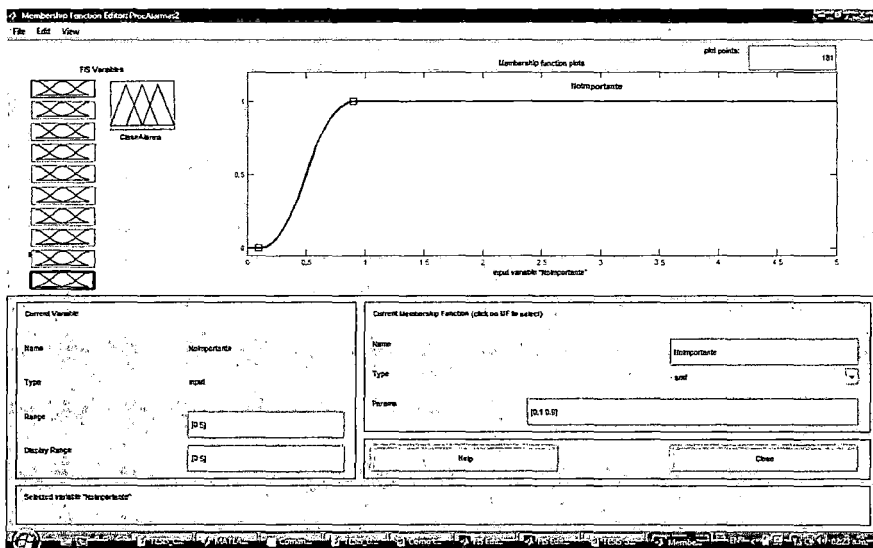
Figura 3.25 Función de Pertenencia Alarma Texto no importante



Fuente: Propia

Elaboración: Propia

Figura 3.26 Función de Pertenencia Alarma Texto no importante



Fuente: FuzzyLogic Toolbox de Matlab

Elaboración: Propia

3.3. Desarrollo del Prototipo de Sistema

3.3.1. Estructura del Sistema Experto

Teniendo en cuenta los recursos la arquitectura del sistema SCADA y los recursos disponibles, en la figura No 3.27 se muestra el sistema completo desde la recepción de señales en campo hasta su procesamiento en el sistema experto.

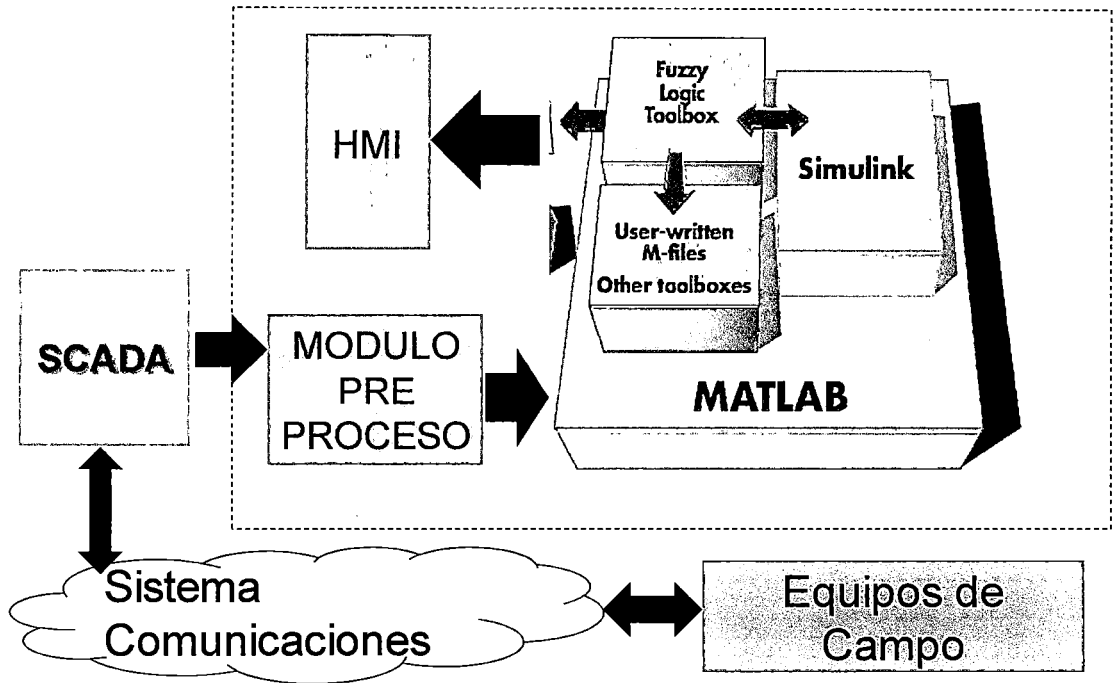
3.3.2. Software

Se ha seleccionado la plataforma de programa MATLAB y como el motor de inferencia del prototipo se empleará el componente Fuzzy Logic Toolbox del MATLAB. Este software fue seleccionado debido a su flexibilidad, programación relativamente simple y las facilidades que tiene en su interface gráfica del usuario (GUI) que hacen que el diseño sea fácil de realizarlo.

Otras características del sistema experto son las siguientes:

- Método de inferencia y composición: Mamdani
- Método de defusificación: centroide
- Cantidad de variables de entrada: 10
- Cantidad de variables de salida: 1
- Cantidad de reglas: 36

Figura 3.27 Estructura del sistema experto difuso SEBAS



Fuente: Propia
Elaboración: Propia

3.3.3. Reglas

Se ha identificado treinta y seis (36) reglas, las cuales se muestran en la siguiente tabla No 3.1.

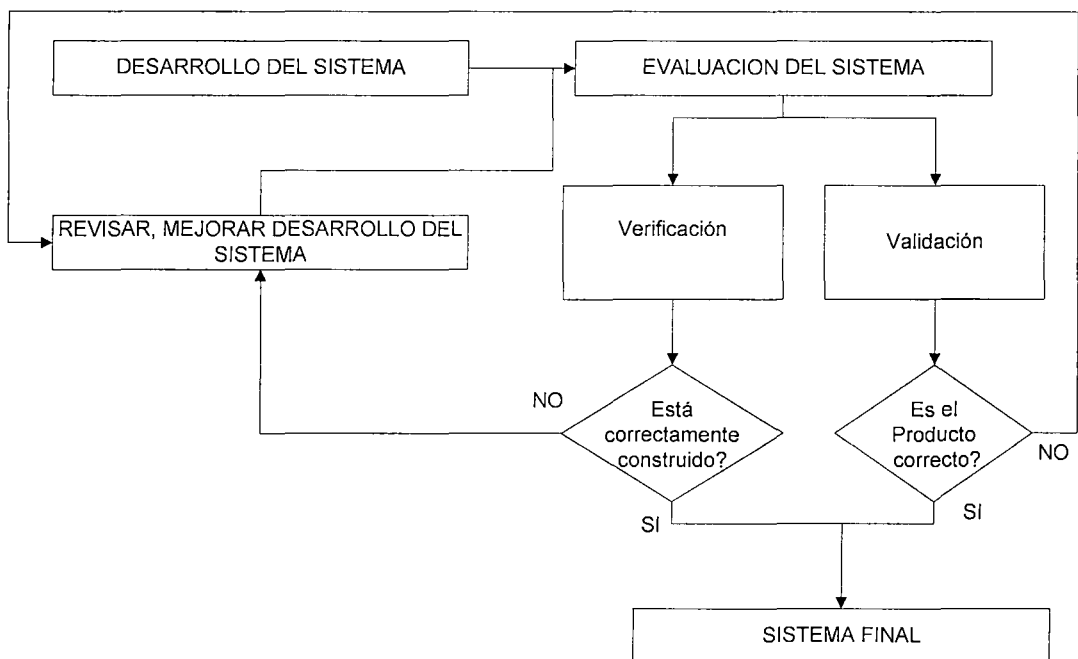
Numero de regla		VARIABLES DE ENTRADA																								VARIABLE DE SALIDA		COMENTARIOS																	
		Cantidad de Alarmas		AND	OR	Tiempo entre alarmas			AND	OR	Tipo de alarma	AND	OR	Apertura Múltiple		AND	OR	Cortocircuito Monofásico		AND	OR	Variación de Corriente			AND	OR	Tiempo Activación Disparo			AND	OR	Instalaciones		AND	OR	Rebotante	AND	OR	No importante		CLASE ALARMA				
		Poca	Regular			Muchas	Corto	Medio						Largo	Normal			Alarma	Unica			Múltiple	Unica	Múltiple			MuyBaja		Baja			Normal	Alta						MuyAlta	Rápida	Regular	Lento	Unica	Varias	Recierre
1	2			X	X	X		X																																↓	X				
1	3	X			X	X		X																																	↓	X			
1	4			X	X	X		X																																	↓	X			
1	5	X			X	X		X																																		↓	X		
1	6		X		X		X	X		X																																↓	X		
1	7			X	X		X	X		X																																↓	X		
1	8	X			X		X	X		X																																↓		X	
1	9		X		X		X	X		X																																	↓	X	
2				X	X		X	X		X																																	↓	X	

3.4. Evaluación del Sistema Experto

El sistema experto desarrollado necesita ser probado para asegurar que su funcionamiento está de acuerdo al objetivo del mismo. Las decisiones que han de tomarse para la evaluación son en que se probará, cómo se probará y cuándo se efectuarán las pruebas.

La evaluación se refiere a la valoración o medida de las características cuantitativas y cualitativas del sistema experto difuso y su comparación con los valores esperados. Comprende a las etapas de verificación y de validación mostradas en la figura No 3.28.

Figura 3.28. Proceso de Evaluación del Sistema Experto



Fuente: [39] Peña Ayala Alejandro (2006).

Elaboración: Propia

3.4.1. Verificación del sistema

En esta etapa se verifica las propiedades bien definidas del sistema experto difuso teniendo en cuenta las especificaciones del mismo.

Esta etapa se realiza en paralelo a la adquisición del conocimiento, en la programación de la regla proporcionada por el experto. Se interactúa al

grupo de reglas con un conjunto de alarmas seleccionadas durante la construcción del sistema experto difuso.

Esta etapa de verificación permite comprobar la funcionalidad de las reglas y las posibles interacciones no esperadas entre las distintas reglas.

3.4.2. Validación del sistema

El sistema experto modela la decisión de un experto humano. Si ha sido diseñado correctamente entonces tanto los resultados del sistema como la forma en la que razona deben ser los mismos que se obtendría con el experto humano. Por este motivo en la validación del sistema, se comprueba si Sistema experto se corresponde con el sistema que se supone representa.

Para esta prueba, la información del problema se introduce al sistema experto y el resultado del sistema se compara con resultados que se tiene con una persona al que denominaremos "evaluador."

Los factores que se tuvo en cuenta al diseñar la prueba para validar los resultados del sistema experto desarrollado son la selección del criterio de la prueba y la selección de los casos de prueba.

Selección del Criterio de Prueba

La [50] norma EEMUA - Equipo de Ingeniería y la Asociación de Usuarios de Materiales – publicó por primera vez la norma 191 el año 1999 (actualmente está vigente la versión del 2007). Es la norma aceptada a escala mundial y la guía principal para una buena práctica en la gestión de alarmas. Esta norma proporciona una orientación general acerca del diseño, gestión y adquisición de un sistema eficaz de alarmas. De acuerdo a esta norma, el operador del Centro de Control puede tratar eficazmente una alarma cada diez minutos; una alarma cada cinco minutos o 300 alarmas al día todavía se considera manejable.

Tabla 3-2. Criterios de Operación en Estado Estable

Tasa de alarmas de largo plazo en ambiente de operación estable	Aceptabilidad
Más de 1 por minuto	Muy probable que sea inaceptable
Uno cada 2 minutos	Podría ser demasiado exigente
Uno cada 5 minutos	Manejable
Menos de 1 cada 10 minutos	Probable que sea aceptable

Fuente: [50] EEMUA – Publicación 191 (2007)

Elaboración: [50] EEMUA – Publicación 191 (2007)

Para un análisis más amplio, emplearemos los valores de referencia de las métricas recomendadas por la EEMUA 191 mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 3-3. Métricas de Performance de Alarmas según EEMUA 191

Métrica	Valor de referencia
Tasa media de alarmas en condiciones normales	< 1 por cada 10 minutos
Alarmas cada 10 minutos luego que la planta está en estado "molesto".	< 10
Tasa promedio de alarmas	120 por día
Tasa máxima de alarmas por hora	15

Fuente: [50] EEMUA – Publicación 191 (2007)

Elaboración: [50] EEMUA – Publicación 191 (2007)

También es conveniente mencionar que según la norma ISA-18.2, se tiene las siguientes métricas basados en datos de al menos 30 días.

Tabla 3-4. Métricas de Performance de Alarmas ISA 18.2

Métrica	Valor de referencia	
Alarmas anunciadas por tiempo	Muy probable de ser aceptada	Máximo manejable
Alarmas anunciadas por día por puesto de operación	~ 150 alarmas por día	~ 300 alarmas por día
Alarmas anunciadas por hora por puesto de operación	~ 6 (promedio)	~ 12 (promedio)
Alarmas anunciadas por minuto por puesto de operación	~ 1 (promedio)	~ 2 (promedio)
Porcentaje de períodos de 10 minutos que contengan más de 10 alarmas	< 1 %	15

Fuente: [1] ANSI/ISA ISA18.00.02-(2009)

Elaboración: [1] ANSI/ISA ISA18.00.02-(2009)

El criterio de prueba será la cantidad de alarmas que se presenta al operador en periodos de 10 minutos, por día y la máxima en 10 minutos sin que esté operando el sistema experto y cuando está en funcionamiento este sistema y comparar ambos resultados con la exigencia de la norma EEMUA 191 que es la norma más aceptada a nivel mundial para el tratamiento de alarmas.

Casos de la Prueba

Los casos de prueba serán casos reales, la fuente de datos es el SCADA de EDELNOR. Son todas las alarmas generadas en el sistema SCADA durante el período de estudio (desde noviembre 2011 hasta febrero 2012). Es decir que serán todas las alarmas que han generado las veintiocho (28) subestaciones supervisadas.

El formato de las alarmas que serán la entrada al sistema experto difuso es el que se muestra en la figura No 3.29.

Figura 3.29 - Alarmas de entrada para los casos de prueba

```
alarmascmx2_apr_2012 - Notepad
File Edit Format View Help
02/04/12 03:20:46.035 valor = 0 AMP (estado CAIDA A CERO): @SUPE1: SUPE SU05 AMP: (SUALISU05AMP/analog)
02/04/12 03:20:46.035 valor = -5.00611 AMP (estado FALLO INS BAJA): @SUPE1: SUPE BARRA1 20 KV: (SUBAR1020KV/analog)
02/04/12 03:20:46.035 valor = 10.9584 KV (estado FALLO INS ALTA): @SUPE1: SUPE BARRA2 10 KV: (SUBAR2010KV/analog)
02/04/12 03:20:46.035 valor = 0.00859139 KV (estado SEV INFERIOR): @SUPE1: SUPE BARRA2 66 KV: (SUBAR2066KV/analog)
02/04/12 03:20:46.035 valor = 0.014319 KV (estado SEV INFERIOR): @SUPE1: SUPE BARRA1 66 KV: (SUBAR1066KV/analog)
02/04/12 03:20:46.035 Primary comunicaciones restauradas en c_supe: @SUPE1: Remota SUPE1: (SUPE1/remote)
02/04/12 03:20:46.035 comunicaciones con c_supe restauradas - normal: @SUPE1: Remota SUPE1: (SUPE1/remote)
02/04/12 03:20:50.225 outstation/slave buffer overflow condition: @CHILLON: Remota Set Chillon: (CHILLON/remote)
02/04/12 03:20:51.215 valor = ABIERTO (estado anormal): @HUARAL: HUARAL HLO7 PASO 2 INT: (HRLALHLO7P2INT/status)
02/04/12 03:20:51.215 valor = 10.3816 KV (estado ALTA): @HUARAL: HUARAL BARRA2 10 KV: (HRLBAR2010KV/analog)
02/04/12 03:20:51.295 outstation/slave buffer overflow condition: @CHILLON: Remota Set Chillon: (CHILLON/remote)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 2016 SEC B2: (CHILIN2016SECB2/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 2017 SEC B1: (CHILIN2017SECB1/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 2017 SEC T: (CHILIN2017SECT/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 6554 AL4: (CHILIN6554AL4/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 6555 AL4: (CHILIN6555AL4/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON TRAF01 220 SEC B2: (CHITRA1220SECB2/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON TRAF01 60 SEC B1: (CHITRA1060SECB1/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ABIERTO (estado anormal): @CHILLON: CHILLON TRAF02 60 SEC B2: (CHITRA2060SECB2/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON PANEL COMUNICACIONES SDA: (CHISSAA-COM/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 20AA FALLO BCU: (CHILIN20AABCU/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON LINEA 6YY FALLO BCU: (CHILIN06YYBCU/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON TRAF2 60 FALLO BCU: (CHITRF2060BCU/status)
02/04/12 03:20:50.665 valor = ALARMA (estado anormal): @CHILLON: CHILLON TRAF2 22,9 FALLO BCU: (CHITRF2022BCU/status)
02/04/12 03:20:51.215 Primary comunicaciones restauradas en c_huaral: @HUARAL: HUARAL: (HUARAL/remote)
02/04/12 03:20:51.215 comunicaciones con c_huaral restauradas - normal: @HUARAL: HUARAL: (HUARAL/remote)
02/04/12 03:20:51.215 Primary comunicaciones restauradas en c_chillon: @CHILLON: Remota Set Chillon: (CHILLON/remote)
02/04/12 03:20:51.215 comunicaciones con c_chillon restauradas - normal: @CHILLON: Remota Set Chillon: (CHILLON/remote)
```

Fuente: Sistema SCADA-TELVENT de EDELNOR

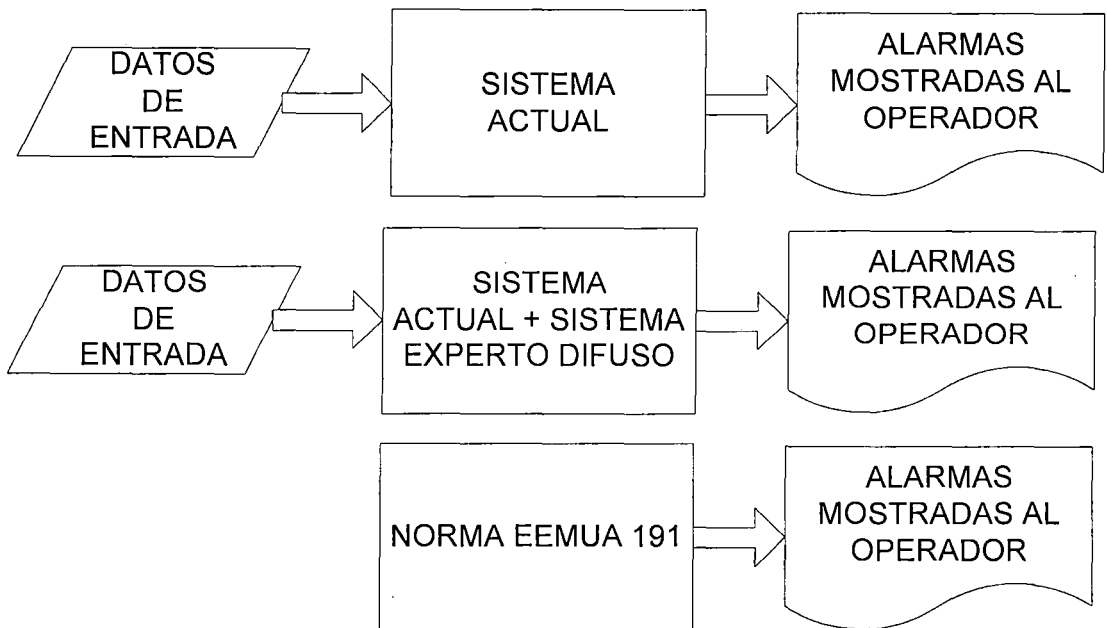
Elaboración: idem

En la etapa de verificación solo se empleará un conjunto de alarmas reales para probar la funcionalidad de las reglas y las posibles interacciones no esperadas entre ellas.

En la etapa de validación se empleará como señales de entrada al sistema experto difuso la totalidad de las alarmas en el período de estudio, esta validación se efectuará con los datos mensuales.

Para medir la eficiencia del sistema experto en la validación se comparará las señales mostradas al operador del Centro de Control sin el sistema experto y con el sistema experto y adicionalmente se comparará con las cantidades recomendadas por la norma EEMUA 191. Lo anterior se muestra en forma gráfica en la Figura No 3.30.

Figura No 3.30 Comparación de alarmas mostradas al operador - Validación



Fuente: Propia

Elaboración: Propia

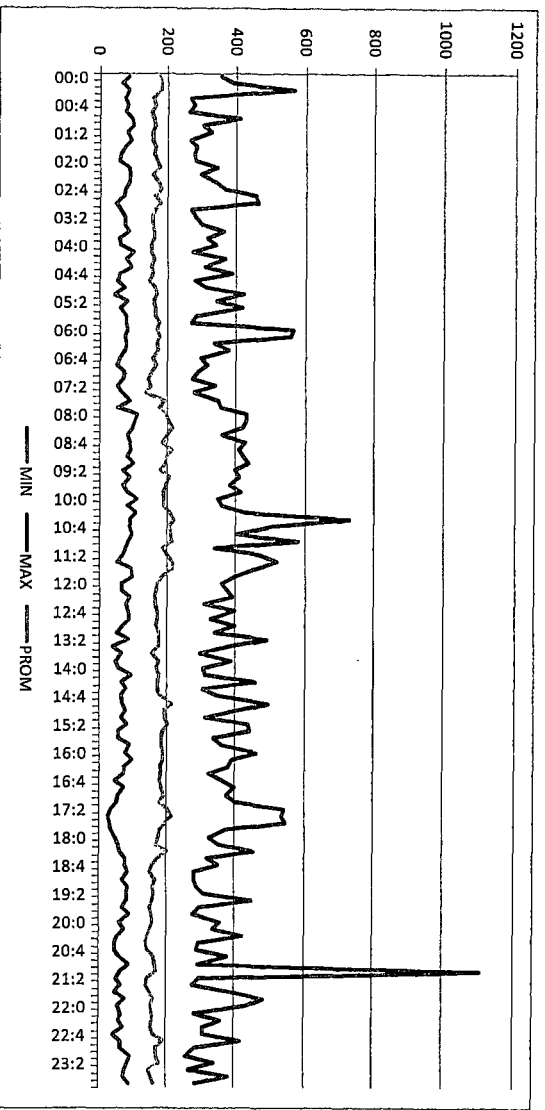
Alarmas mostradas al operador con el sistema actual

Con el sistema actual, sin el sistema experto difuso, la cantidad total de alarmas mostradas a los operadores en los meses de noviembre 2011 a marzo del 2012 es el indicado a continuación.

- Mes de noviembre 2011 754 500 alarmas
- Mes de diciembre 2011 770 024 alarmas
- Mes de Enero 2012 1 033 823 alarmas
- Mes de Febrero 2012 698 156 alarmas

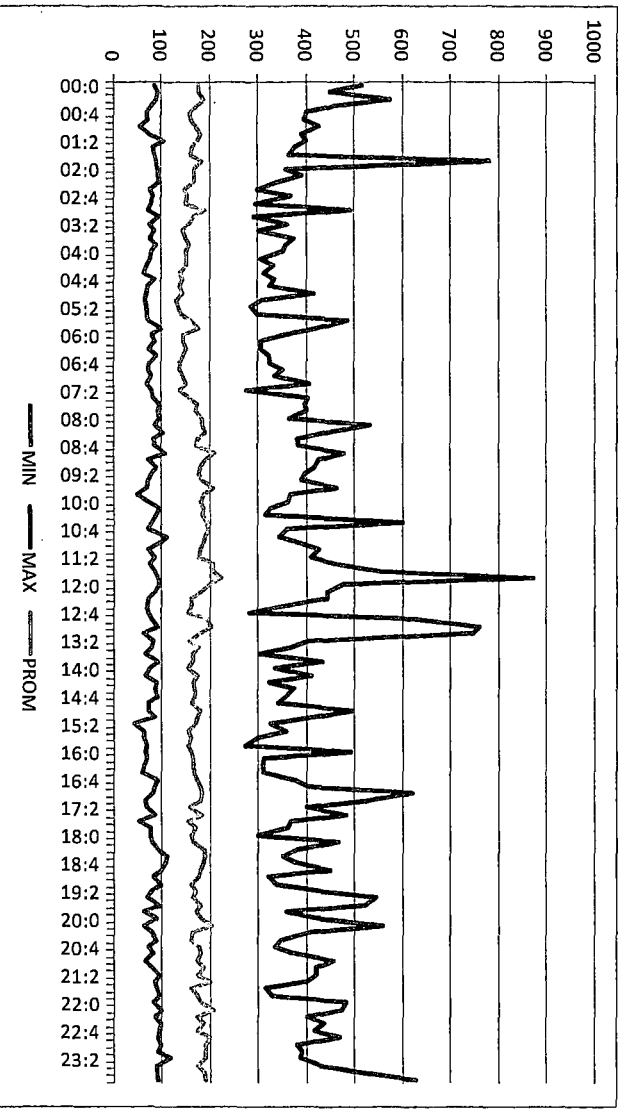
La cantidad mínimo, promedio y máximo de alarmas en intervalos de diez (10) minutos para los meses de noviembre 2011, diciembre 2011, enero 2012, y febrero 2012 se muestra en las figuras No 3.31 al 3.34.

Figura 3.31 Cantidades de alarmas recibidas – Noviembre 2011



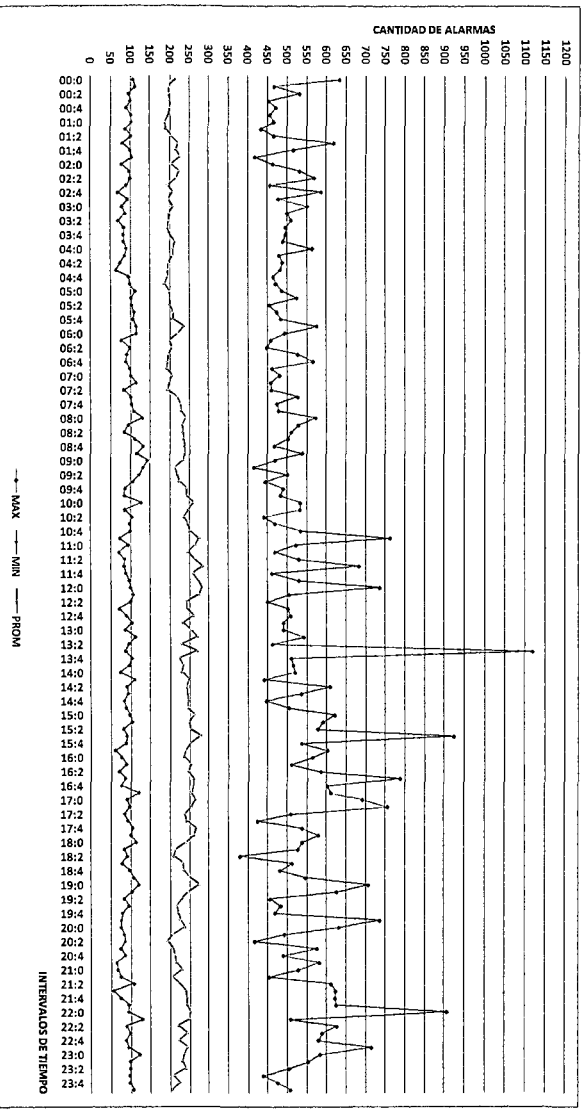
Fuente: Sistema SCADA de EDELNOR
Elaboración: propia

Figura 3.32 Cantidades de alarmas recibidas – Diciembre 2011



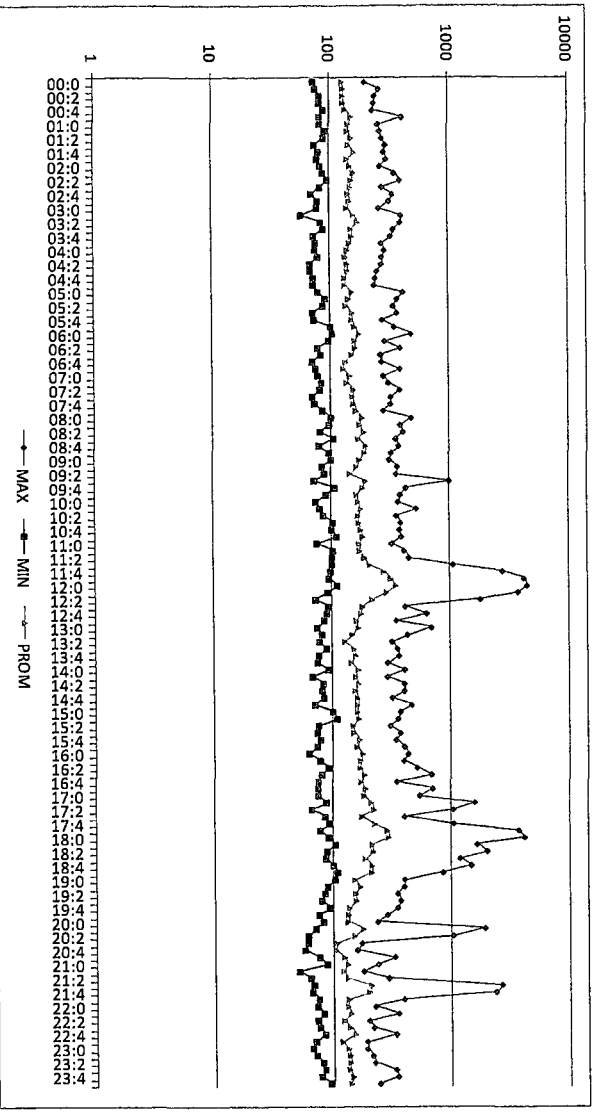
Fuente: Sistema SCADA de EDELNOR
Elaboración propia

Figura 3.33 Cantidades de alarmas recibidas – Enero 2012



Fuente: Sistema SCADA de EDELNOR
Elaboración: propia

Figura 3.34 Cantidades de alarmas recibidas – Febrero 2012



Fuente: Sistema SCADA de EDELNOR
Elaboración: propia

Alarmas con el sistema actual incorporando el sistema experto difuso

Luego de evaluar las señales de los meses de noviembre 2011 a febrero del 2012 con el sistema actual y el sistema experto difuso, en la tabla No 3.5 se muestra los resultados obtenidos. Se compara la cantidad de alarmas mostradas al operador con el sistema actual, con el sistema actual más el sistema experto difuso y con las recomendaciones de la norma EEMUA 191.

Tabla 3-5. Métricas de Performance – Pruebas de Validación

Métrica	Sistema Actual	Sistema Actual + Sistema Experto	Valor de referencia Norma EEMUA 191(2007)
Tasa media de alarmas en condiciones normales	175	< 3	< 1 por cada 10 minutos
Alarmas cada 10 minutos luego que la planta está en estado "alerta".	1108	< 15	< 10
Tasa promedio de alarmas	25150	150	120 por día
Tasa máxima de alarmas por hora	1808	26	15

Fuente: Propia
Elaboración: Propia

Estos resultados obtenidos nos muestra los impactos positivos que tienen este sistema experto en el Centro de Control de EDELNOR y lo cercano de que se está para cumplir con los métricas de referencia recomendado por las norma internacional EEMUA 191 (2007).

CAPÍTULO IV

PROPUESTAS, IMPACTOS, LIMITACIONES Y CONTRIBUCION

4.1. Propuestas Específicas para EDELNOR

- Implantar un sistema experto difuso para el procesamiento de señales en su Centro de Control, lo cual tendrá beneficios tanto en mejorar la dirección de las maniobras como en el mejoramiento del clima laboral en el personal de operadores debido a que estarán sometidos a menos estrés.
- Efectuar las gestiones ante los organismos reguladores para que inversiones en productos basados en sistemas expertos sean reconocidos por la tarifa eléctrica, lo cual beneficiará tanto la empresa como a los clientes a quienes se suministra energía eléctrica.
- Desarrollar un sistema de administración de alarmas que cumpla con lo recomendado por la norma ISA RP 18.02 relativo al ciclo de vida de la administración de alarmas.
- Continuar el desarrollo de sistemas expertos en otras las áreas comercial, ingeniería, mantenimiento y operaciones de la empresa.

4.2. Impactos de la implantación del sistema experto

Para el caso de EDELNOR la implantación de un sistema experto basado en lógica difusa tendrá los siguientes impactos:

4.2.1. Impactos Técnicos y Económicos

- Incremento en la confiabilidad del servicio eléctrico; debido a que al tener una mejor supervisión del sistema eléctrico las posibilidades de tener una situación de emergencia por error del operador del Centro de Control disminuyen sustancialmente.

- Menor pago de compensación por interrupciones; esto porque como el tiempo que se demorará el operador que supervisa la red será menor con un sistema experto, la duración de las interrupciones será menor por lo que el pago de compensaciones por duración de interrupciones será menor..

- Disminución del tiempo promedio de interrupción a clientes esto porque como el tiempo que se demorará el operador en normalizar la red luego de una interrupción será menor con el sistema experto propuesto.

4.2.2. Impactos Operativos:

- Mejora la rapidez en el análisis de perturbaciones de la red, esto porque el operador del Centro de Control con el sistema experto tendrá en menor tiempo las alarmas necesarias para efectuar el análisis; el operador está liberado de la tarea de buscar dentro de un gran conjunto de alarmas a aquellas que son de utilidad para efectuar el análisis.

- Mejora la toma de decisiones en el control y operación del sistema eléctrico; al tener mejor información, el personal que controla la red eléctrica podrá tomar mejores decisiones.

4.2.3. Impacto en la seguridad y clima laboral:

- Se incrementa el nivel de seguridad de las instalaciones porque el operador está supervisando con mejor información el estado de la red, lo cual evitará que existan equipos e instalaciones funcionando en condiciones peligrosas. Detectará el estado de la red eléctrica cuando esta se encuentra en estado de alerta y no cuando está en un estado de emergencia.

- Mejora del clima laboral en el Centro de Control porque al liberar a los operadores de las tareas repetitivas y tediosas, les causa menor estrés en un trabajo de tanta responsabilidad y presión como es el de controlar el estado de la red.

4.3. Limitaciones

En la realización de este trabajo se han presentado limitaciones propias de una investigación de este tipo, siendo las principales:

- Al ser un área muy especializada se ha apreciado que existen muy pocos expertos en el campo de dirección de maniobras en sistemas eléctricos en el país.
- No se tienen estadísticas sobre el uso de los sistemas expertos en el Perú.
- Para la revisión en el tema regulatorio se han tenido en cuenta los dispositivos legales vigentes hasta el mes de marzo 2012, por lo que documentos que fueron emitidos posterior a esa fecha no han sido tomadas en consideración.

4.4. Contribución

- Se ha presentado una propuesta alternativa factible, empleando sistemas expertos difusos, para que las empresas de servicios eléctricos del país puedan operar desde su Centro de Control con mayor seguridad dado que los operadores tendrán disponible las alarmas necesarias para determinar el estado de la red supervisada y no un conjunto de alarmas que lejos de ayudarles les confunde.
- Se ha logrado identificar que sin un sistema inteligente es bastante difícil que los sistemas de alarmas que se reciben el Centro de Control de una empresa de distribución cumplan con los requerimientos de las normas técnicas internacionales sobre la administración de alarmas.
- Se ha desarrollado una propuesta de procesamiento de alarmas que puede extenderse a otras empresas diferentes al de la industria eléctrica como puede ser la industria de bebidas, la industria metalúrgica, la industria minera y cualquier otra que tenga sus sistemas de producción telecontrolados.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.5. CONCLUSIONES

A continuación presentamos las conclusiones que se proponen luego del desarrollo del presente trabajo de investigación.

1. Se demostró que un sistema experto de procesamiento de alarmas basado en lógica difusa tiene impactos positivos en la dirección y control del sistema eléctrico a los operadores del Centro de Control la empresa EDELNOR desde el punto de vista técnico, económico, operaciones, seguridad y de clima laboral.
2. Se verificó el sistema experto basado en lógica difusa con alarmas reales del sistema SCADA de la empresa de distribución eléctrica EDELNOR y los resultados mostraron que el sistema experto es de gran ayuda al operador del sistema en la determinación del estado de la red eléctrica supervisada.
3. Se demostró que el sistema experto de procesamiento de alarmas basado en lógica difusa libera al operador del Centro de Control de tareas tediosas o repetitivas y le permite dedicar más tiempo para procesar información y tomar decisiones que disminuyen el tiempo de restauración del sistema eléctrico luego de una perturbación.
4. Se verificó que la legislación peruana no incentiva la implantación de desarrollos que emplean sistemas expertos en las empresas eléctricas.

4.6. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda implantar en el Centro de Control de EDELNOR un sistema experto basado en lógica difusa de procesamiento de alarmas
2. Se sugiere que la próxima renovación del sistema SCADA, por obsolescencia tecnológica que en promedio de diez (10) años, se incorpore en el producto un sistema experto basado en lógica difusa para el procesamiento de alarmas.
3. Se recomienda integrar el sistema de procesamiento de alarmas con la información de los relés de protección instalados en diversos puntos de la red y que emiten información luego que ocurre una falla en la zona eléctrica, que facilitará la solución de las perturbaciones al personal de operaciones y de mantenimiento.
4. Se propone integrar el sistema de procesamiento de alarmas y la determinación automática de las causas de las perturbaciones empleando las redes neuronales y los sistemas expertos en un solo desarrollo.
5. Se propone que la legislación peruana debe dar un marco legal para las empresas supervisoras reconozcan la inversión en sistemas expertos en las compañías eléctricas peruanas. El no reconocimiento de las mismas ocasiona que efectuar proyectos de este tipo sea bastante difícil llevarlos a cabo.

PALABRAS CLAVES

Alarma.- Es un medio visible y / o audible para indicar al controlador el mal funcionamiento de un equipo, la desviación analógica o acumulativa del proceso, u otra condición que requiera una respuesta del controlador.

Agregación.- Combinación de dos consecuentes de cada regla en un sistema de inferencia difusa Mamdani en preparación para la defusificación.

Antecedente.- Parte inicial (o "if") de una regla difusa.

Defusificación.- El proceso de transformación de una salida difusa de un sistema de inferencia difusa en una salida crisp.

Grado de pertenencia.- La salida de una función de pertenencia, este valor es siempre entre 1 y 0. También se le conoce como valor de pertenencia o grado de pertenencia.

Grado de cumplimiento.- Es el grado en que la parte antecedente de una regla difusa se satisface. Puede ser el resultado de una operación AND u OR y se da forma a la función de salida para la regla.

Fusificación.- Es el proceso de generación de valores de pertenencia para una variable difusa utilizando las funciones de pertenencia.

Sistema de Inferencia difuso (FIS).- Nombre general de un sistema que utiliza razonamiento difuso para asignar un espacio de entrada a un espacio de salida.

Conjunto difuso.- Un conjunto que puede contener elementos con solo un grado de pertenencia parcial.

Implicación.- El proceso de conformación del conjunto borroso en el consecuente basado en los resultados del antecedente en un FIS tipo Mamdani.

Tipo de inferencia Mamdani.- Tipo de inferencia difusa en la que los conjuntos difusos del consecuente de cada regla se combinan mediante el operador de agregación y el conjunto difuso resultante se defuzifica para producir la salida del sistema.

Función de pertenencia (MF).- Una función que especifica el grado en que una entrada dada pertenece a un conjunto o se relaciona con un concepto.

Tipo de inferencia Sugeno.- Tipo de inferencia difuso en la que el consecuente de cada regla es una combinación lineal de las entradas. La salida es una combinación lineal ponderada de los consecuentes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANSI/ISA ISA18.02-2009 "*Management of Alarm Systems for the Process Industries*".
- [2] Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers (1994). "*Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*" The MIT Press.
- [3] Bruce G. Buchanan, Edward H. Shortliffe (1984) "*Rule-Based Expert Systems – The MYCIN Experiments of the Stanford Heuristic Programming Project*", Addison-Wesley Publishing Company, Inc USA, CANADA
- [4] Carrillo Verdun José Domingo (1997), "*Metodología Para El Desarrollo De Sistemas Expertos*", Facultad de Informática de La Universidad Politécnica de Madrid para la obtención de Grado de Doctor en Informática.
- [5] C. J. Anumba, O. O. Ugwub y Z. Ren (2005) "*Agents and Multi-agent Systems in Construction*", Taylor & Francis Group London and New York.
- [6] Choque Aspiazu Guillermo Isaac (2009), "*Sistema Experto para la Medicina Tradicional Boliviana*", para optar al título de Philosophical Doctor in Computer Science, Tecana American University, La Paz, Bolivia.
- [7] David L. Poole, Alan K. Mackworth (2010) "*Artificial Intelligence Foundations of Computational Agents*", Cambridge University Press UK
- [8] David G- Schwartz (2006), "*Encyclopedia of Knowledge Management Idea Group Reference*", Hershey, United States of América.
- [9] Dennis Merritt (2000) "*Building Expert Systems in Prolog*", Amzi Inc Lebanon USA.

- [10] Dileep Buddaraju (2011), "*Performance of Control Room Operators In Alarm Management*", Thesis Submitted to the Graduate Faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College for the degree of Master of Science in Engineering Science, United States of America.
- [11] Donald Gillies (2003) *Artificial Intelligence and Scientific Method* Oxford University Press. New York USA. EEMUA Publicación 191 (2007) *Alarm Systems - A Guide to Design, Management and Procurement*
- [12] Elin Hammar (2007), "*Modeling the Power Distribution Process Focusing On Outage Management*", Master Thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- [13] Enn Tyugu (2007), "*Algorithms and Architectures of Artificial Intelligence*", IOS Press Amsterdam, Netherlands
- [14] Fernández Valeriano Fernando (1986) "*Sistemas y Dispositivos Utilizados en el Análisis de Perturbaciones en Sistema Eléctricos y su Aplicación en Electrolima S.A*", Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico-Electricista, Facultad Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú
- [15] Fernández Valeriano Fernando et al (2009), "*Estrategia de Generación Distribuida en una Empresa de Servicios Eléctricos*", Tesis para obtener el grado de Magíster en Administración, Universidad ESAN, Lima, Perú
- [16] Giarratano Joseph, Riley Gary, (2002) "*Expert Systems Principles and Programming*", Third edition, Thompson Asia Pte Ltd and China Machine Press and CITIC Publishing House .
- [17] Glenn Shafer (1996) "*Probabilistic Expert Systems*", Rutgers University Newark, New Jersey.
- [18] Gómez Camargo et al (2011), "Gestión de Alarmas de Plantas en Proceso", Boletín IIE enero-marzo 2011, México.
- [19] Häkkinen Markku (2010) "*Why Alarms Fail A Cognitive Explanatory Model*" Faculty of Information Technology of the University of Jyväskylä, Finlandia
- [20] Harold Cook Charles (1993), "*A TTRS/AIX Implementation of a Power Distribution*", a thesis submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of M.Sc.(C.S.) in the Faculty of Computer Science, University of New Brunswick, New Brunswick, Canadá.

- [21] Huihuan Qian, Xinyu Wu, Yangsheng Xu (2011) "*Intelligent Surveillance Systems*", Springer Dordrecht Heidelberg London New York.
- [22] Hung T. Nguyen et al (2003), "*A First Course in FUZZY and NEURAL CONTROL*" Chapman & Hall/CRC, Washington DC, United States of América
- [23] Itzhak Gilboa, David Schmeidler (2003) "*A Theory of Case-Based Decisions*", Cambridge University Press-
- [24] Iyad Rahwan, Guillermo R. Simari Editors (2009) *Argumentation in Artificial Intelligence* Springer Dordrecht Heidelberg London New York
- [25] John R. Wolberg (2000) *Expert Trading Systems Modeling Financial Markets with Kernel Regression* John Wiley & Sons, Inc Canada.
- [26] Juan Ramón Rabuñal Dopico, Julián Dorado de la Calle & Alejandro Pazos (2009) *Sierra Encyclopedia of Artificial Intelligence Information Science Reference*, Hershey, New York, United States of America.
- [27] Kevin B. Korb, Ann E. Nicholson (2004) *Bayesian Artificial Intelligence* Chapman & Hall / CRC Press UK
- [28] Krishnamoorthy C. S. y Rajeev S. (1996) "*Artificial Intelligence and Expert Systems for Engineers*" CRC Press, CRC Press LLC
- [29] Maria Helena Murta Vale et al. (2001), "*Alarm Processing System – STA -Practical Tool Integrated into a Supervisory Control System*", Lightning Research Center, Federal University of Minas Gerais (UFMG), Brasil
- [30] Matlab (2012), "*Foundations of Fuzzy Logic*", <http://www.mathworks.com/help/toolbox/fuzzy/bp78l6_-1.html consultada el 21/05/2012>, [consulta: 12 de abril 2012].
- [31] Meléndez i Frigola Joaquin (1997), "*Integration of Knowledge-Based, Qualitative And Numeric Tools For Real Time Dynamic Systems Supervision*", Thesis doctoral for the grade of Doctor of Philosophy al the Department of Electronics, Computer Science and Automatic Control, University of Girona, España.
- [32] M. Sasikumar, S. Ramani, S. Muthu Raman, KRS Anjaneyulu, R. Chandraseker (2007) *A Practical Introduction to Rule Based Expert Systems* Narosa Publishing House, New Delhi.

- [33] M. Tim Jones (2008) "*Artificial Intelligence A Systems Approach Infinity Science*" Press LLC Hingham Massachusetts New Delhi
- [34] Naser Joseph (1999), "*Expert Systems Applications for the Electric Power Industry*", Hemisphere Publishing Corporation, auspiciado por Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, United States of América
- [35] Neil C. Rowe (1988) *Artificial Intelligence through Prolog* Prentice Hall, United States of América.
- [36] Nina Huacani Gloria Verónica (200), "*Sistema Experto para el Diagnóstico de la Depresión*", tesis para optar al título de Licenciatura en Informática mención Ingeniería de Sistemas Informáticos, Facultad de Ciencias Puras y Naturales, Carrera de Informática, Universidad Mayor de San Andrés, La Paz, Boliva.
- [37] Noah Lemos (2007) "*An Introduction to the Theory of Knowledge*", Cambridge University Press Cambridge, New York
- [38] Opher Etzion, Peter Niblett (2011) *Event Processing in Action* Manning Publication Co, Stamford, United States of América.
- [39] Peña Ayala Alejandro (2006), "*Sistemas Basados en Conocimiento: Una Base para su Concepción y Desarrollo*", Instituto Politécnico Nacional, México
- [40] Raymond S.T. Lee, Vincenzo Loia (2007) *Computational Intelligence for Agent-based Systems* Springer-Verlag Berlin Heidelberg Germany.
- [41] Sio-long Ao, Mahyar Amouzegar, Burghard B. Rieger *Intelligent Automation and Systems Engineering*, Springer New York Dordrecht Heidelberg London.
- [42] Standard EEMUA 191 (1997/2007): "*Alarm systems: a guide to design, management and procurement*"
- [43] Stuart Russell, Peter Norvig (1995) "*Artificial Intelligence A Modern Approach*" Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, USA
- [44] Stuart Russell, Peter Norvig (2003) *Artificial Intelligence A Modern Approach* Second Edition Pearson Education, Inc, New Jersey, USA.
- [45] Su Myat Marlar Soe et al (2008), "*Design and Implementation of Rule-based Expert System for Fault Management*", World Academy of Science, Engineering and Technology 48.

- [46] Taisne Jacques (2007) *"Intelligent Alarm Process for DMS Based on Chronicle Concept"*, 19th International Conference on Electricity Distribution – CIRED-, Paper 0338, Vienna.
- [47] Timothy J. Ross (2010), *"Fuzzy Logic with Engineering Applications"*, John Wiley & Sons, Ltd, Printed in Singapore by Fabulous Printers Pte Ltd
- [48] Wei Zhao, Xiaomin Bai, Wenping Wang and Jian Ding (2005), *"A Novel Alarm Processing and Fault Diagnosis Expert System Based on BNF Rules"*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, CHINA.
- [49] W.S. Brown, J.M. O'Hara, J.C. Higgins (2000), *"Advanced Alarm Systems: Revision of Guidance and Its Technical Basis"*, Division of Systems Analysis and Regulatory Effectiveness Office of Nuclear Regulatory Research U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, United States of America.
- [50] Zita A. Vale et al (1994) "SPARSE - An Expert System for Alarm Processing and Operator Assistance in Substations Control Centers", Applied Computing Review, vol 2, No 2, 1994

LEYES

- [51] Ley 26734: Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-Osinerg, publicada el 1996-12-31
- [52] Ley 27116: Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía publicad el 1999-05-17
- [53] Ley 27435: Ley de Promoción de concesiones de Centrales Hidroeléctricas, publicad el 2001-03-16
- [54] Ley 27446: Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, publicada el 2001-04-10.
- [55] Ley 28832: Para Asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 2006-07-21
- [56] DS-019-2009-MINAM, Reglamento de la Ley 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, publicada el 2009.
- [57] Decreto Ley 25844: Ley de Concesiones Eléctricas, publicada el 1992-11-19

[58] Decreto Legislativo 1002 : de Promoción de la inversión para la Generación de la Electricidad con el Uso de energía Renovables, publicada el 2008-05-02

[59] DS-053-2007-EM, Reglamento de Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, publicada el 2007-10-29

PAGINAS WEB

[60] Ministerio de Energía y Minas.

www.men.gob.pe

[61] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

www.osinerg.gob.pe

[62] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

www.coes.org.pe

ANEXOS

ANEXO I RESUMEN DEL MARCO LEGAL VIGENTE EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PERÚ

1. Introducción

En el presente anexo se efectuará un resumen y análisis de las normas más importantes relacionadas con las actividades de la industria eléctrica relacionadas con las exigencias de la calidad de suministro. Se ha tomado como base el trabajo desarrollado por Fernández Valeriano et al (2009).

2.- Marco Normativo

2.1. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) D.L N° 25844 (1992/11/19).

Esta es la Ley Marco de las actividades eléctricas del Perú. Los principales cambios que planteó esta Ley respecto a la Ley General de Electricidad, a la cual sustituyó son:

Elimina el Monopolio Estatal.

Separa las actividades en Generación, Transmisión y Distribución, las mismas que estaban concentradas hasta ese momento.

Crea el Mercado Libre de Electricidad.

Garantiza el libre acceso a las redes eléctricas.

Incentiva la competencia en la actividad de generación a través del despacho óptimo.

Crea el Comité de Operación Económica del sistema (COES) con participación de generadores y transmisores.

Establece la regulación de tarifas en los monopolios naturales (transmisión y distribución).

Establece la tasa de actualización anual de 12%, a ser aplicado para los efectos tarifarios. Establece garantías y medidas de promoción a la inversión.

Regula la prestación del servicio público de electricidad. Regula el uso de bienes públicos y de terceros.

2.2. Ley N°26980 Ley que modifica diversos artículos y definición Anexa de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Esta ley modifica los siguientes artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas: 26°, 47°, 60° y 74°.

El Art.26° se refiere a solicitudes de concesión presentadas sobre una misma concesión con una cercanía de fechas.

El Art.47° inciso f) se refiere a la determinación del precio básico de la potencia de punta, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

El Art.60° se refiere a la compensación que se trata en el Art.59°, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados ingreso tarifario y peaje por conexión.

El Art.74° indica que las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución de la Comisión de Tarifas eléctricas, dentro de los diez días naturales siguientes a la fecha de su publicación.

Primera Disposición transitoria: Procedimiento de pago de compensaciones:

En tanto el reglamento no defina el procedimiento mediante el cual los generadores hagan efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión, estos pagaran la referida compensación en proporción a sus potencia firme, tal como lo establece el Art. 137° del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Segunda Disposición Transitoria: Procedimiento de Transición

El reglamento deberá considerar el procedimiento de transición para las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes.

Tercera Disposición Transitoria: Suspensión de presentación de solicitudes de Concesiones temporales y concesiones definitivas de generación.

A partir de la vigencia de la presente ley y en tanto no se llevan a cabo las modificaciones al D.S. 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, queda suspendida en un plazo máximo de 9 meses contando desde su publicación de la presente Ley, la presentación de solicitudes de concesiones temporales y concesiones definitivas de generación a que se refiere el Título III del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones eléctricas.

2.3.- Ley N°27345 Ley de promoción del uso eficiente de la energía (2000/08/09).

Se declara de interés nacional la promoción del uso eficiente de la energía (UEE) para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.

Los equipos y artefactos que requieran suministro de energéticos incluirán en sus etiquetas, envases, empaques y publicidad la información sobre el consumo energético en relación con estándares de eficiencia energética, bajo responsabilidad de sus productores y/o importadores.

2.4. Ley N°27435 Ley de Promoción de Concesiones de Centrales Eléctricas (2001/03/15).

Esta ley tiene un propósito específico, consistente en establecer las garantías para las concesiones de generación.

Deroga el Art. 25° y el tercer párrafo del Art. 29° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Modifica las garantías para concesiones de generación, tanto para las solicitudes de concesión temporal como para las concesiones definitivas. Los porcentajes varían entre 1% como mínimo del presupuesto del estudio hasta 25 UIT y 1% del presupuesto del proyecto hasta 50 UIT, respectivamente para concesión temporal y concesión definitiva.

2.5.- Ley 28832: Para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (LGE) Ley (2006/07/23)

Establece normas sobre los contratos entre generadores, clientes libres y distribuidores (Capítulo Segundo-Art. 3º), señalando que:

Ningún generador podrá contratar con usuarios libres y distribuidores mas potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas a terceros.

Las ventas de electricidad de generador a distribuidor, destinadas a servicio público, se efectuarán mediante: contratos sin licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en barra a que se refiere el Art.47º de la Ley de Concesiones y contratos resultante de licitaciones.

Establece el mecanismo de Licitaciones (Art.4º) que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que serán trasladados a los usuarios regulados. El proceso de licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

2.6. Decreto de Urgencia N°035-2006 (2006-12-16) Que resuelve contingencia en el Mercado Eléctrico originado por la carencia de contratos de suministro de electricidad entre generadores y distribuidores

Establece la asignación por el COES de los retiros de energía y potencia del SEIN, sin respaldo contractual a las empresas de generación de propiedad estatal (Art.1).

El COES asignara a las empresas generadoras de electricidad de propiedad y/o administradas por el estado, con carácter definitivo, la totalidad de los retiros de energía y potencia del SEIN, destinados al servicio publico de electricidad que sin respaldo contractual , vienen efectuando las empresas distribuidoras de electricidad de propiedad del estado y que provengan de los contratos de suministro suscritos entre dichas empresas generadoras y distribuidoras que hayan venció durante el año 2006.

2.9.-Ley 28876 Ley que amplia los alcances del régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas a las empresas de generación Hidroeléctrica (2006/08/15)

Art °1.- De acogimiento al régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas.

Las empresas titulares de concesiones definitivas de generación de energía eléctrica que utilicen recursos hidráulicos y otros renovables, suscritas al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas y normas modificatorias, podrán acogerse al régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas, establecido en el decreto Legislativo N° 818 y normas modificatorias.

Art.2°.- De los contratos suscritos con el Ministerio de Energía y Minas.

Aquellas empresas que a la fecha de publicación de la presente ley tengan suscritos contratos de concesión definitiva de generación de energía eléctrica que utilicen recurso hidráulicos y otros renovables con el Ministerio de Energía y Minas, siempre que aun no hayan iniciado operaciones productivas y que cumplan con los requisitos establecidos en la presente ley, así como en el Decreto Supremo N°818. En este caso , el régimen de recuperación anticipada del impuesto general a las ventas procederá , se haya iniciado o no la ejecución de obras, respecto a las operaciones de importación y/o adquisición local de bienes intermedios nuevos, bienes de capital nuevos, servicios y contratos de construcción efectuadas a partir de la fecha de vigencia de la presente ley.

2.10.-D. L.N° 1041: Modifica Diversas Normas del Marco Normativo Eléctrico (2006/06/26).

Con esta Ley se modifican algunos artículos de la Ley N°28832.

Art.1°.- Modificación de los art.8° y Art.26° de la Ley 28832;

Art.8°.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación: "i.- Plazos de suministro de hasta 20 años y precios firmes...."

Art.26°.- Remuneración de la base tarifaria.

Art.2°.- Modificación de los art. 38° y 110° y el anexo del D.L. N°25844.

Art.3°.- Modificación de los Art. 15°, 20°,21° y 22° de la Ley N°28749, Ley General de Electrificación Rural.

Art. 4°.- Despacho del gas Natural para Centrales Termoeléctricas conectadas al SEIN.

En periodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada.

En las situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN. Los generadores perjudicados por esta reasignación recibirán una compensación que cubra sus costos adicionales incurridos. Los generadores beneficiados deberán asumir los costos adicionales antes mencionados.

Art. 5°.-Incentivo a la contratación del servicio Firme y eficiencia en el uso de gas natural.

Los generadores que contraten servicio firme de transporte de gas natural, con un concesionario amparado por la Ley N° 27133, tienen derecho a una compensación que garantice la recuperación del pago de transporte de gas que eficientemente haría en virtud a dicho contrato. Art. 6°.- Compensación adicional por seguridad de suministro.

OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para las generadoras eléctricas que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

2.13.- Decreto de Urgencia N° 046-2007: Medidas Extraordinarias por Congestión en el sistema eléctrico interconectado nacional (2007/11/25).

En esta Ley se decreta:

Art.1°.- Compensación y asignación de costos de operación: Cuando por consideraciones de congestión de instalaciones de transmisión, el COES deba despachar unidades de generación fuera del orden de merito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del SEIN, los costos variables de dichas unidades no serán considerados para la determinación de costos marginales del SEIN.

Los sobrecostos en que incurran los titulares de dichas unidades serán compensados conforme a lo establecido en el procedimiento técnico que, para estos efectos, aprueba OSINERGMIN a propuesta del COES, asignando el pago de tales sobrecostos a los generadores que realicen retiros netos positivos de energía durante el periodo de congestión en las barras del subsistema eléctrico afectado por dicha congestión. La asignación se efectuara en proporción a dichos retiros netos positivos.

Art.2°.-Fijacion de tarifas en barra.

Art.3°.- Deficiencias de calidad del servicio.

2.14.-Ley N°29179 Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el Mercado Regulado (2008/01/02).

Art.1°.-Las demandas de potencia y energía, destinadas al servicio publico de electricidad, que no cuentan con contratos de suministro de energía que las respalden, mediante los mecanismos de licitación de suministro de electricidad establecidos en la ley 28832 y/o mediante los contratos bilaterales suscritos al amparo del D.L 25844, serán asumidas por los generadores, conforma al procedimiento que establezca el OSINERGMIN.

Para tal fin, el monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato, valorizado a precios de barra del mercado regulado, se asignara a los generadores en proporción a su energía firme eficiente anual del generador, menos sus ventas de energía por contratos.

Lo dispuesto en el Art.1° es aplicable solo a los retiros de potencia y energía, correspondientes a los saldos no cubiertos a través de contratos

bilaterales y/o procesos de licitación de suministro de electricidad a que se refiere la ley N°28832, hasta dos convocatorias consecutivas adicionales a la convocatoria original.

Los distribuidores que efectúen retiros de potencia y energía conforme a lo previsto en el Art. 1°, sin haber realizado al menos tres (3) convocatorias a procesos de licitación, serán penalizados en proporción a la diferencia entre el costo marginal y el precio de barra. La penalización no podrá superar el cinco por ciento (5%) de su facturación por el servicio de distribución, se destinara a los generadores a que se refiere el segundo párrafo del art.1° y se asignara en la misma proporción ahí indicada.

2.15.-Decreto de Urgencia N°037-2008: Se dictan medidas para asegurar el abastecimiento oportuno de Energía Eléctrica al sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), 2008/08/21.

Art. 1°.- El objeto de la presente norma es dictar disposiciones necesarias para asegurar, en el corto plazo, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Art.2°.- Situación de Restricción Temporal de generación:

2.1.- El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) declarara las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN.

2.2.- En las situaciones a que se refiere el numeral anterior, el MINEM calculara la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN y requerirá a las empresas del sector en las que el estado tenga participación mayoritaria, para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios, al amparo del Art.3° del presente Decreto de Urgencia.

Art.3°.- De las adquisiciones y contratación de generación adicional.

Considérese como situación de emergencia para los efectos del Art. 22° del texto Único ordenado de la Ley N° 26850-Ley de Contrataciones y Adquisiciones del estado, las situaciones de restricción temporal de

generación para el abastecimiento del suministro eléctrico en el SEIN.
Art.4°.- Retiros sin contrato.

Las unidades de generación que se instalen al amparo del presente Decreto de Urgencia, no serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato a que se refiérela Ley N°28179. Art.5°.-Compensacion por la generación adicional.

Los costos totales, incluyendo los costos financieros en que incurra el generador estatal por la generación adicional a que se refiere el Art.2°del presente Decreto de Urgencia, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el peaje de conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Art.6°.- Costo marginal de corto Plazo.

Art.7°.-Incorporación de las unidades de generación adicional.

El COES definirá procedimientos ad-hoc para la incorporación rápida de las unidades de generación adicional para dar cumplimiento al presente Decreto de Urgencia.

Art.8°.-Aspectos ambientales aplicables en situaciones de congestión.

2.16.- D.L. 1002 Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (2008/05/2)

Art.1°.- El presente decreto legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Art. 2°.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad.

Declarase de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

El ministerio de Energía y Minas establecerá cada (5) cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad la electricidad generada a partir del RER. Tal porcentaje objetivo será hasta 5% en cada año del primer quinquenio. Art.3°.- Recursos energéticos renovables (RER)

Para efectos del presente decreto legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Art.4°.- La autoridad competente es el Ministerio de Energía y Minas.

Art.5°.- Comercialización de energía y potencia generada con RER. Se le considera con costo variable de producción igual a cero.

Venta asegurada de la energía generada con el RER en el Mercado de Corto Plazo a Costo Marginal mas una prima, en casos que el costo marginal sea menor a la correspondiente tarifa de adjudicación por tipo de tecnología. Se subastara la asignación de primas a cada proyecto RER.

Art.6°.- pago por el uso de redes de distribución.

Los generadores con RER que tengan características de cogeneración o generación distribuida conforme lo establezca el reglamento, pagarán por el uso de redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la octava disposición complementaria final de la ley N°28832.

Art.7°.- Determinación de las tarifas reguladas de generación aplicables a las RER.

Art.8°.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución.

Los generadores cuya producción se basa en RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite que se determine en el Art.2°.

Art.9°.-Servidumbre

Art.10°.- Investigación sobre energías renovables

Art.11°.- Elaboración del Plan nacional de Energías Renovables.

Art.12°.-Promoción de investigación y Desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.

2.17.- D.L. 1058: Promueve la inversión en la Actividad de Generación Eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables (2008/06/26).

Art.1°.- Establece que la actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos o a base de recursos renovables, tales como el

eólico, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz gozaran de régimen de depreciación acelerada para efectos de impuesto a la renta.

-Este régimen será aplicable a las centrales que entren en operación comercial a partir de la vigencia del presente decreto legislativo.

-La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles que sea requerido y/o construidos a partir de la vigencia del presente decreto legislativo. La tasa anual de depreciación será no mayor del 20% como tasa global anual.

2.19.- Cogeneración

De los Reglamentos de Cogeneración:

2.19.1.-D.S. No 037-2006-EM (2006-07-07) Sustituyen Reglamento de D.S- 064-2005-EM.

Art.1°.- El presente Reglamento tiene por objeto definir los criterios a considerarse en la cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico.

Art.2°.- Ámbito: Están comprendidos dentro del alcance del presente Reglamento, las Centrales de Cogeneración calificadas que operen conectadas a los sistemas eléctricos de distribución o transmisión, normados por el Decreto ley N° 25844 y su Reglamento aprobado mediante D.S. N° 009-93-EM.

Art.3°.- Definiciones

Art.4°.- Solicitud de calificación de centrales de Cogeneración.

Art.5°.- Valores Mínimos de Rendimiento Eléctrico (REE) y relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (c).

2.19.2. D.S. No 082-2007-EM (2007-11-24) Modifican Reglamento de Cogeneración

Art.1°.- Modificación del reglamento de cogeneración.

Modifíquese las definiciones 3.1 y 3.2 del art. 3°, el penúltimo párrafo del art.4° y los artículos 5°,6° y12° del reglamento de cogeneración aprobado

mediante D.S. N°037-2006-EM, los mismos que quedaran redactados con el siguiente texto:

Art.4°.- Solicitud de calificación de centrales de cogeneración.

“La dirección se pronunciara sobre la solicitud de calificación de la central de cogeneración dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación de la solicitud.” Art.5°.-Valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Relación entre Energía Eléctrica y calor Útil (C) :

Para efecto de la calificación los titulares de centrales de cogeneración deberán acreditar valores mínimos de REE, según combustible y tecnología. Tratándose de gas natural además acreditaran valores de relación entre energía eléctrica y calor útil iguales o superiores a los indicados en las tablas publicadas en este D.S.

2.21.- Decreto de Urgencia N°049-2008: Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio Eléctrico (18 de diciembre 2008).

Este Decreto establece:

Art.1°.- Costos marginales de Corto Plazo.-

Para efectos del despacho económico a que se refiere el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

1.1.-Los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico interconectado nacional SEIN se determinaran considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni transporte de electricidad.

1.2.-Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas.

1.3.-La diferencia entre costos variables de operación, en que incurran las centrales que operen con costos variables superiores a los costos marginales, determinados conforme al numeral 1.1; dichos costos marginales, serán cubiertos mediante un cargo adicional en el peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Art.2°.- Transacciones en el Mercado

Los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos su ventas de energía por contratos. En caso de retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los precios de energía en barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión. Para tal efecto, se descontara la compensación que les corresponda recibir por aplicación del numeral 1.3 del artículo anterior.

Art.3°.-Unidades de generación al amparo del Decreto de Urgencia N°037-2008.

Las unidades de generación que se instalen al amparo del D.U. N°037-2008, serán considerados para efecto de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas en el Art.2° del presente Decreto de Urgencia.

El costo variable de dichas unidades de generación será considerado para la determinación del costo marginal de corto plazo a que se refiere el Art. 1° del presente D.U.

Art.4° Procedimiento.-

Art.5°.- Vigencia y refreno.-

El presente D.U. se mantendrá en vigencia desde el 1 de enero 2009 hasta el 31 de diciembre del 2011.

B.-Análisis

Este D.U. es emitido como consecuencia de problema de los retiros físico de energía y potencia del SEIN sin el respaldo contractual entre generadores y distribuidores, teniendo en cuenta además que la vigencia de la Ley N° 29179 termina el 31 de diciembre del 2008 y se mantiene el problema.

Por otro lado se trata de reducir el riesgo de la contratación de electricidad ante la posibilidad de precios marginales exageradamente altos, por lo que se establece un límite superior en los costos marginales.

C.-Comentario

Con R.M. N°607-2008-MEM/DM del 30 de diciembre del 2008, se establece que el valor límite de los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico Interconectado nacional (SEIN) en 313.50 Nuevos soles.

Con esta se limita a aproximadamente 50% de los precios máximos alcanzados durante los últimos meses del 2008.

3. Normatividad relacionada al Estudio de Impacto Ambiental

En el Perú existe un conjunto de leyes que permite regular el uso de los recursos naturales:

La constitución Política del Perú en lo referente al ambiente y los recursos naturales, el código del medio ambiente y de los recursos naturales, Decreto ley N° 613, la ley marco para el crecimiento de la inversión privada, Decreto ley N° 757, código penal en lo referente a delitos contra los recursos naturales y el medio ambiente, Reglamento de protección ambiental de las actividades eléctricas, DS N° 29-94-EM y Ley de concesiones eléctricas Decreto Ley N° 25844.

Asimismo, según el DL N° 613 “Código del medio ambiente y de los recursos naturales” los estudios de impacto ambiental sólo podrán ser elaborados por instituciones públicas y privadas debidamente calificadas y registradas ante la autoridad competente y deberá contener lo siguiente:

a. Un estudio de Línea de Base para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación del área en la que se llevarán a cabo las actividades eléctricas, incluyendo la descripción de los recursos naturales existentes, aspectos geográficos así como aspectos sociales, económicos y culturales de las poblaciones o comunidades en el área de influencia del proyecto.

b.- Una descripción detallada del proyecto propuesto.

c.- La identificación y evaluación de los impactos ambientales previsible directos e indirectos al medio ambiente físico, biológico, socio-

económico y cultural, de las diferentes alternativas y en cada una de las etapas del proyecto.

d.- Un detallado Programa de Manejo Ambiental, en el cual se incluyan las acciones necesarias tanto para evitar, minimizar y/o compensar los efectos negativos del proyecto, así como para potenciar los efectos positivos del mismo.

e.- Un adecuado Programa de Monitoreo que permita determinar el comportamiento del medio ambiente en relación con las obras del proyecto y las correspondientes medidas de mitigación de los impactos potenciales.

f.- Un plan de contingencia y un plan de abandono del área.

El Estudio de Impacto ambiental (EIA) es entregado al ministerio, y este lo derivará a la DGAA quien procederá a su revisión y emitirá opinión al respecto dentro de un plazo máximo de sesenta (60) días calendario; transcurrido dicho plazo, sin haberse emitido comunicación alguna, el EIA quedará aprobado automáticamente (Artículo 18, LS 29-94).