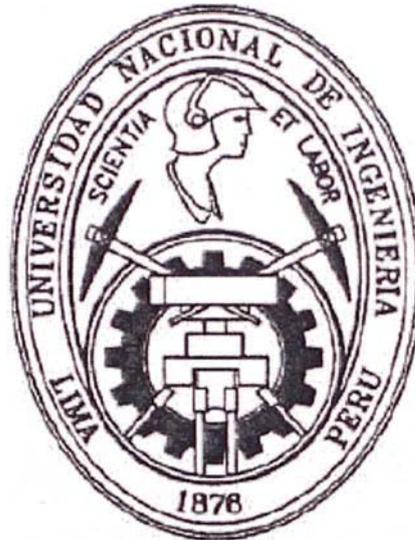


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Industrial y de Sistemas



**Implementación de un Sistema de Gestión y Control de
Incidencias para una Empresa de Distribución Eléctrica**

INFORME DE SUFICIENCIA

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero de Sistemas

Stiwart Dextre Cubillas

Lima – Perú

2008

*A mis padres, que fueron mi soporte en la Universidad
A Yezenia por su paciencia*

INDICE

DESCRIPTORES TEMÁTICOS	6
RESUMEN EJECUTIVO	7
INTRODUCCIÓN	9
DEFINICIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
OBJETIVO DEL ESTUDIO	10
CAPÍTULO I.	11
DIAGNÓSTICO ACTUAL	11
1. Diagnóstico Estratégico	13
1.1. Fortalezas y debilidades	13
1.2. Oportunidades y Amenazas	14
1.3. Análisis FODA	15
2. Diagnóstico Funcional	18
2.1. Productos y servicio	18
2.2. Clientes	19
2.3. Proveedores de energía eléctrica	21
2.4. Proveedores de otros servicios	24
2.5. Procesos	25
2.6. Organización de la empresa	30
CAPÍTULO II.	36
MARCO TEÓRICO	36
1. Sistemas de información base para empresas de distribución eléctrica	36
2. Concepto de Ciclo de Vida y su importancia para el desarrollo de Software.	37
2.1. Modelo de cascada.	38
2.2. Modelo incremental.	39
2.3. Modelo por prototipos	41
2.4. Modelo en espiral	41

CAPÍTULO III.	43
PROPUESTA DE SOLUCIÓN	43
1. Planteamiento del problema	43
2. Alternativas de solución	45
2.1. Desarrollo de la solución integral por la Subgerencia de Informática y Telecomunicaciones	46
2.2. Encargar el desarrollo de la solución a una empresa de desarrollo	47
2.3. Adquirir un producto OMS y personalizarlo a los requerimientos de la empresa	48
3. Toma de decisiones	50
3.1. Evaluación de alternativas en función a parámetros definidos.	50
3.2. Elección de una alternativa	53
4. Metodología para implementación de la solución	54
4.1. Enunciado del alcance del proyecto	55
4.2. Cronograma del proyecto	76
4.3. Arquitectura de sistema	76
4.4. Análisis de los procesos	78
CAPÍTULO IV.	81
ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO	81
1. Consideraciones y supuesto para la evaluación	81
2. Metodología de evaluación	82
3. Desarrollo de la evaluación - Planeado	83
4. Desarrollo de la evaluación - Real	84
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
Conclusiones	86
Recomendaciones	88
GLOSARIO DE TÉRMINOS	90
Objeto_P	90
Incidente en la red eléctrica	90
SAIFI	91

SAIDI	91
CAIDI	92
BIBLIOGRAFÍA	93
ANEXOS	95
Zona de Concesión	95
EDT asociada al enunciado del alcance del proyecto	96
Cuadros de equivalencia para puntuar los criterios de evaluación	103
Método para determinar punto de interrupción eléctrica.	106

DESCRIPTORES TEMÁTICOS

1. Incidente en la red eléctrica
2. Outage Management System
3. Sistemas de gestión de interrupciones
4. SAIDI
5. SAIFI
6. CAIDI
7. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
8. Calidad de Suministro
9. Empresa de Distribución Eléctrica
10. Algoritmo para determinar punto de interrupción del servicio eléctrico

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene como objetivo describir la propuesta para la implementación de un nuevo sistema que permita atender las necesidades de gestión y control de incidentes en la red eléctrica, cubriendo con dicha implementación las necesidades del proceso del negocio encargado de la atención de los reclamos técnicos y cumplir con las exigencias de información a la que legalmente está obligada.

En el capítulo I se hace el diagnóstico de la empresa, para ello se cubre 2 frentes, el diagnóstico estratégico, resumido en el análisis FODA de la empresa y el diagnóstico Funcional, donde se describe los procesos de negocios de la empresa relacionados con el presente informe.

En el capítulo II se explica el marco teórico utilizado, explicando las metodologías, herramientas y técnicas utilizadas para resolver el problema.

En el capítulo III se detalla la propuesta de solución, primero se define el problema a resolver, luego se definen las alternativas de solución,

posteriormente se detalla el proceso de toma de decisiones para determinar cómo se va a resolver el problema y por último se indica la metodología a usar en la implementación de la solución

En el capítulo IV se hace una evaluación financiera de las implicancias del proyecto, para ello se plantea inicialmente las consideraciones y supuestos para la evaluación, se explica la metodología de evaluación usada y se termina con el desarrollo de dicha evaluación.

Posteriormente se detallan las conclusiones y recomendaciones, que conformarán parte del bagaje de “lecciones aprendidas”, producto del desarrollo de la solución al problema.

Cierran el presente informe los tópicos relacionados con la bibliografía, el glosario de términos y los anexos, dicha información se ha considerado necesaria para explicar con mayor detalle el marco teórico y los términos técnicos que ayudan a un mejor entendimiento del presente informe.

INTRODUCCIÓN

DEFINICIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa Luz del Sur, en su afán de brindar un mejor servicio a sus clientes, traducidos en este caso en aumentar la confiabilidad del servicio de distribución eléctrica, mejores tiempos de atención a las llamadas y mejorar el seguimiento de la atención de las mismas y contar con indicadores que permitan evaluar el desempeño de las diversas áreas involucradas, llegó a la conclusión que las funcionalidades del módulo SISDA, que daba el soporte informático a este proceso, ya no le brindaba todo lo necesario para cumplir con estas nuevas necesidades, así mismo coincidió que se promulgó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) mediante decreto supremo N° 020-97-EM. Las empresas de servicio público, por ser monopolios naturales, son fuertemente reguladas por el estado a través de diversos organismos estatales, en el caso que nos ocupa el ente regulador es Osinergmin.

OBJETIVO DEL ESTUDIO

El informe que se presenta tiene como objetivo describir la propuesta para el desarrollo de un nuevo sistema que permita atender, en el frente interno, las necesidades de gestión, control de incidentes en la red eléctrica y aumentar la confiabilidad del servicio de distribución eléctrica y en el frente externo nos permita cumplir con el marco regulatorio impuesto por la NTCS, en el tópico relacionado con la Calidad de Suministro.

CAPÍTULO I.

DIAGNÓSTICO ACTUAL

Luz del Sur es una empresa privada de distribución de electricidad que atiende a más de 800 mil clientes en la zona sur-este de Lima, capital del Perú. La información de la zona de concesión se ha incorporado en el anexo “Zona de Concesión” del presente informe.

Sus ventas superan los 385 millones de dólares anuales, esto lo convierte en una de las más importantes empresas del país, y en una de las principales distribuidoras eléctricas de América Latina.

Trabaja para servir a miles de personas que buscan mejorar su calidad de vida, teniendo como misión brindar apoyo y satisfacción a todos nuestros clientes.

Visión

- Una compañía responsable, eficiente y competitiva, comprometida con la seguridad, la salud y el medio ambiente y preparada para competir.

Misión

- Vender, transmitir y distribuir energía eléctrica.
- Prestar servicios relacionados a la distribución de energía eléctrica.
- Ser eficiente económicamente, con el objeto de tener una empresa permanente y estable, capaz de generar y atraer los recursos necesarios para las inversiones requeridas.
- Dar satisfacción a nuestros clientes, tanto en el suministro eléctrico como en la atención a sus necesidades de servicio. “De existir alternativas, los clientes deberían elegirnos”
- Búsqueda frecuente de oportunidades de negocios en áreas afines.

Valores

- Honestidad, respeto mutuo y observancia de los más altos principios éticos en nuestras relaciones con trabajadores, clientes, contratistas y proveedores.
- Seguridad e idoneidad en el desempeño de las labores, cuidando la vida y la salud de las personas y el buen uso de los recursos que disponemos.

- Honradez, integridad y corrección en nuestro quehacer diario.
- Constancia y perseverancia en el desarrollo de nuestras actividades.
- Trabajo en equipo, que integre al personal con las metas del área y de la Empresa, generando el interés colectivo por los resultados y por lograr un buen clima laboral.
- Iniciativa, creatividad y audacia en la búsqueda y encuentro de nuevos retos y en la experimentación de nuevos métodos y procedimientos para arribar a soluciones.
- Proteger el medio ambiente, a través del desarrollo energético sostenible.

1. Diagnóstico Estratégico

1.1. Fortalezas y debilidades

1.1.1 Fortalezas

- F 1. Monopolio natural que le permite mantener un mercado cautivo en relación a los clientes regulados
- F 2. Demanda de energía creciente y sostenida en los últimos 10 años
- F 3. Estar posicionado como la empresa con mejor imagen entre las empresas distribuidores de energía eléctrica
- F 4. Electrificación del 100% de la zona de concesión.
- F 5. Reducción del nivel de pérdidas de energía a 7.8%.

1.1.2 Debilidades

- D 1. Dependencia de la empresa del nivel de energía brindado por el mercado de generación.
- D 2. Dificultad para competir con las empresas generadoras en el segmento de clientes libres.
- D 3. Grandes dificultades para implementar integración vertical (por ejemplo la adquisición de una empresa de generación) ni integración horizontal (mediante la adquisición de otra empresa de distribución)
- D 4. Existen procesos complejos que no están soportados al 100% por módulos informáticos.

1.2. Oportunidades y Amenazas

1.2.1 Oportunidades

- O 1. Uso de su base instalada de red eléctrica para incursionar en nuevos negocios como Internet sobre redes eléctricas.
- O 2. Zona de concesión que concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país.
- O 3. Venta del Know-How de la empresa mediante asesoría a otras empresas del rubro, ya sea a nivel nacional como internacional.

- O 4. Rediseño de procedimientos de la empresa con la finalidad de adaptarse a la nueva estructura organizacional y a las nuevas políticas de la empresa.

1.2.2 Amenazas

- A 1. Al ser una empresa de servicio público está influenciado por las decisiones políticas del gobierno de turno.
- A 2. Plazos perentorios para adecuar procedimientos y sistemas de información a la regulación impuesta por el estado.
- A 3. Continuo incremento en el precio del petróleo, que a la vez influye en el precio de compra a las empresas Generadoras, actualmente el % de la demanda de energía a nivel nacional se abastece con centrales de generación térmica.
- A 4. Masificación del uso del Gas Natural proveniente de Camisea.
- A 5. Estar condicionado por el marco regulatorio definido por OSINERG para el desarrollo del negocio, tanto a nivel de fijación de precios como a nivel de ejecución de procesos.

1.3. Análisis FODA

Para definir las estrategias que la empresa desarrollará en los siguientes años se aplicó la metodología de Matriz FODA o Matriz TOWS que es descrito por [KOWE-95]¹, esta metodología indica que la empresa

¹ Fuente [KOWE-95], páginas del 174 al 177

desarrollará alternativas estratégicas basado en el análisis de los ambientes externos (oportunidades y amenazas) e internos (fortalezas y debilidades), la combinación de ambos ambientes definen 4 tipos de estrategias posibles de implementar tal como se muestra en el Cuadro 1

Cuadro 1

		Factores Internos	
		Fortalezas	Debilidades
Factores Externos	Oportunidades Listado de oportunidades de la organización, se sugiere considerar también los riesgos en este cuadrante (O1, O2 ... On)	Listado de fortalezas de la organización (F1, F2 ... Fx) Estrategia FO (Maxi - Maxi) Se maximiza el uso de las fortalezas internas para maximizar las oportunidades externas	Listado de debilidades de la organización (D1, D2 ... Dy) Estrategia DO (Mini - Maxi) Se minimiza las debilidades internas y se maximizan las oportunidades externas
	Amenazas Listado de las amenazas de la organización (A1, A2 ... Am)	Estrategia FA (Maxi - Mini) Se maximiza el uso de las fortalezas internas para minimizar las amenazas externas	Estrategia DA (Mini - Mini) Se minimizan las debilidades internas y se minimizan las amenazas externas

Elaboración propia - fuente [KOWE-95]

Como resultado de dicha aplicación se presenta el Cuadro 2 donde se detallan las estrategias definidas por la empresa, ubicando cada una en el cuadrante que le corresponde.

Elaboración propia - fuente diagnóstico de la empresa

		Factores Internos	
		Fortalezas	Debilidades
		F 1. Monopolio natural que le permite mantener un mercado cautivo e n relación a los clientes regulados	D 1. Estar condicionado por el marco regulatorio definido por OSINERG para el desarrollo del negocio, tanto a nivel de fijación de precios como a nivel de ejecución de procesos.
		F 2. Demanda de energía creciente y sostenida en los últimos 10 años	D 2. Dependencia de la empresa del nivel de energía brindado por el mercado de generación.
		F 3. Estar posicionado como la empresa con mejor imagen entre las empresas distribuidores de energía eléctrica	D 3. Dificultad para competir con las empresas generadoras en el segmento de clientes libres.
		F 4. Electrificación del 100% de la zona de concesión	D 4. Grandes dificultades para implementar integración vertical (por ejemplo la adquisición de una empresa de generación) ni integración horizontal (mediante la adquisición de otra empresa de distribución)
		F 5. Reducción del nivel de pérdidas de energía a 7.8%	D 5. Existen procesos complejos que no están soportados al 100% por módulos informáticos
Oportunidades			
O 1. Uso de su base instalada de red eléctrica para incursionar en nuevos negocios como Internet sobre redes		Maximizar Fortalezas Maximizar Oportunidades	Minimizar Debilidades Maximizar Oportunidades
O 2. Zona de concesión que concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país		Consolidar el programa de reducción de pérdidas, poniendo énfasis en los clientes que, por el giro del negocio, se estima que realizan un consumo elevado de energía eléctrica. (F1,F2, F5, O2, O4)	Establecer programas que monitoreen el marco regulatorio dispuesto por OSINERG, definiendo los nuevos procesos operativos y los desarrollos informáticos necesarios para el cumplimiento de los mismo. (D1, D5, O4)
O 3. Venta del Know-How de los procesos de la empresa mediante asesoría a otras empresas del rubro, ya sea a nivel nacional como internacional.		Promover la incursión de la corporación en nuevos negocios cumpliendo con el marco regulatorio impuesto por OSINERG, esto último implica evaluar si se requiere la implementación de una nueva empresa (F1, F2, F3, F4, O1, O3)	Implementar programa para aumentar la confiabilidad del servicio de distribución de la red eléctrica (D1, D2, D3, O4, D5)
O 4. Rediseño de procedimientos de la empresa con la finalidad de adaptarse a la nueva estructura organizacional y a las nuevas políticas de la empresa.			
Amenazas			
A 1. Al ser una empresa de servicio público está influenciado por las decisiones políticas del gobierno de		Maximizar Fortalezas Minimizar Amenazas	Minimizar Debilidades Minimizar Amenazas
A 2. Plazos perentorios para adecuar procedimientos y sistemas de información a la regulación impuesta por el estado		Consolidar los programas de imagen institucional mostrando a la comunidad que somos una empresa que cumple con sus obligaciones legales y mantienen un sentido social mediante implementación de actividades que lo relacione con la comunidad (F3, A1, A2.)	Implementar programas de negociación con las empresas de generación de energía que permitan obtener el menor precio del mercado, aun cuando ello implique enfrentamiento legal con las misma (D1, D2, D3, A1, A3, A4)
A 3. Continuo incremento en el precio del petróleo, que a la vez influye en el precio de compra a las empresas Generadoras, actualmente el % de la demanda de energía a nivel nacional se abaste con centrales de generación			
A 4. Masificación del uso del Gas Natural proveniente de Camisea			

Factores Externos

Cuadro 2

2. Diagnóstico Funcional

2.1. Productos y servicio

Por el giro de la empresa el producto “visible” es la energía eléctrica, pero podemos definir otro grupo de entregables que forma parte de los productos y servicios de la empresa hacia los clientes.

2.1.1 Energía eléctrica

Principal producto de la empresa, se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos —cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico— y obtener trabajo. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía luminosa o luz, la energía mecánica y la energía térmica.

2.1.2 Red eléctrica segura y confiable

Producto que garantiza al cliente contar con el servicio de la energía eléctrica y el alumbrado público, este producto no es fácilmente percibido por los clientes de la empresa.

2.1.3 Nuevas conexiones

Este producto permite acceder al cliente a la red eléctrica de la empresa, en términos simples se puede definir como el servicio realizado para conectar un tramo de la red de baja tensión al medidor

del cliente, dicho servicio está compuesto por materiales y horas hombre. Los costos se cargan al cliente

2.1.4 Servicio de atención de incidentes de la red eléctrica.

Se define a este producto como el servicio realizado para atender cualquier llamada del tipo de incidente de red eléctrica en el plazo más corto esperado. Normalmente los costos son asumidos por la empresa

2.2. Clientes

La empresa cuenta con aproximadamente 800 000 clientes y tiene una tasa de crecimiento mensual estimado en 1500 nuevos clientes, para la empresa se define como cliente a la persona o institución a cuyo nombre está la conexión del suministro eléctrico, pero como con una salvedad particular, de acuerdo a las normas que rigen el negocio de distribución eléctrica, la deuda producto del servicio eléctrico está asociado al predio y por consiguiente al titular del mismo, aun cuando este no lo hubiera generado. Por razones legales la empresa tiene dos tipos de clientes

2.2.1 Clientes libres

Son los clientes cuya potencia instalada sobrepasa los 1000 KW, la principal característica de estos clientes es que los parámetros de facturación se establecen mediante contrato, previamente negociado, entre Luz del Sur y el cliente.

2.2.2 Clientes regulados

Son los clientes, con potencia instalada ≤ 1000 KW, los parámetros de facturación son definidos por Osinerg, incluido los valores usados para facturar.

Por razones de atención, en caso se presente un incidente en la red eléctrica, la empresa ha implementado la siguiente calificación:

Clientes Salud.- Clientes que tienen como giro de negocio los centros de salud, tales como Hospitales, Clínicas, Postas Médicas, etc.

Principal.- Clientes que tienen relación con los principales personajes de la política y economía del país y con ciertas autoridades publicas, como por ejemplo los directivos de Osinerg.

Gobierno.- Clientes que tienen relación con las autoridades del gobierno central y de diversos gobiernos municipales.

Libres.- Clientes cuya potencia instalada sobrepasa los 1000 KW

Opinión.- Clientes que tienen relación con los principales personajes del periodismo y con los medios de comunicación.

Directivo.- Clientes que tienen relación con los directivos de la empresa.

Estado.- Clientes relacionados con las autoridades de diversos organismos estatales pero que por calificación de parte con entran en el grupo de Gobierno.

2.3. Proveedores de energía eléctrica

Los principales proveedores de energía eléctrica para la Luz del Sur son las empresas de generación eléctrica, y las empresas de transmisión eléctrica

2.3.1 Generación Eléctrica

Empresas dedicadas a la generación de la energía eléctrica y a quienes se les compra la energía que posteriormente se distribuirá a los clientes. Entre las principales empresas que nos proveen energía eléctrica tenemos:

Empresa de Generación Eléctrica de Lima (EDEGEL).- Edegel es la mayor compañía privada de generación de electricidad en el Perú. A la fecha cuenta con una potencia efectiva total de 1283.8 MW, de la cual 739.4 MW corresponde a potencia hidroeléctrica y 544.4 MW a potencia termoeléctrica. Como empresa generadora percibe ingresos por la venta de potencia y la venta de energía, las cuales se realizan bajo contratos con clientes libres, clientes regulados o a través de transferencia de potencia y energía en el mercado spot.

Edegel forma parte del Sistema Interconectado Nacional y realiza sus operaciones conforme a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y de acuerdo a lo indicado por el COES-SINAC. Además, cumple las normas aplicables a las actividades del sector eléctrico establecidas por el MEM y supervisadas por Osinerg. [WEB-02]²

² Fuente [WEB-02]

ELECTROPERU.- Empresa estatal de derecho privado, cuyas acciones pertenecen íntegramente al Fondo Consolidado de Reservas Previsionales - Decreto Ley N° 19990, teniendo como objetivo dedicarse a las actividades propias de la generación, transmisión por el sistema secundario de su propiedad y comercialización de energía eléctrica, con el fin de asegurar el abastecimiento oportuno, suficiente, garantizado y económico de la demanda de energía.

ELECTROPERU cuenta con dos centrales hidroeléctricas, que conforman el Complejo Hidroeléctrico Mantaro, con una capacidad instalada de 1008 MW y una Central Térmica ubicada en el departamento de Tumbes con una capacidad instalada de 18 MW. El Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, es el principal centro de generación del país que abastece el 34,3% de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y cuya generación equivale al 31% de la demanda nacional, según estadística del año 2003.

Las ventas de ELECTROPERU están orientadas a dos tipos de clientes: Empresas Distribuidoras y Clientes Libres ubicadas en diferentes zonas del país a los cuales se les suministra el 88% y 12% de la producción, respectivamente. Destacan Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A., que abastecen a la ciudad de Lima y Electrosur Medio S.A.,

Hidrandina S.A. y Electro Norte S.A., que abastecen al interior del país. [WEB-03]³

2.3.2 Transmisión Eléctrica

Empresas encargadas de los sistemas de transmisión eléctrica son quienes trasladan la energía desde las empresas generadoras a las Sub Estaciones de Transformación de la empresa (SET). Nuestro principal proveedor es

Red de Energía del Perú (REP).- Tiene como socios fundadores a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), Transelca S.A. y Empresa de Energía de Bogotá S.A. (EEB), todas ellas reconocidas del sector energía de la República de Colombia.

ISA obtuvo a través de una licitación pública internacional la concesión de los sistemas de transmisión eléctrica de las empresas estatales Etecen y Etesur, por un periodo de 30 años. Posteriormente ISA cede sus derechos a REP, quedando ésta última como Sociedad Concesionaria e ISA como operador calificado de concesión

Actualmente es el mayor transportador de energía eléctrica en el Perú con 46.52% de participación en el sistema de transmisión nacional y 5,410 kilómetros de circuitos de 138 y 220 KV que unen 19

³ Fuente [WEB-03]

departamentos del Perú incluida la interconexión entre Perú y Ecuador. [WEB-01]⁴

Es importante resaltar que para la fijación de la tarifa del cliente participan los 3 sectores en las proporciones indicadas en el Cuadro 3

Cuadro 3

Sector	Participación en la tarifa final del cliente (%)
Generación	60%
Transmisión	5%
Distribución	35%

Elaboración propia - Fuente [WEB-04]

2.4. Proveedores de otros servicios

Para la atención de las necesidades de la operación relacionados con el tema abordado por el presente informe se tiene a TECSUR como principal proveedor.

2.4.1 TECSUR

Empresa dedicada a la elaboración y ejecución de estudios, proyectos, obras, así como el suministro de materiales y equipos relacionados con los sectores de Energía, Minería, Industria y Construcción. Pertenece a la

⁴ Fuente [WEB-01]

misma corporación de Luz del Sur. Los principales servicios que brinda a la empresa se resumen en el Cuadro 4. [WEB-05]⁵

Cuadro 4

Mantenimiento de redes eléctricas.
Localización de fallas.
Mantenimiento integral de Alumbrado Público.
Metrología (contrastación y calibración de medidores)
Mantenimiento de Redes.
Poda en circuitos energizados.
Lavado de Redes.
Control de Pérdidas.
Servicios de Emergencia.
Instalación de Equipos Registradores.
Instalación y cambio de medidores.

Elaboración propia - fuente [WEB-05]

2.5. Procesos

Si bien es cierto la empresa desarrolla un gran número de procesos para la atención del negocio, para efectos del presente informe nos centraremos en los siguientes procesos relacionados con la atención de los llamados “Reclamos de Emergencia”, cuyo cuadro pictórico se muestra en la Figura 1

⁵ Fuente [WEB-05]

Elaboración propia - fuente procedimientos de la empresa

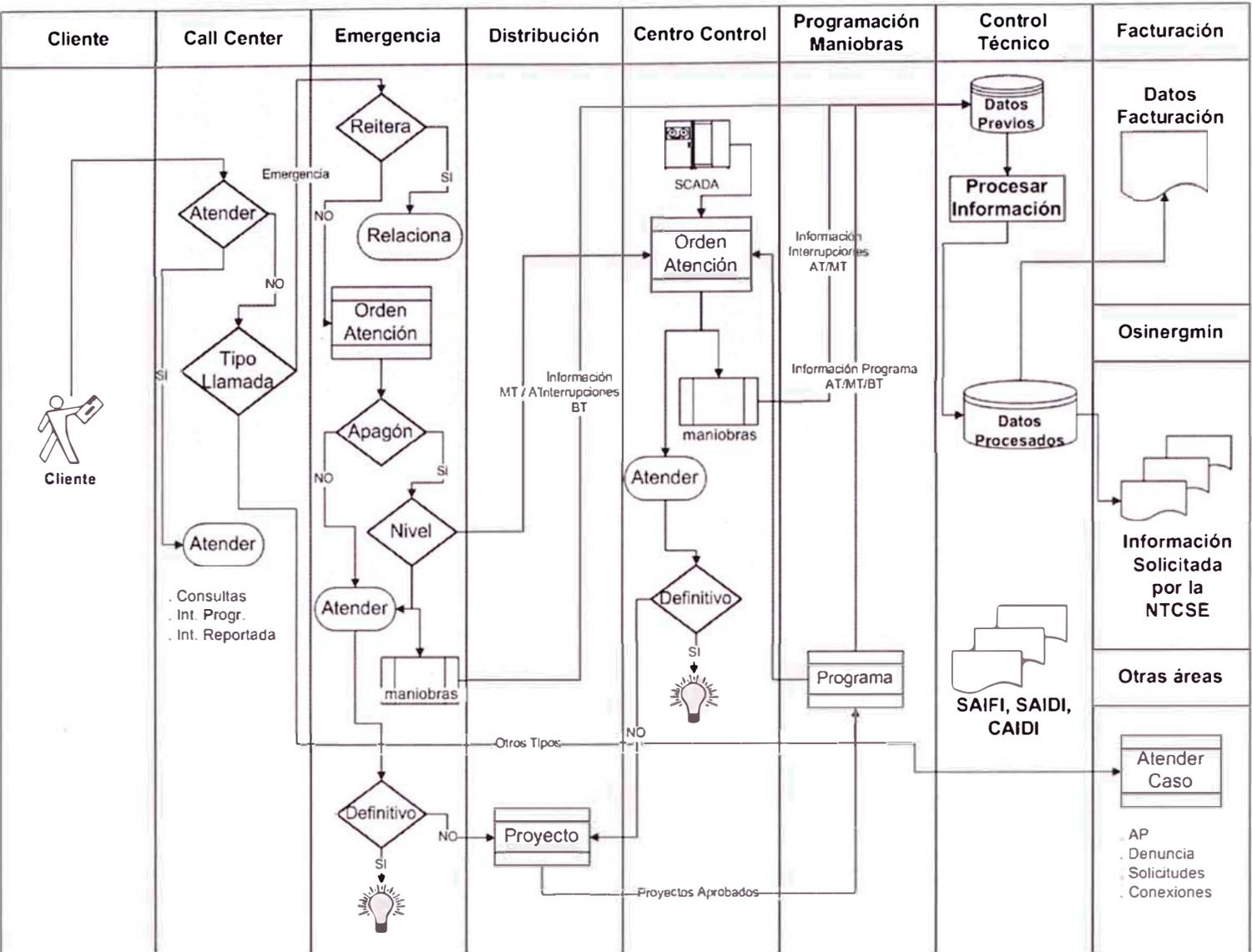


Figura 1

2.5.1 Registro de llamadas y control de su atención.

Este proceso es atendido el área denominada Fonoluz, call center de la empresa, equipada con mas de 30 líneas de entrada, cuenta con el soporte de un sistema IVR que permite descargar la atención de las llamadas consideradas de rutina, como pueden ser la consulta de estados de saldos o de interrupciones programadas. Para simplificar el registro de los casos se ha tipificado y codificado los posibles motivos de una llamada del cliente. Esta área atiende todas las llamadas de los clientes, para efectos del presente las llamadas que nos interesan son las del tipo riesgo de vida, problemas con el alumbrado público e interrupción de servicio eléctrico. Diariamente Fonoluz toma una muestra de las llamadas del día anterior y proceder a contactar a los clientes para realizar una encuesta que permite medir el nivel de atención percibido por el cliente.

2.5.2 Atención de emergencias en BT.

Una vez recibida la llamada esta pasa a ser atendida por el área de emergencia, primero determina si la llamada es parte de un caso ya reportado o requiere la generación de una nueva orden de atención, luego determina si la llamada es una interrupción de servicio eléctrico (comúnmente conocido como apagón) para determinar el nivel del mismo (en baja tensión, media o alta tensión) y proceder a derivar al área de centro de control en caso la interrupción es del media o alta tensión. Si la llamada no es una interrupción o es una de baja tensión procede con su atención, si este es definitivo se cierra el caso y si realizó solo un trabajo temporal deriva

el caso al área de proyectos para que planifique la solución definitiva del problema. Para los casos de interrupciones de baja tensión deben realizar el registro de las maniobras que permitan determinar luego los clientes afectados.

2.5.3 Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP).

Cuando el tipo de llamada es un problema de alumbrado público el área de emergencia verifica la zona para determinar si el caso implica un riesgo eléctrico para aislar el problema, eventualmente si el problema puede ser resuelto por la cuadrilla designada se da por cerrado el caso, los casos pendientes son derivados al área de distribución para que programen adecuadamente la atención del mismo. Esta atención primero implica agrupar por zonas los casos reportados, se asigna a la empresa proveedora TECSUR estos casos y al cerrar el día nos informa los postes atendidos e indicar los diversos materiales usados para controlar de esa manera la calidad del servicio de alumbrado público

2.5.4 Programación de maniobras BT / MT / AT.

Esta tarea es atendida por el área de distribución, para ello primeramente reúnen todas los informes reportados sobre la red eléctrica, definen la zona que será atendida, programan todas las tareas necesarias para resolver definitivamente los problemas presentados en la zona seleccionada y realizan la simulación de las maniobras que permitirán dejar sin servicio eléctrico dicha zona, con esta simulación se obtiene los clientes que serán afectados

y las horas que serán afectados para informarles de la interrupción por medio de volantes que son enviados directamente a su casa. Las interrupciones programadas definidas como de baja tensión son realizadas y registradas por el área de emergencia, las interrupciones de media y alta tensión son coordinadas y registradas por el área de centro de control

2.5.5 Registro de maniobras de interrupción en AT / MT.

Este proceso es realizado por el área de centro de control, quien se encarga de dirigir a las cuadrillas encargadas de la atención de las interrupciones, este proceso es de sumo cuidado por que los niveles de tensión involucrados son altos (sobre los 2.3 KV) y representan grave peligro para las personas que están en contacto con la red. El registro de las maniobras de apertura típicamente permiten determinar los clientes afectadas por la interrupción y las maniobras de cierre nos determina a los cliente que vuelven a contar con el servicio eléctrico, Las interrupciones coordinadas y determinadas en la programación de maniobras se denominan interrupciones programadas, las interrupciones que son reportadas mediante las llamadas telefónicas o detectadas por el sistema SCADA se denomina interrupciones imprevistas.

2.5.6 Cálculo de compensaciones y envío a facturación.

Este proceso toma todos los datos de interrupciones producto de las atenciones de emergencia y centro de control, los datos de las interrupciones programadas definidas por programación de maniobras, los

datos comerciales de los clientes como son sus consumos en los 6 meses evaluados, los cortes y reconexiones que ha sufrido en los mismos 6 meses de evaluación y se procede al cálculo de las compensaciones que la NTCSE define, luego de un riguroso control de los datos calculados por parte del área de control técnico este determina si se reprocesa los cálculos o confirma los mismos y da el visto bueno para ser pagados a los clientes de la empresa. La información producto de este proceso también reportado al ente regulador OSINERGMIN

2.5.7 Indicadores de gestión.

Este proceso permite calcular los indicadores de gestión de interrupciones adoptados por la empresa (SAIDI, SAIFI, CAIDI), el análisis adecuado de los mismos, segmentado por tipo de interrupción, origen de la interrupción entre otros parámetros permite a la empresa orientar sus recursos y determinar las medidas de control necesarias para mejorar esos indicadores, siempre que la implementación de las medidas tengan factibilidad económicamente. El área encargada de este proceso es control técnico quien coordinará con las diversas áreas de la empresa la implementación de dichas medidas de control.

2.6. Organización de la empresa

En este punto la empresa estaba organizada, de manera simplificada y solamente mostrando las áreas involucradas en el proceso que nos ocupa, del siguiente modo:

Gerencia General

Gerencia Comercial

Departamento de facturación: encargado de la emisión mensual de las facturas de los 780 000 clientes de la empresa.

Subgerencia de informática y telecomunicaciones (SGIT): Encargada de la gestión de los sistemas informáticos, desarrollo de nuevos sistemas y de proporcionar los servicios de telecomunicaciones de la empresa.

Gerencia RRHH

Departamento de personal

Área de transportes: Encargado de la gestión de las unidades que cuenta la empresa, entre ellas las asignadas a las salas bases y al área de alumbrado público.

Gerencia Finanzas

Gerencia Operaciones

Fonoluz: Central de llamadas de la empresa

Distribución y mantenimiento del centro de servicio Chacarilla: Encargado de brindar el servicio eléctrico a los clientes que forman parte de su zona geográfica asignada, en este caso la zona centro de la concesión.

Sala Base Emergencia Chacarilla: Encargada de la atención de incidentes en la red de baja tensión (BT).

Alumbrado Público Chacarilla: Encargado de la atención de incidentes en el alumbrado público (AP) de la empresa.

Programación de maniobras Chacarilla: integrante del área de mantenimiento de redes de distribución, encargado de definir las zonas que serán afectados en el servicio, con la finalidad de realizar las mejoras necesarias en la red eléctrica.

Distribución y mantenimiento del centro de servicio San Juan:
Encargada de la zona sur de la concesión.

Sala Base Emergencia San Juan

Alumbrado Público San Juan

Programación de maniobras San Juan

Distribución y mantenimiento del centro de servicio Vitarte:
Encargado de la zona este de la concesión.

Sala Base Emergencia Vitarte

Alumbrado Público Vitarte

Programación de maniobras Vitarte

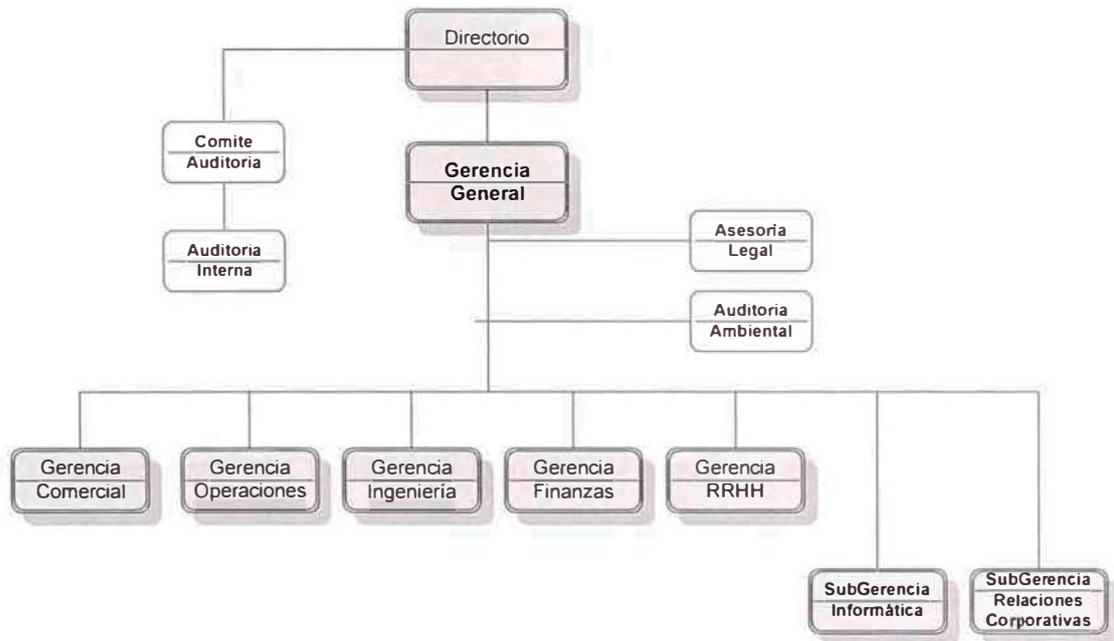
Departamento de Control Técnico: encargado del procesamiento y análisis de la información, en otros tipos, de interrupciones con la finalidad de estudiar y promover mejoras en la red tendientes a reducir los indicadores y con ello el monto de las compensaciones a los clientes.

Gerencia Ingeniería

Centro de Control: Encargado de la atención de incidentes en la red de alta tensión (AT) y media tensión (MT).

En la Figura 2 se muestra el organigrama actual de la empresa.

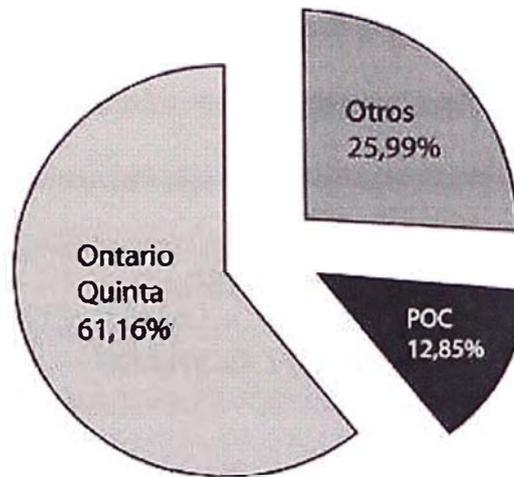
Figura 2



, Elaboración propia, fuente Intranet de la empresa

Actualmente el accionariado se distribuye del siguiente modo: Ontario Quinta S.R.L. controla el 61.16% de Luz del Sur. Un 12.85% pertenece a la empresa Peruvian Opportunity Company (POC) y el 25.99% restante se distribuye entre distintos accionistas locales, tal como se muestra en la Figura 3.

Figura 3



Fuente [WEB-04]

El accionariado de Ontario Quinta A.V.V. está constituido por Chilquinta Internacional A.V.V. (55,29%), Peruvian Opportunity Company S.A.C. (41,97%) e Inversionistas Institucionales (2,74%).

Sempra Energy International (50%) y AEI (50%) son propietarias de Inversiones Sempra - AEI quien a su vez es propietaria de Chilquinta Energía que posee el 99% de Chilquinta Internacional A.V.V.

El accionariado de Peruvian Opportunity Company S.A.C. está constituido por Sempra Energy International (50%) y AEI (50%)

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

1. Sistemas de información base para empresas de distribución eléctrica

La gestión informática del negocio de distribución eléctrica requiere de un grupo de sistemas específicos que permiten gestionar los diversos procesos que ejecutan dichas empresa, a continuación pasaremos a describir las características básicas de dichos sistemas y su interrelación entre ellas:

WMS (Work Management System)

OMS (Outage Management System)

CIS (Customer Information System)

AMR (Automated Meter Reading)

SCADA (Supervisory Control and Data Adquisition)

Facility model analysis/planning

2. Concepto de Ciclo de Vida y su importancia para el desarrollo de Software.

Aún en pleno siglo XXI se puede encontrar organizaciones donde las tareas de desarrollo de aplicaciones informáticas se realizan de forma individualizada, mediante codificación y prueba individualizada de dicha codificación. Este escenario se agrava por el hecho de no existir documentación que avale dicho desarrollo y no planificar previamente el trabajo. Desarrollar aplicaciones bajo ese contexto es propio de organizaciones que no adoptan un "ciclo de vida" o enfoque de desarrollo y, en el mejor de los casos, apenas realizan las actividades de planificación.

El ciclo de vida del software puede definirse como el conjunto de fases o etapas, procesos o actividades requeridos para concebir, desarrollar, probar, integrar, explotar y mantener un producto de software. La importancia de definir el ciclo de vida a usar radica en que el producto entregable (Software) consume tiempo y esfuerzo para su desarrollo y debe estar en uso (producción) un tiempo mayor.

No importando el ciclo de vida adoptado para nuestro desarrollo de software, este nos debe proveer de:

- Un orden determinado entre las fases y/o procesos que este defina.
Esto nos permite responder las preguntas ¿Qué debo hacer ahora?
¿Qué haré después?"

- Los criterios de transición para pasar de una fase a la siguiente. Esto nos permite responder las preguntas ¿He terminado lo que estoy haciendo? ¿Puedo pasar a la siguiente fase?

Así mismo todo ciclo de vida nos debe cubrir las tareas de

- Análisis:
- Diseño
- Implementación
- Pruebas
- Mantenimiento

A continuación detallaremos los modelos de ciclo de vida de mayor uso

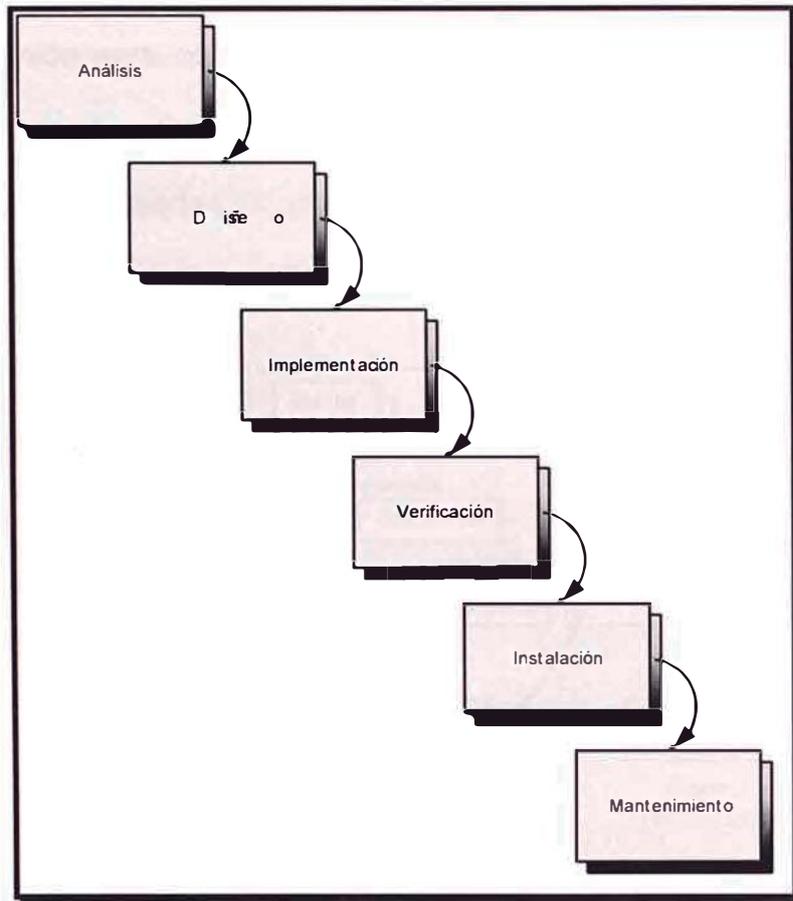
2.1. Modelo de cascada.

Propuesto por Winston W. Royce en su artículo de 1970 “Managing the Development of Large Software Systems: Concepts and Techniques” como ejemplo de un modelo que no es de aplicación práctica, pero que por diversas razones fue ampliamente difundido y utilizado en diversas organizaciones.

El número de fases que proponen suele variar de una literatura a otra, en su versión más simple las fases consideradas son: especificación de requerimientos, diseño, implementación, verificación, instalación y mantenimiento

La característica principal de este modelo es: “para pasar a la siguiente etapa se tiene que completar al 100% la etapa previa”

Figura 4 - Modelo Cascada



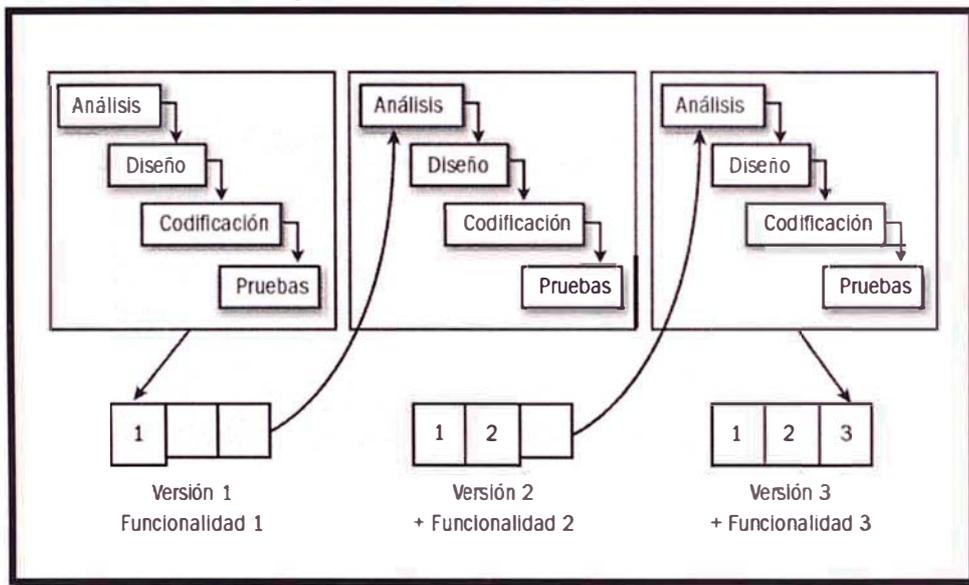
Esa característica es también su principal debilidad, tal como indicaba Royce en su documento, los requerimientos siempre cambian y a eso hay que adicionar que los usuarios recién “descubren” lo que realmente quieren luego de ver por lo menos un prototipo de cómo se va a ser el software.

2.2. Modelo incremental.

Es una adaptación del modelo de cascada, fue propuesto por Meir M Lehman, también se le conoce como “Software Evolution”. El Software se desarrolla mediante la implementación de los diversos módulos que

conforman el sistema, una de sus características es que no se requiere tener el todo definido para comenzar con la implementación, lo cual permite al usuario tener el software disponible aun cuando no tenga todas las funcionalidades deseadas.

Figura 5 - Modelo Incremental



Este modelo usa el viejo adagio de “divide y vencerás”, se puede utilizar para casi cualquier proyecto, pero se recomienda en casos el usuario requiere entregas rápidas, aunque no completas.

Se puede encontrar un símil matemático en la siguiente fórmula

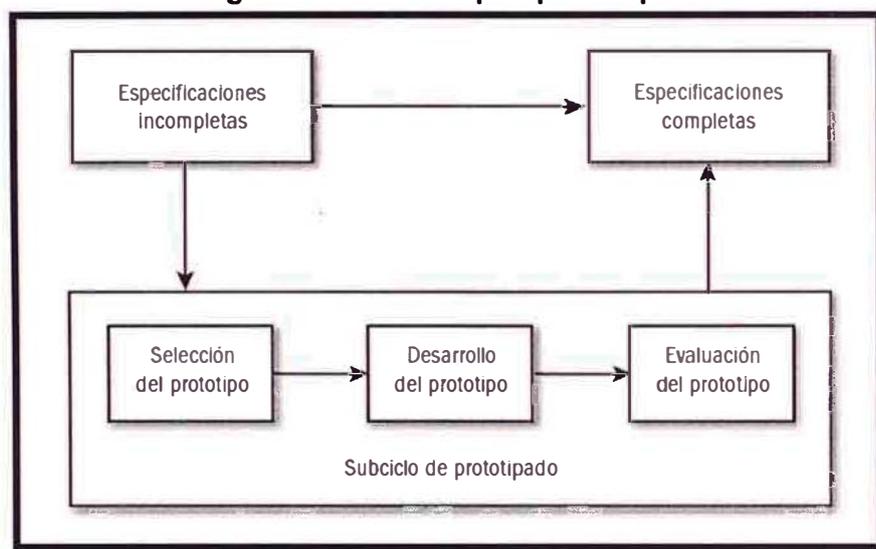
$$V_i = V_{i-1} + NF$$

Donde V es la Versión del software y NF las nuevas funcionalidades

2.3. Modelo por prototipos

Si bien es cierto que en la práctica el uso de prototipos se incorpora en casi todos los modelos de ciclo de vida para validar los requerimientos del usuario, se recomienda este modelo para casos en los cuales no se conoce exactamente los requerimientos del usuario o la tecnología con la cual se va a implementar.

Figura 6 - Modelo por prototipos



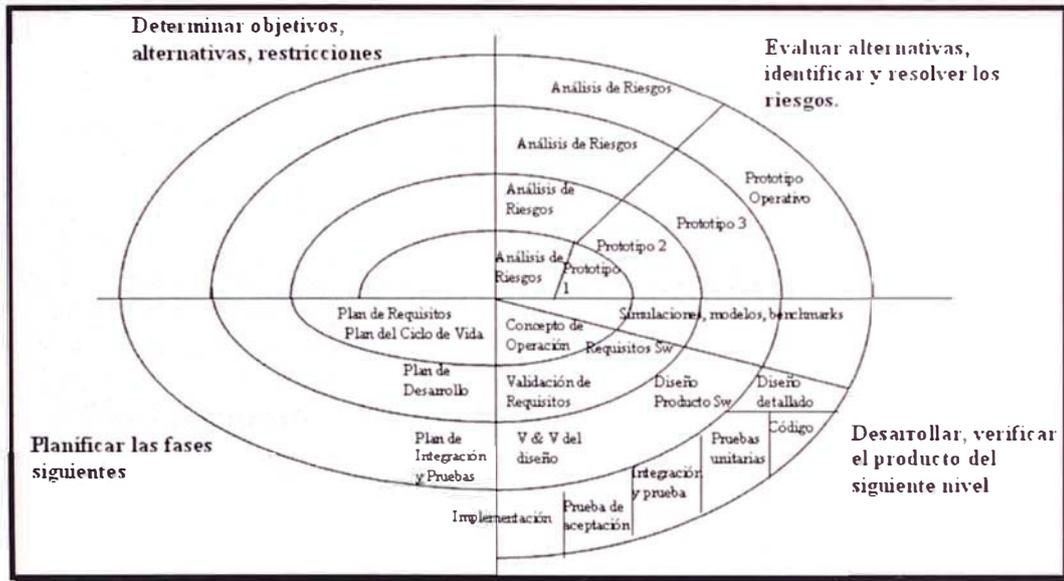
Su principal desventaja es que tiende a ser altamente costoso y es difícil definir fechas de entrega.

2.4. Modelo en espiral

Se puede considerar como una variante del modelo por prototipos, se basa en una serie de repeticiones para obtener un producto completo, toma en cuenta los beneficios de los modelos incremental y por prototipos e incluye el

concepto de "riesgo".que aparece por la incertidumbre de no saber cómo debe ser el software completo

Figura 7 Modelo en espiral



A medida que el ciclo se cumple se van obteniendo prototipos sucesivos que deben ganar la satisfacción del usuario. Las iteraciones en el espiral se van repitiendo hasta que el cliente obtiene el producto que requiere

CAPÍTULO III.

PROPUESTA DE SOLUCIÓN

1. Planteamiento del problema

Cuando Luz del Sur S.A.A, en ese entonces empresa de capitales chilenos y canadienses, dedicada a la distribución de energía eléctrica en el sur de Lima, decidió dejar de recibir los servicios informáticos brindados por IBM del Perú para implementar su propia área de informática adquirió, de la empresa Chilena Synapis, los programas, ejecutables y fuentes, que conformaban los Sistemas Comerciales y Sistemas Administrativos de la empresa. Como parte de la compra también adquirió los componentes necesarios para implementar nuevos desarrollos porque se tenía que adecuar los sistemas mencionado a las necesidades organizativas y legales de la empresa y además, como parte de la decisión de abandonar a IBM, se había decidido la implementación in-house de los módulos que formarían parte de los Sistemas Técnicos.

Como parte de los Sistemas Comerciales se tenía el Módulo denominado SISDA (SIStema De Atención) que permitía registrar las llamadas de los clientes relacionados con la atención por el área de Emergencia, para determinar si la llamada es un caso de emergencia el relacionador Fonoluz aplicaba los conocimientos aprendidos en sus cursos de capacitación de las funciones del puesto. Una vez registrada la llamada este se mostraba en las pantallas que usaba el área de Emergencia quienes procedían con su atención, posteriormente registraban, en el sistema, información poco detallada de la atención. En caso el área de Emergencia tuviera que apoyarse o enviar el caso a otra área de la empresa el SISDA no soportaba esta parte del proceso por lo que el seguimiento tenían que realizarlo apoyados por hojas Excel de control. Uno de los tipos de llamadas que atiende el área de Emergencia son las relacionadas con la interrupción del servicio eléctrico y el módulo indicado no brindaba ninguna información para el cálculo de los indicadores de confiabilidad de la red de distribución eléctrica de la empresa por lo que las áreas administrativas encargados de dichos indicadores tenían que recolectar información relacionado con interrupciones de MT y AT de las áreas operativas y por medio de hojas de Excel y valores estimados de cantidad de clientes.

El 11 de Octubre de 1997 mediante decreto supremo N° 020-97-EM se aprueba la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) cuyo objetivo era establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios

eléctricos, uno de los acápite tratados por dicha norma está referido a la Calidad de Suministro que mide la frecuencia y la duración de las interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de la empresa y a los clientes que superen ciertos valores de tolerancia la empresa tiene que compensarlos económicamente según fórmula establecida en la misma norma.

El presente informe propone el reemplazo del Módulo denominado SISDA por una solución integral que permita relacionar las diversas áreas de la empresa que participan en la atención de una contingencia reportada por el cliente u obtenida internamente en la empresa, que permita conocer cual es el estado de la atención de cada llamada del cliente y que a su vez permita cumplir con todo lo dispuesto por la NTCS en lo referente a la Calidad de Suministro, así mismo dicha solución deberá permitir capturar la información necesaria para un adecuado cálculo de los indicadores de confiabilidad de la red de distribución eléctrica. La solución propuesta debe estar integrada con el Sistemas Comerciales de la empresa tanto para obtener los datos de los clientes como para generar los cargos de compensación de los mismos, también debe integrarse con el Sistema Técnicos para obtener la información relacionada con la red eléctrica de la empresa.

2. Alternativas de solución

Con la finalidad de atender el problema planteado respecto a la necesidad de contar con un sistema integral de atención de interrupciones la gerencia

de operaciones convoca a las diversas áreas funcionales a reuniones con la finalidad de realizar el análisis integral del proceso, que comienza con la recepción de la llamada del cliente y culmina con el pago de las compensaciones al cliente, la definición a nivel macro los requerimientos funcionales que cada área tenía y presentar y evaluar alternativas de solución.

Las alternativas de solución propuestas fueron:

2.1. Desarrollo de la solución integral por la Subgerencia de Informática y Telecomunicaciones

Esta solución implica el desarrollo del proyecto por un equipo compuesto enteramente por personal del desarrollo de sistemas de la empresa, existen 2 tipos de personal:

- Personal de planta.- son empleados directos de la empresa.
- Personal contratista.- son empleados de empresas que brindan servicios de manpower.

Resultado del análisis de esta primera alternativa se elaboró el Cuadro 5

Cuadro 5

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<ul style="list-style-type: none">• El producto desarrollado estará 100% integrado con la actual plataforma de la empresa• El know how del proceso se mantiene dentro de la empresa.• Parte del equipo de desarrollo posteriormente integraría el grupo de mantenimiento.• Los costos de desarrollo e instalación se consideran relativamente bajos.• Equipo con experiencia en la plataforma de desarrollo	<ul style="list-style-type: none">• Plataforma de desarrollo específico para Visual Basic 3.0• No se utilizará tecnología GIS• Equipo requiere capacitación específica en este proceso del negocio• Se estima un tiempo de desarrollo e implementación mayor

Elaboración Propia

Para efectos del trabajo se denomina Alternativa 01

2.2. Encargar el desarrollo de la solución a una empresa de desarrollo

Esta solución implica encargar el desarrollo del proyecto a una empresa externa, mediante un contrato "llave en mano" y que la intervención del personal de la empresa estaría limitado al seguimiento del contrato previamente pactado entre las partes, un requisito básico es que la empresa cuente con experiencia en el desarrollo de sistemas similares.

Como resultado del análisis de esta segunda alternativa se elaboró el Cuadro 6

Cuadro 6

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de punta • El equipo cuenta con conocimientos previos del proceso a implementar. • Se estima un tiempo de desarrollo e implementación mediano • Los costos de desarrollo e instalación se consideran medianamente altos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe invertir para seleccionar al proveedor. • El Equipo requiere capacitación específica en la plataforma de La empresa. • El know how del proceso no se mantiene dentro de la empresa. • El producto desarrollado no estará 100% integrado con la actual plataforma de la empresa • Se requiere capacitación, tecnológica y funcional, del área de desarrollo de sistemas para las tareas de mantenimiento.

Elaboración Propia

Para efectos del trabajo se denomina Alternativa 02

2.3. Adquirir un producto OMS y personalizarlo a los requerimientos de la empresa

Ubicar y evaluar sistemas OMS disponibles en el mercado, como parte del proceso de instalación se incluirá la personalización requerida por la

empresa, poniendo énfasis en las interfases con el Sistema Comercial y el Sistema Técnico.

Como resultado del análisis de esta tercera alternativa se elaboró el Cuadro

7

Cuadro 7

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de punta • Se estima un tiempo de desarrollo e implementación menor. • Se adquiere las "best practices" del proceso adquirido • Los costos de desarrollo e instalación se consideran altos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe invertir para seleccionar el producto. • Usuario debe adaptarse a los nuevos procesos que forman parte del producto. • No se contará con el 100% de los códigos fuentes. • Se requiere desarrollar interfases para sincronizar el producto y plataforma de la empresa • Se requiere capacitación, tecnológica y funcional, del área de desarrollo de sistemas para las tareas de mantenimiento. • Requiere equipamiento adicional

Elaboración Propia

Para efectos del trabajo se denomina Alternativa 03

3. Toma de decisiones

La toma de decisiones se define como “la selección de un curso de acción entre alternativas” [KOWE-95]⁶, de acuerdo a la metodología el primer paso es definir las alternativas de solución, ese punto se ha cubierto en el punto Alternativas de solución, por ende continuaremos con los siguientes pasos:

3.1. Evaluación de alternativas en función a parámetros definidos.

Para este proyecto se consideraron un grupo de parámetros o criterios de evaluación y a cada uno se le asignó un peso relativo, el resultado se observa en Cuadro 8

Cuadro 8

<i>Criterios</i>	<i>Peso relativo</i>
• Costo del proyecto	5
• Conocimiento del negocio	3
• Integración con la plataforma corporativa	5
• Duración del proyecto	2
• Aplicación de tecnología	2
• Soporte post desarrollo	4

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Los parámetros indicados previamente son definidos dentro de los procedimientos de la empresa relacionados con los proyectos de desarrollo de sistemas de la empresa, los pesos relativos son valores asignados en función de las circunstancias de cada proyecto, pero es norma que el factor

⁶ Fuente [KOWE-95] , página 199

“costo del proyecto” tenga un valor de 5 dado que es política de la empresa optimizar los costos tanto en las inversiones y de los gastos, por otro lado es norma de la Subgerencia de Informática y Telecomunicaciones de la empresa que todos los sistemas que brindan soporte a la empresa se desarrollen de modo integrado, es por ello que el factor “Integración con la plataforma corporativa” se le asigna un peso relativo de 5. Para el caso puntual de este proyecto se consideró para el factor “Conocimiento del negocio” un peso relativo de 3 considerando que si bien es cierto que lo ideal es que los encargados del proyecto tenga conocimiento de los procesos involucrados, se sabe que dentro de la empresa se cuenta con un grupo importante de expertos que pueden resolver la parte teórica práctica de los casos que se puedan presentar. Para el factor “Duración del proyecto” se consideró un peso relativo de 2 dado que el plazo que se tenía entre el inicio del proyecto y el fecha que la ley daba a la empresa para que tenga operativo el sistema vs. el tiempo estimado internamente para el desarrollo del sistema nos daba una holgura del 40%, en casos donde los tiempos dados por la norma y los tiempos estimados de desarrollo nos dan una holgura menor se debe aplicar un factor mayor. Para el factor “Aplicación de tecnologías” se aplica un factor 2 por que es política de la Subgerencia ser abierto a las diversas tecnologías que existen en el mercado. Para el factor “Soporte post –desarrollo”, para este caso, se le asignó un peso relativo de 4 por que, dada las penalidades que la norma contemplaba, era necesario contar con todos los medios que permitan corregir y/o resolver a la brevedad

cualquier problema que se presente en la etapa de producción, para los casos que no exista penalidad a este factor se le asigna un peso relativo menor.

Para cada criterio se ha definido un rango de calificación de 5 niveles que se explican en el Cuadro 9

Cuadro 9

Calificación	Significado
1	• Muy bajo
2	• Bajo
3	• Medio
4	• Alto
5	• Muy alto

Elaboración Propia – Fuente Metodología de proyectos del área

El proceso de elección se realizará de la siguiente manera, por alternativa a cada uno de sus criterios se le asignará una calificación, la cual será multiplicado por el peso relativo establecido en el Cuadro 8, la sumatoria de estos productos será su calificación final. Para determinar la calificación que una alternativa tendrá para cada criterio se usan tablas de equivalencia entre la información consignada para cada alternativa y la calificación final que se le asignara, el detalle de dichas tablas se encuentran en el anexo “Cuadros de equivalencia para puntuar los criterios de evaluación”

3.2. Elección de una alternativa

Aplicando la metodología anteriormente descrita se preparó el Cuadro 10 que resume el proceso de evaluación

Cuadro 10

Criterios	Peso relativo	Calificación			Ponderación		
		Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03
Costo del proyecto	5	5	3	2	25	15	10
Conocimiento del negocio	3	3	4	5	9	12	15
Integración con la plataforma corporativa	4	5	3	2	20	12	8
Duración del proyecto	2	3	4	5	6	8	10
Aplicación de tecnología	2	3	4	5	6	8	10
Soporte post desarrollo	4	5	4	2	20	16	8
		24	22	21			

Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

Se puede observar que si se hubiera considerado solo las calificaciones de cada alternativa, sin considerar las ponderaciones, todas las alternativas tienen calificaciones similares, dado que ventajas que tienen en un criterio equilibran las desventajas que presenta en otros, por ello la importancia de definir un criterio de “peso relativo” para definir la prioridad entre los criterios

De acuerdo al análisis de ponderaciones la alternativa “Desarrollo de la solución integral por la Subgerencia de Informática y Telecomunicaciones” es la que obtiene la mayor calificación con 86 puntos, en razón a que ha obtenido las mayores calificaciones en los criterios definidos como **costo del proyecto**, este costo solo incluye las horas hombre y no requiere mayor desembolso por licencia o adquisición de equipos sofisticados; **Integración con la plataforma corporativa**, porque el equipo encargado del desarrollo tienen experiencia comprobada en desarrollo con dicha plataforma y

soporte post desarrollo, porque parte del equipo encargado del desarrollo del proyecto será asignado al mantenimiento del producto.

4. Metodología para implementación de la solución

Para la implementación del proyecto se utilizó el procedimiento estandarizado de la subgerencia de informática y telecomunicaciones para los proyectos de desarrollo de sistema, las etapas que conforman dicho procedimiento se observan en el Cuadro 11

Cuadro 11

Etapas	Detalle
Planeamiento	• Elaboración del plan de trabajo
	• Adquisición del equipo del proyecto
	• Capacitación del equipo
Definición	• Requerimientos para el desarrollo del proyecto
	• Análisis de los proceso del negocio
	• Análisis y diseño del sistema
	• Evaluación del diseño
Construcción	• Codificación
	• Elaboración de la documentación
Pruebas	• Elaboración del plan de pruebas
	• Pruebas del sistema desarrollado
Implementación	• Entrenamiento y capacitación
	• Puesta en producción
Post implementación	• Seguimiento post implementación
	• Atención de usuarios

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

El principal entregable de la etapa de Planeamiento lo constituye el enunciado del alcance del proyecto, este documento define el marco de desarrollo del proyecto

4.1. Enunciado del alcance del proyecto

4.1.1 Objetivos del proyecto

El proyecto "implementación de un sistema de gestión y control de incidencias para una empresa de distribución eléctrica" debe cumplir con los siguientes objetivos:

- Poner en funcionamiento los módulos relacionados con el registro de llamadas, atención en sala base, programación de maniobras y control de interrupciones para inicio de la segunda quincena de enero de 1999.
- Poner en funcionamiento los módulos de cálculo de compensaciones por calidad de suministro y generación de la información relacionada para Osinerg para la primera quincena de Abril de 1999.
- Mantener el costo del proyecto debajo de los US\$ 80 000.00
- Lograr el 100% de integración con los módulos del Sistema Comercial y del Sistema Administrativo. Eso implica no registrar 2 o más veces el mismo dato en diferentes sistemas.

4.1.2 Descripción del alcance del producto

El presente proyecto implementará el Módulo Calidad de Suministro (MCS), conformado por las siguientes funcionalidades:

- Registro de llamadas y control de su atención.
- Atención de emergencias en BT.
- Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP).
- Programación de maniobras BT / MT / AT.
- Registro de maniobras de interrupción en AT / MT.
- Cálculo de compensaciones y envío a facturación.
- Indicadores de gestión.

Se implementará usando Informix (7.1X) como base de datos, los programas de procesamiento masivo y/o en lotes deben implementarse en lenguaje C y ejecutarse en los servidores corporativos HP con sistema operativo UNIX, para la parte cliente se usará como lenguaje de desarrollo VB 3.0 y se integrará a la plataforma de los sistemas corporativos de la empresa mediante el uso del Objeto_P (Ver en glosario de términos Objeto_P).

4.1.3 Requisitos del proyecto

El proyecto debe de implementar las funcionalidades indicadas en el alcance del producto que pasaremos a detallar mejor a continuación:

- Registro de llamadas y control de su atención.

- Opción para el registro de las llamadas de los clientes, no solo llamadas por interrupción de servicio
 - Opción para el seguimiento de la atención de las llamadas recibidas
 - Opción para listar y ubicar las llamadas registradas
 - Opción con diversos estadísticos de llamadas recibidas para análisis de calidad de servicio
 - Opción para realizar encuestas de atención al cliente
 - Opción para configurar los tipos de llamadas que se pueden atender
 - Opción para administrar los usuarios internos autorizados para diversas funcionalidades del área de fonoluz.
- Atención de emergencias en BT.
 - Opción para ver un resumen de las llamadas pendientes de atender agrupado por tipo de incidente y prioridad de atención
 - Opción para manejar por separado las llamadas por interrupción de servicio y las llamadas que no son por interrupción de servicio
 - Opción para inferir si las llamadas pendientes del tipo interrupción de servicio corresponden a una interrupción de MT o AT.

- Opción para generar una orden de atención, estas pueden ser relacionado con llamadas de no interrupción o llamadas de interrupción. Así mismo se puede indicar si la orden de atención generada atiende una o más llamadas relacionadas, en este punto se asigna una cuadrilla de atención
- Opción para que, en caso de una interrupción confirmada, las nuevas llamadas ingresadas se asocien a la orden de atención relacionada sin que se muestre como pendiente en la pantalla de sala base
- Opción para registrar los datos de atención de la cuadrilla asignadas, aquí se debe indicar, entre otros datos, la fecha de atención, la causa del problema que generó el incidente, las acciones correctivas, entre otros datos
- Opción para registrar las maniobras en BT que representan las interrupciones de los clientes, las maniobras se asocian a las ordenes de atención para las interrupciones imprevistas y los programas de mantenimiento para las interrupciones programadas
- Opción para enviar al área de Alumbrado Público las llamadas de emergencia que deben continuar su atención en dicha área
- Opción para configurar los turnos de atención

- Opción para configurar las unidades de atención (vehículos)
 - Opción para configurar las cuadrillas de atención, relacionando el personal que será asignado a una unidad y el turno en la cual trabajarán.
 - Opción para extraer información de atención
 - Opción estadística de la gestión del área de emergencia
 - Como la organización está dividida en 3 zonas geográficas (Centro de servicio) se deben agrupar la información según la zona asignada al usuario.
 - Para consultas de alto nivel la información debe mostrarse a nivel de empresa.
- Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP).
 - Opción para ver un resumen de las llamadas pendientes de atender agrupado por tipo de tipo de problema de AP y prioridad de atención
 - Opción para atender los casos de AP enviados por el área de emergencia
 - Opción para generar ordenes de atención para AP, agrupando mas de una llamada aun cuando no estén relacionadas
 - Opción para registrar las condiciones de atención de cada una de las llamadas asociadas a una orden de atención

- Opción para obtener estadísticas de atención de las llamadas de Alumbrado Público.
- Programación de maniobras BT / MT / AT.
 - Opción para registrar la información del programa de maniobras, lo cual incluye determinar los clientes afectados mediante el registro de las maniobras en la red eléctrica
 - Opción para emitir las cartas de notificación de maniobras programadas
 - Opción para que, en caso las maniobras sean de MT/AT, la aprobación final lo de el área de Centro de Control
 - Opción para anular un programa de maniobras y la emisión de las cartas de anulación de programa
 - Opción para preparar modelos de programa, que podrán ser usados posteriormente en caso se vuelva a repetir el patrón de programación
 - Opción para listar los clientes afectados por las interrupciones
 - Opción para estimar cual sería el costo de la compensación que generaría la ejecución del un programa de maniobras
- Registro de maniobras de interrupción en AT / MT.

- Opción para listar las ordenes de atención relacionadas con las interrupciones de AT y MT en curso
 - Opción para registrar todas las maniobras que se pueden realizar en la red eléctrica, en el documento de especificación del programa se detallan los 12 tipos de maniobras y las consideraciones especiales para cada una de ellas
 - Consulta histórica de la evolución de la interrupción, visualizando las subestaciones afectadas y cómo se va desarrollando la interrupción
 - Estadística de atención de interrupciones, con énfasis en los tiempos y cantidad de clientes afectados
- Cálculo de compensaciones y envío a facturación, estos procesos son básicamente procesos en lote que permite obtener los indicadores definidos por la NTCSE de c/u de los clientes de la empresa, siempre hablando sobre calidad de suministro. Los principales procesos definidos trabajan sobre el total de las interrupciones, es decir imprevistas y programadas.
- Procesos para obtener los clientes afectados por interrupciones de MT y AT
 - Procesos para unificar las interrupciones traslapadas entre clientes

- Procesos para calcular los indicadores de los clientes y calcular el montos de las compensaciones generadas
- Indicadores de gestión. Este módulo tratará de los diversos indicadores de gestión que el área de control técnico define para ver la evolución de la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica y los indicadores de confiabilidad de la red de distribución eléctrica, el detalle de los indicadores será definido posteriormente y formará parte íntegra del presente documento. Los indicadores mínimos a calcular serán
 - SAIFI
 - SAIDI
 - CAIDI
 - Evolución de compensaciones semestrales

4.1.4 Límites del proyecto

Forma parte íntegra de este proyecto el desarrollo de todo lo indicado en la parte de Requisitos del proyecto.

No forma parte del presente proyecto

- El desarrollo de las funcionalidades relacionadas con la Calidad de producto, Calidad de alumbrado público ni Calidad de servicio comercial.

- El uso de interfases **GIS**, sistemas gráficos con información georeferenciado, para visualizar la red eléctrica y la evolución de las contingencias en ella.
- Definir ni coordinar los mecanismos de entrega de la información, a OSINERG, requeridos por la **NTCSE**.
- Implementar los cambios necesarios en los módulos de los Sistemas Comerciales, Administrativos ni Técnicos de la empresa para soportar la integración.
- Ningún tipo de interfase con módulos relacionados con la Calidad de producto, Calidad de alumbrado público ni Calidad de servicio comercial.
- Ningún tipo de interfase con el módulo de presupuestos y obras
- Ningún tipo de interfase con los sistemas **SCADA** de la empresa
- Ningún desarrollo para el mantenimiento de los elementos de la red eléctrica.

4.1.5 Productos entregables del proyecto

Se define como principales entregables del proyecto los siguientes ítems

- Documento de alcance del proyecto.
- Cronograma del proyecto.
- Lista de recursos del proyecto.

- Documento de análisis, donde se especificará las necesidades de c/u de las funcionalidades a implementar
- Documento de diseño.
- Informes mensuales de avance del proyecto.
- Base de datos implementada para soportar las funcionalidades a implementar.
- Códigos fuentes y ejecutables de los programas que conforman las funcionalidades a implementar.
- Documentos de cambios aceptados, este documento incluye la definición del cambio y su impacto en el cronograma.
- Manuales de usuario para cada funcionalidad.
- Capacitación en el uso de los módulos producto.
- Acta de aceptación de cada uno de las funcionalidades.
- Funcionalidades en uso en ambiente de producción.
- Documento de lecciones aprendidas, para documentar las experiencias resultantes del desarrollo del proyecto

4.1.6 Criterios de aceptación del producto

Cada funcionalidad tiene su propio criterio de aceptación, las cuales de pasa a detallar:

- **Registro de llamadas y control de su atención:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para cargar información

del cliente no tome más de 2 segundos y el registro de las llamadas no tome más de 1 segundo.

- **Atención de emergencias en BT:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para obtener el resumen de llamada no demore más de 8 segundos cuando se tenga 50 llamadas pendientes, que la generación de las ordenes de atención (ODA) no tome más de 1 segundo, que el registro de la atención de una ODA no tome mas de 2 segundos y que el registro de las maniobras de BT no tome más de 4 segundos en caso se interrumpa menos de 50 clientes.
- **Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP):** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para obtener el resumen de llamada no demore más de 10 segundos para las llamadas acumuladas del día anterior, que la generación de las órdenes de atención AP no tome mas de 4 segundos y que el registro de la atención de la misma no tome mas de 3 segundos.
- **Programación de maniobras BT / MT / AT:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para procesar una maniobra de interrupción no tome, en promedio, más de 30 segundos por cada

mil clientes afectados y que el proceso de autorización y validación no tome más de 1 segundo

- **Registro de maniobras de interrupción en AT / MT:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para procesar una maniobra de interrupción no tome, en promedio, más de 30 segundos por cada mil clientes afectados.
- **Cálculo de compensaciones y envío a facturación:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para generar la información necesaria para estimar las compensaciones no tome, en promedio, más de 1 segundos por grupo de 15 cliente, que el proceso de cálculo de las compensaciones no tome más de 1 segundo por grupo de 25 clientes, que el proceso de pase a facturación no tome mas de 1 segundo por cada grupo de 30 clientes.
- **Indicadores de gestión:** cuando se verifique que se cumple con las funcionalidades detalladas en el documento de análisis y que los tiempos para el cálculo de los resúmenes requeridos, no tome más de 8 horas de proceso y que el tiempo de respuesta para visualizar los indicadores no tome más de 5 segundos por cada nivel de agrupación.

Todos los tiempos indicados se refieren a tiempos de respuesta del sistema, por que el tiempo de operación en el sistema depende de la experiencia del usuario y del grado de complejidad de la información a registrar en cada una de ellas

4.1.7 Restricciones del proyecto

El proyecto presenta las siguientes restricciones a tomarse en cuenta para el desarrollo del mismo:

- Para efectos de cumplir con el D. S. N° 020-97-EM. “Norma Técnica De Calidad de los Servicios Eléctricos” solamente se va a implementar lo relacionado con el Título Sexto.
- Se tiene como fecha límite, previsto por la **NTCSE**, el 11 de abril de 1999 para el inicio de sus operaciones
- Los programas del lado cliente serán implementados con Visual Basic 3.0 y usando el componente Objeto_P para integrarlos con los sistemas corporativos de la empresa.
- La base de datos a usar es Informix 7.1X, queda expresamente prohibido el uso de procedimientos almacenados que encapsulen lógica específica de estos procesos.
- Los programas en el servidor serán implementados en C para Unix HP.
- El desarrollo de los programas estará a cargo de personal externo a la empresa.

- No se trabajará con información georeferenciada, solo alfanumérica.
- El presupuesto asignado para personal tendrá un tope de 40 meses hombre.

4.1.8 Asunciones del proyecto

Para el desarrollo de este proyecto se asume como ciertos y realizados los siguientes hechos:

- La red eléctrica de la empresa está debidamente catastrada y registrada en los sistemas corporativos, de no ser cierto los resultados de los procesos de programación de maniobras y calculo de compensaciones no mostrarán lo que realmente sucede en el terreno.
- La organización operativa de la empresa no va a cambiar sus procedimientos de modo que las funcionalidades especificadas dejen de ser obsoletas o se conviertan en insuficientes, de pasar esto se tendría que redefinir el alcance del proyecto y todo lo que ello implica, incluyendo cambio en los calendarios de entrega
- En caso se tenga que reemplazar a algún integrante del grupo de trabajo el que lo reemplace tendrá el conocimiento y experiencia en la plataforma de desarrollo de la empresa similar al del que abandono el equipo, de no ser así se va a tener que invertir tiempo en capacitación, lo cual atentará contra los tiempos de entrega.

- En caso se tenga que reemplazar a algún usuario asignado al proyecto el nuevo integrante deberá tener la misma experiencia y conocimiento en el proceso de negocio que le corresponda, de no ser así los procesos que se le encarguen pueden sufrir demora.
- Todos cambios que deberán implementarse en los sistemas existentes estarán disponibles para cuando se requiere tener en producción las nuevas funcionalidades. De no ser así se podrían retrasar los desarrollos o las fechas de entrega en servicio.
- El sueldo del personal de la empresa no está considerado dentro de este proyecto.

4.1.9 Organización inicial del proyecto

El equipo inicial de proyecto deberá estar conformado del siguiente modo:

- Por las Gerencias operativas:
 - Líder usuario del proyecto encargado de las coordinaciones entre las áreas involucradas y de definir las prioridades en el desarrollo de las funcionalidades, la persona encargada será el Jefe del Departamento de Distribución de Chacarilla.

A este grupo deberá posteriormente integrarse

- Representante funcional de área de Fonoluz
 - Representante funcional del área de Emergencia
 - Representante funcional del área de Alumbrado Público
 - Representante funcional del área de Mantenimiento (programación de maniobras)
 - Representante funcional del área Centro de Control
 - Representante funcional del departamento de Control Técnico.
- Por el lado de la Departamento de desarrollo de sistemas informáticos:
 - Jefe de proyecto encargado de la ejecución del presente proyecto y de las tareas de análisis y diseño y especificación de las funcionalidades, la persona encargada será el Administrador de proyectos de sistemas asignado a los Sistemas Técnicos de la empresa. Su dedicación será a tiempo completo

A este grupo deberá posteriormente integrarse

- 3 programadores a tiempo completo
- 1 recurso para preparar los documentos a tiempo completo

Los principales interesados identificados son el Gerente de Operaciones como responsable de los procesos que brindan los servicios de energía eléctrica a los clientes y responsable del cumplimiento de la NTCSE, el Gerente de transmisión, responsables de la gestión de la red eléctrica en alta y media tensión y el Subgerente de Informática y Telecomunicaciones como responsable de los procesos de desarrollo de sistemas, también se identifican como interesados a los miembros de las diversas áreas indicadas como parte del grupo de gerencias operativas, al Gerente Comercial, responsable, entre otros temas, del proceso de facturación.

4.1.10 Riesgos iniciales definidos

Los riesgos iniciales detectados son los indicados a continuación:

- Salida de la organización del Administrador de proyectos, que también desarrolla las funciones de análisis y diseño del sistema y centraliza todo el conocimiento del sistema.
- Salida de algún miembro del equipo, dado la poca cantidad de personal la salida de un miembro puede impactar en el cronograma.
- Escaso nivel de documentación ha generado dado que se centraliza en una sola persona varias funcionalidades y un plazo relativamente corto impuesto al proyecto.

- Cambio en la metodología de control y compensación definido por el ente regulador OSINERG
- Definición inadecuada de las funcionalidades a implementar y escaso nivel de integración con las otras funcionalidades a implementar
- Escasa colaboración por parte de los representantes funcionales en caso no se les asigne un tiempo adecuado para formar parte del desarrollo del proyecto
- No haber identificado adecuadamente las prioridades entre los requerimientos de los usuarios
- Salida del Líder usuario del equipo de proyecto, que se agravaría si no es nombrado un reemplazo en el corto plazo

4.1.11 Hitos del cronograma

Dado que parte de este proyecto es definir exactamente los componentes que soporten las funcionalidades a implementar y cruzarlos con las limitaciones de recursos y tiempo impuesto entonces, en etapa, podemos identificar los siguientes hitos

- Comienzo del proyecto el 01 de abril de 1998.
- Terminar la fase de capacitación de los programadores el 15 de abril de 1998
- Tener en funcionamiento los módulos relacionados con el registro de llamadas, atención en sala base, programación de maniobras y

control de interrupciones para inicio de la segunda quincena de enero de 1999.

- Tener en funcionamiento los módulos de cálculo de compensaciones por calidad de suministro y generación de la información relacionada para Osinerg para la primera quincena de Abril de 1999.

Conforme se avance con la definición a detalle de las funcionalidades a implementar se podrán establecer hitos de entrega por funcionalidad terminada.

4.1.12 Limitación de fondos y Estimación del coste

De acuerdo a las estimaciones de salarios del personal participante, equipos para desarrollo y posible repotenciamiento de los equipos de los usuarios se establece que no podemos superar los US\$ 80 000.00, para estimar este monto se ha considerado lo indicado en el Cuadro 12

Cuadro 12

Ítem	Cantidad	Precio (US\$)	Total (US\$)
Mes programador	33	1 500.00	49 500.00
Mes documentista	3	1 000.00	3 000.00
Computadoras	5	1 100.00	5 500.00
Nuevo ambiente	1	5 000.00	5 000.00
Ampliación servidor central		10 000.00	10 000.00
Reemplazo equipo de usuarios	7	1 000.00	7 000.00
Total Final			80 000.00

Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

4.1.13 Requisitos de gestión de la configuración del proyecto

En este documento queda establecido que cualquier solicitud de cambio debe contar con la aprobación del líder usuario, del gerente de operaciones y/o del subgerente de informática dependiendo del impacto detectado para el proyecto, las consideraciones para determinar el impacto y los niveles de aprobación se establecen con el detalle adecuado en el Plan de gestión del alcance del proyecto, específicamente en el punto donde se detalla cómo se procesarán las solicitudes de cambio.

4.1.14 Especificaciones del proyecto

También se establece que el presente proyecto debe cumplir con:

- La metodología de gestión de proyectos definidos por la SGIT,
- Los documentos de estándares de programación definido por la SGIT
- Los estándares de desarrollo definido por la SGIT
- Con todo lo definido en el título sexto de la NTCSE
- Los documentos de análisis a desarrollarse como parte del proyecto
- Los documentos de diseño a desarrollarse como parte del proyecto

4.1.15 Requisitos de la aprobación

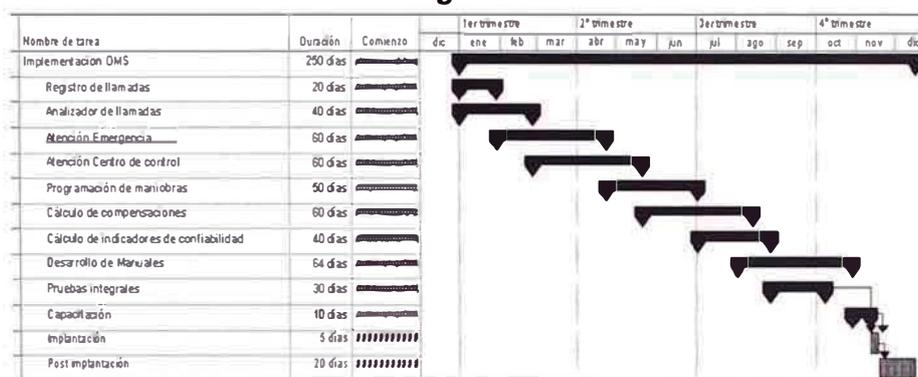
Se establece que para darse por aprobados los diversos documentos que conforman la Gestión de proyecto del sistema el Administrador de proyectos enviará el documento correspondiente, según el cronograma establecido, al líder usuario revisará dicho documento, lo devolverá con las observaciones que estime pertinente o caso contrario con el visto de documento aprobado. Para realizar dicha revisión se le indica que puede apoyarse en los documentos de Gestión de Proyectos disponibles. Se recalca que los productos entregables tienen que cumplir con los requisitos establecidos en el punto Criterios de aceptación del producto. En las reuniones mensuales de control de proyecto el administrador de proyectos entregará el informe de avance del proyecto, el cual deberá ser revisado, observado y validado por el Líder usuario.

Con estos elementos indicados se elaboró la Estructura de Descomposición del Trabajo para el proyecto (EDT del proyecto), por razones de espacio dicho documento se ha incorporado al presente informe como el anexo "EDT asociada al enunciado del alcance del proyecto", donde se aprecia con detalle las tareas requeridas para llevar a cabo el proyecto

4.2. Cronograma del proyecto

En base a la información recopilada en el documento Enunciado del alcance del proyecto y al EDT se estableció el cronograma de actividades de la Figura 8. La implementación del proyecto fue estimado en 250 días calendario con un equipo de un jefe de proyecto, 3 programadores a tiempo completo y un recurso para preparar documentos a tiempo completo.

Figura 8



Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

4.3. Arquitectura de sistema

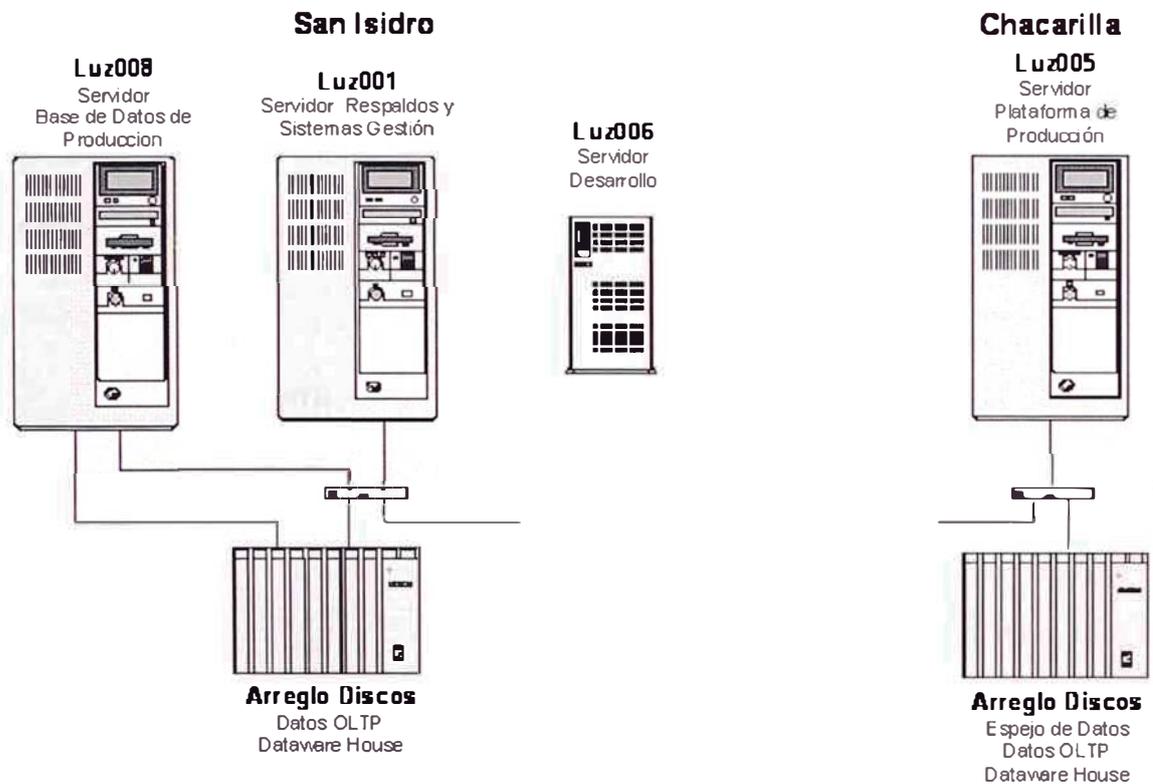
La tecnología elegida para la implementación de la solución fue cliente – servidor, adoptada por la empresa como estándar en el momento de desarrollo del proyecto.

Esta cuenta con los siguientes elementos a nivel de servidores

- Servidor Unix base de datos de producción
- Servidor Unix Plataforma de producción
- Servidor Unix Respaldo de base de datos y plataforma de producción
- Servidor Unix de base de datos y plataforma de desarrollo

La relación entre los componentes descritos se aprecia en la Figura 9

Figura 9



Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

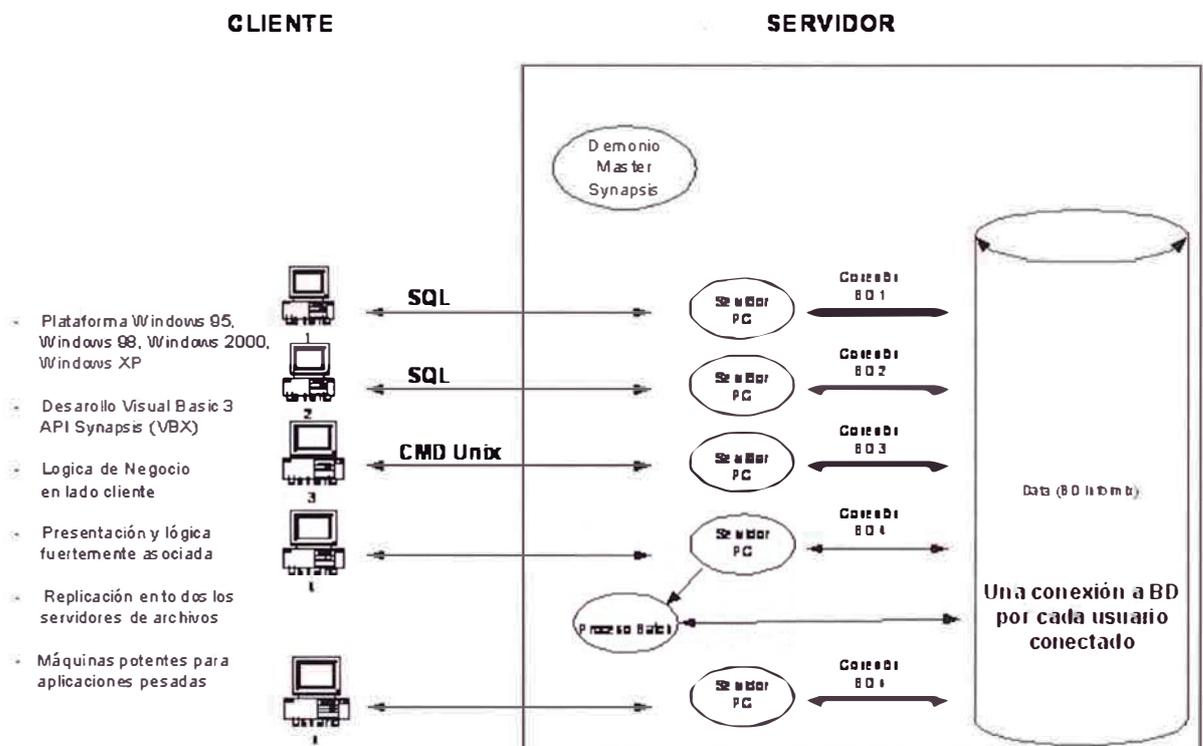
En el lado cliente los equipos a disposición de los usuarios son variados por lo cual se tiene especial cuidado, al momento del desarrollo, que los programas implementados puedan ser ejecutados sin problemas en diversos tipos de PCs. El parque al cual tiene que atender el sistema varía desde equipos Pentium II con 64 MB de memoria hasta los actuales Pentium 4 con 512 MB de memoria, así mismo debe ser soportado por diversos sistemas operativos que van desde Windows 95 hasta Windows XP y Windows 2000.

Para establecer la conexión entre cada proceso ejecutado por el equipo cliente y el proceso relacionado en el equipo servidor se adquirió el producto

Synergia de la empresa Synapsis, básicamente funciona con un proceso demonio (Master Synapsis) en el servidor de aplicaciones y cada vez que se conecta un cliente activa un proceso que atiende sus pedidos (Servidor de la PC).

En la Figura 10 se muestra la relación entre los equipos clientes y equipos servidores de la empresa.

Figura 10



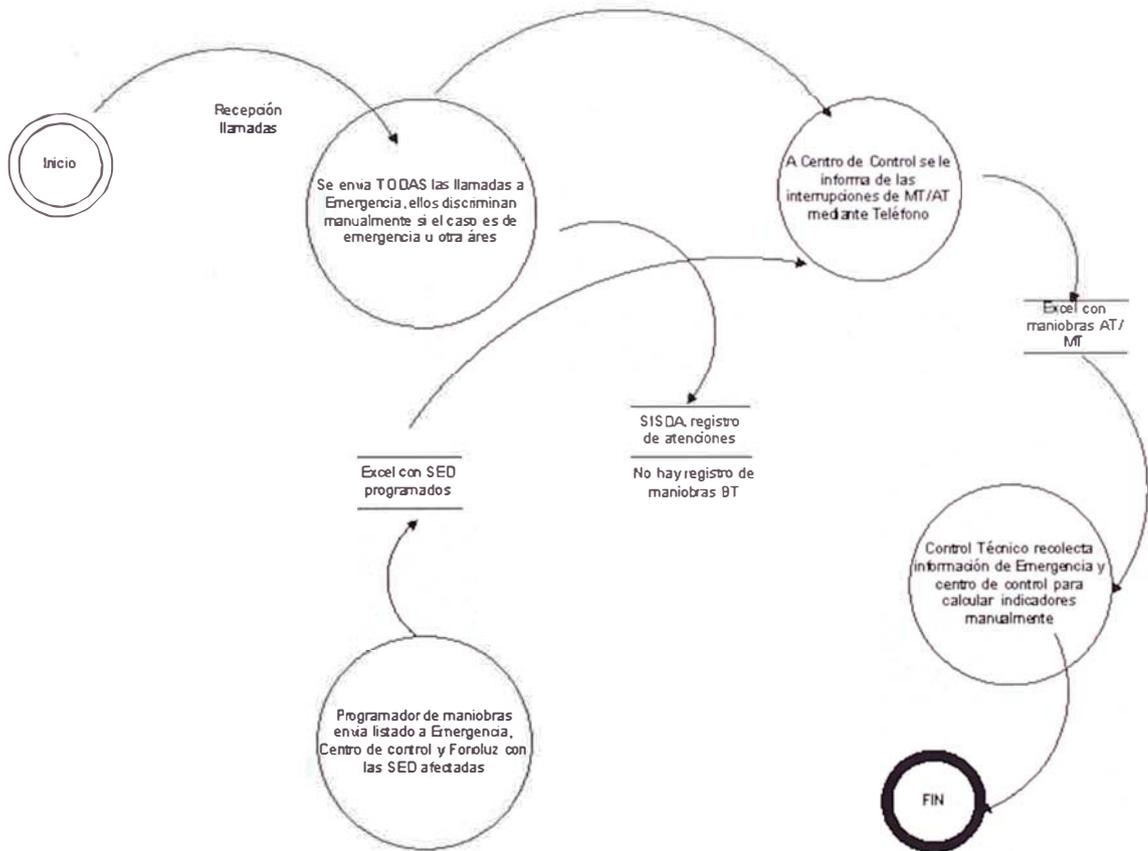
Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

4.4. Análisis de los procesos

De acuerdo a los resultados del análisis efectuado al proceso actual de gestión de incidencias fue necesario implementar modificaciones en diversas

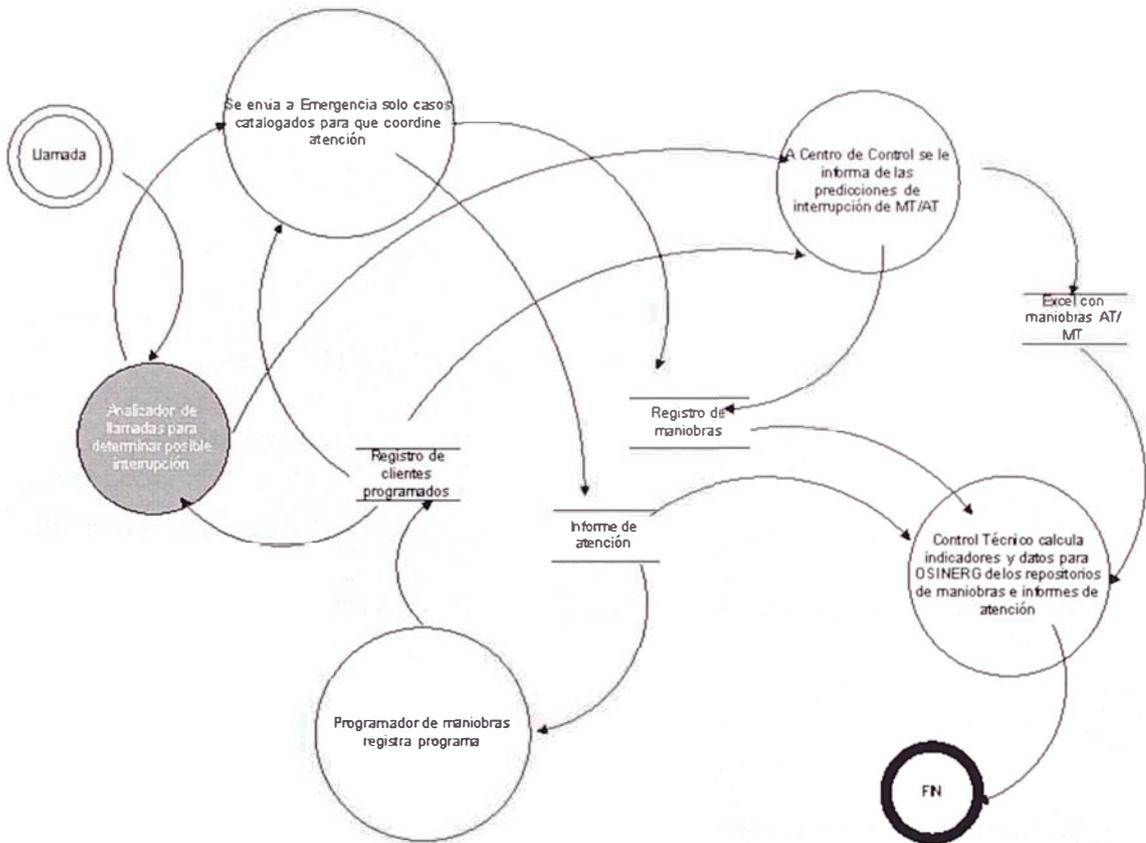
etapas del mismo, La Figura 11 y Figura 12 muestran los cambios necesarios en los procesos involucrados.

Figura 11



Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

Figura 12



Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

CAPÍTULO IV.

ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO

1. Consideraciones y supuesto para la evaluación

El 100% del proyecto fue financiado con recursos propios de la empresa, dado que el proyecto estaba considerado en el presupuesto anual de inversiones.

Para determinar si el proyecto fue rentable o no la empresa ha determinado un horizonte de evaluación de 5 años y una tasa efectiva anual (TEA) del 18%.

La empresa dispone que la evaluación se realice en dólares americanos con la finalidad de reducir las distorsiones causadas por procesos inflacionarios

En base a los indicadores SAIFI, SAIDI y CAIDI al año previo al inicio de proyecto se estimó que el nuevo sistema aportará US\$ 34 000 adicionales a la facturación.

Así mismo se estimo que la empresa ahorrará en procesos administrativos un promedio anual de US\$ 4 500

2. Metodología de evaluación

Para determinar la decisión de inversión del proyecto se utilizó el valor presente neto (VAN) del ingreso futuro provenientes de la inversión, para calcularlo se utilizó el valor presente descontado del flujo de rendimientos netos (futuros ingresos resultado del proyecto) y se comparó contra la inversión realizada. Si el valor al final del periodo de análisis es positivo entonces se considera que el proyecto genera beneficios económicos para la empresa. La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n}$$

I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos, por lo tanto es negativo. N es el número de periodos considerados (comienza en 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$ indica los flujos de caja estimados de cada periodo. La tasa de interés es i .

Cuando se iguala el VAN a 0, el valor de la tasa de interés se conoce como **TIR**, si este valor es mayor al TEA definido por la organización el proyecto se considera rentable.

3. Desarrollo de la evaluación - Planeado

En el Cuadro 13 se muestra el detalle planificado de los costos del proyecto, para efectos del análisis VAN se calcula el valor al final del año.

Cuadro 13

Tasa aplicada LDS	18% Anual 1,5% Mensual					
	Mes 01	Mes 02	Mes 03	Mes 04	Mes 05	Mes 06
Programadores	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Documentista						
PC	5.500,00					
Nuevo ambiente	5.000,00					
Ampliación servidor						
Reemplazo de equipos						
Total	15.000,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Total al mes 12	17.669,23	5.222,43	5.145,25	5.069,22	4.994,30	4.920,49
	Mes 07	Mes 08	Mes 09	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Programadores	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	3.000,00	1.500,00
Documentista				1.000,00	1.000,00	1.000,00
PC						
Nuevo ambiente						
Ampliación servidor				10.000,00		
Reemplazo de equipos			3.000,00		4.000,00	
Total	4.500,00	4.500,00	7.500,00	15.500,00	8.000,00	2.500,00
Total al mes 12	4.847,78	4.776,14	7.842,59	15.968,49	8.120,00	2.500,00
Valor al final del año	87.075,93					

Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

En el Cuadro 14 se muestra el cálculo del VAN estimado del proyecto, considerando que efecto del uso del sistema la mejora en los indicadores de interrupción representan un aumento de la facturación de US\$ 34 000 y una ahorro administrativo de US\$ 4 500.

Cuadro 14

	Año 00	Año 01	Año 02	Año 03	Año 04	Año 05
Inversion	(87.075,93)					
Energía facturada	0,00	34.000,00	34.000,00	34.000,00	34.000,00	34.000,00
Ahorro administrativo	0,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Valor Neto	(87.075,93)	38.500,00	38.500,00	38.500,00	38.500,00	38.500,00
Tasa aplicada LDS	18%					
VAN	(73.793,16)	(46.143,06)	(22.710,77)	(2.852,90)	13.975,81	28.237,42
TIR	34%					

Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

Se observa que el VAN proyectado al final del periodo de 5 años es positivo y que el TIR calculado es del 34%, superior al 18% definido por la empresa como su costo de oportunidad.

4. Desarrollo de la evaluación - Real

En el Cuadro 15 se muestra el detalle real de los costos del proyecto, para efectos del análisis VAN se calcula el valor al final del año.

Cuadro 15

Tasa aplicada LDS	18% Anual		1,5% Mensual			
	Mes 01	Mes 02	Mes 03	Mes 04	Mes 05	Mes 06
Programadores	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Documentista						
PC	5.500,00					
Nuevo ambiente	5.000,00					
Ampliación servidor						
Reemplazo de equipos						
Total	15.000,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Total al mes 12	17.669,23	5.222,43	5.145,25	5.069,22	4.994,30	4.920,49
	Mes 07	Mes 08	Mes 09	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Programadores	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
Documentista				1.000,00	1.000,00	1.000,00
PC						
Nuevo ambiente						
Ampliación servidor				10.000,00		
Reemplazo de equipos			3.000,00		4.000,00	
Total	4.500,00	4.500,00	7.500,00	15.500,00	9.500,00	5.500,00
Total al mes 12	4.847,78	4.776,14	7.842,59	15.968,49	9.642,50	5.500,00
Valor al final del año	91.598,43					

Elaboración Propia – Fuente datos del proyecto

Se observa que existe diferencia entre lo planificado y lo real producto de las correcciones que tuvieron que implementarse para revertir las distorsiones que se presentaron en el desarrollo del proyecto.

En el Cuadro 16 se muestra el cálculo del VAN real del proyecto, para cada año se cálculo el aumento en la facturación producto de la evaluación de los

indicadores de interrupción actualizados año a año, se sigue considerando un ahorro administrativo de US\$ 4 500.

Cuadro 16

	Año 00	Año 01	Año 02	Año 03	Año 04	Año 05
Inversion	(91.598,43)					
Energía facturada	0,00	39.191,63	40.456,20	41.452,71	57.370,18	59.543,23
Ahorro administrativo	0,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00	4.500,00
	(91.598,43)	43.691,63	44.956,20	45.952,71	61.870,18	64.043,23
Tasa aplicada LDS	18%					
VAN	(77.625,78)	(46.247,14)	(18.885,41)	4.816,49	31.860,51	55.584,15
TIR	44%					

Elaboración Propia – Fuente datos de la empresa

Se observa que el VAN al final del periodo de 5 años fue positivo y que el TIR calculado fue del 44%, superior al 18% definido por la empresa como su costo de oportunidad.

CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Con el objetivo de aumentar eficiencias la Empresa busca soluciones tecnológicas para apoyar sus diversos procesos, el aporte de la tecnología se refleja en mejores tiempos de proceso, mayor seguridad en el control de los datos, menores tiempos para procesar y obtener datos que permitan evaluar el rendimiento del proceso y de ese modo tomar las medidas correctivas necesarias.
- El Factor Humano es clave para el éxito de un proyecto, involucrarlos activamente permite captar adecuadamente sus requerimientos, considerando que el conocimiento tácito de la empresa radica en sus empleados el involucrarlos permite convertir ese conocimiento tácito en explícito y modelarlo adecuadamente en los sistemas que soportan los procesos de la empresa

- Es complemente factible implementar algoritmos sobre bases de datos relacionales que permiten simular la conectividad que brinda la tecnología GIS, para este proyecto específico considerando que en la época de su desarrollo dicha tecnología no era madura y era bastante onerosa se buscaron alternativas de desarrollo que permitieron simular eficientemente una red de conectividad, para el caso se adaptó a la realidad de la empresa el “Method and Apparatus for Power Outage Determination Using Distribution System Information” cuyo texto se adjunta como el anexo “Método para determinar punto de interrupción eléctrica”
- Obtener indicadores de gestión precisos permite orientar adecuadamente los recursos de la empresa, que se traducen en la reducción de dichos indicadores. Para mejorar un proceso es necesario que esta se dirija adecuadamente, pero para poder dirigirlo es necesario tener bajo control dicho proceso y para tener bajo control un proceso se requiere definitivamente medir el rendimiento del proceso para saber si está o no controlado, es decir debemos tener indicadores para evaluarlo.

Recomendaciones

- Estar pendiente de los cambios en la normatividad del sector eléctrico y general de las normas que involucran a la empresa. Esto es importante por que permitirá desarrollar las actividades necesarias para cumplir con las exigencias legales dentro de plazos adecuados, optimizando recursos y evitando sobre costos que las marchas forzadas imponen.
- Se debe integrar los procesos que soportan a la empresa, lo cual implica que los sistemas que lo soportan deben estar integrados de modo que se minimice los dobles trabajos y se reduzcan los casos omitidos por no llevar adecuadamente los procesos, por ejemplo según los cánones internaciones para sistemas de empresas de distribución eléctrica se recomienda integrar el sistema OMS (sistema de interrupciones materia del informe) con el sistema WMS corporativo (sistema de valorización y atención de trabajos)
- Se debe investigar tecnologías que permitan mejorar las herramientas que ponemos a disposición de los usuarios finales, para el caso del informe se debe adquirir conocimientos sobre tecnología GIS, probando en proyectos pilotos, poniendo especial énfasis en los

proyectos disponibles que nos permitan reducir los costos de licenciamiento, por ejemplo el proyecto JUMP de código libre.

- Para lograr el éxito de cualquier proyecto se debe involucrar a los usuarios en las fases de pruebas para determinar toda la casuística posible, así mismo servirá como una fase de previa de capacitación. Al incorporar la mayor variedad de casos se consigue exteriorizar el conocimiento en la empresa (de tácito a explícito) y al incorporarlo al sistema se consigue la combinación del conocimiento.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Objeto_P

Componente para VB 3.0 desarrollado por la empresa Synapsis Chile que permite el acceso a la base de datos con una metodología de trabajo particular respecto al de los ODBC existentes, también permite la ejecución, en modo síncrono, de programas C en los servidores HP y gestiona la seguridad del los sistemas corporativos, tanto en la validación del acceso a los sistemas como en el nivel de autorizaciones que posee el usuario.

Incidente en la red eléctrica

Todo evento en la red eléctrica que signifique un corte del servicio o que represente un riesgo para integridad física de las personas, como por ejemplo las electrificaciones de medidores o paredes, la falta de luz en los postes de alumbrado público y la falta de energía eléctrica, comúnmente llamados como apagones.

SAIFI

Defina la frecuencia promedio de interrupciones del sistema (acrónimo de System Average Interruption Frequency Index), normalmente el periodo para calcular el indicador es un año, pero para la empresa toma como periodo 6 meses en concordancia a la evaluación semestral fijada por la NTCSE., su expresión matemática es :

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

N_i = Número de clientes afectados por interrupciones en el periodo de evaluación

N_T = Número total de clientes de la red eléctrica.

SAIDI

Defina la duración promedio de las interrupciones del sistema (acrónimo de System Average Interruption Duration Index) entre todos los usuarios de la red, no solo entre los usuarios afectados con al menos una interrupción, la empresa lo mide en horas y su expresión matemática es:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}$$

R_i = Duración de cada interrupción.

N_i = Número de clientes afectados por interrupciones en el periodo de evaluación

N_T = Número total de clientes de la red eléctrica.

CAIDI

Defina la duración promedio de la interrupción para los usuarios del sistema afectados por al menos una interrupción (acrónimo de Customer Average Interruption Duration Index), representa el tiempo promedio para restaurar el servicio eléctrico, su expresión matemática es:

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i}$$

R_i = Duración de cada interrupción.

N_i = Número de clientes afectados por interrupciones en el periodo de evaluación

Su fórmula equivalente es:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

BIBLIOGRAFÍA

1. [KOWE-94] Harold Koontz y Heinz Weigrich, "Administración, un a perspectiva global", Editorial McGraw-Hill, quinta edición México-1994.
2. [PAT-96] Kirkland Zarko Sumic, "Method and apparatus for power outage determination using distribution system information" – United State Patent, patent number5568399 - 1996
3. [WEB-01] Pagina Web de la empresa Red de Energia del Perú
<http://www.rep.com.pe>
4. [WEB-02] Pagina Web de la Empresa de Generación Eléctrica de Lima
<http://www.edegel.com>
5. [WEB-03] Pagina Web de la empresa ELECTROPERU
<http://www.electroperu.com.pe>

6. [WEB-04] Pagina Web de la empresa Luz del Sur

<http://www.luzdelsur.com.pe>

—

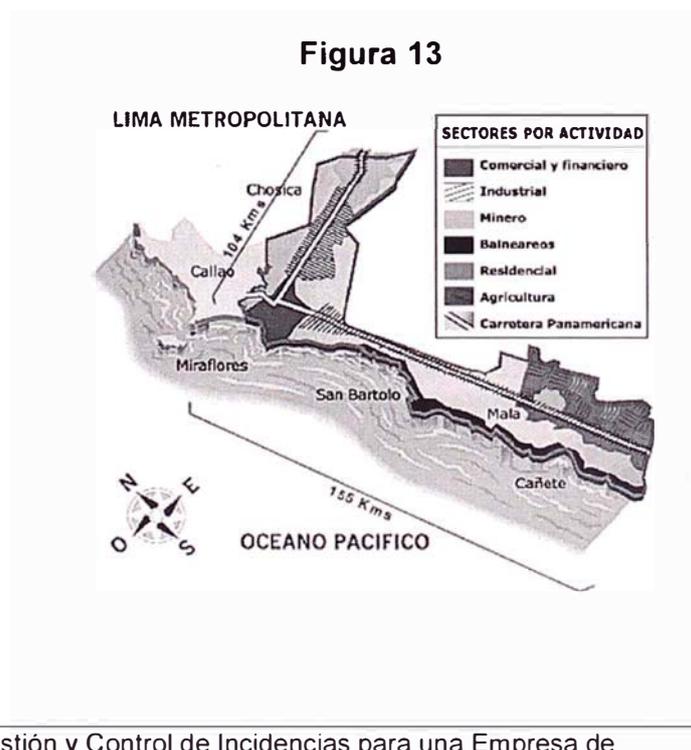
1. [WEB-05] Pagina Web de la empresa TECSUR <http://www.tecsur.com.pe>

ANEXOS

Zona de Concesión

Luz del Sur cuenta con una zona de 3.000 km², que incluye 30 de los más importantes distritos de Lima, los que en conjunto superan los 3 millones de habitantes. En esta zona, que abarca 120 km. de costa, se concentra la más importante actividad comercial, de servicios, turística y una significativa parte de las empresas productivas del país.

En la Figura 13 se muestra el gráficamente la zona de concesión



EDT asociada al enunciado del alcance del proyecto

1. Gestión del Proyecto

1.1. Planeación

- 1.1.1. Acta del proyecto
- 1.1.2. Alcance del proyecto
- 1.1.3. Plan de recursos
- 1.1.4. Plan de comunicaciones
- 1.1.5. Plan de riesgos
- 1.1.6. Plan de control de cambios
- 1.1.7. Plan de calidad
- 1.1.8. Plan de adquisiciones
- 1.1.9. Plan de costos
- 1.1.10. Plan de Organización
- 1.1.11. cronograma del proyecto

1.2. Reuniones

- 1.2.1. Reunión de inicio del proyecto (Kickoff)
- 1.2.2. Reunión semanal de evaluación del estado del proyecto
- 1.2.3. Reunión Mensual de control del proyecto
- 1.2.4. Reunión de aceptación de la funcionalidad Registro de llamadas y control de su atención.
- 1.2.5. Reunión de aceptación de la funcionalidad Atención de emergencias en BT.
- 1.2.6. Reunión de aceptación de la funcionalidad Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP).
- 1.2.7. Reunión de aceptación de la funcionalidad Programación de maniobras BT / MT / AT.
- 1.2.8. Reunión de aceptación de la funcionalidad Registro de maniobras de interrupción en AT / MT.
- 1.2.9. Reunión de aceptación de la funcionalidad Cálculo de compensaciones y envío a facturación.
- 1.2.10. Reunión de aceptación de la funcionalidad Indicadores de gestión.
- 1.2.11. Reunión de cierre de proyecto

1.3. Administración

- 1.3.1. Estándares
 - 1.3.1.1. Documento de estándares de rendimiento
 - 1.3.1.2. Documento de estándares de Reporte
 - 1.3.1.3. Documento de estándares de programación
- 1.3.2. Gestión de recursos
 - 1.3.2.1. Listado con los miembros del equipo
 - 1.3.2.2. Matriz de asignación de responsabilidades (RAM)
 - 1.3.2.3. Planes de capacitación del personal que iniciará el proyecto.

2. Requerimientos del Producto

2.1. Requerimientos del Software

- 2.1.1. Borrador de requerimientos de software
- 2.1.2. Documento aprobado con los requerimientos de software
 - 2.1.2.1. Borrador revisado de requerimientos de software
 - 2.1.2.2. Borrador actualizado de requerimientos de software

2.2. Requerimientos para programación

- 2.2.1. Listado de funcionalidades a implementar
- 2.2.2. Especificar programas de la funcionalidad Registro de Llamadas y control de su atención.
 - 2.2.2.1. Lista de programas requeridos por la funcionalidad Registro de llamadas y control de su atención.
 - 2.2.2.2. Borrador de la especificación del programa registro y seguimiento de llamadas
 - 2.2.2.3. Especificación aprobada del programa registro y seguimiento de llamadas
 - 2.2.2.3.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa registro y seguimiento de llamadas
 - 2.2.2.3.2. Borrador actualizado de la especificación del programa registro y seguimiento de llamadas
 - 2.2.2.4. Borrador de la especificación del programa listado de llamadas
 - 2.2.2.5. Especificación aprobada del programa listado de llamadas
 - 2.2.2.5.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa listado de llamadas
 - 2.2.2.5.2. Borrador actualizado de la especificación del programa listado de llamadas
 - 2.2.2.6. Borrador de la especificación del programa estadística de llamadas
 - 2.2.2.7. Especificación aprobada del programa de estadística de llamadas
 - 2.2.2.7.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa estadística de llamadas
 - 2.2.2.7.2. Borrador actualizado de la especificación del programa estadística de llamadas
 - 2.2.2.8. Borrador de la especificación del programa encuesta de llamadas
 - 2.2.2.9. Especificación aprobada del programa de encuesta de llamadas
 - 2.2.2.9.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa encuesta de llamadas
 - 2.2.2.9.2. Borrador actualizado de la especificación del programa encuesta de llamadas
 - 2.2.2.10. Borrador de la especificación del programa mantenedor de tipos de llamada

- 2.2.2.11. Especificación aprobada del programa mantenedor de tipos de llamada
 - 2.2.2.11.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa mantenedor de tipos de llamada
 - 2.2.2.11.2. Borrador actualizado de la especificación del programa mantenedor de tipos de llamada
- 2.2.2.12. Borrador de la especificación del programa mantenedor de subtipos de llamada
- 2.2.2.13. Especificación aprobada del programa mantenedor de subtipos de llamada
 - 2.2.2.13.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa mantenedor de subtipos de llamada
 - 2.2.2.13.2. Borrador actualizado de la especificación del programa mantenedor de subtipos de llamada
- 2.2.2.14. Borrador de la especificación del programa mantenedor de usuarios de Fonoluz
- 2.2.2.15. Especificación aprobada del programa mantenedor de usuarios de Fonoluz
 - 2.2.2.15.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa mantenedor de usuarios de Fonoluz
 - 2.2.2.15.2. Borrador actualizado de la especificación del programa mantenedor de usuarios de Fonoluz
- 2.2.3. Especificar programas de la funcionalidad Atención de emergencias en BT.
 - 2.2.3.1. Lista de programas requeridos por la funcionalidad Atención de emergencias en BT.
 - 2.2.3.2. Borrador de la especificación del programa resumen de llamadas pendientes
 - 2.2.3.3. Especificación aprobada del programa resumen de llamadas pendientes
 - 2.2.3.3.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa resumen de llamadas pendientes
 - 2.2.3.3.2. Borrador actualizado de la especificación del programa resumen de llamadas pendientes
 - 2.2.3.4. Especificación aprobada del programa agrupación de llamadas de interrupciones masivas
 - 2.2.3.4.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa agrupación de llamadas de interrupciones masivas
 - 2.2.3.4.2. Borrador actualizado de la especificación del programa agrupación de llamadas de interrupciones masivas

- 2.2.3.5. Especificación aprobada del programa agrupación de llamadas de interrupciones individuales
 - 2.2.3.5.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa agrupación de llamadas de interrupciones individuales
 - 2.2.3.5.2. Borrador actualizado de la especificación del programa agrupación de llamadas de interrupciones individuales
- 2.2.3.6. Especificación aprobada del programa agrupación de llamadas de NO interrupciones
 - 2.2.3.6.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa agrupación de llamadas de NO interrupción
 - 2.2.3.6.2. Borrador actualizado de la especificación del programa agrupación de llamadas de NO interrupciones
- 2.2.3.7. Especificación aprobada del programa generación de órdenes de atención
 - 2.2.3.7.1. Borrador, revisado con el usuario, de la especificación del programa generación de órdenes de atención
 - 2.2.3.7.2. Borrador actualizado de la especificación del programa generación de órdenes de atención
- 2.2.4. Especificar programas de la funcionalidad Atención de incidencias en el Alumbrado Público (AP).
- 2.2.5. Especificar programas de la funcionalidad Programación de maniobras BT / MT / AT.
- 2.2.6. Especificar programas de la funcionalidad Registro de maniobras de interrupción en AT / MT.
- 2.2.7. Especificar programas de la funcionalidad Cálculo de compensaciones y envío a facturación.
- 2.2.8. Especificar programas de la funcionalidad Indicadores de gestión.

2.3. Requerimientos de Documentación de Usuario

- 2.3.1. Borrador de la documentación requerido por el usuario
- 2.3.2. Documento aprobado con los documentos requeridos por el usuario
 - 2.3.2.1. Borrador revisado de los documentos requeridos por el usuario
 - 2.3.2.2. Borrador actualizado de los documentos requeridos por el usuario

2.4. Requerimientos de Entrenamiento y capacitación

- 2.4.1. Borrador de los requerimientos de entrenamiento y capacitación
- 2.4.2. Documento aprobado de requerimientos de entrenamiento y capacitación
- 2.4.3. Borrado de la Lista del inicial de entrenamiento y capacitación

2.4.4. Lista aprobada del material de entrenamiento y capacitación

2.5. Requerimientos de Hardware

2.5.1. Borrador de requerimientos de hardware

2.5.2. Documento aprobado de requerimientos de hardware

2.5.2.1. Borrador revisado de los requerimientos de hardware

2.5.2.2. Borrador actualizado de los de requerimientos de hardware

3. Diseño del Software.

3.1. Crear diseño inicial del software

3.2. Revisar diseño inicial del software

3.3. Actualizar diseño inicial del software

3.4. Revisar diseño final del software

3.5. Aprobar diseño final del software

3.6. Crear Base de datos en ambiente de desarrollo

4. Desarrollo del Software

4.1. Ambiente de programación configurado

4.1.1. Directorios oficiales del proyecto en los servidores asignados

4.1.2. Base de datos para desarrollo configurado

4.2. Programación

4.2.1. Desarrollo del Modulo 01

4.2.1.1. Desarrollo del programa 01 del modulo 01

4.2.1.2. Pruebas unitarias del programa 01 del modulo 01

4.2.1.3. Desarrollo del programa 02 del modulo 01

4.2.1.4. Pruebas unitarias del programa 02 del modulo 01

4.2.1.5. Desarrollo del programa NN del modulo 01

4.2.1.6. Pruebas unitarias del programa NN del modulo 01

4.2.2. Pruebas del Módulo 01

4.2.3. Desarrollo del Modulo 02

4.2.3.1. Desarrollo del programa 01 del modulo 02

4.2.3.2. Pruebas unitarias del programa 01 del modulo 02

4.2.3.3. Desarrollo del programa 02 del modulo 02

4.2.3.4. Pruebas unitarias del programa 02 del modulo 02

4.2.3.5. Desarrollo del programa NN del modulo 02

4.2.3.6. Pruebas unitarias del programa NN del modulo 02

4.2.4. Pruebas del Módulo 02

4.2.5. Desarrollo del Modulo XX

4.2.5.1. Desarrollo del programa 01 del modulo XX

- 4.2.5.2. Pruebas unitarias del programa 01 del modulo XX
- 4.2.5.3. Desarrollo del programa 02 del modulo XX
- 4.2.5.4. Pruebas unitarias del programa 02 del modulo XX
- 4.2.5.5.
- 4.2.5.6.
- 4.2.5.7.
- 4.2.5.8. Desarrollo del programa NN del modulo XX
- 4.2.5.9. Pruebas unitarias del programa NN del modulo XX

4.2.6. Pruebas del Módulo XX

4.3. Desarrollo de procesos para migración de datos

- 4.3.1. Estrategia de migración tabla01
- 4.3.2. Estrategia de migración tabla02

4.3.3. Estrategia de migración tablaNN

4.4. Desarrollo de la documentación del usuario

- 4.4.1. Desarrollo del documento 01
- 4.4.2. Revisión del documento 01
- 4.4.3. Desarrollo del documento 02
- 4.4.4. Revisión del documento 02

4.4.5. Desarrollo del documento NN

4.4.6. Revisión del documento NN

4.5. Desarrollo del material para entrenamiento capacitación

- 4.5.1. Desarrollo del material para entrenamiento capacitación 01
- 4.5.2. Revisión del material para entrenamiento capacitación 01
- 4.5.3. Desarrollo del material para entrenamiento capacitación 02
- 4.5.4. Revisión del material para entrenamiento capacitación 02

4.5.5. Desarrollo del material para entrenamiento capacitación NN

4.5.6. Revisión del material para entrenamiento capacitación NN

4.6. Definición de las variables de entorno

5. Pruebas e integración

5.1. Base de datos en ambiente de pruebas

5.2. Software instalado en el ambiente de pruebas

5.3. Plan de pruebas de migración e integración

5.4. Casos de pruebas de migración e integración

5.5. Certificación de aprobación de las pruebas de migración e integración

5.6. Plan de pruebas de usuario

5.7. Casos de pruebas del usuario

- 5.8. Certificado de aprobación de las pruebas de usuario**
- 5.9. Aprobación del usuario sobre el software**
- 5.10. Documentación para el usuario revisado**
- 5.11. Documentos del usuario aprobados por el usuario**
- 5.12. Materiales de entrenamiento y capacitación**
- 5.13. Conformidad del usuario sobre los materiales de entrenamiento y capacitación**
- 6. Puesta en servicio**
 - 6.1. Implantación del Hardware**
 - 6.2. Implantación del Software**
 - 6.2.1. Base de datos en producción
 - 6.2.2. Data Migrada
 - 6.2.3. Variables de entorno Configurado
 - 6.2.4. Roles funcionales creados y con los permisos configurados
 - 6.2.5. Roles personales creados y con permisos asignados
 - 6.2.6. Software instalado en el ambiente de producción
 - 6.3. Entrenamiento y capacitación**
 - 6.3.1. Horario entrenamiento y capacitación coordinado y separado
 - 6.3.2. Charla de capacitación preparada
 - 6.3.3. Entrenamiento y capacitación desarrollado
 - 6.4. Garantía (soporte futuro)**
 - 6.4.1. Garantía sobre requerimientos
 - 6.4.2. Garantía sobre diseño
 - 6.4.3. Garantía sobre el desarrollo
 - 6.4.4. Garantía sobre implantación de Hardware
 - 6.4.5. Garantía sobre implantación de Software

Cuadros de equivalencia para puntuar los criterios de evaluación

Costo del proyecto

Cuadro 17

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">Mas del 200.00 % del cmbp
2	<ul style="list-style-type: none">175.01 al 200.00 % del cmbp
3	<ul style="list-style-type: none">125.01 al 175.00 % del cmbp
4	<ul style="list-style-type: none">100.01 al 125.00 % del cmbp
5	<ul style="list-style-type: none">Costo más bajo presentado (cmbp)

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Conocimiento del negocio

Cuadro 18

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">Sin proyectos desarrollados
2	<ul style="list-style-type: none">Desarrollo de menos de 5 proyectos relacionados al sector.
3	<ul style="list-style-type: none">Desarrollo de menos de 10 proyectos relacionados al sector.
4	<ul style="list-style-type: none">Desarrollo de menos de 15 proyectos relacionados al sector.
5	<ul style="list-style-type: none">Desarrollo de menos de 25 proyectos relacionados al sector.

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Integración con la plataforma corporativa

Cuadro 19

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">• Nula integración
2	<ul style="list-style-type: none">• Usa una base de datos propietaria, requiere migración y conocimiento de dicha base propietaria
3	<ul style="list-style-type: none">• Usa una base de datos propia pero compatible, requiere de programas de migración
4	<ul style="list-style-type: none">• Comparten la Base de datos, pero se desarrolla sin usar el Objeto P
5	<ul style="list-style-type: none">• Desarrollo con la tecnología de la plataforma corporativa.

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Duración del proyecto

Cuadro 20

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">• Mas del 300.00 % del tmbp
2	<ul style="list-style-type: none">• 200.01 al 300.00 % del tmbp
3	<ul style="list-style-type: none">• 150.01 al 200.00 % del tmbp
4	<ul style="list-style-type: none">• 100.01 al 150.00 % del tmbp
5	<ul style="list-style-type: none">• Tiempo mas bajo presentado o plazo máximo fijado por el área (tmbp)

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Aplicación de tecnología

Cuadro 21

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">• Nadie califica
2	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología stand alone
3	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología cliente-servidor, usada como estándar del área
4	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología con procesamiento distribuido, sin interfase GIS.
5	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología GIS.

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

Soporte post desarrollo

Cuadro 22

Calificación	Parámetro
1	<ul style="list-style-type: none">• No ofrece servicio post desarrollo.
2	<ul style="list-style-type: none">• disponibilidad luego de 96 horas de recursos.
3	<ul style="list-style-type: none">• disponibilidad entre 48 y 96 horas de recursos.
4	<ul style="list-style-type: none">• disponibilidad entre 0 y 48 horas de recursos con costo extra o entre 48 y 96 horas sin costo extra
5	<ul style="list-style-type: none">• disponibilidad entre 0 y 48 horas de recursos sin costo extra

Elaboración Propia – Fuente metodología de proyectos del área

NOTA: el costo indicado no solo es el costo del proveedor sino el valor de una posible sanción a la empresa

Método para determinar punto de interrupción eléctrica.

Existen diversas metodologías para determinar un punto de interrupción del servicio eléctrico, con la finalidad de dar una mayor visión de la metodología utilizada en el presente trabajo se adjunta el documento "METHOD AND APPARATUS FOR POWER OUTAGE DETERMINATION USING DISTRIBUTION SYSTEM INFORMATION"

- [54] **METHOD AND APPARATUS FOR POWER OUTAGE DETERMINATION USING DISTRIBUTION SYSTEM INFORMATION**
- [75] Inventor: Zarko Sumic, Kirkland, Wash.
- [73] Assignee: Puget Consultants Inc., Bellevue, Wash.
- [21] Appl. No.: 381,182
- [22] Filed: Jan. 31, 1995
- [51] Int. Cl.⁶ G06F 17/00
- [52] U.S. CL 364/492
- [58] Field of Search 364/492, 493, 364/495, 274.2; 395/10, 50, 51, 52, 54, 60, 61, 900, 915, 916, 917, 183.02

[56] **References Cited**
PUBLICATIONS

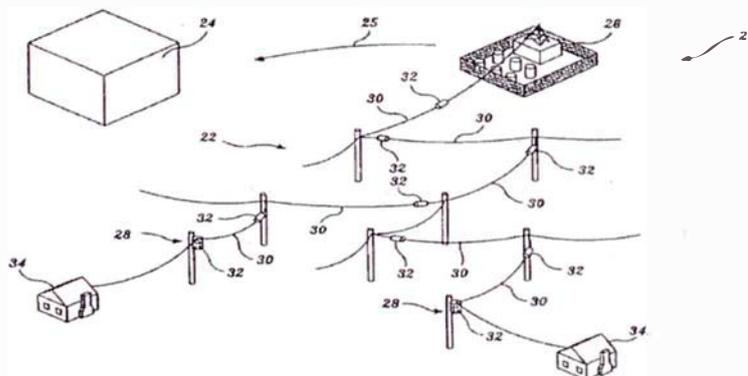
- Siddiqi, Uzma et al., "An Expert System Dispatcher's Aid for Distribution Feeder Fault Diagnosis", Department of Electrical and Computer Engineering, North Carolina State University, 1988, pp. 519-523.
- Hsu, Yuan-Yih et al., "A Heuristic Based fuzzy Reasoning Approach for Distribution System Service Restoration", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, No. 2, Apr. 1994, pp. 948-953.
- Järventausta, P. et al., "Using Fuzzy Sets to Model the Uncertainty in the Fault Location Process of Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, No. 2, Apr. 1994, pp. 954-960.

Primary Examiner—Ellis B. Ramirez
Assistant Examiner—Tony M. Cole
Attorney, Agent, or Firm—Christensen, O'Connor, Jolusson & Kindness PLLC

[57] **ABSTRACT**

A method and apparatus are provided for determining the probable location of a fault causing a power outage in a power distribution system (20) having a power distribution grid (22) and a control station (24), the power distribution grid comprising a power source (26) connected to a plurality of terminal nodes (28) by grid branches (30), and corresponding protective devices (32), whose operation minimizes the deleterious effects of power outages. More specifically, method and apparatus are provided for determining distribution system information based on the power distribution grid (22). For each report that is thereafter received of a new power outage, a set of protective devices (32) that possibly operated in response to the fault is identified by upstream tracing from the terminal node (28) to the power source (26). Using "fuzzy set" theory, the possibility that each protective device operated is calculated. The cumulative possibility that each protective device operated is then calculated by summing the possibilities associated with unflagged reports for each protective device. This cumulative possibility is compared to a predetermined confidence threshold associated with each protective device. If the cumulative possibility that a given protective device operated is greater than the confidence threshold, a conclusion is reached that the protective device operated, and all reports that led to that conclusion are flagged so as not to contribute to future outage determinations. If the conclusion is subsequently rejected, the reports that led to the rejected conclusion are unflagged so as to contribute to future outage determinations.

20 Claims, 10 Drawing Sheets



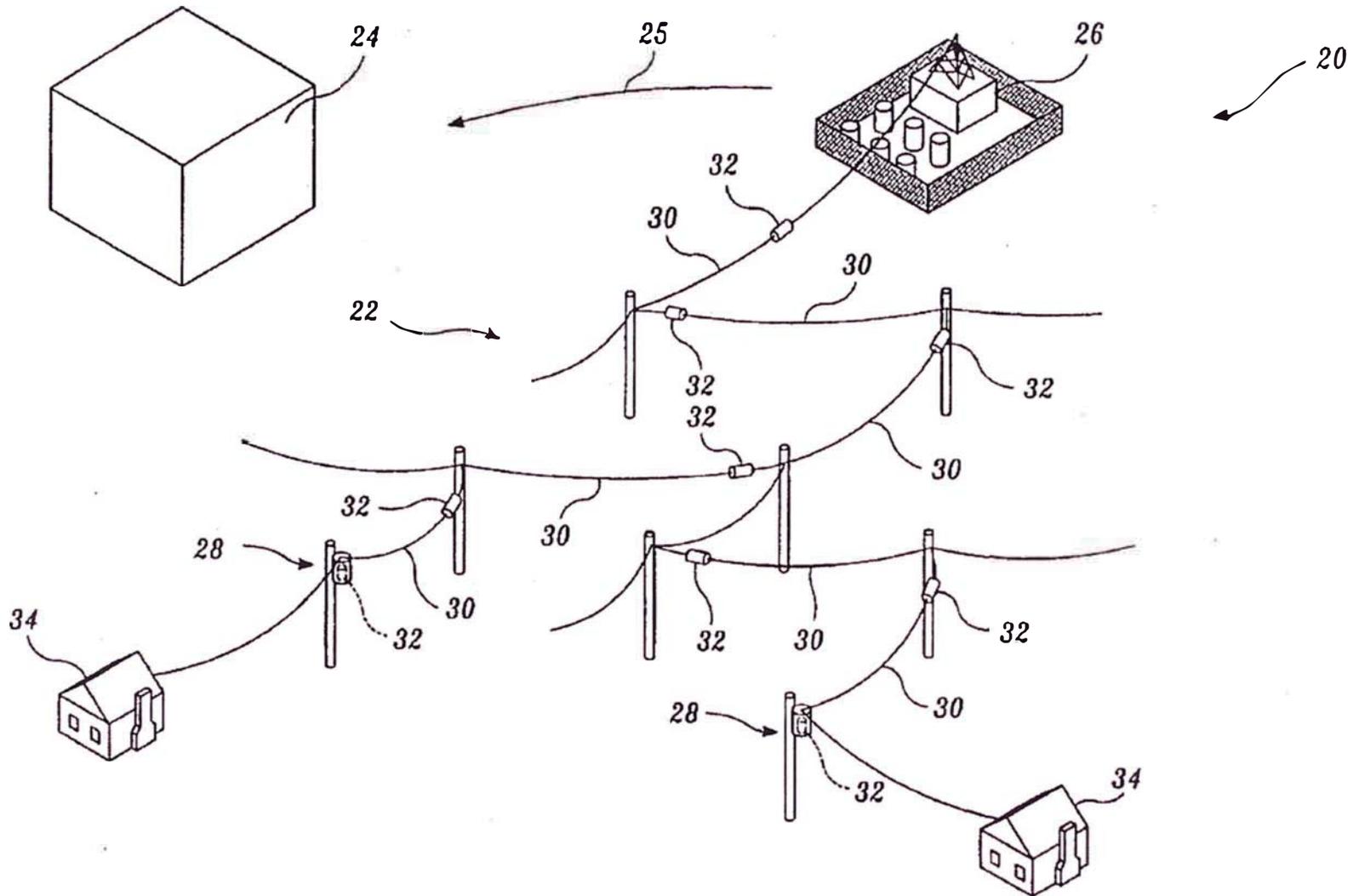


Fig. 1.

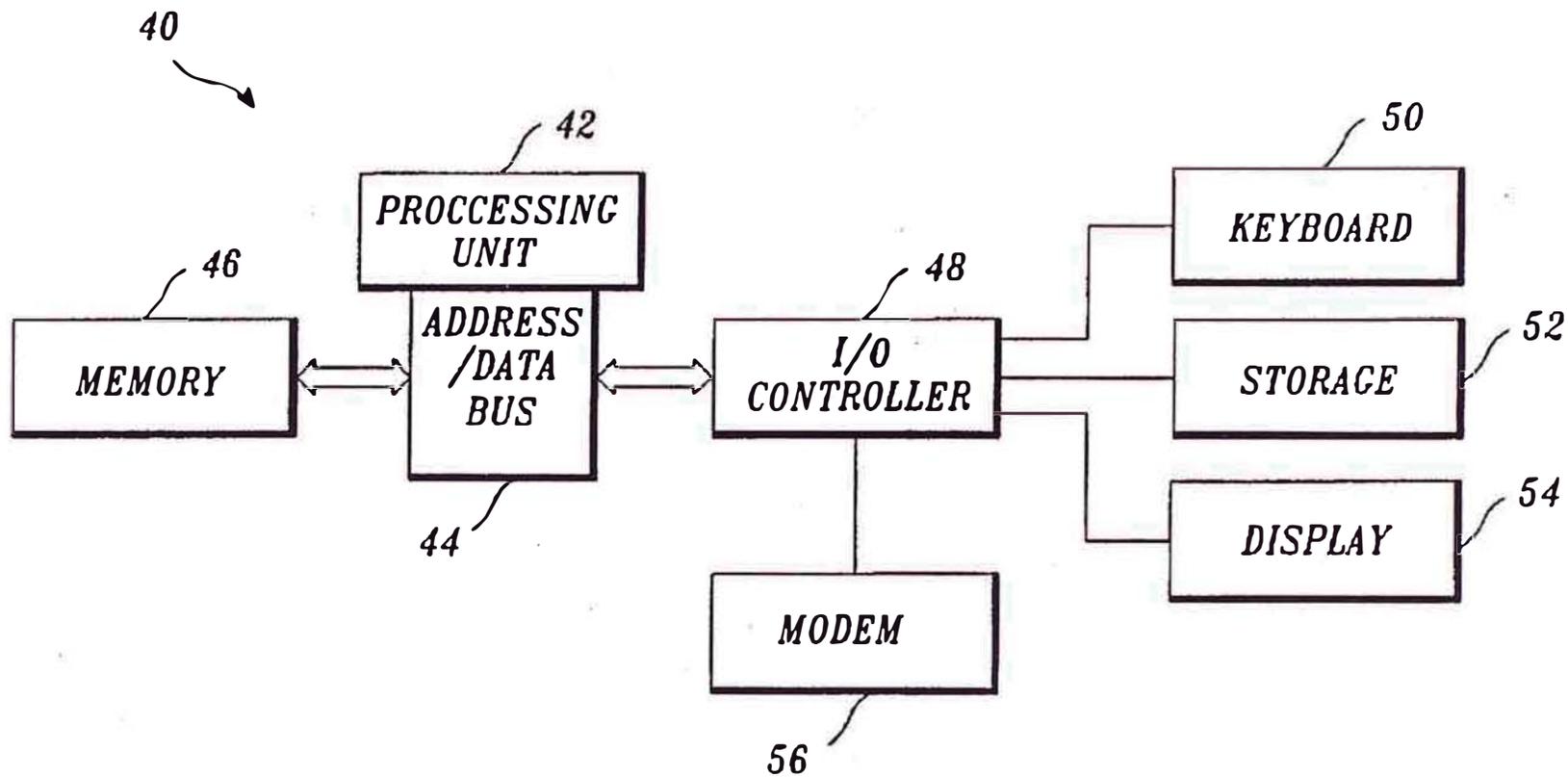


Fig. 2.

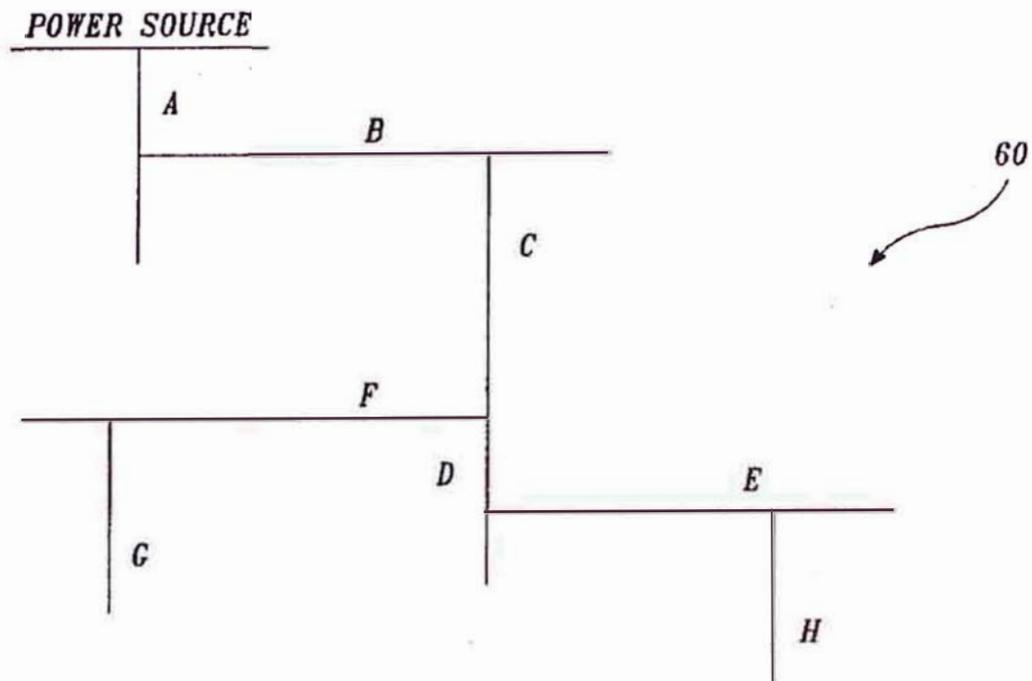


Fig. 3A.

BRANCH	PARENT BRANCH
H	E
E	D
D	C
C	B
B	A
F	C
G	F

62

Fig. 3B.

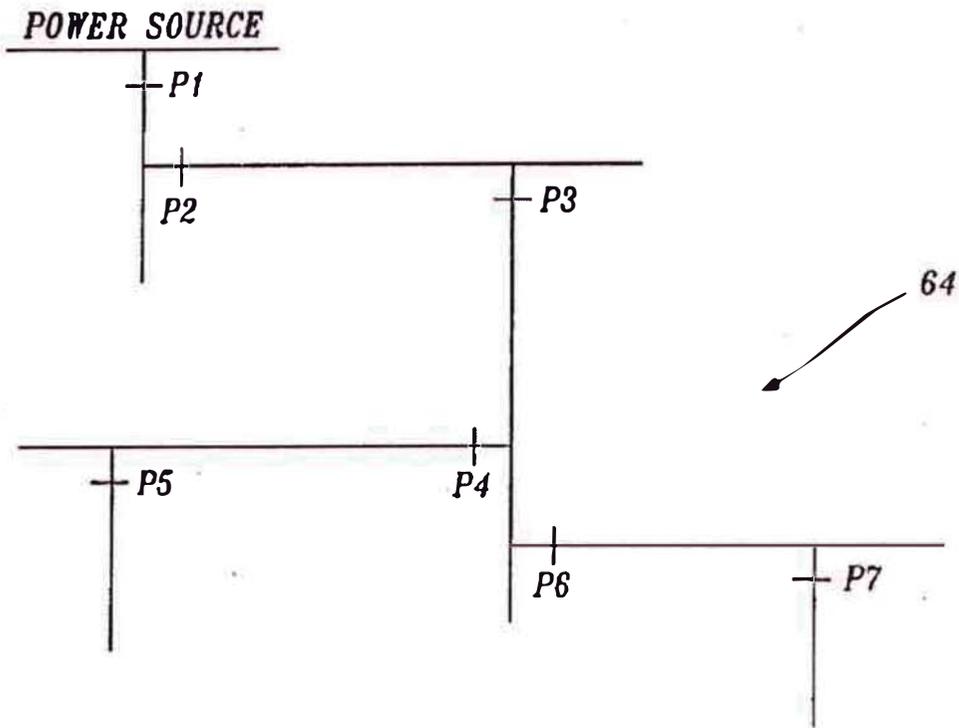


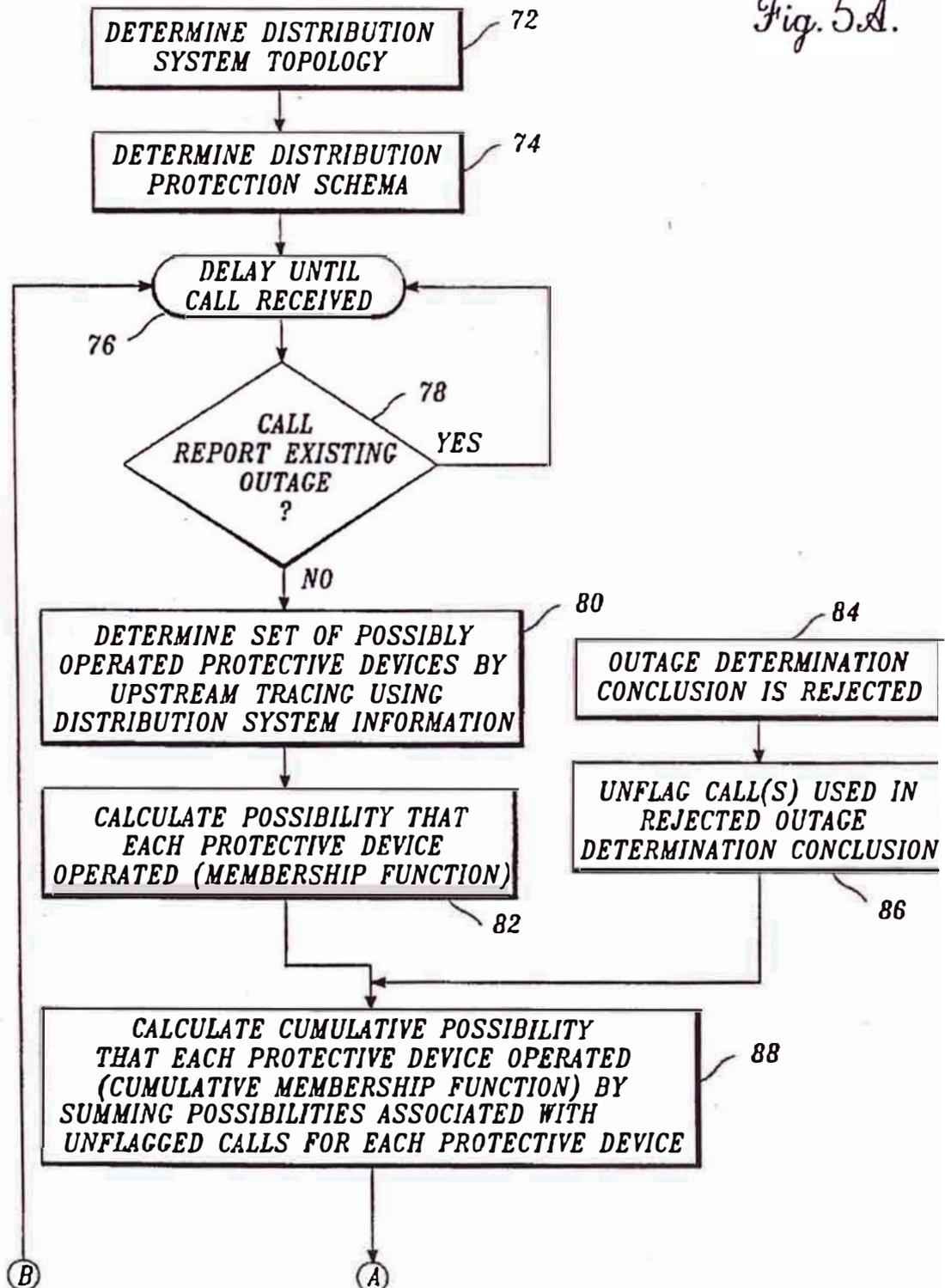
Fig. 4A.

PROTECTIVE DEVICE	BACKUP PROTECTIVE DEVICE
P7	P6
P6	P3
P3	P2
P2	P1
P4	P3
P5	P4

66

Fig. 4B.

Fig. 5A.



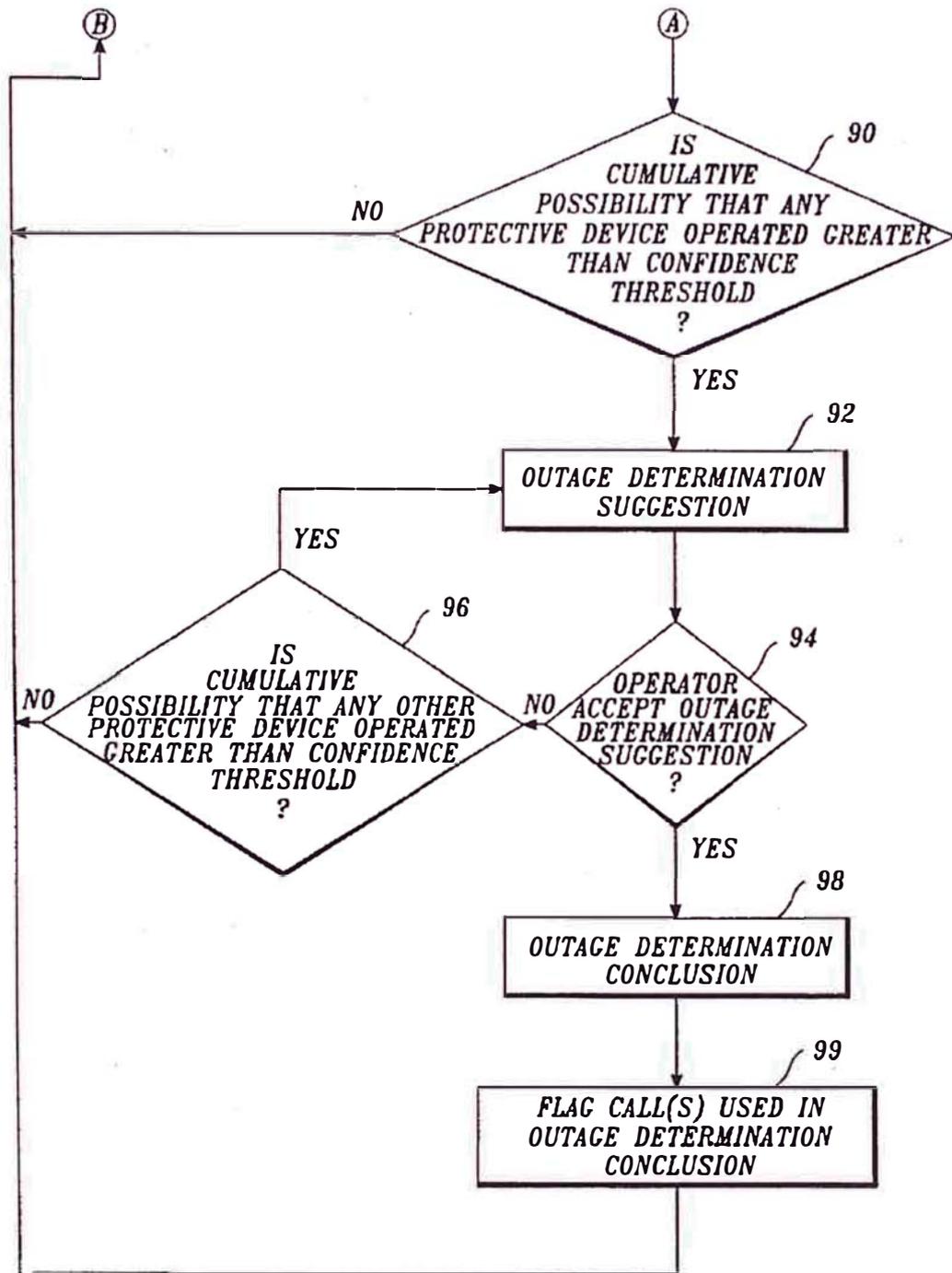


Fig. 5B.

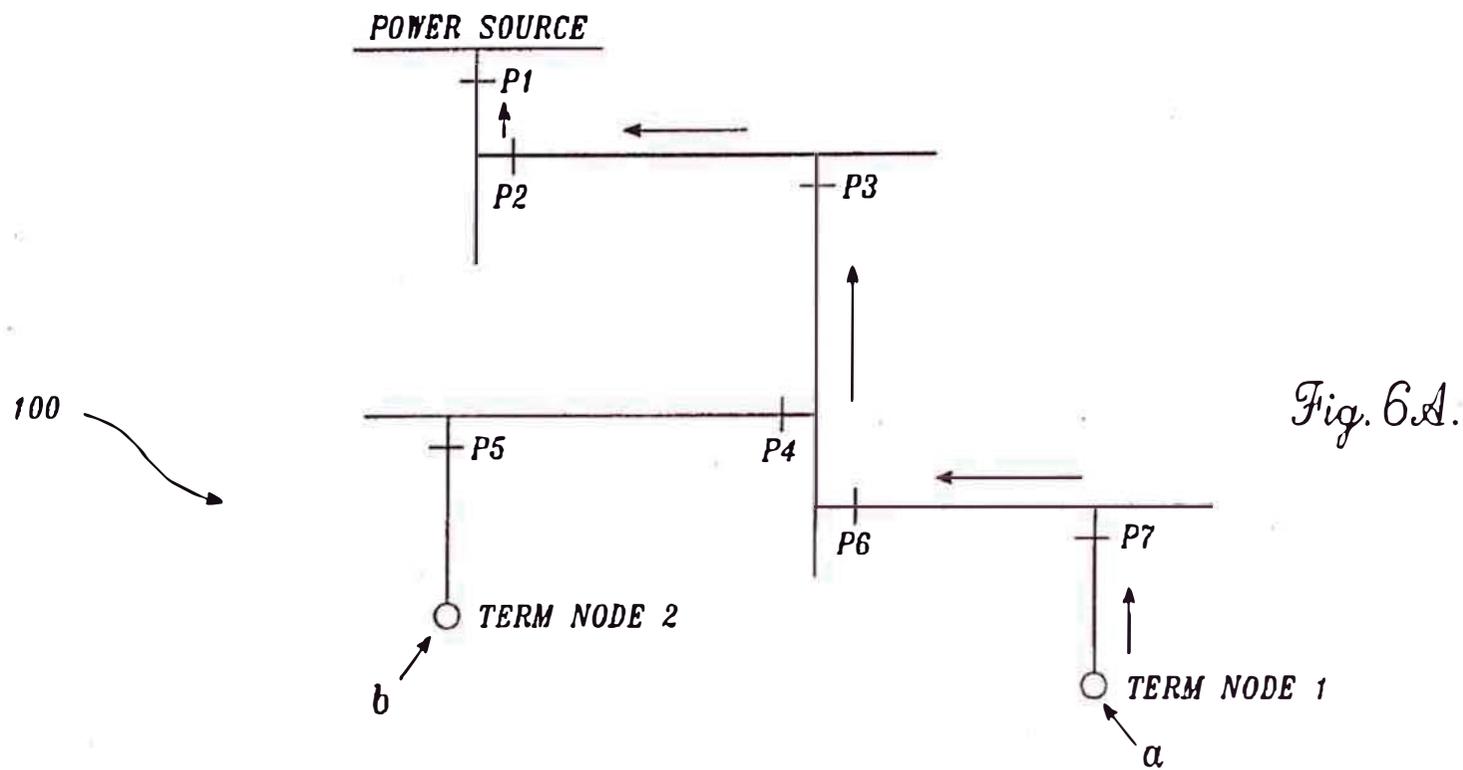


Fig. 6A.

102

i	X_i
1	P1
2	P2
3	P3
4	P6
5	P7
6	TERM NODE 1

Fig. 6B.

104

i	X_i	$\mu_A(X_i)$
1	P1	1/21
2	P2	2/21
3	P3	3/21
4	P6	4/21
5	P7	5/21
6	TERM NODE 1	6/21

Fig. 6C.

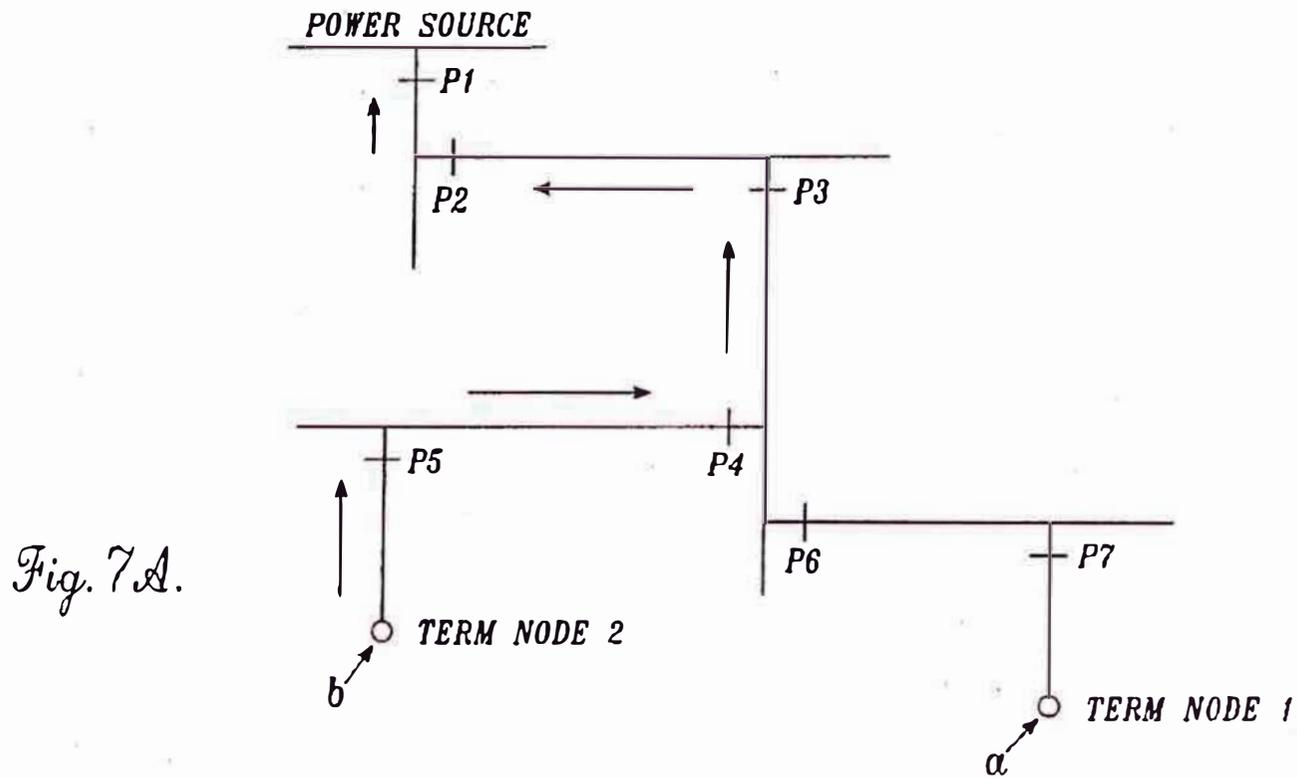


Fig. 7B.

112

j	X_j
1	P1
2	P2
3	P3
4	P4
5	P5
6	TERM NODE 2

114

j	X_j	$\mu_B(X_j)$
1	P1	1/21
2	P2	2/21
3	P3	3/21
4	P4	4/21
5	P5	5/21
6	TERM NODE 2	6/21

Fig. 7C.

120

$k \rightarrow$	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	TERM NODE 1	TERM NODE 2
a	1/21	2/21	3/21			4/21	5/21	6/21	
b	1/21	2/21	3/21	4/21	5/21				6/21

Fig. 8A.

k	X	$\mu_{NEW}(k)$
1	P1	2/21
2	P2	4/21
3	P3	6/21
4	P4	4/21
5	P5	5/21
6	P6	4/21
7	P7	5/21
8	TERM NODE 1	6/21
9	TERM NODE 2	6/21

122

Fig. 8B.

124

$k \rightarrow$	1	...	3	TERM NODE r	$r+1$ USED
$l \downarrow$			$P3$									
1	μ_{11}	μ_{12}	μ_{13}									$P3$
..	μ_{21}		μ_{23}			μ_{lk}						$P3$
...												\emptyset
....	μ_{l1}		μ_{l3}									$P3$
.....								μ_{lk}				\emptyset
q	μ_{q1}		μ_{q3}									$P3$

Fig. 9.

METHOD AND APPARATUS FOR POWER OUTAGE DETERMINATION USING DISTRIBUTION SYSTEM INFORMATION

FIELD OF THE INVENTION

This invention generally relates to power outage management systems, and particularly relates to a method and apparatus for power outage management using power distribution system information.

BACKGROUND OF THE INVENTION

Distribution systems utilized by electric power utilities generally consist of a power distribution grid having a control station, a power source, such as a substation, connected to a plurality of terminal nodes by grid branches, generally power wires, and corresponding protective devices, such as fuses or breakers, set up along the grid branches and designed to operate when a fault in the power distribution grid occurs, to ensure that only a minimal portion of the system is affected by the resulting power outage. During major storms, utilities track and prioritize power outages, dispatch and coordinate the labor force, and direct system restoration. In order to identify a power outage, determine the location of the fault that caused it, and estimate the number of affected customers, information from several different utility information systems must be combined and analyzed. In an effort to improve information feedback on their facilities and service reliability in general, utilities are developing and implementing geographic information systems (GIS) based automated mapping/facilities management (AM/FM) systems. Integration of GIS-based AM/FM systems with customer information systems (CIS) as well as supervisory control and data acquisition (SCADA) systems provides the optimal environment for an outage management system (OMS).

An OMS is, thus, a decision support environment that can be used to address complex problems faced by distribution dispatchers and system operators in an emergency situation. In an integrated environment obtained by combining information from GIS-based AM/FM systems, CIS, and SCADA systems, the OMS allows concurrent processing of data from multiple sources. Information from customer calls, received and logged in trouble order tracking (TOT) systems, or reports from other monitoring sources such as power outage monitors (so-called intelligent electronic devices) or automated meter reading systems that automatically contact the control station after loss of power is identified, distribution network topology, and protective device schema derived from GIS coverage maps, are combined to determine the probable fault location. In addition, the OMS can process power outages reported by SCADA alarms or field crew reports called in by radio.

Once a power outage is identified or reported, it is processed to determine the number of customers without power, checked for the existence of life-supporting devices, and sorted according to priorities that help dispatchers optimally dispatch crews. The OMS maintains current information on power outages, dynamically provides users with suggestions on the probable causes of power outages, and associates a level of confidence with its determination. The geographically referenced full graphic environment acts as an electronic "pin map" to display locations of trouble calls and determine the causes of power outages. At the same time, the geographically referenced full graphic environ-

ment allows the user to select, query, and update information associated with power outages and trouble calls.

When applied to customer calls reporting power outages, the OMS begins the process of power outage determination by analyzing all incoming calls and locating the caller's connection to the distribution network. First, the graphic display can mark the location of the trouble call with a special symbol. This creates an electronic "pin map" of the deenergized customers. Outage determination (OD) achieves a progressively higher confidence factor in establishing the protective device that is likely to have operated as a result of the fault causing the power outage as more calls come in. OD evaluates the protection schemes derived from GIS map coverages and compares them with the incoming calls. The OMS can be programmed such that, upon reaching a specified level (threshold) of confidence, the location of the fault causing the power outage is automatically determined. OMS can also be run in a semiautomatic mode, which can continuously update the OMS operator to the current confidence factor and allow the operator to make the final determination. Power outages reported from SCADA devices can be shown on the OMS display using different graphic symbols or colors from those used for the power outage reports that have come from the OD module, if desired. After the cause of the power outage is determined by the OMS power outage determination procedure, or reported by the SCADA alarms or a field crew by radio, the outage-processing procedure continues the analysis by identifying a list of customers affected, combining network connectivity maintained in GIS and customer data from the CIS.

The quality of an automated OMS depends highly on the inferring power of the computerized OD procedure. To model the uncertainty involved with locating the probable location of a fault causing a power outage, appropriate tools and methods are needed. The conventional way to deal with uncertainty is to use tools and methods provided by the theory of probability. However, probability is an appropriate measure of uncertainty only in cases where statistical information is available. Therefore, current computerized OD procedures are unable to properly model the inexactness and uncertainty associated with locating faults due to the lack of distribution system information sufficient to form a statistical basis for inferring a confidence factor with any degree of success.

Accordingly, it is evident that there is a need for a method and apparatus for power outage determination using distribution system information that demonstrates superior inferring power in modeling the uncertainty involved with determining the probable location of the fault causing a power outage. Such a method and apparatus should be able to more accurately model the uncertainty involved with determining the probable location of the fault using the same distribution system information available to current OMSs. The present invention is directed to fulfilling this need.

SUMMARY OF THE INVENTION

In accordance with the present invention, a method and apparatus are provided for determining the location of the protective device immediately upstream of the probable location of a fault causing a power outage in a power distribution system having a power distribution grid and a control station, the power distribution grid including a power source connected to a plurality of terminal nodes by grid branches and corresponding protective devices whose

operation minimizes the deleterious effects of power outages. More specifically, a method and apparatus are provided for determining distribution system information based on the power distribution grid. Power outage information is then determined that describes the terminal node to which the power outage information is related, and a set of possibly operated protective devices is identified by upstream tracing from the terminal node, about which the power outage information was determined, to the power source. Using "fuzzy set" theory, the possibility that each protective device operated is calculated. The cumulative possibility that each protective device operated is then calculated as a function of the power outage information. This cumulative possibility is then compared to a predetermined confidence threshold associated with each protective device. If the cumulative possibility that a given protective device operated is greater than the confidence threshold, a conclusion is reached that the protective device operated.

In accordance with further aspects of this invention, determining distribution system information based on the power distribution grid includes determining distribution system topology and determining distribution protection schema. Distribution system topology includes an ordered list of the parent-child relationships that exist along the grid branches between the terminal nodes and the power source. Distribution protection schema include an ordered list of each protective device and its corresponding backup protective device.

In accordance with other aspects of this invention, determining the power outage information includes receiving calls to the control station from customers documenting loss of power in the power distribution grid.

In accordance with still other aspects of this invention, determining the power outage information includes receiving reports from monitoring sources that automatically alert the control station after loss of power is identified in the power distribution grid.

In accordance with yet other aspects of this invention, the possibility that each protective device operated is a function of the sequence order of the protective device.

In accordance with yet further aspects of this invention, calculating the cumulative possibility that each protective device operated is accomplished by summing the possibilities associated with the power outage information for each protective device.

In accordance with still other aspects of this invention, arriving at the outage determination conclusion that the protective device operated includes flagging the power outage information that is used in the conclusion. During subsequent program iterations, calculating the cumulative possibility that each protective device operated includes unflagging the power outage information when the outage determination conclusion is rejected, then calculating the cumulative possibility that each protective device operated as a function of the unflagged power outage information.

In accordance with yet still further aspects of this invention, calculating the cumulative possibility that each protective device operated is accomplished by summing the possibilities associated with the unflagged power outage information for each protective device.

As will be appreciated from the foregoing summary, the invention provides a method and apparatus for determining the protective device immediately upstream of the probable location of a fault causing a power outage using distribution system information that utilizes fuzzy set theory to model the uncertainty involved in analyzing power outages. By

incorporating fuzzy set theory into the outage determination procedure, the invention is able to model uncertainty to a higher degree of accuracy based on information available, thereby gaining advantages over conventional OD procedures.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

The foregoing aspects and many of the attendant advantages of this invention will become more readily appreciated as the same becomes better understood by reference to the following detailed description, when taken in conjunction with the accompanying drawings, wherein:

FIG. 1 is a graphical representation of a power distribution system in which the present invention is useful, showing the key system components, including a power distribution grid and a control station;

FIG. 2 is a schematic block diagram of several components of a control system housed in the control station shown in FIG. 1 and used to carry out the present invention;

FIG. 3A is a digraph representing the functional topology of a power distribution grid;

FIG. 3B is a data structure representing the functional topology of FIG. 3A;

FIG. 4A is a digraph representing the power distribution grid shown in FIG. 3 A with superimposed protective devices;

FIG. 4B is a data structure representing the protective device schema of FIG. 4A;

FIGS. 5A and 5B form a flowchart illustrating the steps carried out by an outage determination program formed in accordance with the present invention;

FIG. 6A is a digraph representing the power distribution grid with superimposed protective devices of FIG. 4A showing hypothetical terminal nodes 1 and 2, customers a and b, and an upstream tracing path from customer a at terminal node 1 to the power source;

FIG. 6B is a data structure representing the set of protective devices identified by the upstream tracing path of FIG. 6A;

FIG. 6C is a data structure representing the membership functions associated with each protective device of FIG. 6A (the possibility that each protective device operated);

FIG. 7A is a digraph representing the power distribution grid with superimposed protective devices of FIG. 4A showing hypothetical terminal nodes 1 and 2, customers a and b, and an upstream tracing path from customer b at terminal node 2 to the power source;

FIG. 7B is a data structure representing the set of protective devices identified by the upstream tracing path of FIG. 7A;

FIG. 7C is a data structure representing the membership functions associated with each protective device of FIG. 7A;

FIG. 8A is a matrix showing the membership functions associated with each protective device along the paths from hypothetical customers a and b at terminal nodes 1 and 2, respectively;

FIG. 8B is a data structure representing the cumulative membership functions of each protective device described in the matrix of FIG. 8A (the cumulative possibility that each protective device operated); and

FIG. 9 is a matrix showing all total possible membership functions for the power distribution grid of the type shown in FIG. 1 along with a column for a flag associated with each

possible call indicating whether the call contributed to a particular outage determination conclusion.

DETAILED DESCRIPTION OF THE PREFERRED EMBODIMENT

FIG. 1 shows a power distribution system 20 of the type in which the present invention is useful. For purposes of explaining the operation of the present invention, only the key components of the system are shown in FIG. 1. The system includes a simplified power distribution grid 22 and a control station 24. The power distribution grid 22 includes a power source 26 (a substation), a plurality of terminal nodes 28 (a distribution transformer or meter point), grid branches 30 used to establish a connection between the power source and the terminal nodes (power distribution lines), and protective devices 32 (consisting of fuses, fuse disconnects, reclosers, or other types of circuit breakers). The power source 26, which is served by a power transmission system (not shown), supplies power to the terminal nodes 28 via the grid branches 30, which in turn supply power to customers 34 connected to the respective terminal nodes. When a power outage occurs due to a fault, i.e., a break in the connection between the power source 26 and the terminal nodes 28, the protective device 32 closest upstream to the fault operates to limit the effect of the fault. The design of the system of protective devices seeks to ensure that only a minimal portion of the entire grid is affected during a power outage.

The function of the control station 24 is to oversee and maintain the operation of the associated power distribution grid 22 by obtaining a steady flow of information 25 concerning the status of the power distribution grid and responding to power outages produced by faults. In accomplishing this task, the control station relies on a control system 40. FIG. 2 shows a control system 40 constructed according to the teachings of the present invention. For purposes of explaining the operation of the present invention, the block diagram shows only the key components of the control system. The control system 40 includes a processing unit 42 coupled through an address/data bus 44 to a memory 46 and an I/O controller 48. The processing unit 42 is coupled via the I/O controller 48 to a keyboard 50, a permanent storage device 52, such as a hard disk drive, a CD ROM, or a floppy disk drive, a display 54, such as a monitor, and a modem 56.

The processing unit 42 of the control system 40 responds to programmed instructions stored in the permanent storage 52 and maintains values temporarily in the memory 46. Data relevant to the operation of the control system and operated upon by the programmed instructions may be directed to the processing unit by any known manner of input, including but not limited to manual entry through the keyboard 50 or telecommunication entry via the modem 56. Such data is then routed through the I/O controller 48 and along the address/data bus 44 to the processing unit 42. This and other data utilized by the processing unit 42 as it responds to programmed instructions may be maintained temporarily in the memory 46, or more permanently in the storage 52. More specifically, the programmed instructions controlling the processing unit's operation in the preferred embodiment of the present invention determine the location of protective devices that possibly operated due to faults in the power distribution grid using distribution system information, such as distribution system topology and protective device schema. This information, in turn, is used to isolate the probable cause of the power outage.

The distribution system topology used in the outage determination program of the present invention describes the functional topology or connectivity of the power distribution grid 22. In other words, the distribution system topology describes the electrical network that exists between the power source 26 and the terminal nodes 28. Referring to FIG. 3A, the functional topology of a power distribution grid is represented in a digraph 60. The functional topology shows the grid branches in the direction from the power source toward the terminal nodes. In order to more easily understand the distribution system topology to be used in the outage determination program of the present invention, each grid branch is uniquely identified by a corresponding letter A through H. FIG. 3B shows a data structure 62 representing the functional topology of digraph 60 utilized in the outage determination program, which constitutes a linked list where each grid branch contains a pointer to the "parent" grid branch, and which is stored in memory 46 and/or storage 52. For instance, the outage determination program of the present invention references the functional topology data structure 62 to determine that the parent of grid branch H is grid branch E, and that the parent of grid branch E is grid branch D, and so on. Proper reference to the distribution system functional topology by the outage determination program enables efficient upstream and downstream tracing along the power distribution grid. In other words, given a fault along a specified grid branch, the upstream parent of that "child" grid branch, or the grid branch between the child and the power source, is known by references to the intervening power system functional topology.

In a similar fashion, the distribution system protection scheme utilized by the outage determination program of the present invention is based on the functional topology of the power distribution grid, or the relationship between the grid branches in the direction from the power source toward the terminal nodes. In this case, however, of significance are the protective devices associated with the particular grid branches between the power source and the terminal nodes. Referring to FIG. 4A, a power distribution grid with superimposed protective devices is represented in a digraph 64. Protective devices (P1, P2, P3, et cetera) are set up along the power distribution grid in a manner so as to ensure that only a minimal portion of the system is affected during a fault along a given grid branch. The resulting protective device schema relates to the order in which the protective devices would operate in case of a fault, and the associated backup protective device upstream from each operated protective device that may successively operate to minimize loss of overall power distribution grid integrity. Referring to FIG. 4B, a data structure 66 representing the protective device schema of digraph 64 utilized in the outage determination program is shown, which constitutes a linked list with each protective device pointing to its backup protective device, and which is stored in memory 46 and/or storage 52. In other words, by upstream tracing using data structure 66, it can be determined that the backup for protective device P7 is protective device P6, whose backup is in turn protective device P3, and so on. The protective device schema data structure 66 is dynamically maintained and updated following any changes to the distribution system functional topology during the operation of the power distribution system.

FIGS. 5A and 5B constitute a flowchart of an outage determination program 70 suitable for use by the processing unit 42 of the control system 40, which is stored in the storage device 52. Referring initially to FIG. 5A, as previously discussed, at blocks 72 and 74 data structures representing the distribution system topology and the distribution

protection schema of the power distribution system in question are first generated. The program 70 then delays at block 76 until a call is received from a customer indicating that a power outage has occurred. It will be understood that, alternatively, a power outage could be reported from a variety of other monitoring sources. Examples of other monitor sources include power outage monitors (so-called intelligent electronic devices), located along the power distribution grid 22 or at the customers' locations, that automatically dial out a predefined number after loss of power is identified by an internal voltage relay, and automated meter-reading systems that sense power loss at the terminal nodes and signal the control station via wireless communication.

The logic of the program continues to decision block 78, where a test is made to determine if the customer call that was received reports an existing power outage or a new power outage, i.e., a power outage where no determination has been made as to which protective device operated. If the call reports an existing power outage, the logic of the program returns to the delay routine, block 76, and waits for a new customer call. If the call reports a new power outage, the logic of the program proceeds to block 80.

At block 80, a set of possibly operated protective devices 32 are determined by upstream tracing using the distribution system information generated at the block 74, starting at the terminal node defining the calling customer's location. More specifically, as the processing unit 42 continues to run the outage determination program 70, it accesses the protective device schema data structure 66 and identifies a set of possibly operated protective devices by following the linked list from the protective device closest to the terminal node defined by the customer's location to its backup protective device, then to the next upstream backup protective device, and so on until the protective device nearest the power source is identified. In this manner, a complete set of protective devices that possibly operated due to the fault is determined. The set comprises all of the protective devices along the grid branch path between the customer and the power source.

The logic of the program 70 moves to block 82, where a membership function for each protective device in the set of possibly operated protective devices determined in the program block 80 is calculated. This calculation is made in reliance on fuzzy set theory. Fuzzy set theory is an approach useful for presenting and utilizing linguistic "qualitative" descriptions in computerized inferencing that improves the potential to model human reasoning in an inexact and uncertain domain in cases where statistical information is not available. The concept of possibility may be used to model the confidence level of various hypotheses by a number between 0 and 1, where 1 may be the highest degree of confidence and 0 the lowest or vice versa. In order to quantify inexactness, fuzzy set theory utilizes the notion of a membership function as the level of confidence that exists that an element belongs to the fuzzy set. At a program block 82, a membership function for each protective device in the set of possibly operated protective devices is calculated, the membership function representing the possibility that a particular protective device operated based on information obtained from a particular customer call.

The program logic proceeds to block 88, where the cumulative possibility that each protective device in the set operated is calculated. According to the logic of the program 70, the possibility that each protective device operated is affected by each customer call. If only a single customer call has been received, the cumulative possibility that a given protective device in the set operated will be no greater than

the possibility that the given protective device operated based on that single customer call. If, however, more than one customer call has been received regarding the same power outage, the cumulative possibility that a given protective device operated will be greater for each successive customer call that identifies the particular protective device as one that possibly operated. Thus, in block 88, the calculated cumulative possibility that each protective device in the set operated is the sum of the possibilities associated with calls for each protective device. As further discussed below, this summing calculation includes only those calls and associated possibilities that are unflagged. In other words, only those calls not already used in a previous outage determination conclusion are used in determining the cumulative possibility that a protective device operated as a result of a different fault.

Referring now to FIG. 5B, in conjunction with FIG. 5A once the cumulative possibility that each protective device operated has been calculated, the logic of the program 70 proceeds to decision block 90, where a test is made to determine if the cumulative possibility that a given protective device operated is greater than the confidence threshold associated with that protective device. A confidence threshold is a predetermined value selected to indicate a minimum below which the program should not produce an outage determination conclusion for a given protective device in the power distribution grid. While the confidence threshold could be the same for all protective devices in a power distribution grid, different confidence thresholds can be associated with different protective devices. In the latter case, the confidence threshold levels are set by factors such as operator experience, type of protective device, type of power distribution grid, et cetera. If the cumulative possibility that the given protective device operated is not greater than the confidence threshold, the program logic returns to delay block 76 to await another customer call. If the cumulative possibility that the given protective device operated is greater than the confidence threshold, the logic of the program proceeds to block 92, where an outage determination suggestion is made. The suggestion identifies the particular protective device that the program has determined operated in response to the fault that caused the power outage.

The program logic proceeds to block 94 where the test is made to determine if the outage determination suggestion was accepted by the operator of the program. If the outage determination suggestion was not accepted by the operator, the logic proceeds to decision block 96, where a test is made to determine if the cumulative possibility that any other protective device in the set operated is greater than the associated confidence threshold. If the cumulative possibility that a different protective device operated is greater than its associated confidence threshold, the program logic returns to block 92, where an outage determination suggestion is made. In this case, the suggestion identifies the new protective device. The iterative loop involving blocks 92-96 continues until either an outage determination suggestion is accepted or the cumulative possibility that each protective device operated has been compared with its associated confidence threshold. If none of the cumulative possibilities of the remaining protective devices in the set are greater than their associated confidence thresholds, the logic returns to the delay block 76 to await a new customer call.

If the determination is made at block 94 that the outage determination suggestion with respect to a particular protective device should be accepted, the logic continues to block 98, where the conclusion is made that the protective

device is the one that operated. At block 99, all customer calls used in making the outage determination conclusion at block 98 are flagged to remove them from consideration in subsequent iterations of the outage determination program. The logic of the program then returns to delay block 76, to await another customer call and a subsequent program iteration.

Concurrent with the above-described operation of the outage determination program 70, the processing unit 42 may also receive input as to the physical verification of previous outage determination conclusions. In particular, a previous outage determination conclusion may be rejected based on information obtained from field crew inspection of the power distribution grid revealing that the fault was not near the protective device indicated. Referring now to FIG. 5A, when an outage determination conclusion is rejected in block 84, the program logic proceeds to block 86, where all calls that led to the erroneous conclusion, and that were previously flagged, are unflagged. The logic of blocks 84 and 86 then intercepts the program logic prior to its cumulative possibility calculation in block 88. To ensure that the cumulative possibility data are current, the remaining program steps, namely, those in blocks 88 through 99, are performed.

To better understand the logic and effect of the outage determination program 70, in terms of the iteration it performs to determine whether a conclusion as to the operation of a given protective device is warranted, and to present more specifically the actual calculations performed in the program's operation, a more detailed description of the operation of the program for a hypothetical power outage is set forth below and illustrated in FIGS. 7 through 9.

Determination of the Set of Possibly Operated Protective Devices

As noted above, after a new power outage call is received from a customer, identified as customer a, in program block 76 shown in FIG. 5A, the processing unit 42 of the control station 22 proceeds to block 80 to determine the set of protective devices 32 whose operation could have resulted from a fault that caused the reported power outage. As illustrated by reference to FIG. 6A, this is accomplished by upstream tracing along the protective device schema represented in a digraph 100 by use of the protective device schema data structure 66 discussed above. Starting from the terminal node 1 to which customer a is connected, the processing unit identifies each protective device and its backup protective device between customer a and the power source 26 (the identification process is illustrated on the protective device schema of digraph 100 by path arrows). FIG. 6B is a data structure 102 representing the set of protective devices identified by the upstream tracing path represented in digraph 100 that is stored in the memory 46 and/or the storage 52.

Calculation of the Possibility that Each Protective Device Operated

After determining the set of possibly operated protective devices, the processing unit 42 proceeds to block 82 of the outage determination program 70 where the possibility that each protective device in the set operated is calculated. To understand the calculation accomplished by the processing unit at this stage of the operation of the outage determination program 70, let α represent a crisp set of n protective devices x_i encountered in the upstream tracing depicted in the

protective device schema of digraph 100 and given in the protective device set data structure 102. That is:

$$\alpha = \{x_i\} \quad (1)$$

where i denotes the sequence order of the protective device starting from the power source ($i=1$) and ending at terminal node 1 that customer a is connected to ($i=n$).

The fuzzy set A that contains the protective devices that possibly operated and left customer a without power can be represented as a set of ordered pairs of possibly operated protective devices x_i , and the grade of membership function $\mu_A(x_i)$ is:

$$A = \{(x_i, \mu_A(x_i)) | x_i \in \alpha\} \quad (2)$$

where the membership function of the fuzzy set A (the possibility that the protective device x_i operated associated with customer a's call) is defined by the equation:

$$\mu_A(x_i) = \frac{i}{\sum_{i=1}^n i} \quad (3)$$

Equation (3) takes into account the selectivity of the protective device schema in modeling the membership function of the protective device that operated in regard to the call of customer a. The closer the protective device is to the caller (larger value of i), the higher is the possibility that the protective device operated. Furthermore, equation (3) gives a normalized membership function where:

$$\sum_{i=1}^n \mu_A(x_i) = 1 \quad (3A)$$

which means that every call, regardless of the number of protective devices whose operation could have been the cause of the power outage, carries an equal amount of information needed for the outage determination program 70.

As noted above, after the call from customer a has been received and the set of protective devices in the upstream trace identified, the values are stored in the protective device set data structure 102. The processing unit 42 then determines a fuzzy set A by calculating the value of the membership function for all protective devices using equation (3). FIG. 6C is a data structure 104 representing the values of this fuzzy set, including the membership functions associated with each protective device, that are stored in the memory 46 and/or the storage 52.

Referring to FIGS. 5A and 5B, assuming that the call from customer a represents the first call to the control system relating to a particular power outage, and that therefore this was the first iteration of the program, the program flow would proceed directly to block 88 without any input from blocks 84 and 86, since no prior outage determination conclusion had been made that could have been rejected. Given only a single call, the calculation in block 88 would result in a cumulative possibility that each protective device operated equal to the membership function of each protective device, and the same set of values as shown in fuzzy set data structure 104 of FIG. 6C. Assuming, as likely, that the confidence threshold associated with each protective device requires more than one call as the basis for an outage determination suggestion, the confidence level determination of block 90 would be made negatively, and the program logic would return to delay block 76 to await another customer call.

Assuming customer b calls next to report a power outage, the processing unit 42 of the control station 22 again

proceeds to block 80 and another set of protective devices 32 whose operation could have caused this reported outage is determined. As illustrated by reference to FIG. 7A, this is accomplished by upstream tracing along a protective device schema represented in a digraph 110 by use of the protective device schema data structure 66 discussed above. Starting from the terminal node 2 to which customer b is connected, the processing unit identifies each protective device and its backup protective device between customer b and the power source 26 (illustrated on the protective device schema of digraph 110 by path arrows). FIG. 7B is a data structure 112 representing the set of protective devices identified by the upstream tracing path represented in digraph 110 that is stored in the memory 46 and/or the storage 52.

After determining the set of possibly operated protective devices for the call from customer b, the processing unit 42 proceeds to block 82 where the possibility that each protective device in the set operated is calculated by first determining the crisp set β of m protective devices x_j encountered in the upstream trace depicted in the protective device schema of digraph 110 and given in the protective device set data structure 112. That is:

$$\beta = \{x_j\} \quad (4)$$

where j denotes the sequence order of the protective device starting from the protective device nearest the power source (j=1) and ending at the terminal node 2 to which customer b is connected (j=m).

In this case, fuzzy set B, representing the protective device that operated as a result of a fault and left customer b without power, is modeled as a set of ordered pairs of possibly operated protective devices x_j , and the grade of the membership function $\mu_B(x_j)$ is:

$$B = \{(x_j, \mu_B(x_j)) | x_j \in \beta\} \quad (5)$$

where the membership function of the fuzzy set B (the possibility that the protective device x_j operated associated with customer b's call) is given by the equation (3) using new protective devices x_j and their total number m. The equation is:

$$\mu_B(x_j) = \frac{j}{\sum_{j=1}^m j} \quad (6)$$

As noted above, after the call from customer b has been received and the set of protective devices in the upstream trace identified, the values are stored in the protective device data structure 112. The processing unit 42 then determines a fuzzy set B by calculating the value of the membership function for all devices using equation (6). FIG. 7C is a data structure 114 representing the values of this fuzzy set, including the membership functions associated with each protective device, that are stored in the memory 46 and/or the storage 52.

Fuzzy sets A and B can contain the same protective devices since the same fault could have caused a power outage for both customers. These protective devices are members of the crisp set $\Gamma = \{x\}$ where $\Gamma = \alpha \cap \beta$. The possibility that caller a and caller b are without power because the same protective device $x \in \Gamma$ operated can be viewed as a membership function $\mu_{A \cup B}(x)$ of a fuzzy set C defined by the equation:

$$C = \{(x, \mu_{A \cup B}(x)) | x \in \Gamma\} \quad (7)$$

where $\mu_{A \cup B}(x)$ is given as the Hamacher union for $\gamma=0$:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) \quad (8)$$

or:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \frac{i}{\sum_{i=1}^n i} + \frac{j}{\sum_{j=1}^m j} \quad (9)$$

where i and j are the sequence order of the particular protective device x in set α and β respectively, and n and m are the number of protective devices in these sets. The depth of the protective device in the power distribution grid, or distance the protective device is from the power source, plays an important part in the outage determination analysis. The deeper the common protective device x is in the protective device schema (larger values of i and j), the higher the possibility that it was the protective device operated in response to the fault that caused the reported power outage. However, the deeper the protective device is in the protective device schema, the lower the probability that the protective device will be shared by two or more customers.

Determination of the Cumulative Possibility that a Protective Device Operated

As seen in equation (9), every new customer call will cumulatively increase the possibility that a particular protective device x operated as a result of a fault if protective device x is found on the trace path from the terminal node nearest the customer caller location to the power source. For each protective device x that is a member of the crisp set Γ_{NEW} of possibly operated protective devices in regard to the new customer call, equation (9) can be rewritten in sequential form as:

$$\mu_{NEW}(x) = \mu_{OLD}(x) + \frac{j}{\sum_{j=1}^m j} \quad (10)$$

where j is the sequence order of the particular protective device x in set Γ_{NEW} and m is the number of protective devices in Γ_{NEW} (cardinality of the set Γ_{NEW}). In a case where the protective device x is not found in the trace path of any previous calls, $\mu_{OLD}(x)$ is equal to 0. As will be best understood by reference to FIGS. 5A and 5B, during the initial iteration of the outage determination program 70, the logic of the program proceeds to execute the instructions in the block 88, where the program undertakes the calculation of the cumulative possibility that each protective device in the set operated. Using equation (10) described above, the processing unit 42 makes this calculation by summing the membership functions of the eligible protective devices in the set or, in other words, by summing the possibilities associated with calls for each protective device.

For each protective device, a confidence threshold must be established $\mu_{MAC}(x)$, such that, when the cumulative possibility that protective device x operated exceeds this threshold:

$$\mu_{NEW}(x) > \mu_{MAC}(x) \quad (11)$$

the outage determination program 70 draws the conclusion that protective device x operated. The confidence threshold $\mu_{MAC}(x)$ must be appropriately set according to the needs and tendencies of the power distribution system as a whole. Setting the confidence threshold too low globally can force the outage determination program to jump to a conclusion prematurely, while setting it too high can delay a conclusion and give the appearance that the outage determination

program is slow and indecisive. This confidence threshold is used in the decision block 90, where the determination is made whether the cumulative possibility that any protective device in the set operated is greater than the confidence threshold.

As new calls come in, the cumulative possibility that each protective operated as a result of the fault will increase based on how often each protective device is found in the traced paths of the calls. Due to the hierarchical structure of the protective device tree, protective devices that are closer to the power source (or farther away from the terminal nodes) will be found more often in the traced paths than protective devices that are closer to the terminal nodes. To avoid deterioration of the protection selectivity modeled in equations (3) and (6) for determining the membership functions of the protective devices, the confidence threshold of the protective devices can be weighted by the total number of possible callers in the power distribution grid $N(x)$. This number can be determined by downstream tracing from the protective device x to each and every terminal node and by counting the number of customers fed from these nodes, based on information available in the customer information system (CIS) database.

Outage Determination Procedure

As customer calls are coming in, for each new call the possibility that one of the protective devices found in the upstream trace operated can be determined using equation (3). All calls received up to a certain point in time, with appropriate membership functions for the fuzzy set protective device that operated in regard to this call, can be arranged in matrix M defined by the equation:

$$M = \{\mu(l,k)\} \quad (l=1, \dots, q; k=1, \dots, r) \quad (12)$$

where q is the number of rows that M contains and equals the number of customer calls received up to that moment, while r is the total number of protective devices whose operation can leave customers without power. After each new customer call, the number of matrix M rows increases by one. Elements of the matrix M are possibilities that the k -th protective device operated in the case of l -th customer call, calculated using equation (3). In the present example, after the calls from customers a and b are received, the matrix M has a form 120 shown in FIG. 8A.

The cumulative possibility that a given protective device operated based on customer calls received to that point is calculated using equation (10). Applying matrix M notation, $\mu_{NEW}(k)$ can be calculated according to equation (13):

$$\mu_{NEW}(k) = \sum_{l=1}^{l=q} \mu(l,k) \quad (k=1, \dots, r) \quad (13)$$

The cumulative membership functions for the protective devices x_k after the customer calls a and b have been received (or cumulative possibility that protective devices x_k operated) are calculated and the resulting values stored in the memory 46 and/or the storage 52 in a cumulative possibility data structure 122, as illustrated in FIG. 8B.

If, after q customer calls, the cumulative possibility for one protective device (for example P3) exceeds the predetermined confidence threshold $\mu_{MAX}(P3)$, the outage determination program will suggest that P3 is the protective device that operated, as indicated in program block 92 shown in FIG. 5B. Assuming that the system operator accepts the outage determination suggestion in block 94, the program proceeds to block 98 where an outage determination conclusion is as to the operation of the particular protective device is made.

All the customer calls that contributed to the cumulative membership function $\mu_{NEW}(P3)$ (calls that have the protective device P3 in its trace path) are flagged to indicate that they led to this conclusion. Since only a single protective device can be pinpointed, contributions from these calls to the cumulative membership function of any other protective device in the set are removed. In addition, since the information these calls contain is already being used to draw a conclusion, the information about these calls is also eliminated from further evaluation. This is accomplished at program block 99, shown in FIG. 5B, by way of a new column $(r+1)$ added to the matrix M . When a call is used in a particular outage determination conclusion, the call is flagged using this new column. Referring to FIG. 9, after q customer calls are received and an outage determination conclusion is drawn that protective device P3 operated, a new matrix 124 is formed. In the matrix 124, the $r+1$ column has flagged the customer calls that contributed to any previous outage determination conclusion, in our example all customer calls used in the conclusion that the protective device P3 operated.

After an outage determination conclusion is drawn about the protective device that operated, the cumulative possibility for other protective devices can be recalculated using a modified equation (13) that takes into account only those customer calls that have not been used to draw any prior outage determination conclusion:

$$\mu_{NEW}(k) = \sum_{l=1}^{l=q} \mu(l,k) \quad (k=1, \dots, r) \quad (14)$$

[where $(M(l,r+1)=0)$]

If the outage determination suggestion proves to be wrong after a field crew inspection, the conclusion is rejected, and all calls that led to this conclusion are unflagged and put back for further evaluation. This is accomplished in blocks 84 and 86, respectively. As described above, concurrent with the operation of the outage determination program 70 as initiated by new customer calls reporting power outages, a prior outage determination conclusion may be rejected based on physical inspection of the power distribution grid. When this occurs, all calls that led to the erroneous conclusion, and that were previously flagged, are unflagged. The logic of blocks 84 and 86 then intercepts the program logic prior to its cumulative possibility calculation in block 88. To ensure that the cumulative possibility data is current, the remaining program steps, namely, those in blocks 88 through 99, are performed.

While the preferred embodiment of the invention has been illustrated and described, it will be appreciated that various changes can be made therein without departing from the spirit and scope of the invention.

The embodiments of the invention in which an exclusive property or privilege is claimed are defined as follows:

1. A method for determining the location of the protective device immediately upstream of the probable location of a fault causing a power outage in a power distribution system having a power distribution grid with a power source connected to a plurality of terminal nodes by grid branches and corresponding protective devices whose operation minimizes the deleterious effects of power outages, and a control station, comprising:

- (a) determining distribution system information based on the power distribution grid;
- (b) determining power outage information describing the terminal node to which the power outage information is related;
- (c) identifying a set of possibly operated protective devices by upstream tracing from the terminal node, about which the power outage information was determined, to the power source;

- (d) calculating a possibility that each protective device operated;
- (e) calculating a cumulative possibility that each protective device operated as a function of the power outage information;
- (f) comparing the cumulative possibility that each protective device operated to a predetermined confidence threshold; and
- (g) if the cumulative possibility that a given protective device operated is greater than the confidence threshold, concluding that the protective device operated.

2. The method of claim 1, wherein the step of determining distribution system information based on the power distribution grid includes:

- (a) determining distribution system topology; and
- (b) determining distribution protection schema.

3. The method of claim 2, wherein the distribution system topology includes an ordered list of the parent-child relationships that exist along the grid branches between the terminal nodes and the power source.

4. The method of claim 2, wherein the distribution protection schema include an ordered list of each protective device and its corresponding backup protective device.

5. The method of claim 1, wherein the step of determining the power outage information includes receiving calls to the control station from customers documenting loss of power in the power distribution grid.

6. The method of claim 1, wherein the step of determining the power outage information includes receiving reports from monitoring sources that automatically alert the control station after loss of power is identified in the power distribution grid.

7. The method of claim 1, wherein the possibility that each protective device operated is a function of the sequence order of the protective device.

8. The method of claim 1, wherein the step of calculating the cumulative possibility that each protective device operated is accomplished by summing the possibilities associated with the power outage information for each protective device.

9. The method of claim 1, wherein:

- (a) the step of concluding that the protective device operated includes flagging the power outage information that is used in the conclusion; and
- (b) the step of calculating the cumulative possibility that each protective device operated includes:
 - (i) unflagging the power outage information when the outage determination conclusion is rejected; and
 - (ii) calculating the cumulative possibility that each protective device operated as a function of the unflagged power outage information.

10. The method of claim 9, wherein the step of calculating the cumulative possibility that each protective device operated is accomplished by summing the possibilities associated with the unflagged power outage information for each protective device.

11. Apparatus for determining the location of the protective device immediately upstream of the probable location of a fault causing a power outage in a power distribution system having a power distribution grid with a power source connected to a plurality of terminal nodes by grid branches and corresponding protective devices whose operation minimizes the deleterious effects of power outages, and a control station, comprising:

- (a) a memory for storing program instructions;
- (b) means for inputting information relating to the power distribution grid; and

- (c) a processing unit, coupled to said memory and said input means, for determining the location of a fault by:
 - (i) determining distribution system information based on the power distribution grid;
 - (ii) determining power outage information describing the terminal node to which the power outage information is related;
 - (iii) identifying a set of possibly operated protective devices by upstream tracing from the terminal node about which the power outage information was determined to the power source;
 - (iv) calculating a possibility that each protective device operated;
 - (v) calculating a cumulative possibility that each protective device operated as a function of the power outage information;
 - (vi) comparing the cumulative possibility that each protective device operated to a predetermined confidence threshold; and
 - (vii) if the cumulative possibility that a given protective device operated is greater than the confidence threshold, concluding that the protective device operated.

12. The apparatus of claim 11, wherein said processing unit determines distribution system information based on the power distribution grid by:

- (a) determining distribution system topology; and
- (b) determining distribution protection schema.

13. The apparatus of claim 12, wherein the distribution system topology includes an ordered list of the parent-child relationships that exist along the grid branches between the terminal nodes and the power source.

14. The apparatus of claim 12, wherein the distribution protection schema includes an ordered list of each protective device and its corresponding backup protective device.

15. The apparatus of claim 11, wherein said processing unit determines the power outage information by receiving calls to the control station from customers documenting loss of power in the power distribution grid.

16. The apparatus of claim 11, wherein said processing unit determines the power outage information by receiving reports from monitoring sources that automatically alert the control station after loss of power is identified in the power distribution grid.

17. The apparatus of claim 11, wherein the possibility that each protective device operated is a function of the sequence order of the protective device.

18. The apparatus of claim 11, wherein said processing unit calculates the cumulative possibility that each protective device operated by summing the possibilities associated with the power outage information for each protective device.

19. The apparatus of claim 11, wherein:

- (a) as part of concluding that the protective device operated, said processing unit flags the power outage information that is used in the conclusion; and
- (b) said processing unit calculates the cumulative possibility that each protective device operated by:
 - (i) unflagging the power outage information when the outage determination conclusion is rejected; and
 - (ii) calculating the cumulative possibility that each protective device operated as a function of the unflagged power outage information.

20. The apparatus of claim 19, wherein said processing unit calculates the cumulative possibility that each protective device operated by summing the possibilities associated with the unflagged power outage information for each protective device.

* * * * *